

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

VOLUMEN IV

1982

333.794

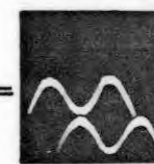
C718e

Ej.1

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
FONDO NACIONAL DE PROYECTOS DE DESARROLLO

# ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA

INFORME FINAL  
VOLUMEN IV



CONSULTORES

MEJIA MILLAN Y PERRY LTDA

BOGOTA , JULIO DE 1982

17

18-08

STATIONARY WINDS  
SOUTH

1. 10. 1911

1. 10. 1911

1. 10. 1911

1. 10. 1911



La evaluación de la expansión del sector carbón se llevó a cabo a partir de la cuantificación de la oferta de carbón en el país y la proyección de los precios internos y externos del mineral.

Con base en lo anterior se efectuó la evaluación económica del mercado interno mediante la aplicación de un Modelo elaborado para el cálculo de los costos netos en valor presente.

Asimismo se estructuró un Modelo para el estudio de los posibles proyectos de exportación que considera alternativas en las modalidades previstas para la asociación con firmas extranjeras.

A continuación se resume la metodología y modelos utilizados.

A. Metodología para la Cuantificación de la Oferta de Carbón

La cuantificación de la oferta de carbón en el país se efectuó con base en las cifras sobre reservas "in situ" existentes en las siete principales zonas carboníferas en lo referente a carbones coquizantes, aglomerantes y térmicos (16522 Millones de toneladas en total)<sup>1/</sup>. Se evaluaron las cantidades que es posible recuperar discriminando aquellas sobre -

---

1/ Reservas parciales, hasta los 600 m de profundidad.

las cuales se tiene un mayor grado de conocimiento geológico (reservas demostradas) con relación a las menos conocidas (reservas inferidas).

Se homologaron las características principales de la producción actual en las regiones carboníferas del país haciendo referencia a las limitaciones existentes en la capacidad de producción y a los bajos precios que presenta el sector debido a las condiciones del mercado y a la existencia de una minería rudimentaria y artesanal.

Asimismo se estudiaron las posibilidades para la extracción del mineral con base en el planteamiento, a nivel preliminar, de "proyectos típicos de minería" y se estimaron los costos de extracción y transporte correspondientes, con base en lo cual se clasificaron económicamente las reservas recuperables de carbón, en forma también preliminar.

Esta clasificación permitió efectuar a nivel regional la proyección de los precios internos de carbón en forma tal de incrementarlos convenientemente hasta el nivel de los costos de extracción y transporte.

Los proyectos de minería también permitieron obtener la base para la evaluación de la expansión de la capacidad de producción de carbón con destino tanto al mercado interno como a la exportación.

## B. Metodología para la Proyección de los Precios de Carbón.

### 1 Precios Internos

La proyección de los precios internos de carbón se realizó a partir de los estudios sobre la oferta de carbón en el país y a partir de las siguientes investigaciones :

- Proyección de la demanda de carbón (según la metodología descrita en la sección correspondiente y en coordinación con la proyección de los precios del mineral formando precisamente un ciclo iterativo).
- Simulación del comportamiento futuro del mercado en cada región con el propósito de establecer los precios futuros asociados a las proyecciones de demanda.

La proyección de precios se llevó a cabo año por año, durante el lapso 1981-2000, con ayuda de un Modelo programado para ser utilizado en el computador digital.

El sistema considerado por el Modelo se representa mediante los siguientes mercados regionales de producción y demanda de carbón.

MERCADO 1 - Termoeléctricas, industrias y residencias atendidas con la producción carbonífera de Cundinamarca y Boyacá.

MERCADO 2 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Tasajero atendidas en Norte de Santander.

MERCADO 3 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Yumbo en el Valle de Cauca.

MERCADO 4 - Industrias, residencias y termoeléctrica de Amagá en Antioquia.

MERCADO 5 - Termoeléctricas, industrias y residencias de la Costa Atlántica atendidas con carbón del Cerrejón.

MERCADO 6 - Industria del cemento (y futuras termoeléctricas) atendidas con carbón del Alto San Jorge.



El establecimiento de estos seis mercados fué necesario a fin de lograr una precisión adecuada a los resultados del estudio (mediante un conveniente desagregamiento del mercado nacional) en lo referente a costos globales de extracción y transporte del mineral, tomando en consideración las restricciones institucionales inherentes a los derechos sobre las reservas de carbón.

Se observa que con la asignación realizada de las reservas para cada mercado se optimiza el suministro al evitarse costosos transportes entre mercados, tal como lo sugieren los resultados en los cálculos económicos previos al Modelo.

El modelo elaborado para la simulación del comportamiento futuro de cada mercado considera, para cada uno de ellos, una serie de  $N$  bloques de reservas para el suministro de la demanda en cada año  $i$  ( $D_i$ ). Cada bloque está caracterizado por el tonelaje recuperable total ( $C_n$ ), la extracción máxima en cada año futuro ( $E_{in}$ ) y el costo unitario de la explotación ( $e_n$ ) asociado.

La simulación del proceso de producción y consumo en cada mercado se representa para cada año  $i$  con el objetivo de minimizar los costos y atender la demanda en la siguiente for

ma (nótese que los costos de transporte se toman en forma externa a la simulación, considerándolos particulares a cada sector de la demanda en cada región) :

minimice

$$\sum_{n=1}^N P_{in} \cdot C_n$$

Sujeto a

Donde

$$\sum_{n=1}^N P_{in} \geq D_i \quad \text{para } n = 1, \dots, N \text{ (#de Bloques)}$$

$$\sum_{j=1}^i P_{jn} \leq C_n \quad i = 1, \dots, I \text{ (#de Años)}$$

$$P_{in} \leq E_{in}$$

Donde  $P_{in}$  constituye la variable asociada a la producción en el bloque  $n$  durante el año  $i$ .

La resolución del modelo se logró mediante un algoritmo sencillo de asignación óptima.

Los resultados obtenidos en la simulación de cada mercado permiten establecer los costos marginales de largo plazo de la minería y el transporte en cada año del período de análisis con base en lo cual se estructuró la proyección de los

precios considerando el crecimiento real de los costos de combustibles y mano de obra y una tasa de crecimiento tal que los precios alcancen los costos.

Tal evaluación ha sido realizada, para cada región, con base en una proyección exponencial del siguiente tipo :

$$P_i = [PA + (C-PA) (1-e^{-T \cdot i})] \cdot (1+r)^i$$

Donde :

- P<sub>i</sub> = precio en el año i, expresado en Col\$ de Dic.79.
- PA = Precio actual, en Col\$ de Dic.79.
- C = Costo futuro de minería y transporte por tonelada, en Col\$ de Dic.79.
- T = Coeficiente estimado en forma tal que en el quinto año el precio alcance el 90% de los costos.
- r = Tasa anual de crecimiento promedio real de los costos totales por concepto de mano de obra y combustibles.

Como precios actuales del carbón se utilizaron los correspondientes al promedio estimado para cada región, existentes hacia finales de 1979.

### 1 Precios

Los costos futuros se calcularon a partir de proyectos típicos de minería considerando los costos actuales estimados de transporte.

por la

Dada la incertidumbre inherente a la evaluación realizada, debido esencialmente a la falta de información y estudios sobre las futuras minas y a la relativa heterogeneidad geológica encontrada para los yacimientos carboníferos dentro de cada región, se han considerado dos versiones referentes a dichos costos, a saber :

de a

a. Estimación "baja" de costos, con base en minas típicas concebidas con bajo y mediano grado de mecanización para el interior del país. Para la Costa Atlántica se consideró el proyecto de explotación del Cerrejón Central conforme a los estudios de minería realizados por la Montreal Eng.Co. y de transporte de carbón efectuados por Parsons Brinckerhoff, ambos para CARBOCOL.

b. Estimación "alta" de costos, con base en minas típicas concebidas con mayor grado de mecanización para el Interior del país. Para la Costa Atlántica se consideró en este caso, un incremento del 20% sobre los costos correspondientes al caso a. <sup>1/</sup>

<sup>1/</sup> Para mayor detalle véase los informes relativos a la Minería del carbón en los cuales se presentan los proyectos típicos de minería (ANEXO IV.B del Informe Final Preliminar.)



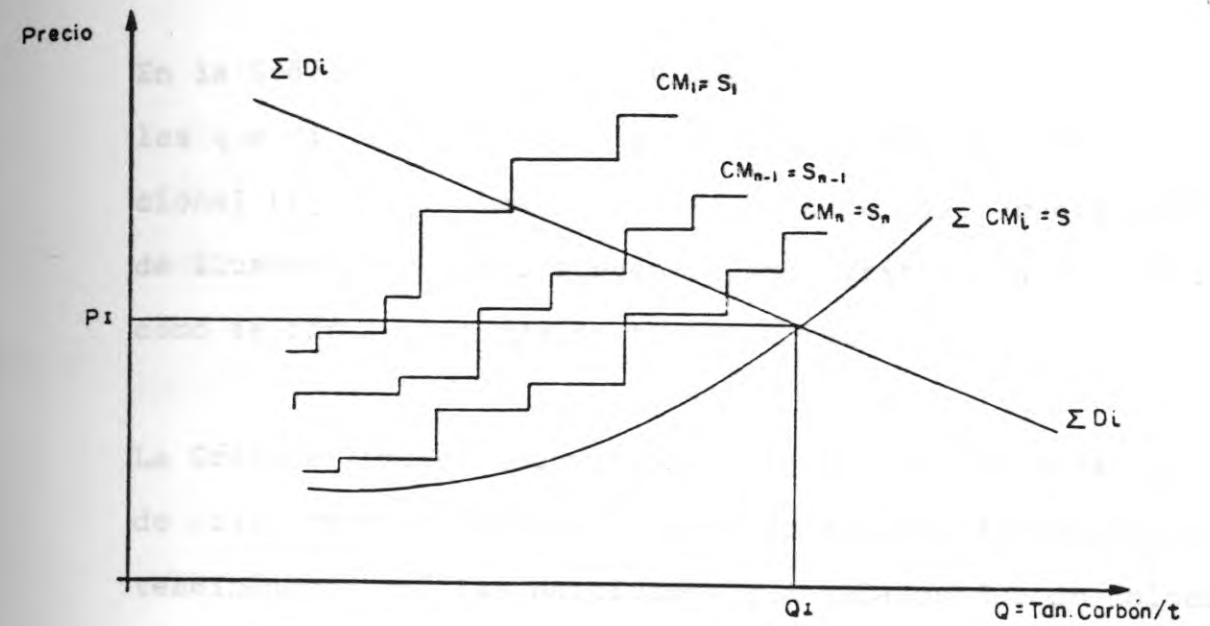
## 2 Precios Externos

Los estudios revisados hasta el presente están de acuerdo - en que el mercado internacional del carbón se caracterizará por la "competencia", es decir, formado un precio de mercado por la interacción de la oferta de los diferentes productores y la demanda de los diferentes compradores <sup>1/</sup>. Cada productor toma ese precio y coloca sus cantidades de producto en el mercado de acuerdo a sus condiciones tecnológicas de producción y costos de producción y transporte. Ningún productor en particular está en capacidad de satisfacer toda o gran parte de la demanda a nivel internacional y cualquier incremento en la demanda por encima de las cantidades previstas puede ser satisfecha por cualquiera de los oferentes.

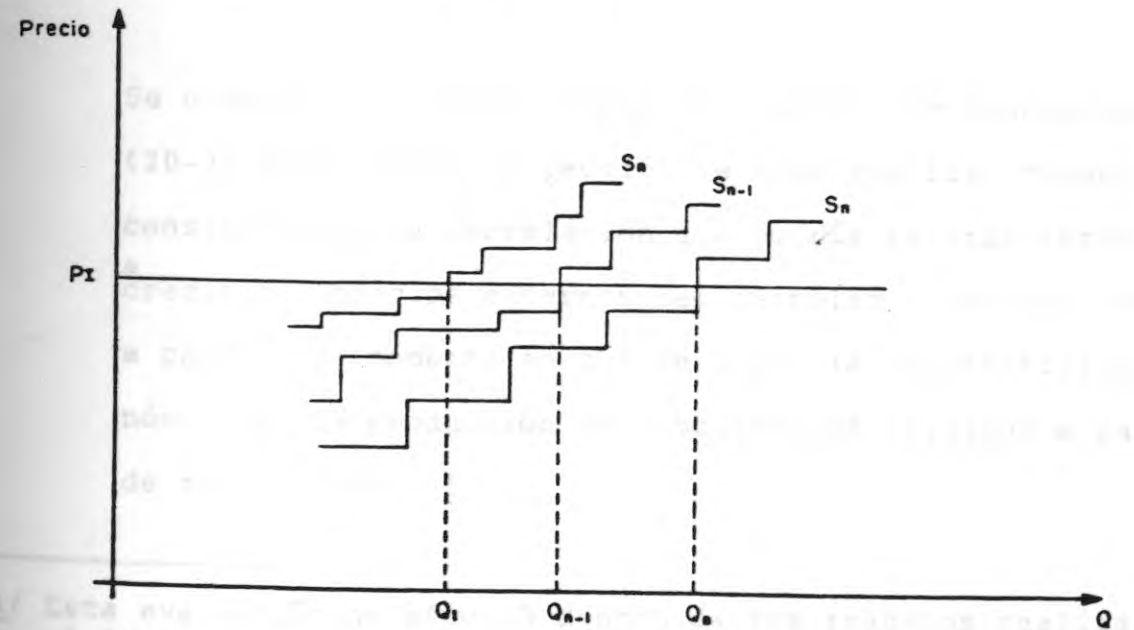
La oferta del mercado es el resultado de la suma de las curvas de costos marginales de los diferentes oferentes. Así, el productor marginal se define como aquel con costos marginales más altos y es en este sentido en que cada productor afecta el precio, es decir, dependiendo de su posición de su curva de costos marginales. Los productores con costos marginales más bajos ganan una "renta" según el precio que se establezca en el mercado. Las gráficas a continuación - ilustran el caso.

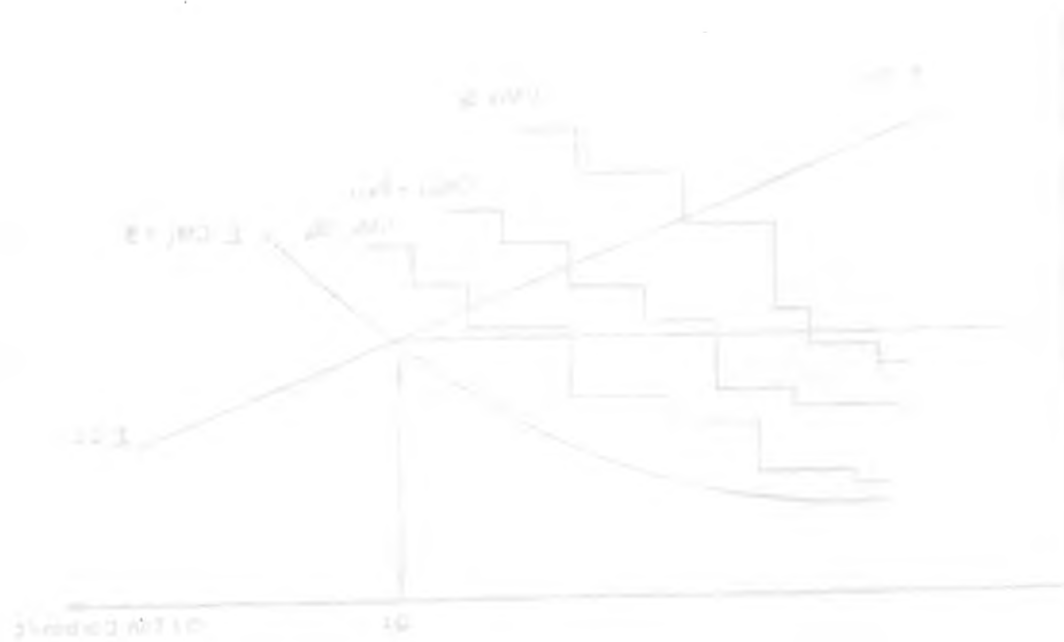
1/ Dicha demanda está afectada por las políticas de protección, - por el desarrollo del sector eléctrico en cada país (núcleo electricidad vs. generación termoeléctrica a carbon), etc.

GRAFICA - 1



GRAFICA - 2





En la Gráfica 1 están las curvas de demanda y oferta totales que fijan los precios y cantidades del mercado internacional ( $P_I$ ,  $Q_I$ ). Las curvas  $S_1$  a  $S_n$  se colocaron a manera de ilustración. Solo sirven en esta gráfica para mostrar - como se forma la curva de oferta total.

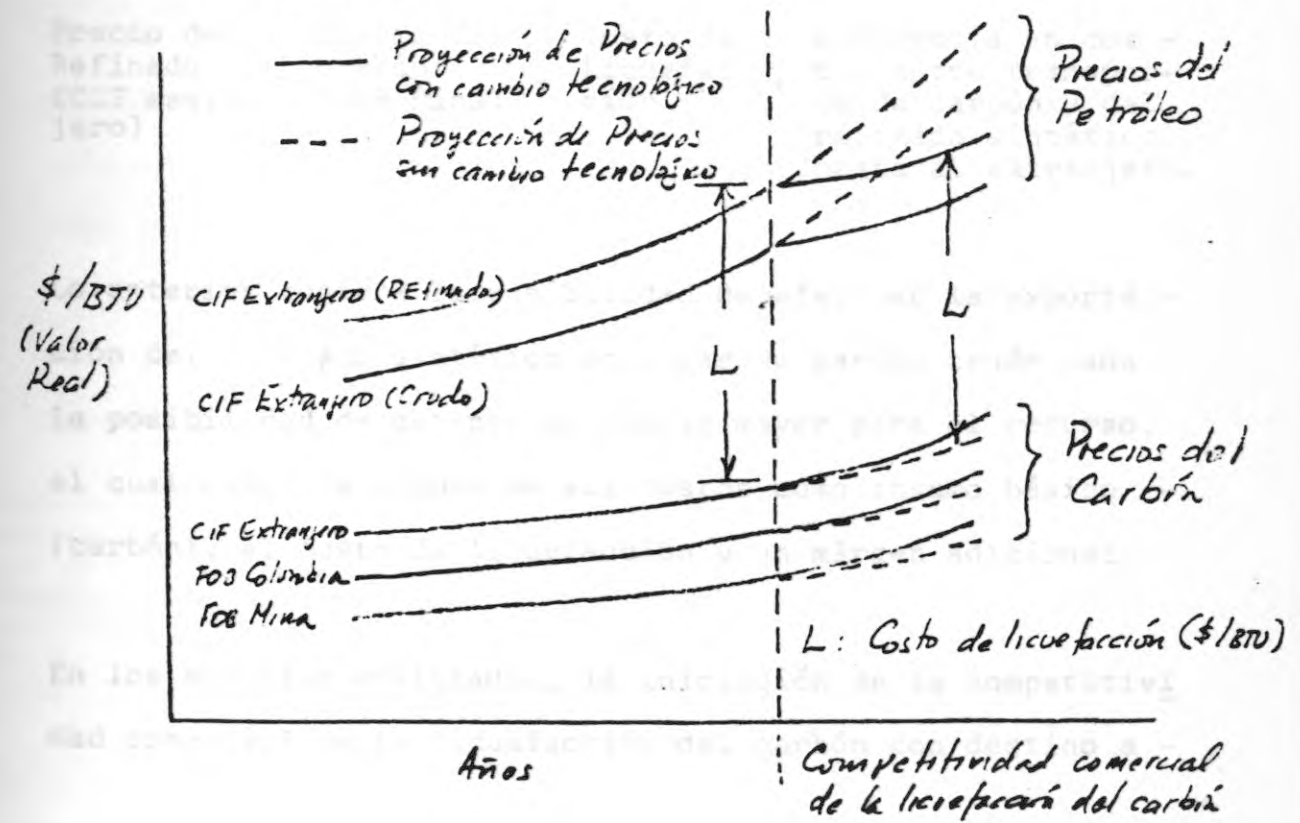
La Gráfica 2 muestra como al precio de mercado cada curva de costo marginal (oferta) corta esta curva de demanda y de terminándose así las cantidades que cada productor colocaría en el mercado. Los países con tecnologías más eficientes y menores costos están en capacidad de colocar mayores cantidades al precio de mercado prevaleciente.

Se observa que para el final del período de planeamiento - (20-30 años) dicha proyección se debe realizar tomando en - consideración la correlación que podría existir entre los - crecientes precios externos del petróleo y los del carbón, a partir del momento en que se logre la competitividad económica en la producción de combustibles líquidos a partir - de este último. 1/

1/ Esta evaluación se efectuó dentro de los trabajos realizados por el ENE y los resultados correspondientes se presentan en el Estudio Preliminar Internacional del Carbón Térmico, Anexo IV-E del Informe Final Preliminar.

En esta forma la proyección de los precios del carbón involucra la tecnología de su procesamiento y la evaluación energética mundial actual, mediante la cual las economías han comenzado a adaptarse a pagar el verdadero valor económico, creciente con el tiempo, de los recursos energéticos no renovables.

La figura adjunta ilustra, en términos generales, las principales consideraciones que se deben establecer para la proyección del precio del carbón para exportación y su relación con los del petróleo.





Se observa que a partir del momento en que la licuefacción del carbón sea comercial se prevé un incremento en la tasa de aumento del precio real del carbón y una cierta reducción en la correspondiente al petróleo.

Asimismo se considera que bajo esta situación, en las exportaciones colombianas se podría llegar a tener la posibilidad de ahorrar costos de transporte en el energético dando origen a un posible mayor precio para este, representado en la siguiente forma :

Precio del Refinado (CIF extranjero)	=	Precio del carbón (FOB Mina)	+	Costo de Licuefacción	+	Diferencia en costos entre transporte de carbón y del refinado sintético hasta el extranjero.
--------------------------------------	---	------------------------------	---	-----------------------	---	---

Lo anterior sugiere la posibilidad de efectuar la exportación del refinado sintético en lugar de carbón crudo dada la posibilidad de obtener un precio mayor para el recurso, el cual cubriría además de sus costos como insumo básico (carbón), el costo de licuefacción y un margen adicional.

En los estudios realizados, la iniciación de la competitividad comercial de la licuefacción del carbón con destino a -



la exportación se ha estimado que ocurrirá alrededor del -  
año 2000 (durante el lapso 1996-2005), hacia el final del  
período de planeamiento establecido para el Estudio Nacio -  
nal de Energía. 1/

En el presente estudio se utilizaron las proyecciones de -  
precios realizados por INTERCOR y SHELL con base en los cri -  
terios anteriores, precios CIF Rotterdam, a partir de los -  
cuales se estimaron los precios FOB Colombia.

Debe observarse que se encontró diferencias significativas  
en las expectativas futuras de precios para cada una de es -  
tas dos entidades, las cuales se originan principalmente en  
la manera como cada una de ellas percibe el futuro del mer -  
cado de carbón.

Para el año 1985 se encontró que el pronóstico Bajo de In -  
tercor es igual o más bajo que el precio pronosticado para

1/ Debe señalarse que en lo referente a carbones térmicos del inte -  
rior del país, destinados al consumo interno, es posible que la  
licuefacción o gasificación llegue a ser económicamente atracti -  
va en una época diferente según lo indique su comparación económica -  
con los suministros alternativos de gas, gasolina y eventualmen -  
te metanol.

Por este motivo, en el Capítulo 5 se presenta el costo corres -  
pondiente a la obtención de estos combustibles sintéticos a par -  
tir del carbón en las diferentes regiones del país.

Shell en sus pronósticos Alto o Bajo. Entre 1985 y 1990 - cualquiera de los pronósticos de Intercor son mayores que los de Shell. Las diferencias absolutas se aumentan con el transcurso del tiempo.

En razón de lo anterior se óptó por trabajar con un rango de precios externos efectuando análisis de sensibilidad a variaciones en el mismo.

C. Modelo para la Evaluación de la Expansión del Sector

Para la evaluación de la expansión del sector se estructuró un Modelo que evalúa los costos netos de inversión y operación asociados al sector (descontando los ingresos provenientes de la exportación) con el objetivo de obtener los indicadores económicos necesarios para complementar la evaluación global del Sector Energético.

Para la elaboración de los flujos financieros del sector carbón se ha utilizado el programa standard "VISICALC", el cual se procesa actualmente en microcomputador.

Para cada caso de evaluación el modelo utiliza los resultados de los submodelos representativos del mercado interno y

de las exportaciones en asociación (véase el siguiente numeral), además de cierta información que requiere ser procesada manualmente y en forma externa al modelo. A partir de esta información el modelo calcula el flujo financiero año a año y el valor presente del ingreso neto asociado a la expansión del sector, determinando a la vez los costos o beneficios que pueden derivarse de la información primaria, tales como los costos de Operación y Mantenimiento, los beneficios adicionales por generación de divisas y de mano de obra (dadas las diferencias en los costos de oportunidad privadas y sociales) y la corrección terminal por reservas al final del período.

El modelo permite obtener cuatro cuadros para cada CASO DE EVALUACION :

- a. Cuadro 1: Resumen de cantidades físicas de carbón : demanda interna y exportaciones, reservas, transporte y producción. Adicionalmente resume los precios internos y las ventas nacionales.
- b. Cuadro 2 : Ingresos por exportación y Egresos por inversiones (exploración, minería e infraestructura).



c. Cuadro 3 : Cálculo del valor presente de los costos netos de la expansión considerando los precios sombra de las divisas y la mano de obra, de acuerdo a la composición de los costos de inversiones y de Operación y Mantenimiento.

d. Cuadro 4 : Flujo de caja global asociado con la expansión del Sector, sin considerar créditos.

El modelo calcula las siguientes cifras para cada uno de tales cuadros :

CUADRO 1

- Transporte Interno : En el caso de Cundinamarca-Boyacá se utilizan porcentajes con respecto a la demanda industrial y al consumo de termoeléctricas, para determinar los volúmenes a transportar a Bogotá, Zipaquirá y Paipa. Los volúmenes de transporte entre regiones (Cundinamarca y Antioquia al Valle) se deben suministrar como datos de entrada al modelo.
- Reservas Remanentes : A partir de las reservas iniciales en cada yacimiento, el modelo calcula las reservas remanentes al final de cada año.

CUADRO 2

- Totaliza para cada año los valores de Ingresos y Egresos (Inversiones en minería e infraestructura).
- Calcula el valor presente de estos flujos.

CUADRO 3

- Calcula para cada año los costos (o incrementos en costos) de operación y mantenimiento y de transporte con base a la información del Cuadro No.1 y a partir de los costos unitarios asociados a cada mina y cada enlace de transporte.
- Calcula el valor presente de estos costos.
- Calcula para cada año los beneficios globales por generación de divisas y mano de obra no calificada.
- Calcula el valor presente de los anteriores rubros y del flujo neto total considerando la valoración de las reservas remanentes al final del período.

CUADRO 4

- Calcula el flujo de caja total del sector a partir de los ingresos por ventas nacionales y la exportación y los costos de inversión, operación y mantenimiento.

En el ANEXO XII-3 se presenta el Manual del Usuario referente a este Modelo.

D. Modelo para el Estudio de los Proyectos de Exportación

Para los estudios de la exportación del carbón en asociación con firmas extranjeras, se elaboró un programa de computador que se utilizó para proyectar los flujos financieros del proyecto de exportación de carbón del Cerrejón, para CARBOCOL y el GOBIERNO, el cual permite hacer análisis de sensibilidad a diferentes parámetros (precios, nivel de producción, relaciones de deuda a capital propio, etc). Este programa se utilizó también para la investigación preliminar de otros posibles proyectos.

1 Característica general de la Asociación CARBOCOL-INTERCOR

En cumplimiento de sus objetivos la empresa estatal Carbo - nes de Colombia S.A, CARBOCOL, celebró un contrato de aso-

ciación, por partes iguales, con la Sociedad International Colombia Resources Corporation, INTERCOR, empresa filial de EXXON Corporation de los Estados Unidos, para la explotación y exportación de 15 MT/año de los recursos carboníferos del Bloque B del yacimiento del Cerrejón.

Este contrato de asociación contempla que las dos partes, - es decir CARBOCOL e INTERCOR, repartirán entre sí los costos de inversión y operación y los riesgos en un 50% cada uno. Las propiedades adquiridas durante el desarrollo del contrato y el carbón producido pertenecerán a cada parte en la misma proporción.

La duración prevista para el contrato es de 30 años, divididos en tres años de exploración, cuatro años para el montaje de la mina y la infraestructura y 23 para la explotación del yacimiento.

Los gastos de exploración fueron por cuenta de INTERCOR, - quién también será el operador del proyecto.

INTERCOR entregará a CARBOCOL como regalía el 15% de la producción de carbón que le corresponde a INTERCOR, la cual podrá ser en dinero o en especie. Adicionalmente se distri -



buirán las utilidades de INTERCOR que excedan del 35% anual de su inversión acumulada histórica originando así un ingreso adicional para CARBOCOL (ingreso de participación).

INTERCOR estará sujeto, como cualquier empresa comercial, a una tasa de impuestos de renta del 40% y a un impuesto del 20% sobre las remesas de utilidades.

Para conocer la incidencia de este contrato y de otros similares en el futuro tanto para la Nación como para las empresas CARBOCOL e INTERCOR, se preparó un modelo para simular su comportamiento futuro, el cual efectúa análisis de sensibilidad respecto a las variables y parámetros más importantes involucrados en el contrato.

## 2 Modelo para la Simulación Financiera

Los parámetros más importantes que permite considerar el modelo se refieren a :

- Nivel de producción de carbón.
- Nivel de precios de carbón.
- Costos de Inversión.
- Costos de Operación

- Relaciones de deuda a capital propio.
- Deducción de intereses para el cálculo del ingreso de participación y de los impuestos.
- Nivel de regalía.
- Nivel de utilidad básica para el cálculo del ingreso de participación.
- Revaluación de inversiones para el cálculo del ingreso de participación.

#### Definición

A continuación se describen las ecuaciones básicas que representan el Modelo.

Para cada año  $n$  del período de explotación el programa calcula los siguientes rubros relativos a los resultados financieros del proyecto :

$$\text{Ingresos}_n = \text{Ton}_n \times \text{Precio}_n$$

$$\text{Costos de operación} = \text{Ton}_n \times \text{costo} \times (\text{Icost})^n$$

$$\text{Regalía}_n = (\text{Ingresos}_n - \text{Costo transporte}_n) \times R$$

donde :

$\text{Ton}_n$  = Producción en millones de toneladas en el año  $n$ .  
Para el caso básico de asociación Intercor-Carbocol son 15 millones de toneladas.

Precio<sub>n</sub> = Precio del carbón en US\$/ton (FOB puerto Colombiano en el año n.

R = Nivel de regalía. En el caso Intercor-Carbo - col es del 15% sobre la producción perteneciente a la compañía extranjera.

Costo = Costo de operación en US\$/ton.

Costo Transporte<sub>n</sub> = Ton<sub>n</sub> x Tarifa x (Itar)<sup>n</sup>

Tarifa = Costo de transporte Mina-Puerto (en US\$/ton)<sup>2/</sup>

Icost, Itar = Son los índices de incrementos anuales en los costos de operación y tarifas de transporte.

Adicionalmente se calcula el ingreso básico y el de participación en la forma siguiente :

$$I \text{ Básico}_n = \frac{1/}{Inversión_n} \times UBásico + \frac{\text{Costo operac.}}{2} + \text{Regalía}_n + \frac{\text{Depreciación}_n}{2}$$

UBásica = Utilidad básica aplicable a la inversión acumulada. En el caso Intercor-Carbocol este valor es del 35%.

<sup>1/</sup> Inversión realizada por el socio extranjero

<sup>2/</sup> En las simulaciones del caso CARBOCOL-INTERCOR se ha empleado un valor tentativo de esta tarifa la cual todavía está por establecer.

Además existe la opción de incluir los intereses en el cálculo del Ingreso Básico ( no aplicable al caso de Asociación Intercor-Carbocol ).

El ingreso de participación para el año n se calcula con las fórmulas previstas en el contrato de Asociación Intercor-Carbocol, de la siguiente forma :

$$IPx = (\text{Ingresos}_n / 2 - \text{IBásico}_n)$$

$$Ipe = (IPx) \times (2.5 / \text{PROD.X})$$

$$IPCe = 0.0002064 \times Ipe \quad 2.46 \text{ para } 0 \leq Ipe < 250 \quad (1)$$

$$= 123.95 + (Ipe - 250) \times 0.9 \text{ para } Ipe \geq 250 \quad (2)$$

$$IPCx = IPCe * (\text{PROD.X} / 2.5)$$

La ecuación (1) se obtuvo al efectuar una regresión matemática de los valores de la tabla establecida en el contrato de asociación para el cálculo del ingreso de participación. La ecuación (2) es idéntica a la prevista en el contrato para ingresos de participación efectivos mayores de US/250 millones.

Las variables son :

IBásico<sub>n</sub> = Es el Ingreso Básico. En el caso de Intercor - Carbocol se calcula con el 35% sobre la inversión acumulada (en dólares sin revaluar ni depreciar). Existe la opción de incluir la revaluación <sup>1/</sup>

<sup>1/</sup> Esta opción sin embargo, no se emplea en la simulación del contrato CARBOCOL-INTERCOR.



- IPx = Ingreso de participación a X millones de toneladas.  
 IPe = Ingreso de participación efectivo.  
 IPCe = Ingreso de participación efectivo para el socio nacional.  
 IPCx = Ingreso de participación para el socio nacional en millones de dólares, a X millones de toneladas de producción de carbón del socio extranjero.  
 PROCD.X = Producción correspondiente a la compañía extranjera en millones de toneladas (7.5 en el caso Intercor - Carbocol).

El cálculo de impuesto para el socio extranjero se efectúa así :

$$\text{Impuesto}_n = 0.52 \times \text{UTIL}_n$$

$$\text{UTIL}_n = \frac{\text{Ingresos}_n}{2} - \frac{\text{Costos operación}_n}{2} - \text{regalía}_n - \text{IPCx}_n - \text{Intereses}_n - \text{Depreciación}_n$$

Se observa que para efectos fiscales se puede considerar la deducción de intereses sobre créditos. <sup>1/</sup> El pago de estos créditos se ha supuesto en cuotas anuales constantes.

<sup>1/</sup> Esta opción sin embargo, no se emplea en la simulación del Contrato CARBOCOL-INTERCOR.

Los resultados

Los intereses se han calculado como :

$$\text{Intereses}_n = \text{Inversión}_n \times \text{Deuda} \times \text{Rate}$$

donde :

$$\text{Util}_n = \text{Utilidades}$$

$$\text{Deuda} = \text{Porcentaje de la Inversión financiada con créditos.} \\ \frac{1/}{}$$

$$\text{Rate}_n = \text{Tasa de interés de los créditos } \frac{1/}{}$$

La amortización del capital se calcula como :

$$\text{Amortización}_n = \text{CRF (Rate, NCred)} - \text{Intereses}_n$$

Siendo CRF : Factor de recuperación del capital a la ta-  
sa = Rate y en el plazo = NCRED

Se pueden considerar dos clases de créditos, diferentes para los períodos de montaje y de explotación de la mina, tanto en plazos para la amortización del capital como en intereses y porcentajes de deuda.

Para determinar el flujo de caja neto se calcula :

$$\text{Flujo Caja}_n = \text{Util}_n + \text{Depreciación}_n + \text{Crédito} - \text{Inversión}_n \\ - \text{Impuesto}_n - \text{Amortización}_n$$

1/ No aplicable al caso de Asociación INTERCOR-CARBOCOL para el proyecto del Bloque B del Cerrejón.

Los resultados que permite obtener el modelo son :

SECTOR III

- Flujos de caja y rentabilidades, antes y después de impuestos, para los participantes en el contrato y la Nación.

Los modelos

- Regalía e Ingreso de participación

y bajo

- Impuestos, amortización, intereses y utilidades de los participantes en el contrato.

Los modelos

Cuadro

Por un lado, el modelo permite determinar los flujos de caja y rentabilidades antes y después de impuestos para los participantes en el contrato y la Nación. Este modelo se basa en los datos de inversión y producción de la actividad petrolera, considerando los costos de explotación y los ingresos por regalías e ingresos de participación. El modelo también permite determinar los impuestos, la amortización, los intereses y las utilidades de los participantes en el contrato.

Por otro lado, el modelo permite determinar los flujos de caja y rentabilidades antes y después de impuestos para los participantes en el contrato y la Nación. Este modelo se basa en los datos de inversión y producción de la actividad petrolera, considerando los costos de explotación y los ingresos por regalías e ingresos de participación. El modelo también permite determinar los impuestos, la amortización, los intereses y las utilidades de los participantes en el contrato.

El modelo permite determinar los flujos de caja y rentabilidades antes y después de impuestos para los participantes en el contrato y la Nación. Este modelo se basa en los datos de inversión y producción de la actividad petrolera, considerando los costos de explotación y los ingresos por regalías e ingresos de participación. El modelo también permite determinar los impuestos, la amortización, los intereses y las utilidades de los participantes en el contrato.

## SECTOR HIDROCARBUROS

## A. ESTRUCTURA DE LOS MODELOS

Los modelos desarrollados en el sector de petróleo y gas tienen por objeto analizar alternativas de oferta de crudos, gas y derivados para una proyección dada de demanda y bajo distintos escenarios de precios internacionales y diversas opciones de política energética (precios internos, niveles de exploración de Ecopetrol, etc.)

Los modelos interactúan entre sí como se demuestra en el Cuadro No.1

Por un lado, el modelo de comportamiento exploratorio de compañías extranjeras sobre la base de precios internos e internacionales, produce un pronóstico del número de pozos exploratorios en contratos de asociación y concesión. Estos, sumados al nivel exploratorio de Ecopetrol <sup>1/</sup>, alimentan el modelo exploratorio propiamente dicho, en el cual se preparan estimativos probalísticos de hallazgos de yacimientos y de las correspondientes producciones. Para eso, se utiliza la historia exploratoria y la información recogida en la encuesta sobre posibilidades de hallazgos de petróleo y gas.

Por otro lado, con la ayuda de modelos <sup>2/</sup> de producción de petróleo y gas en los yacimientos conocidos y de análisis

---

<sup>1/</sup> Variable de política.

<sup>2/</sup> Estimados estadísticamente.



económicos sobre recuperación secundaria, se obtienen los estimativos de producción de los campos descubiertos hasta la fecha.

La agregación de la producción proveniente de los yacimientos conocidos con aquella resultante del esfuerzo exploratorio, constituye la oferta de petróleo y gas.

Esta oferta potencial puede resultar ampliamente superior a la demanda, en cuyo caso debe estudiarse su posible exportación o el diferimiento de su producción. Por el contrario si la oferta potencial es inferior a la demanda, es necesario considerar la importación.

De todas formas, la oferta de petróleo alimenta el modelo de refinación, el cual prepara el programa de expansión de refinerías con su localización, analiza el mercado de importación y exportación de crudos y derivados y establece las necesidades de transporte.

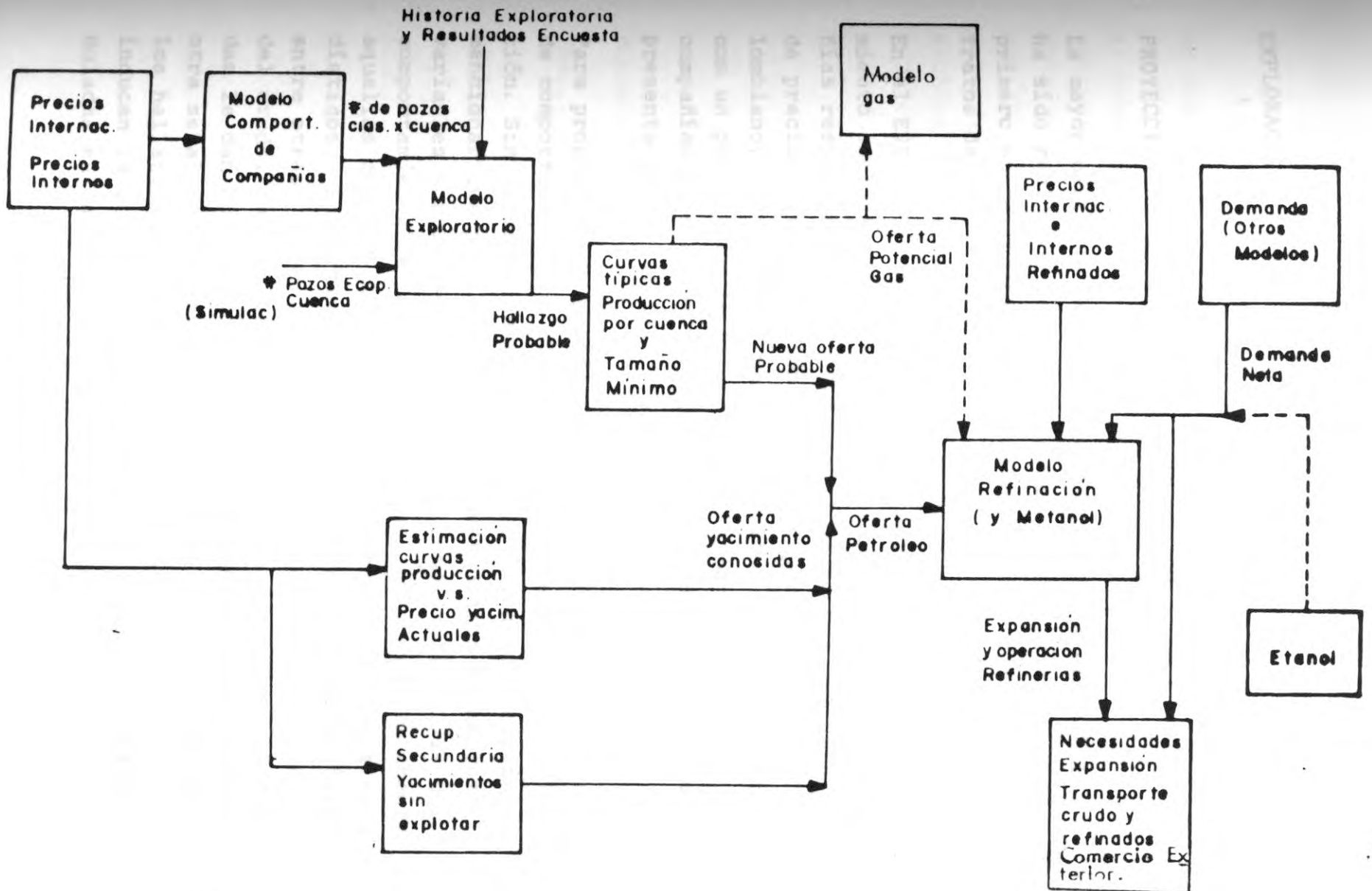
Igualmente, los yacimientos conocidos de gas y los nuevos hallazgos se analizan por medio del modelo de gas, para establecer los desarrollos y producción de los mismos, - así como los costos de oportunidad del gas, de acuerdo a las condiciones de la demanda y los proyectos de gas analizados.

La estructura de los distintos modelos y la metodología seguida en su construcción y calibración se presenta en las secciones siguientes.

MODELOS PETROLERO Y GAS

Modelo Exploración y Evaluación

**MODELOS PETROLEO Y GAS**



## B. EXPLORACION

## 1. PROYECCION DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA

La mayor parte de la actividad exploratoria en Colombia ha sido realizada por parte de las compañías extranjeras, primero en contratos de concesión y recientemente en contratos de asociación.

En el ENE se consideró importante estudiar este comportamiento exploratorio para entender la manera como las compañías responden a las condiciones locales y a las señales de precios y contratación formuladas por el Gobierno Colombiano. De la misma manera, resulta necesario contar con un pronóstico de la actividad exploratoria de las compañías para alimentar el modelo exploratorio que se presenta más adelante.

Para propósitos de pronósticos, se construyó un modelo de comportamiento de compañías que se describe a continuación. Sin embargo, antes de entrar a comentarlo conviene mencionar que para llegar a él se estudiaron todas las variables corrientemente sugeridas como explicativas del comportamiento de las compañías y se incluyeron solamente aquellas con las que se obtuvieron buenos resultados estadísticos. En particular, se investigaron y se desecharon entre otras: i) el posible efecto de la disponibilidad del crudo, bajo el supuesto de que las compañías integradas le dan mayor importancia a este punto sobre cualquier otra señal de precios o condiciones de contratación, ii) los hallazgos importantes, con la hipótesis de que ellos inducen la actividad exploratoria, iii) las reservas acumuladas en las cuencas, con la creencia de que reflejan

en alguna medida las que faltan por descubrir.

Al comparar la actividad exploratoria en Colombia con la evolución de la misma en Norte América se encuentra una notoria semejanza, la cual sugirió su incorporación como variable explicativa del modelo. Igualmente, los precios<sup>1/</sup> del crudo, tanto internacionales como internos permiten explicar razonablemente las tendencias de la actividad exploratoria. Las series utilizadas pueden verse en el cuadro respectivo. Concretamente el modelo tiene la siguiente forma funcional.

$$\text{Log ENA}_{(t)} = \alpha + \beta \text{ Log PI}_{(t-3)} - \gamma \text{ Log DxPI}_{(t-3)}$$

$$\text{ECOL}_{(t)} = \theta + \delta \text{ ENA}_{(t-3)} + \text{PCOL}_{(t-1)}$$

Donde:

- ENA<sub>(t)</sub> = Pozos exploratorios (Wildcat) en norte América.  
 ECOL<sub>(t)</sub> = Pozos exploratorios en Colombia  
 PI<sub>(t)</sub> = Precio internacional  
 PCOL<sub>(t)</sub> = Precio interno en Colombia

D: Variable artificial definida como 0 para antes de 1974 y 1 para después de 1974.

---

<sup>1/</sup> En términos reales



Es decir, un modelo en dos etapas que se fundamenta en la siguiente concepción teórica. Las compañías preparan sus planes exploratorios para todas sus áreas de influencia de acuerdo a los niveles de precios internacionales; sin embargo, éstos no pueden traducirse en perforaciones sino después de un tiempo razonable pues es necesario realizar exploración previa, identificar prospectos y resolver problemas logísticos y de disponibilidad de equipos. En los países matrices de las compañías y probablemente en los grandes productores, dicho tiempo puede ser de aproximadamente tres años, mientras que en países con escasa producción o marginales (como Colombia) debe ser un poco mayor <sup>1/</sup>. En éstos últimos, y particularmente en los que las compañías deben vender su producción a precios prefijados, los planes exploratorios se ajustan de acuerdo a los precios internos del momento (en el modelo se incorpora un rezago de un año para las perforaciones).

La estimación de los parámetros utilizando la información del Cuadro , dió los siguientes resultados: Las cifras en paréntesis se refieren a la estadística t.

$$\text{Log ENA}(t) = 8.708 + 0.676 \log \text{PI}(t) - 0.237 \text{Log. DxPI}(t-3)$$

(6.73)      (4.5)      (2.9)

$$R^2 = 0.707$$

$$\text{ECOL}(t) = 5.031 + 0.995 \text{ENA}(t-3) \div 1000 + 0.275 \text{PCOL}(t-1)$$

(2.29)      (1.34)

$$R^2 = 0.674$$

<sup>1/</sup> Conceptualmente se esperaría un rezago de uno o dos años entre la actividad exploratoria de los países matrices y aquella de las naciones marginales. Sin embargo, el análisis estadístico indicó mejores ajustes para un rezago de tres años, el cual aunque parece ser un poco alto se dejó en el modelo por los mejores resultados obtenidos con él.

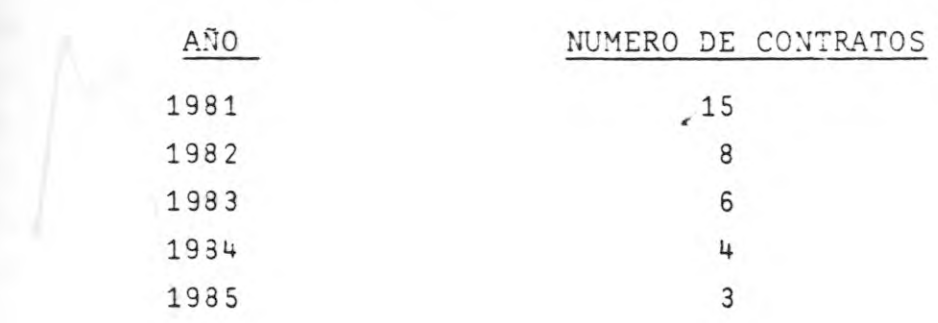
CUADRO No. 2.

HISTORIA EXPLORATORIA Y PRECIOS DE CRUDO

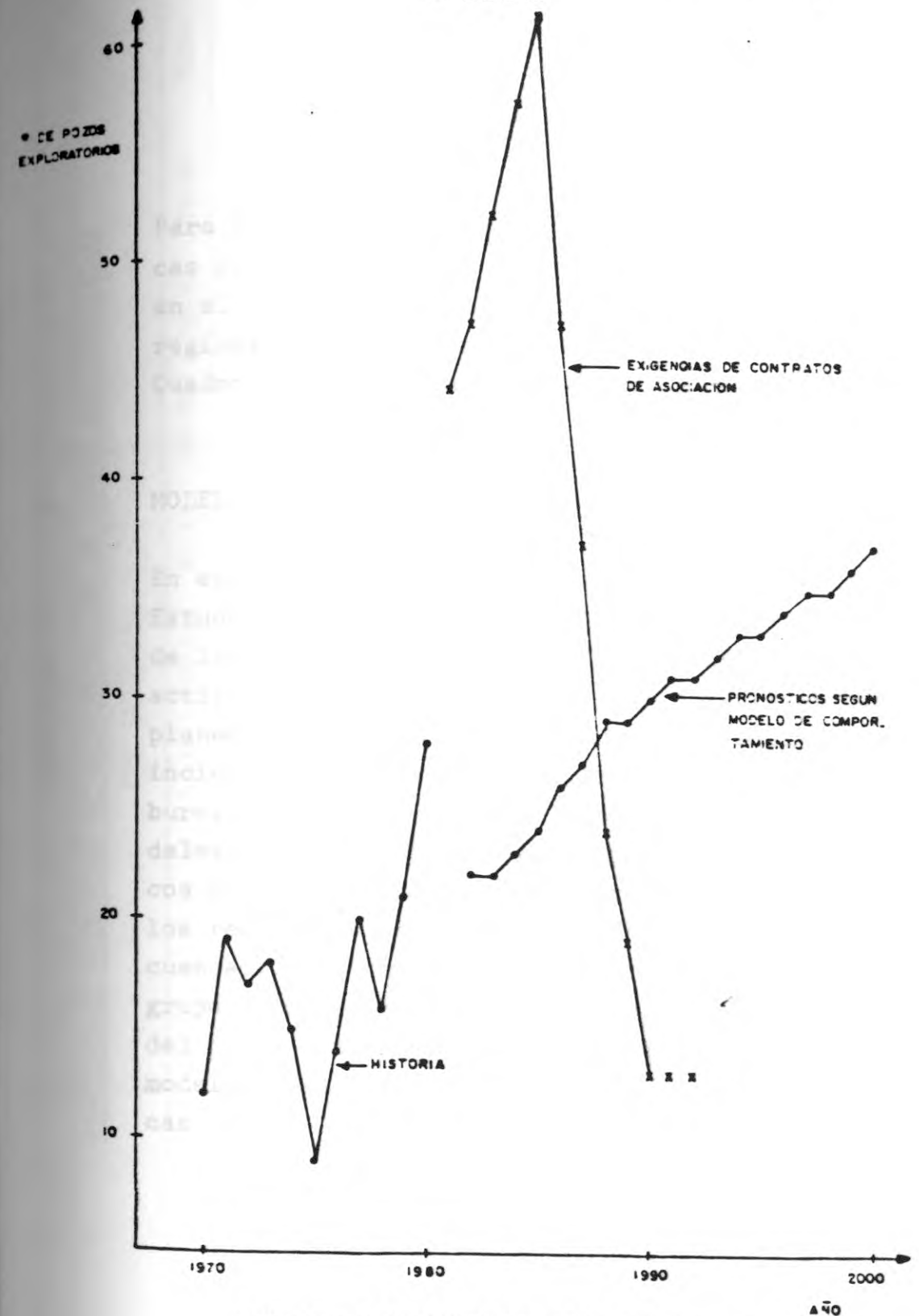
	POZOS EXPLORATORIOS N.A.	PRECIOS(1) INTERNACIONAL US\$ 1979 (2)	POZOS EXPLORATORIOS COLOMBIA (3)	PRECIO COLOMBIA US\$1979(2)
1950	10.709	8.62	6	8.77
1951	12.297	7.23	8	7.29
1952	13.304	6.84	9	7.16
1953	14.300	7.08	10	7.52
1954	14.138	7.47	18	8.30
1955	15.954	7.34	11	8.07
1956	17.205	7.23	14	7.81
1957	15.910	7.55	20	8.12
1958	14.167	7.55	28	8.30
1959	14.226	6.79	29	7.76
1960	12.624	6.59	19	7.50
1961	11.861	6.49	12	7.22
1962	11.695	6.49	17	7.19
1963	11.819	6.44	17	7.16
1964	12.313	6.40	21	6.94
1965	11.040	6.29	13	5.82
1966	11.826	6.22	15	5.36
1967	10.511	6.14	21	4.63
1968	10.466	5.25	12	4.49
1969	11.507	5.08	25	4.34
1970	9.252	5.13	12	4.00
1971	8.458	5.83	19	3.64
1972	9.303	5.42	17	3.34
1973	9.685	4.62	18	2.72
1974	10.373	15.43	15	9.26
1975	10.863	14.56	9	8.24
1976	11.693	15.51	14	17.14
1977	12.762	15.98	20	17.48
1978	13.821	13.99	15	15.02
1979	13.470	19.31	21	23.44

- (1) Se toma como precio internacional el precio FOB en Venezuela.
- (2) Para deflactar los precios se utilizo el índice de productos manufacturados en el comercio internacional. Fuente: "STATISCAL YEARBOOK" de Naciones Unidas.
- (3) Son sólo los pozos perforados por compañías extranjeras o en concesiones o contratos de asociación.
- (4) Hasta 1976 la serie se construyó de acuerdo a los precios efectivamente pagados a las compañías. Después de esta fecha se tomaron los precios marginales.

Las anteriores ecuaciones reproducen razonablemente la serie salvo en los últimos años donde ocurre un cambio importante en la política de contratación al establecerse nítidamente que en adelante se firmarán sólo contratos de asociación y no más concesiones y al determinarse un precio internacional para los crudos comprados a las compañías. Adicionalmente, Ecopetrol elaboró un procedimiento muy expedito para la discusión de las distintas cláusulas de los contratos, y en particular las exigencias, con lo que se logró una sobresaliente agilidad en la firma de contratos de asociación a partir de 1976. La velocidad de otorgamiento de áreas y las exigencias acordadas en los contratos no son capturadas por el modelo y fué necesario superponer el efecto de esta política a la tendencia del modelo. La gráfica 1 muestra esta metodología, la cual se basa en la proyección de posibles contratos de asociación, bajo el supuesto de que el máximo número de contratos se firmará en 1981 y a partir de allí disminuirá por agotamiento de áreas.



Se supuso que las exigencias para esos contratos serán iguales a las de los recientemente firmados y que el efecto de la mayor agilidad en la firma de contratos se superpondrá a la tendencia implícita en el modelo básico.



PROYECCION DE ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE COMPAÑIAS

GRAFICA No. 1



Para lograr la desagregación de las proyecciones por cuencas se observaron las tendencias históricas que se muestran en el Cuadro 3. Con base en ellas y en la distribución regional de los contratos de asociación se construyó el Cuadro 4 con el cual se realizó la desagregación regional.

## 2. MODELO PROBABILISTICO DE HALLAZGO Y PRODUCCION DE CRUDOS

En este numeral se describe la metodología empleada por el Estudio Nacional de Energía para efectuar los pronósticos de la producción futura de hidrocarburos, resultante de la actividad exploratoria a realizar durante el horizonte de planeamiento, como se explicó en 1. Dada la naturaleza incierta del proceso de exploración y hallazgo de hidrocarburos, el ENE ha formulado e implementado algunos modelos probabilísticos que permiten efectuar tales pronósticos para las cuencas sedimentarias colombianas, utilizando los resultados de la exploración previa efectuada en tales cuencas. Simultáneamente se realizó una encuesta entre un grupo de expertos conocedores de la geología de petróleos del país, con el fin de complementar los resultados de los modelos y realizar las estimaciones del caso para las cuencas con exploración insuficiente.

CUADRO No 3.

PORCENTAJE HISTORICO DE DESAGREGACION DE POZOS EXPLORATORIOS  
POR CUENCAS

CUENCAS	36-40	40-46	46-50	51-55	56-60	61-65	66-70	71-75	75-80	TOTAL
ALTO MAGDALENA			8%	9%	7%	8%	9%	19%	17%	(Porcentaje del 9%)
MAGDALENA MEDIO	79%	56%	32%	61%	50%	39%	22%	15%	21%	37%
BAJO MAGDALENA		23%	32%	14%	29%	30%	16%	10%	29%	22%
CATATUMBO	21%	5%	4%	3%	8%	7%	4%	7%	5%	6%
PACIFICO				3%		2%	2%	3%		1%
GUAJIRA			6%	2%	2%		2%	12%	11%	5%
PUTUMAYO		11%	6%		1%	12%	41%	15%	5%	11%
LLANOS		5%	6%		3%	1%	2%	19%	9%	7%
CESAR-RANCHERIA			4%	7%					3%	1%
SABAJA			2%			1%	2%			1%
T O T A L E S	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

CUADRO No. 4.

PORCENTAJES SUPUESTOS DE DESAGREGACION DE POZOS EXPLORATORIOS

CUENCAS	PORCENTAJE DE EXPLORACION			
	1980-85	1985-90	1990-95	1995-2000
ALTA MAGDALENA	10	10	10	10
MAGDALENA MEDIO	20	17	14	12
BAJO MAGDELENA	22	20	25	25
CATATUMBO	7	7	5	5
PACIFICO	1	2	2	4
GUAJIRA	10	12	13	14
LLANOS	25	25	20	17
CESAR-RANCHERIA	4	5	7	7
SABANA	1	1	2	3
CAYOS	0	1	2	3

a. MODELACION DEL TAMAÑO DE LOS HALLAZGOS.

Se ha partido del supuesto, comúnmente aceptado en la literatura, de que la proyección de la oferta de hidrocarburos que se generará a partir de yacimientos aún no descubiertos debe realizarse modelando individualmente unidades geológicamente homogéneas que en la terminología de la industria petrolera se han denominado "plays" <sup>1/</sup>.

La definición de "play" difiere de la cuenca sedimentaria; en efecto, dentro de la misma cuenca podrían considerarse diferentes zonas, provenientes de diferentes procesos geológicos. Sin embargo, en el caso colombiano se partió de la clasificación conocida de las cuencas sedimentarias del país, por cuanto se consideró que la estructura geológica de las cuencas sedimentarias se ajustaba bastante bien al concepto ya mencionado de "play". En lo que sigue, se hablará de "cuenca" o "cuenca sedimentaria", pero debe tenerse en cuenta que al hacerlo se hace referencia a unidades geológicas a las que aplica el concepto de -

---

<sup>1/</sup> Un "play" se define como un grupo de configuraciones geológicas similares, es decir, un grupo de 'prospectos' genéticamente relacionados desde el punto de vista geológico.



"play".

La modelación del tamaño de los hallazgos se fundamenta en los siguientes supuestos:

- i. Los yacimientos originalmente existentes en la cuenca bajo estudio constituyen una muestra aleatoria, de tamaño finito pero desconocido, proveniente de una hipotética "super-población" de tamaño infinito de cuya función de densidad de probabilidad se conoce la forma funcional pero no los parámetros.
- ii. El hallazgo de los yacimientos se modela como un proceso de muestreo sin reemplazo en el que la población pertinente está constituida por el número finito de yacimientos de la cuenca. Además, se postula que la probabilidad de hallazgo de los pozos por descubrir en un momento dado es proporcional a su tamaño.

En la notación que será utilizada más adelante, las hipótesis anteriores pueden presentarse en la siguiente forma:

- i. La "naturaleza" deposita en la cuenca  $N$  yacimientos ( $N$  se desconoce) con reservas  $A_1, A_2, \dots, A_N$ . Esos yacimientos constituyen una muestra aleatoria de la distribución  $f(\cdot / \bar{\theta})$  donde la función  $f$  se supone conocida pero el vector  $\bar{\theta}$  debe estimarse.

- ii. Los elementos del conjunto

$$Q_N = \{ A_1, A_2, \dots, A_N \}$$

se muestrean sin reemplazo, con probabilidad proporcional al tamaño. Vale decir, si hasta el momento se han encontrado  $n$  yacimientos que corresponden a los elementos  $I_1, I_2,$

.....,  $I_n$  del conjunto  $Q_N$ , y se reordena  $Q_N$  de tal forma que  $(I_1, I_2, \dots, I_n) = (1, 2, \dots, n)$ , la probabilidad conjunta de las  $n$  observaciones será:

$$P(A_1, A_2, \dots, A_n / Q_N) = \frac{n!}{j=i} A_j / (A_j + \dots + A_N) \quad (1)$$

Las hipótesis anteriores han sido ampliamente discutidas en la literatura, por ejemplo en (1), (2) y (3). Acerca de ellas, es oportuno hacer algunos comentarios.

En primer lugar, el problema de decidir cuál es la forma funcional más apropiada para  $f$  es bastante complicado: Por una parte, acerca de las reservas de los yacimientos encontrados se tiene únicamente un estimativo y no una observación de la deposición real; la exactitud de este estimativo mejorará a medida que el yacimiento es desarrollado y se obtengan cifras sobre la producción del mismo. Además, debe tenerse en cuenta que debido al supuesto del muestreo sin reemplazo con probabilidad proporcional al tamaño, la distribución de los tamaños de los yacimientos encontrados no es igual a la distribución de los tamaños originalmente depositados en la cuenca. Estas dos distribuciones coincidirán únicamente cuando se haya hallado todos los yacimientos. Por tanto, no es correcto el efectuar la escogencia de la distribución simplemente con base en los tamaños hallados hasta el momento, especialmente cuando el número de estos últimos es pequeño.

A pesar de las dificultades anteriores, una gran variedad de estudios empíricos apoyan la hipótesis de que la distribución lognormal es la más adecuada para representar la distribución del tamaño de los yacimientos de un

"play"  $\frac{1}{n}$ . Con base en tales resultados, los modelos del ENE se elaboraron bajo el supuesto de log-normalidad. Acerca de la segunda hipótesis, también pueden hacerse algunas observaciones. Si bien es cierto que la inmensa mayoría de los trabajos sobre el tema, y la evidencia misma, sugieren que existe una relación entre el tamaño de los yacimientos y el orden en que éstos son descubiertos, no hay razón para argumentar que la probabilidad de hallazgo es estrictamente proporcional al tamaño. En (5) se discute la hipótesis anterior y se propone como alternativa a la ecuación (1) otra en que la probabilidad de hallazgo no es proporcional al tamaño sino a una potencia del mismo. La ecuación (1) por tanto, sería reemplazada por:

$$P(A_1, A_2, \dots, A_n / Q_N) = \frac{n}{\pi} \frac{A_j^\alpha}{(A_j^\alpha + \dots + A_N^\alpha)}$$

( 1.a )

y el parámetro  $\alpha$  sería estimado a partir de los datos, junto con los demás parámetros.

Kaufman et.al. (6) y (7), discuten la formulación anterior. Aunque aceptan que la probabilidad de hallazgo puede ser más adecuadamente modelada en la forma anterior, ponen en duda la validez de la aplicación efectuada en (5) y anotan que el estimador propuesto para  $\alpha$  puede ser muy sensible al orden reportado en los descubrimientos: la alteración de la posición de uno solo de los datos puede ocasionar cambios considerados en el estimador de  $\alpha$ , especialmente si  $n$  es pequeño.

1/ Ver (3) pág. 118 para un resumen de la bibliografía sobre el particular. Otros (4) han propuesto la distribución Gamma.

Para el caso colombiano, los modelos del ENE se construyeron utilizando los supuestos implícitos en la ecuación (1). Si bien las hipótesis adoptadas no fueron probadas rigurosamente para este caso, ellas fueron acogidas con base en los estudios teóricos y aplicados de una gran variedad de autores entre los cuales se destacan los realizados para la cuenca sedimentaria del mar del Norte, con supuestos semejantes a los presentados en este documento (Ver (1), (10), (11)).

b. METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PARAMETROS A PARTIR DE LOS HALLAZGOS ANTERIORES

La estimación de los parámetros del modelo ( $N$  y  $\bar{\theta} = (\mu, \sigma)$ , de la distribución log-normal ha sido estudiada en (1). Allí se emplean técnicas sofisticadas de análisis matemático, sin haber logrado aún la presentación de una metodología acabada y operacionalmente aplicable. Por esa razón, dentro del ENE se diseñó la metodología para la estimación de los parámetros del modelo que se explica a continuación.

Se parte de la suposición de que existen  $J$  posibles tamaños para los yacimientos, denotados como  $S_1, S_2, \dots, S_J$ . En esa forma, el conjunto  $Q_N$  definido en el numeral anterior quedaría totalmente especificado mediante los valores  $N_1, N_2, \dots, N_J$ , donde  $N_i$  representa el número de yacimientos de tamaño  $S_i$  originalmente depositados en la cuenca. Definiendo adicionalmente,

- $M_{ij}$  : Número total de descubrimientos del tamaño  $S_j$  realizados antes del  $i$ -ésimo hallazgo.  
 $n$  : Número total de hallazgos efectuados hasta el presente.



$I_i, i=1, n$ : Índice que denota el tamaño del  $i$ -ésimo hallazgo.  
 distribución go.

La expresión ( 1 ) es equivalente a:

$$P(I_1, I_2, \dots, I_n / N_1, N_2, \dots, N_J) = \prod_{i=1}^n \frac{(N_{I_i} - M_{i, I_i}) S_{I_i}}{\sum_{j=1}^J (N_j - M_{i, j}) S_j} \quad ( 2 )$$

La expresión anterior permite calcular la probabilidad conjunta de los  $n$  primeros hallazgos dado que el conjunto  $Q_N$  está formado por  $N_1$  yacimientos de tamaño  $S_1$ ,  $N_2$  de tamaño  $S_2$ , etc.. Utilizando tal ecuación, la cual es fácilmente computable, tenemos:

$$P(I_1, I_2, \dots, I_n / N, \bar{\theta}) = \sum_{k=1}^{NC} P(I_1, I_2, \dots, I_n / N_1^k, N_2^k, \dots, N_J^k / N, \bar{\theta}) \quad ( 3 )$$

donde el índice  $k$  es utilizado para denotar las diferentes combinaciones de  $N_1, N_2, \dots, N_J$  cuya suma es igual a  $N$ ,  $NC$  es el número total de dichas combinaciones para  $N$  dado y  $P(N_1^k, \dots, N_J^k / N, \bar{\theta})$  es la probabilidad de cada una de ellas dados  $N$  y  $\bar{\theta}$ .

El cálculo de la expresión ( 3 ) puede requerir un tiempo excesivo de computador, especialmente para valores grandes de  $N$ . Por esa razón se prefirió utilizar el siguiente procedimiento aproximado: En lugar de considerar todas las  $NC$  posibles combinaciones, se obtienen  $K$  muestras -

aleatorias, cada una de tamaño  $N$ , provenientes de la distribución lognormal con parámetros  $\bar{\theta}$ . Cada una de las  $K$  muestras generará valores  $N_1^k, \dots, N_j^k$  tales que,

$$\sum_{j=1}^J N_j^k = N$$

y además, la probabilidad de cada una de ellas será igual a  $\frac{1}{K}$ . En esa forma, (3) podrá aproximadamente mediante:

$$P(I_1, I_2, \dots, I_n / N, \bar{\theta}) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K P(I_1, I_2, \dots, I_n / N_1^k, \dots, N_J^k) \quad (4)$$

La ecuación 4 permite calcular la probabilidad de que, dados  $N$  y  $\bar{\theta}$ , los índices de los primeros  $n$  hallazgos sean  $I_1, I_2, \dots, I_n$ , en ese orden. Dado que la historia exploratoria de la cuenca bajo estudio provee una realización  $I_1, I_2, \dots, I_n$ , la función de verosimilitud de los parámetros, dada la muestra encontrada, será:

$$L(N, \bar{\theta} / I_1, I_2, \dots, I_n) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K P(I_1, \dots, I_n / N_1^k, \dots, N_J^k) \quad (5)$$

1/ Nótese que a medida que  $K$  se hace más grande, la probabilidad calculada mediante (4) se aproxima al verdadero valor de (5)

y los valores de los parámetros (desconocidos) serán estimados por los valores  $N, \bar{\theta}$  que maximizan la función de verosimilitud.

Debido a que no es posible obtener una expresión analítica para la función de verosimilitud - dado el método usado para calcularla- el cálculo de los parámetros que la maximizan se realiza utilizando métodos de búsqueda que mediante la evaluación sucesiva de la función se acercan progresivamente al óptimo de la misma. El método usado se resume a continuación. Si se define,

$$L'(\bar{\theta} / I_1, \dots, I_n) = \text{Max}_N L(N, \bar{\theta} / I_1, \dots, I_n) \quad (6)$$

el problema de estimación se reduce a encontrar  $\hat{\theta}$  tal que

$$L'(\hat{\theta} / I_1, \dots, I_n) = \text{Max}_{\bar{\theta}} L'(\bar{\theta} / I_1, \dots, I_n) \quad (7)$$

De acuerdo con lo anterior, el cálculo de  $L'(\bar{\theta} / I_1, \dots, I_n)$  para un  $\bar{\theta}$  dado se realiza mediante un método de búsqueda de Fibonacci, el cual encuentra el  $N$  óptimo para ese  $\bar{\theta}$ . A continuación  $\bar{\theta}$  se varía siguiendo un método de búsqueda de tendencia <sup>1/</sup> ("pattern Search") que va modificando los valores de los dos parámetros de la distribución lognormal <sup>2/</sup> de forma tal que  $L'(\bar{\theta} / I_1, \dots, I_n)$  aumente progresivamente hasta cuando se cumplan ciertos requisitos de finalización del algoritmo.

<sup>1/</sup> Ver (8) págs. 307 - 313

<sup>2/</sup> Para la distribución lognormal  $\bar{\theta} = (\mu, \sigma)$

Queda por discutir el problema de la determinación de  $K$ , el tamaño de la muestra necesario para reducir la varian-za muestral de los estimativos a niveles aceptables. Este problema se atacó generando al comienzo del proceso de estimación una matriz de números aleatorios, provenientes de la distribución normal estándar, de dimensiones  $K \times N_{\max}$  donde  $N_{\max}$  debe ser un número suficientemente grande de forma tal que el  $N$  óptimo para todas las combinaciones  $\mu, \sigma$  evaluadas en el proceso de estimación sea menor que  $N_{\max}$ . La determinación de  $N_{\max}$  requirió algunos ensayos previos, pero se encontró que un valor de 300 satisfacía el requisito anterior para el caso de las cuencas analizadas.

A continuación, para evaluar la función de verosimilitud dada una tripleta de valores de los parámetros  $(N, \mu, \sigma)$  se toman las  $N$  primeras columnas de la matriz y se transforman para obtener los valores correspondientes, provenientes de la distribución lognormal con parámetros  $\mu$  y  $\sigma$ . Finalmente, los valores anteriores se clasifican según los  $J$  valores discretos de tamaños previamente definidos y se procede a evaluar la función de verosimilitud utilizando la ecuación ( 5 ).

El enfoque anterior, además de reducir el tiempo de cómputo necesario (ya que es necesario generar números aleatorios una sola vez) hace que se requiera un menor valor para  $K$  (comparado con la alternativa de generar números aleatorios diferentes en cada ocasión) ya que como es bien conocido en teoría de simulación la probabilidad de tomar una decisión incorrecta es menor cuando las entradas aleato-



rias de las diferentes alternativas son las mismas 1/.

Hecha la anterior aclaración vale la pena señalar que se realizaron algunos experimentos aumentando el valor de K y realizando la estimación de los parámetros en cada caso. Se encontró que para valores de K entre 200 y 300 los estimativos no cambiaban notoriamente al incrementar dicho valor ni al considerar una matriz de números aleatorios diferentes (cambiando la semilla inicial de la generación de los números aleatorios). Con base en tales resultados se emplearon tamaños de muestra de  $K = 200$  y  $300$  para las diferentes cuencas.

#### C. METODOLOGIA PARA LA PROYECCION DE LA PRODUCCION FUTURA DE HIDROCARBUROS

Una vez obtenidos estimativos 2/ de los parámetros que caracterizan una de las cuencas sedimentarias del país, se procede a estimar la oferta de hidrocarburos, año por año, que podrá esperarse como resultado de la exploración futura.

1/ La estrategia de estimación usada puede asimilarse a un problema estándar de simulación. La función de verosimilitud se compara con una función de beneficios, los parámetros  $N, \mu, \sigma$  pueden considerarse como variables de diseño y los números aleatorios normales típicos son las entradas estocásticas. El problema es encontrar el "diseño" que maximiza los "beneficios". Nótese que el interés no radica tanto en conocer el valor esperado de los beneficios cuanto en tomar la decisión correcta: definir el diseño que maximiza los beneficios, cualesquiera que ellos sean.

2/ Tales estimativos se obtienen utilizando la metodología explicada en 3.2-2 para cuencas con una historia exploratoria extensa, o mediante el uso de información subjetiva como se explicará en d., en los demás casos.

Esta parte del análisis se divide en dos fases. En la primera, se estima la distribución de probabilidad del tamaño del próximo hallazgo, del siguiente, y así sucesivamente hasta un número de hallazgos fijado arbitrariamente. En la segunda esta información se utiliza junto con estimativos de la probabilidad de hallazgo, la repartición de los hidrocarburos de la cuenca según diferentes calidades, los niveles futuros de exploración y curvas típicas de producción esperada en cada año del período de planeamiento.

A continuación se hace la presentación de la metodología empleada en cada fase.

i. ESTIMACION DE LA DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD DE LOS TAMAÑOS DE LOS HALLAZGOS FUTUROS.

En esta parte se utiliza un sencillo modelo de simulación que, utilizando la hipótesis de probabilidad de hallazgo proporcional al tamaño genera secuencias igualmente probables de hallazgos y calcula las estadísticas pertinentes.

Los pasos seguidos para tal efecto son los siguientes:

i. Se parte de las  $K$  muestras de tamaño  $N$  provenientes de la distribución lognormal con parámetros  $\mu$  y  $\sigma$  ( $N, \mu$  y  $\sigma$  son los parámetros estimados). Se tendrán por tanto estimativos  $N_1^k, N_2^k, \dots, N_J^k, k = 1, \dots, K$ .

ii. Para cada una de las  $K$  muestras se calcula

$$L(N_1^k, \dots, N_J^k / I_1, \dots, I_n) = P(I_1, \dots, I_n / N_1^k, \dots, N_J^k)$$

utilizando la ecuación ( 2 ), y se normalizan tales valores para obtener una medida de la probabilidad de ocurrencia de cada una de las K muestras si se considera una redefinición del espacio muestral que limita las posibles combinaciones de tamaños de los N yacimientos a las K realizaciones generadas aleatoriamente. Se tendrán, pues, valores:

$$P(k) = \frac{L(N_1^k, \dots, N_J^k / I_1, \dots, I_n)}{\sum_{j=1}^k L(N_1^j, \dots, N_J^j / I_1, \dots, I_n)} \quad ( 8 )$$

iii. A continuación se realiza la simulación propiamente dicha. Si se desea generar NSIL secuencias de posibles hallazgos, cada una para los próximos NHALL hallazgos, y además se conoce que hasta el momento se han encontrado  $NN_j$  yacimientos del tamaño j, se tendrá el diagrama de flujo de la figura 2.

Sobre el diagrama de la figura 2 pueden hacerse las siguientes observaciones: Debido a que las K deposiciones originales generadas aleatoriamente ( $N_1^k, N_2^k, \dots, N_J^k, k=1, \dots, K$ ) tienen diferentes probabilidades de ocurrencia dados los estimativos de los parámetros,  $\hat{N}, \hat{M}$  y  $\hat{\sigma}$ , el número de secuencias de hallazgos generadas a partir de cada una de ellas será proporcional a esa probabilidad. Ese es el valor NS(k) del diagrama de flujo.

Para cada una de las NS(k) secuencias de hallazgos generadas a partir de la k-ésima deposición original de yacimientos se calcula el número de yacimientos remanentes de cada categoría, sustrayendo al número original los encontrados hasta el momento actual. Son esos los valores

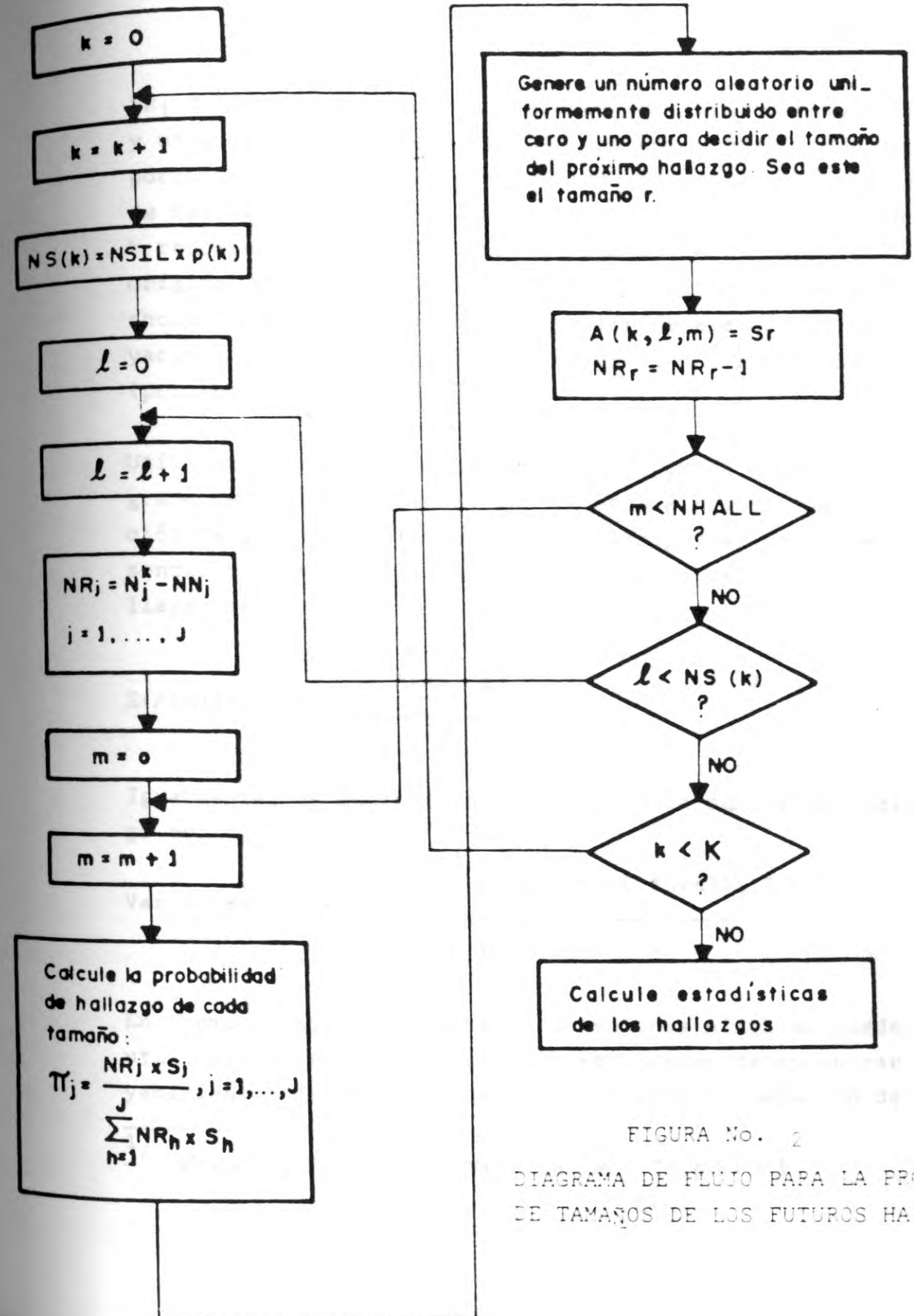
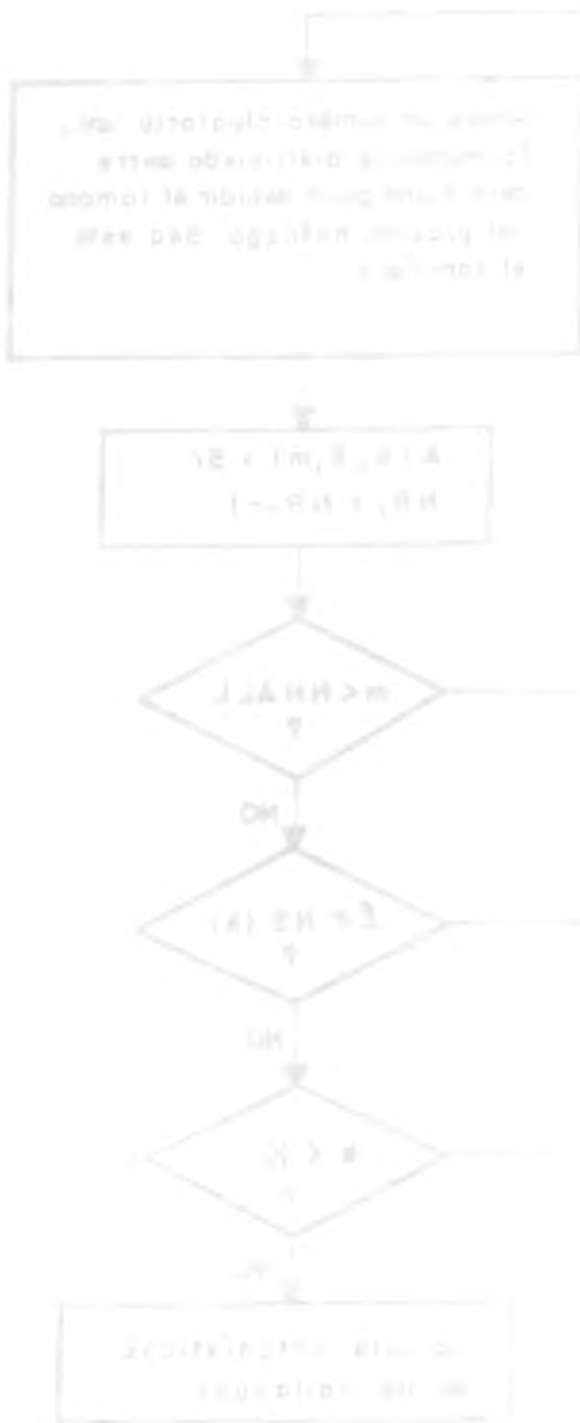


FIGURA No. 2  
DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PROYECCION  
DE TAMAÑOS DE LOS FUTUROS HALLAZGOS





NR<sub>j</sub> del diagrama. A partir de esos yacimientos remanentes y utilizando un proceso de muestreo con probabilidad proporcional al tamaño se generan las diferentes secuencias de hallazgos representadas por los valores A(k,l,m) donde k representa la combinación de tamaños de la deposición original (k=1,...,K), l es el número de orden de la secuencia de hallazgos generada a partir de esa deposición de yacimientos (l=1,...,NS(k)) y m es el número del hallazgo (primero, segundo, etc.).

Utilizando los resultados producidos por el modelo del diagrama de flujo, es decir, los valores A(k,l,m), la obtención de las estadísticas de los hallazgos es un proceso sencillo. Por ejemplo, el valor esperado del m-ésimo hallazgo será:  $\frac{1}{NSIL}$

$$E(A(m)) = \frac{\sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^{NS(k)} A(k,l,m)}{NSIL} \quad (9)$$

Igualmente, un estimativo de la varianza del m-ésimo hallazgo es:

$$Var(A(m)) = \frac{\sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^{NS(k)} \{A(k,l,m) - E(A(m))\}^2}{NSIL - 1} \quad (10)$$

En forma semejante, el arreglo de valores A(k,l,m) puede utilizarse para estimar las probabilidades de encontrar yacimientos de cada uno de los J tamaños en cada uno de

1/ Nótese que  $NSIL = \sum_{k=1}^K NS(k)$  ya que  $\sum_{k=1}^K p(k) = 1$

los NHALL hallazgos.

ii. PROYECCION DE LA PRODUCCION ANUAL PROVENIENTE DE NUEVOS HALLAZGOS.

Dada una proyección de los tamaños de los hallazgos futuros <sup>1/</sup> y un pronóstico de los pozos exploratorios perforados tanto por Ecopetrol como por las compañías extranjeras, puede calcularse, en forma muy sencilla, el valor esperado de las reservas encontradas, tanto por Ecopetrol como por las compañías, durante cada año del horizonte de planeamiento. A continuación se presenta la metodología empleada con tal fin para el caso en que la proyección de los tamaños de los hallazgos se considera igual al valor esperado de los mismos. Defínase:

$\alpha$  : Tasa de hallazgos de la cuenca (inverso del número de pozos exploratorios requeridos, en promedio, para lograr un hallazgo).

NH : Número de años del horizonte de planeamiento.

NPE(i) : Proyección del número de pozos exploratorios que Ecopetrol perforará en el año i del horizonte de planeamiento.

NPC (i) : La misma proyección para las compañías extranjeras.

<sup>1/</sup> Se ha tomado como proyección de tales tamaños el valor esperado de los mismos. Sin embargo, la metodología es general y puede aplicarse a proyecciones de los tamaños realizadas con criterios diferentes.

Las proyecciones anteriores se obtuvieron como se explicó en 2.1.

$E(A(m))$  : Valor esperado del m-ésimo hallazgo realizado a partir de este momento, como se explicó en 2.2.3.1.

$HE(i)$  : Valor esperado del número de hallazgos de Ecopetrol en el año  $i$ .

$HC(i)$  : Valor esperado del número de hallazgos de las compañías en el año  $i$ .

De las definiciones anteriores es claro que,

$$HE(i) = \alpha NPE(i) \quad ( 11 )$$

$$HC(i) = \alpha NPC(i) \quad ( 12 )$$

Si adicionalmente se define,

$REE(i)$  : Reservas encontradas por Ecopetrol en el año  $i$ .

$REC(i)$  : Reservas encontradas por las compañías en el año  $i$ .

Se tendrá que,

$$REE(i) = HE(i) E(A(m)) \quad ( 13 )$$

$$REC(i) = HC(i) E(A(m)) \quad ( 14 )$$

donde  $m$  se aproxima en la siguiente forma:

$$m' = \frac{\sum_{j=1}^{i-1} (HE(j) + HC(j)) + \sum_{j=1}^i (HE(j) + HC(j))}{2} \quad ( 15 )$$

$m =$  parte entera de  $m'$

Las ecuaciones ( 13 ) y ( 14 ) permiten estimar el valor esperado de las reservas de hidrocarburos encontradas cada año en una cuenca dada, mediante la exploración realizada por ECOPEPETROL y las compañías asociadas, respectivamente. Tales reservas incluyen hallazgos de petróleo de diferentes calidades, lo mismo que gas natural, y para el análisis posterior deben discriminarse según el tipo de hidrocarburos considerados en este estudio: petróleo "promedio", petróleo pesado y gas natural. Si a continuación se define:

$\beta_p$  : Fracción de las reservas totales de la cuenca correspondientes a petróleo "promedio".

$\beta_{pp}$  y  $\beta_g$  : Fracción de petróleo pesado y gas, respectivamente, donde claramente,  $\beta_p + \beta_{pp} + \beta_g = 1$

Los valores calculados mediante las ecuaciones ( 13 ) y ( 14 ) podrán transformarse en:

$$REE_p(i) = REE(i) \beta_p \quad ( 13.a)$$

$$REE_{pp}(i) = REE(i) \beta_{pp} \quad ( 13.b)$$

$$REE_g(i) = REE(i) \beta_g \quad ( 13.c)$$

$$REC_p(i) = REC(i) \beta_p \quad ( 14.a)$$

$$REC_{pp}(i) = REC(i) \beta_{pp} \quad ( 14.b)$$

$$REC_g(i) = REC(i) \beta_g \quad ( 14.c)$$

donde, como antes, el subíndice indica la calidad de los hidrocarburos.

Los valores de reservas encontradas por año deben, a continuación, ser transformados en producción anual, lo que -



constituiría el dato básico para el análisis económico. El procedimiento seguido con respecto a petróleo y gas natural fué diferente, por las siguientes razones: En el caso del petróleo crudo parece razonable suponer que una vez descubierto un yacimiento éste será desarrollado y puesto en producción de acuerdo con un esquema anual más o menos típico, y no ajustándose a las necesidades de productos derivados del país o a las capacidades de refinación existentes. Lo anterior, debido a que el mercado internacional de crudos y derivados ofrece un mecanismo de ajuste entre la producción de crudos y los requerimientos de productos, mediante importaciones y/o exportaciones de los mismos.

Es diferente el análisis para el caso del gas natural, puesto que la puesta en producción de un yacimiento encontrado debe guardar correspondencia con la ejecución de proyectos específicos para su uso, bien sea destinado al consumo doméstico ó a la exportación del mismo. Por la razón anterior, para el gas natural se construyó un modelo que permitiese analizar diferentes opciones de utilización del mismo y que se presenta detalladamente en la parte 5 de este capítulo. Dicho modelo utilizá como datos de entrada las proyecciones de futuros hallazgos de gas dadas por ( 13-c) y (- 14-c). En lo que sigue, se hace referencia a la forma de transformar las proyecciones anuales de hallazgos de petróleo pesado y promedio en proyecciones anuales de producción.

Si a continuación se define,

$N_p^1$  : Número de años, a partir del hallazgo, para que un yacimiento de petróleo promedio comience a producir.

$N_{pp}^1$  : Lo mismo, para petróleo pesado.

$N_p^2$  : Número de años durante los cuales un yacimiento de petróleo promedio está en producción.

$N_{pp}^2$  : Lo mismo, para petróleo pesado.

$\theta_p(j)$  : Fracción de las reservas totales de un yacimiento de petróleo promedio que se extrae en el año  $j$  de producción;  $j$  varía entre 1 y  $N_p^2$ .

$\theta_{pp}(j)$  : Lo mismo para petróleo pesado.

$P_p^E(i)$  : Producción de petróleo promedio en yacimientos encontrados por Ecopetrol, en el año  $i$  del horizonte de planeamiento.

$P_p^C(i)$  : Producción de petróleo promedio en yacimientos encontrados por las compañías asociadas en el año  $i$ .

$P_{pp}^E(i)$  y  $P_{pp}^C(i)$  : Tienen el mismo significado para la producción de petróleo pesado.

Utilizando las definiciones anteriores, la producción de petróleo promedio en cada año del período de planeamiento, en yacimientos descubiertos por Ecopetrol, se obtendrá de acuerdo con la siguiente expresión.

$$P_p^E(i) = \sum_{j=i-N_p^1-1}^{i-N_p^1-1} REE(j) \cdot \beta_p \cdot \theta_p(i-j-N_p^1) \quad (16)$$

Y en forma similar se obtendrán

$$P_{pp}^E(i), P_P^C(i), P_{pp}^C(i)$$

- d. ENCUESTA SOBRE POSIBILIDADES DE HALLAZGO DE PETROLEO Y GAS Y ANALISIS DE LAS CUENCAS CON ESCASA INFORMACION.

La metodología presentada en a, b y c puede, en principio, aplicarse a cualquiera de las cuencas sedimentarias del país, siempre y cuando exista una historia exploratoria que permita estimar los parámetros requeridos utilizando la metodología presentada en b. Debido a - que los yacimientos encontrados en la mayoría de las cuencas colombianas son muy pocos, se elaboró una encuesta que permitiera obtener información sobre las posibilidades de hallazgo de hidrocarburos en el país, con base en el criterio de un grupo de expertos.

El anexo V-A del informe muestra el formato de la encuesta y la información básica sobre las diferentes cuencas que fué suministrada al grupo de encuestados. De un número de 50 encuestas, distribuidas entre geólogos y profesionales de otras disciplinas, se recibieron en total 15 respuestas. Una de ellas es una carta con apreciaciones generales sobre el tema, que no responde concretamente las preguntas formuladas en el cuestionario. Adicionalmente, dos respuestas fueron recibidas en fecha tardía, razón por la cual no fueron utilizadas en los cálculos en que se basó la estimación final de los parámetros de las cuencas.

El cuadro 3 presenta un resumen de los resultados de la encuesta, con base en 12 respuestas: ocho provenientes

CUADRO 3

RESUMEN DE LAS RESPUESTAS A LA ENCUESTA SOBRE POSIBILIDADES DE HALLAZGOS DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

CUENCA	Reservas Remanentes (MMB)	% de Gas	% de Petróleo Promedio	% de Petróleo Pesado	Probabilidad de Hallazgo	Número de Yacimientos Remanentes	Profundidad Promedio (pies)	Mayor Yacimiento (MMB)	Proximo Hallazgo (MMB)
PANGALENA MEDIO	686.	14.	50.	36.	0.104	14	9800	114	36.0
MAGDALENA SUPERIOR	320.	2.	44.	54.	0.107	10	7750	33	19.6
MAGDALENA INFERIOR	334.	62.	38.	0.	0.127	15	11000	50	23.3
CATAUMBO	209.	32.	61.	7.	0.148	10	8600	47	21.5
PACIFICO	233.	64.	28.	8.	0.07	9	12500	27	14.3
CAJUPA	525.	72.	28.	0.	0.128	12	9000	93	28.5
FUTURAYO	362.	17.	44.	39.	0.14	12	9150	64	24.8
LLANOS	3255.	2.	28.	70.	0.16	23	12800	191	43.0
BOGOTA	167.	22.	50.	28.	0.06	6	10600	31	7.8
GUACA - PATIA	17.5	21.	79.	0.	0.03	3	6250	6	3.3
CESAR - RAJADERIA	144.	42.	36.	22.	0.06	9	7500	39	3.8
AMAZONAS	131.	19.	67.	14.	0.023	9	5800	21	13.
LOS CAYOS	300.	58.	42.	0.	0.037	10	8800	84	15.



de geólogos y cuatro expertos no geólogos. Las cifras del cuadro 3 corresponden al promedio de las respuestas de quienes contestaron las preguntas correspondientes 1/

Como se explicó anteriormente, el objetivo primordial de la elaboración de la encuesta fué obtener información a partir de la cual pudieran inferirse estimativos de los parámetros característicos de cada cuenca sedimentaria. Sin embargo, al efectuar un análisis de los resultados del cuadro 3 se encontraron algunas contradicciones entre los mismos. En particular, si se divide el estimativo de reservas remanentes por el del número de yacimientos remanentes, se encuentra un tamaño promedio para los pozos aún no descubiertos. Si, a continuación, ese valor se compara con el estimativo del tamaño esperado del próximo hallazgo, se encuentra que el primero es mayor que el segundo, lo que está en contradicción con la hipótesis de probabilidad de hallazgo proporcional al tamaño 2/.

Para resolver la contradicción anterior se decidió aceptar como válidas las cifras correspondientes a las reservas totales remanentes y el tamaño del próximo hallazgo, por cuanto se consideró que el dato correspondiente al número de yacimientos era el de más difícil apreciación para los expertos 3/.

1/ Algunas encuestas fueron respondidas en forma parcial.

2/ Dicha hipótesis implica que el valor esperado de los hallazgos decrece monotónicamente.

3/ De acuerdo con las hipótesis del modelo, dentro del número de yacimientos se incluyen deposiciones que por no ser de tamaño económico no son incluidas por el encuestado dentro de su estimativo. El experto tiende a pensar en el número de yacimientos que podría encontrarse en determinado lapso, con una tecnología dada.

De acuerdo con lo anterior, los parámetros se estimaron de la siguiente forma:

i. Se toma como estimativo del valor esperado de las reservas totales originalmente depositadas en la cuenca la suma de las reservas ya descubiertas y las reservas remanentes (según la encuesta). Por tanto, para un valor dado de  $N$  (número de yacimientos originalmente en la cuenca), un estimativo del valor esperado de la super-población, será:

$$E(A_i) = \frac{R_D + R_R}{N} \quad (17)$$

ii. Para un coeficiente de variación (CV) dado, la varianza de la super-población será:

$$\text{Var}(A_i) = \{CV \times E(A_i)\}^2 \quad (18)$$

iii. Dados los valores de  $E(A_i)$  y  $\text{Var}(A_i)$  es posible calcular los parámetros  $\mu, \sigma$  de la distribución log-normal. Se tiene,

$$\sigma^2 = \text{Var}(\ln(A_i)) = \ln(\text{Var}(A_i) + \{E(A_i)\}^2) - 2 \ln(E(A_i)) \quad (19)$$

$$\mu = E(\ln(A_i)) = \ln(E(A_i)) - \frac{1}{2} \sigma^2 \quad (20)$$

iv. Los pasos i. a iii. se realizan variando paramétricamente el valor de  $N$  y, en cada caso, efectuando el proceso de simulación descrito en Se escoge el valor de  $N$  que produce, para el valor esperado del próximo hallazgo, una cifra cercana a la obtenida en las encuestas.

En cuanto al valor del coeficiente de variación requerido en ii., el análisis de los resultados obtenidos al aplicar el método estadístico de estimación a cuencas como el Magdalena Medio y el Mar del Norte, mostró valores entre 2.5 y 3.5. Como una primera aproximación se tomó un valor de  $CV = 3.0$  pero éste fué ajustado para lograr que el tamaño del mayor yacimiento remanente (de acuerdo con la simulación) tuviera un orden de magnitud semejante al obtenido de la información de las encuestas.

Finalmente, el pronóstico de la producción anual requiere estimativos de la probabilidad de hallazgo para cada cuenca y de la repartición porcentual de las reservas entre petróleo promedio, petróleo pesado y gas. Para estas últimas cifras se tomaron directamente las de las encuestas, las cuales aparecen en el cuadro 3.

En cuanto a la tasa de hallazgos, por ser éste uno de los parámetros más importantes del modelo, se decidió tratarla como una variable aleatoria de tal forma que en los pronósticos de producción pudiera incorporarse la incertidumbre inherente a dicho parámetro. Para hacerlo, se utilizaron técnicas de inferencia estadística Bayesiana en la siguiente forma:

Si  $\alpha$  es la tasa de hallazgos, el proceso de descubrimiento de nuevos yacimientos puede caracterizarse como un proceso estocástico de Bernoulli el cual genera variables aleatorias independientes,  $\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_i$ , todas ellas con idéntica distribución de probabilidad dada por:

$$f(x/\alpha) = \alpha^x (1-\alpha)^{1-x} \quad (21)$$

$$x = 0,1$$

$$0 < \alpha < 1$$

La variable aleatoria  $\tilde{x}_i$  corresponderá a la perforación de un pozo exploratorio y se obtendrá el valor  $\tilde{x}_i = 1$  si la perforación es exitosa y  $\tilde{x}_i = 0$  si no se produce hallazgo. Cuando el parámetro de un proceso de Bernoulli se trata como una variable aleatoria  $\tilde{\alpha}$ , puede demostrarse que la forma más conveniente para la distribución de  $\tilde{\alpha}$  es la distribución beta definida como  $\frac{1}{B(r, n-r)}$ :

$$f(\alpha / r, n) = \frac{1}{B(r, n-r)} \alpha^{r-1} (1-\alpha)^{n-r-1}$$

$$1 \leq r$$

$$1 \leq n-r$$

( 22)

$$0 \leq \alpha \leq 1$$

donde  $B(r, n-r)$  es la función Beta con parámetros  $r$  y  $n-r$ . Ahora bien, puede demostrarse que si la distribución a priori de  $\alpha$  es Beta con parámetros  $r'$  y  $n'$ , y si se han obtenido  $n$  observaciones del proceso de las cuales  $r$  han sido éxitos (se han perforado  $n$  pozos exploratorios a -

$\frac{1}{B(r, n-r)}$  Ver (9), Capítulo 9. En el contexto Bayesiano se dice que ésta es la distribución "más conveniente" en el sentido de que las distribuciones a priori y a posteriori tienen la misma forma funcional o, en otras palabras, la distribución escogida es la "conjugada natural" de la función de verosimilitud de la muestra.



partir de los cuales se han hallado  $r$  yacimientos de hidrocarburos) la distribución a posteriori de  $\alpha$  será también beta con parámetros  $r''$  y  $n''$  donde:

$$\begin{aligned} r'' &= r' + r \\ n'' &= n' + n \end{aligned} \quad (23)$$

Finalmente, para la distribución beta se sabe que el valor esperado y la varianza vienen dados por:

$$E(\tilde{\alpha} / r, n) = \bar{\alpha} = \frac{r}{n} \quad (24)$$

$$\text{Var}(\tilde{\alpha} / r, n) = \frac{\bar{\alpha}(1-\bar{\alpha})}{n+1} \quad (25)$$

En el caso que nos ocupa se tienen estimativos de la tasa de hallazgos dados por los expertos que respondieron la encuesta, y se tienen, además, los resultados de la actividad exploratoria realizada en las diferentes cuencas hasta el presente. Estas dos diferentes fuentes de información se combinaron de la siguiente forma:

Utilizando los estimativos de  $\alpha$  dados en las encuestas se realizan estimativos "a priori" de  $E(\tilde{\alpha})$  y  $\text{Var}(\tilde{\alpha})$ . Usando tales valores y las ecuaciones (24) y (25) se calculan los parámetros de la distribución a priori,  $r'$ ,  $n'$ . Posteriormente, utilizando los datos  $r$ ,  $n$  correspondientes a la actividad exploratoria realizada hasta el presente y las expresiones dadas en (23), se calculan los parámetros de la distribución a posteriori,  $r''$  y  $n''$ . Finalmente, a partir de la distribución a posteriori de  $\alpha$  es posible calcular valores  $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_p$  correspondientes a las medianas de  $p$  intervalos igualmente probables de la variable aleatoria y suponer que los valores

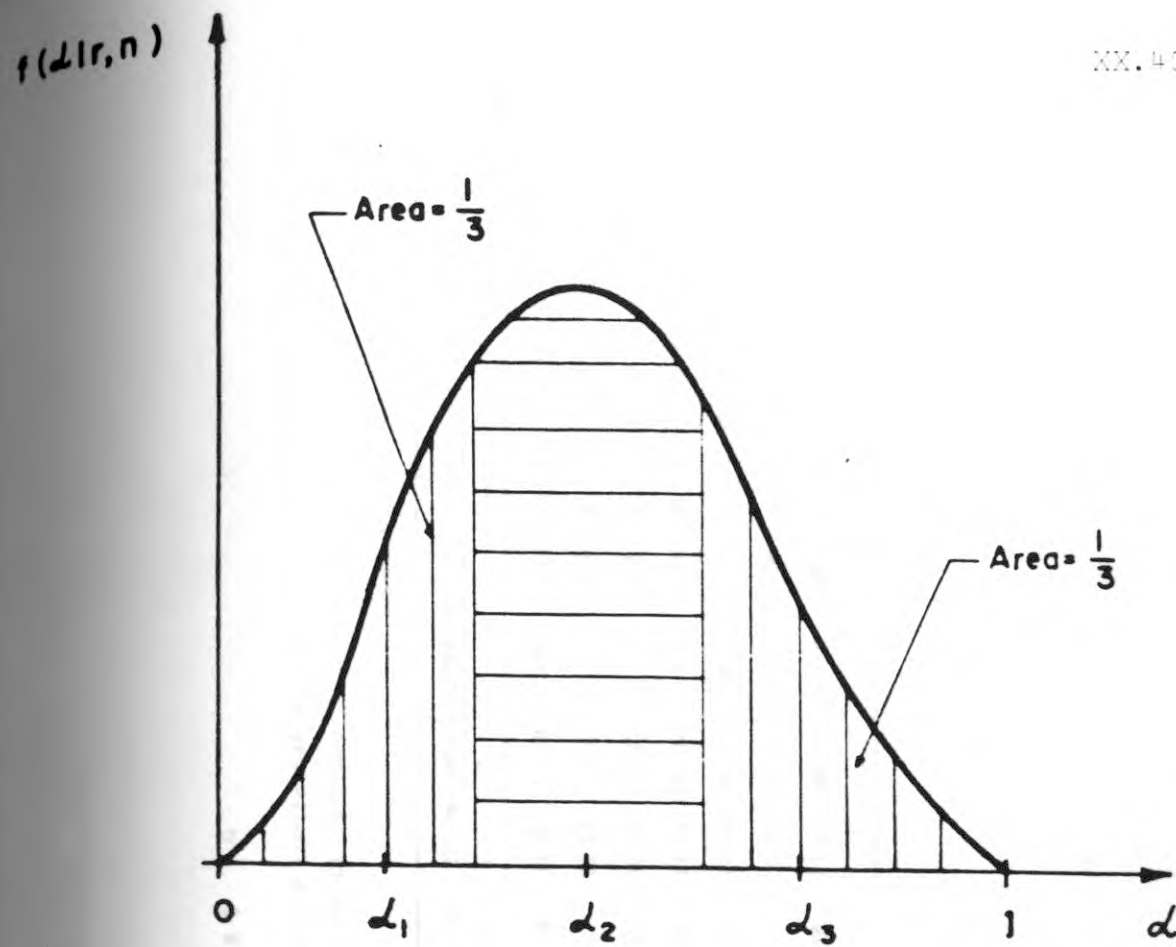
$\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_p$  son estimativos equiprobables de la tasa de hallazgos. En la figura 2 se esquematiza el procedimiento para calcular  $\alpha_1, \alpha_2$  y  $\alpha_3$  (se supone  $p=3$ ) y en el cuadro 4 se presenta el proceso de cálculo de dichos valores para las cuencas sedimentarias con exploración previa <sup>1/</sup>.

e. APLICACION DE LOS MODELOS Y PRESENTACION DE LOS RESULTADOS.

Con el fin de implementar la metodología expuesta en los numerales anteriores se han preparado dos programas de computador. El primero permite estimar los parámetros  $N, U, C$  de la cuenca sedimentaria utilizando el método presentado en b. El segundo, consiste básicamente en los métodos explicados en c. para estimar la oferta futura de hidrocarburos y permite, mediante la utilización de algunas variables de control, calcular dicha oferta o utilizarse para estimar los parámetros de cuencas con información insuficiente mediante el método explicado en d.

Como un primer paso del análisis, los dos modelos fueron utilizados en todas las cuencas para las cuales se contaba con una historia exploratoria de por los menos diez hallazgos. Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro 5, y al compararlos con los resultados de las encuestas, mostrados en el cuadro 3 permitieron llegar a las siguientes conclusiones:

<sup>1/</sup> Para las demás cuencas sedimentarias se supuso un sólo estimativo de la tasa de hallazgos por cuanto los hallazgos previos indican que dichas cuencas no influirán sustancialmente en la proyección de la oferta futura.



$$d_1 = F^{-1} (1/6)$$

$$d_2 = F^{-1} (1/2)$$

$$d_3 = F^{-1} (5/6)$$

$$F(d) = \int_0^d f(\theta|r,n) d\theta$$

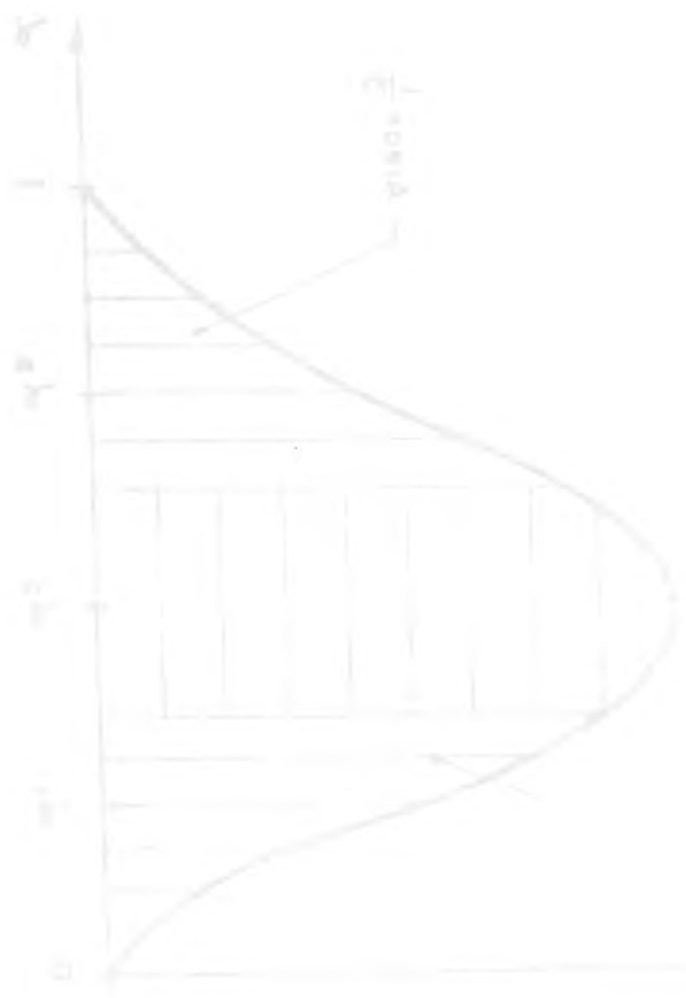
FIGURA 3

ESQUEMA PARA CALCULAR VALORES  
EQUIPROBABLES DE LA TASA DE  
HALLAZGOS

RESULTADOS DE LA APLICACION DEL MODELO  
 DE ESTIMACION ESTADISTICA A CUENCAS CON MAS  
 CANTIDAD DE HALLAZGOS

FIGURA 4

CUENCA: CATAFUCHO  
 N° DE HALLAZGOS: 10  
 N° DE CUENCAS: 100



RESULTADOS DE LA APLICACION DEL MODELO  
 DE ESTIMACION ESTADISTICA A CUENCAS CON MAS  
 CUADRO 4  
 CALCULO DE ESTIMATIVOS EQUIPROBABLES  
 DE LA PROBABILIDAD DE HALLAZGO

CUENCA	ESTIMATIVOS A PRIORI		PRIORI		EXPLORACION		ESTIMATIVOS A POSTERIORI				ESTIMATIVOS EQUIPROBABLES		
	E(a)	Var(a)	r'	n'	r	n	r''	n''	E(a)	$\sigma_a$	$a_1$	$a_2$	$a_3$
LLANOS	0.1652	$7.34 \times 10^{-3}$	2.937	17.78	12	48	14.90	65.78	0.226	0.051	0.176	0.22375	0.276
HALL. MEDIO	0.1438	$5.97 \times 10^{-3}$	2.820	19.62	59	252	61.82	271.62	0.227	0.025	0.203	0.227	0.252
HALL. SUPERIOR	0.1075	$2.72 \times 10^{-3}$	3.680	34.27	11	69	14.68	103.27	0.142	0.034	0.109	0.140	0.175
HALL. INFERIOR	0.1278	$7.00 \times 10^{-3}$	1.907	14.92	26	176	27.91	190.92	0.146	0.025	0.121	0.145	0.171
CATAFUCHO	0.1489	$6.08 \times 10^{-3}$	2.954	19.84	10	41	12.95	60.84	0.213	0.052	0.162	0.210	0.263
QUATIPA	0.1284	$7.07 \times 10^{-3}$	1.904	14.83	5	27	6.90	41.83	0.165	0.056	0.110	0.160	0.220
POTOMAYO	0.1403	$6.74 \times 10^{-3}$	2.37	16.89	21	70	23.37	86.89	0.269	0.047	0.223	0.267	0.315



CUADRO No 5

RESULTADOS DE LA APLICACION DEL MODELO  
DE ESTIMACION ESTADISTICA A CUENCAS CON MAS  
DE DIEZ HALLAZGOS

CUENCA	Número de Yacimientos Descubiertos	PARAMETROS ESTIMADOS			RESULTADOS DE LA SIMULACION	
		$\mu$	$\sigma$	N	Reservas Remantes Esperadas (MMB)	Tamaño Esperado Prox.Hallazgo(MMB)
Putumayo	21	1.24	1.42	120	650.	20.
Bajo Magdalena	26	0.43	1.61	48	42.	3.8
Alto Magdalena	11	0.69	1.66	21	12.	1.3
Medio Magdalena	59	0.62	1.93	244	1200.	20.
Catatumbo	10	2.01	2.23	38	455.	59.
Llanos Orientales	12	-1.39	2.78	124	320.	15.

DESCRIPCIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RESERVAS	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
TOTAL	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Para el Magdalena Medio el estimativo de reservas totales obtenido mediante la estimación estadística es más alto - que el resultante de la encuesta; sin embargo, el estimativo del tamaño esperado del próximo hallazgo presenta la tendencia opuesta. En la determinación de la oferta proveniente de los hallazgos realizados durante el horizonte de planeamiento, se decidió utilizar los estimativos provenientes del modelo de estimación estadística debido a dos razones fundamentales: Por una parte, el número de hallazgos realizados en esta cuenca es bastante grande <sup>1/</sup> lo que provee una relativa confianza en la validez estadística de los estimativos y, por otra, las dos fuentes de información (estimativos estadísticos y encuestas) producirían resultados muy semejantes en cuanto a las reservas totales descubiertas durante el horizonte de planeamiento. En efecto, dicha cantidad estaría entre 650 y 750 MMB para la primera alternativa y muy cercana a los 686 MMB remanentes para la segunda. <sup>2/</sup> La diferencia radica, fundamentalmente, en que en el primer caso dicho volumen de hidrocarburos se encontraría más lentamente mientras en el segundo la mayor parte se hallaría durante los primeros años del horizonte. De acuerdo con lo anterior, se tomó la decisión de emplear para el Magdalena Medio los resultados de los estimativos estadísticos, en la medida en que producirían un ritmo más suave de incorporación de las nuevas reservas.

<sup>1/</sup> La aplicación efectuada en (10) para el Mar del Norte emplea los primeros 60 hallazgos.

<sup>2/</sup> De acuerdo con los estimativos de las encuestas el tamaño del próximo hallazgo sería mayor, 36MMB comparado con 20 MMB, lo que implica mayores tamaños y menor número de yacimientos, es decir, que casi la totalidad de las reservas serían descubiertas con la intensa exploración proyectada para los próximos 20 años.

Antes de discutir la forma como se realizó el análisis de las demás cuencas es importante destacar la relación entre el tamaño de la muestra (el número de hallazgos) y la validez estadística de los estimadores provenientes de dicha muestra. Al respecto, es útil citar los siguientes comentarios acerca del trabajo de Kaufman (Ver (3) página 151).

ROBERTS: "What is the right size of  $n$  to estimate the parameters? Do you get variances of your estimates?"

KAUFMAN: "As with almost all Sampling Schemes, the "quality" of a parameter estimator improves with increasing sample size. There is no "right" sample size. The larger  $n$  is, the better. Here, the sampling properties of a maximum likelihood estimator of  $\mu$  and  $\sigma^2$  given  $N$  are complicated and we have not yet studied them in detail".

La discusión anterior es importante puesto que hace desconfiar de la significancia estadística de los estimativos obtenidos para cuencas como el Alto Magdalena, el Catatumbo y los Llanos Orientales. Además, para cuencas como la última mencionada el hecho de haberse realizado la exploración hasta el presente en una zona restringida de la misma (el Piedemonte) hace dudar de la representatividad de los datos. Por las razones anteriores, para estas cuencas se aceptaron los estimativos de las encuestas y por tanto los parámetros se calcularon siguiendo el método explicado en d.

Para las dos cuencas restantes del cuadro 5 Putumayo y Bajo Magdalena, se tenía un caso intermedio con un número de hallazgos de 21 y 26 respectivamente. Para la cuenca del Putumayo los dos estimativos producirían resultados semejantes, con base en argumentos similares a los que se dieron para el Magdalena Medio. Para este caso se tomaron los estimativos de las encuestas.

El problema principal se presentó en el caso de la cuenca del Bajo Magdalena, en la cual, a pesar de tener una muestra de hallazgos de tamaño considerable (26 hallazgos), - los resultados obtenidos con el método de estimación estadística difieren notablemente de los estimativos de los geólogos. A pesar de la contradicción anterior, se decidió utilizar para esta cuenca los estimativos de la encuesta ya que éstos pueden reflejar expectativas de prospectos ya identificados, además de que la intensa exploración que está programada para los próximos años es indicativa de resultados prometedores.

En resumen, los parámetros de las cuencas fueron estimados en todos los casos usando la información de las encuestas y siguiendo el método de d. excepto para el Magdalena Medio donde los parámetros se estimaron con base en la muestra de hallazgos realizados hasta el presente. Los valores de los parámetros utilizados se presentan en el cuadro 6 . 1/.

Una vez definidos los estimativos de los parámetros de las distintas cuencas, el paso siguiente es la aplicación de la metodología presentada en c. para proyectar la oferta futura de crudos. Al respecto, para una cuenca y una tasa de hallazgos de esa cuenca dadas, la proyección puede basarse en el valor esperado de la producción ó, - dado el carácter probalístico del proceso de los hallazgos, presentarse como una proyección más alta ó más baja,

1/ En el cuadro no figuran las cuencas del Amazonas y Cauca-Patía para las cuales no se proyecta ninguna exploración durante el horizonte de planeamiento.



## CUADRO No. 6

PARAMETROS UTILIZADOS PARA LA PROYECCION DE  
LA OFERTA DE LAS DIFERENTES CUENCAS

CUENCA	$\mu$	$\sigma$	N
Llanos Orientales	1.23	1.51	330
Sabana de Bogotá	-0.35	1.20	115
Guajira	0.43	1.56	160
Pacífico	-0.26	1.41	90
Cesar-Ranchería	-1.02	1.27	178
Los Cayos	-0.12	1.41	125
Bajo Magdalena	0.65	1.75	64
Alto Magdalena	1.02	1.51	51
Medio Magdalena	0.62	1.93	244
Catatumbo	0.93	1.51	80
Putumayo	0.92	1.51	78

ANEXO I

RESERVAS DE PETRÓLEO EN CUENCAS

Cuenca	Reserva	Reserva	Reserva
001	10.0	10.0	10.0
002	20.0	20.0	20.0
003	30.0	30.0	30.0
004	40.0	40.0	40.0
005	50.0	50.0	50.0
006	60.0	60.0	60.0
007	70.0	70.0	70.0
008	80.0	80.0	80.0
009	90.0	90.0	90.0
010	100.0	100.0	100.0

con una probabilidad dada de ocurrencia. Las proyecciones del ENE se efectuaron obteniendo tres estimativos de la producción total futura, para una cuenca y dado el valor de la tasa de hallazgos. Estos se obtienen en la siguiente forma: el primero corresponde al valor esperado de la producción. El segundo es un estimativo "bajo", en el cual la producción anual esperada de cada cuenca se multiplica por una constante de forma tal que las reservas totales encontradas durante el horizonte de planeamiento estén una desviación típica por debajo del valor esperado. Finalmente, la tercera es una proyección "alta", para la cual las reservas totales descubiertas en cada cuenca están una desviación típica por encima del valor esperado. Nótese que bajo el supuesto de que las reservas totales encontradas durante el horizonte de estudio siguen, para cada cuenca, una distribución aproximadamente Normal <sup>1/</sup>, los tres estimativos son aproximadamente equiprobables, dados los supuestos del modelo.

<sup>1/</sup> Lo que aproximadamente válido en la medida en que las reservas totales encontradas serán una variable aleatoria que es una suma de variables aleatorias.

## REFERENCIAS PARTE B DEL CAPITULO XX.

1. Barouch E. y G M. Kaufman, "Oil and Gas Discovery Modelled as Sampling Proportional to Random Size", M.I.T. Sloan School of Management, Working Paper WP 888-76, Diciembre, 1976.
2. Kaufman G.M., Y. Balcer y D. Kruyt, "A Probabilistic Model of Oil and Gas Discovery", in Studies in Geology No.1 Gas Resources, the American Association of Petroleum Geologist, 1975.
3. Barouch E. y G.M. Kaufman, "Probabilistic Modelling of Oil and Gas Discovery", en Energy: Mathematics and Models, SIAM Institute for Mathematics and Society., 1976.
4. Cozzolino, J.M. "Sequential Search for an Unknown Number of Objects of Non-Uniform Size", Operations Research, Vol. 20 No. 2.
5. Bloomfield, P., K.S. Deffeyes, G.S. Watson, Y. Benjamini y R.A. Stine, "Volume and Area of Oilfields and Their Impact on Order of Discovery", Princeton University, 1979.
6. Kaufman G.M. y J.W. Wang, "Model Miss-Specification and the Princeton Study of volume and Area of Oil Fields and their Impact on the Order of Discovery", Energy Lab. - Working Paper, MIT - EL 80-003 WP? Enero, 1980.

7. Kaufman G.M., "Issues Past and Present in Modelling Oil and Gas Supply", Symposium on Oil and Gas Supply Modelling, National Bureau of Standards, Washington, D.C. Junio 18-20, 1980.
8. Wilde, D.J. y C.S. Beightler, "Foundations of Optimization Prentice Hall, 1967.
9. Raiffa, H. y R. Schlaifer, "Applied Statistical Decision Theory", the MIT Press, 1968.
10. Eckbo, P.L., H.D. Jacoby y J.L. Smith, "Oil Supply Forecasting: A Dissaggregated Process Approach", Bell Journal of Economics, Vol 9, No. 1, 1978.
11. Smith, J.L., "A Probabilistic Model of Oil Discovery", Revisado para publicación, Enero, 1980.



## C. EXPANSION DEL SISTEMA DE REFINERIAS Y COMERCIO EXTERIOR.

## 1. INTRODUCCION

El modelo tiene como objetivo preveer las necesidades de expansión del sistema de refinación y su equipamiento para atender las demandas esperadas de derivados en el horizonte de planeamiento. En otras palabras, se trata de elegir el tipo de refinerías que satisfagan las necesidades del país al mínimo costo. Para tal objetivo se eligió un modelo de programación dinámica con una subrutina lineal, que elabora un programa de construcción de refinerías con los siguientes tres elementos:

- a. Años en que deben entrar en funcionamiento las nuevas refinerías y sus expansiones.
- b. Sus capacidades.
- c. El equipamiento de cada una de ellas.

Adicionalmente, el modelo permite escoger la localización de las refinerías introduciendo los costos de transporte como componente del precio y/o de la inversión. Aunque teóricamente el modelo puede considerar cualquier número de refinerías con diferentes localizaciones, el programa diseñado para las corridas de este informe solo contempla dos localizaciones: Los Llanos y la Dorada. Por último, un balance de comercio exterior resulta al simular la operación del sistema de refinación año por año, con las expansiones escogidas.

## 2. CARACTERISTICAS DEL MODELO

- a. Tratamiento y Diseño de las Refinerías Nuevas.

A los efectos de permitir una adecuada expansión del equipamiento de refinación de las refinerías futuras, se toman en cuenta las siguientes unidades de procesamiento:

Topping  
 Vacío  
 Reforming  
 Cracking  
 Hidrocracking  
 Visbreaking  
 Coking

Se supone además que la determinación de las capacidades de estas unidades en el futuro se hará sobre las base de los siguientes crudos:

- i. Crudo importado, supuesto como una mezcla de 3/4 de lagomedio y 1/4 de Bachaquero.
- ii. Crudo nacional liviano, supuesto como crudo LCT.
- iii. Crudo nacional pesado, supuesto como crudo Cocorná<sup>1/</sup>

Los productos a elaborar son:

---

<sup>1/</sup> En realidad, en la versión actual del programa, el modelo contempla 5 crudos: importado, liviano de los Llanos, pesado de los Llanos, liviano del resto del país y pesado del resto del país. Tal separación se hizo para tener en cuenta las diferencias en los costos de transporte de los crudos, lo cual establece un criterio para la selección de la localización de las refinerías nuevas.

Gas licuado  
 Gasolina  
 Kerosene y Jet-fuel  
 Diesel Oil  
 Fuel Oil

Las especificaciones de los productos de salida que se toman en cuenta son:

- i. Tensión de vapor Reid (100°F) de las gasolinas = 11 psi (Norma D133)
- ii. Octanaje de la gasolina regular Research F-1 = 80 (Norma D2699).
- iii. Octanaje de la gasolina extra Research F-1 = 92 (Norma D2699).
- iv. Cetano del ACPM (Diesel Oil) = 45 (Norma D976)
- v. Viscosidad del Fuel Oil a 50°C = 220 SSF (mínimo) y 240 SSF (máximo).

Las incógnitas del problema son las capacidades de las unidades de equipamiento y las cargas de los tres crudos que deben alimentarlas para producir los productos seleccionados al nivel de calidad fijado por las normas.

El planteo directo es demasiado complicado ya que todas las capacidades de las unidades internas son desconocidas y también lo son las corrientes intermedias y sus respectivas calidades, con el agravante de que todo ello varía

para cada crudo. Para obviar esta dificultad se ha aplicado una técnica diferente que podemos llamar TECNICA DE LOS MODULOS aplicada exitosamente por el Instituto Francés de Petróleo y por el Modelo de Expansión y localización Argentino.

Esta técnica consiste en suponer que una refinería futura es una combinación lineal de ciertos módulos cada uno de los cuales contiene ciertas unidades de equipamiento diseñado según los crudos involucrados. La consecuencia de esto es que un módulo dado produce los productos con rendimientos fijos y dentro de las especificaciones establecidas para cada uno de los crudos. Además, para un crudo dado, todas las capacidades de las unidades internas son proporcionales a la capacidad del Topping y por lo tanto la función de costos depende de una sola variable que es la capacidad de Topping de ese módulo.

En rigor habría que decir que dicha función de costos (entendida como costos de inversión) depende no sólo de la capacidad de Topping sino también del tipo de crudo. Sin embargo, la experiencia de aplicación de esta técnica para varios crudos del Medio Oriente y los crudos Argentinos, muestra que la función de costos varía mucho de módulo a módulo pero muy poco de crudo a crudo. Se adoptó la hipótesis de que esto sería válido para los tres crudos, de interés en Colombia y se comprobó, después de hacer los cálculos, que esto es cierto en general pero hay un caso que se aparta un poco de la regla y es el crudo de Cocorná en el Módulo I. No obstante para no complicar el planteo se asumió que este caso está dentro de la regla y si la solución óptima contiene un alto por-



centaje de este caso sería conveniente efectuar algún tipo de análisis de sensibilidad de los costos para ver si la solución cambia.

La resolución numérica de los módulos se realiza con un procedimiento denominado MARCHA DE CRUDOS y que consiste en simular el comportamiento de un crudo en la hipotética refinería representada por el módulo. Los datos necesarios para efectuar esto son en general muy difíciles de obtener, sobre todo para los crudos nacionales.

Entre los datos principales podemos mencionar:

- i. Densidad API<sup>o</sup> del crudo.
- ii. Curva ASTM o TBP que indica la respuesta al proceso de destilación atmosférica.
- iii. Cortes de vacío
- iv. Densidad de todos los cortes
- v. Octanajes y TVR de los cortes livianos
- vi. Contenido de naftémicos y aromáticos de las cargas a Reforming.
- vii. Viscosidad de los cortes intermedios y pesados.
- viii. Carbón Conradson de alimentación a Coking.

Otras menos importantes son puntos de inflamación, puntos de escurrimiento, contenido de gomas, azufre, penetración etc, de ciertos cortes intermedios.

Otro de los datos que interviene en el diseño de los módulos es la selección de la tecnología. Esto está mucho mejor conocido que los crudos y se ha realizado para el caso colombiano aplicando el "buen criterio" pero debe

dejarse en claro que una reelección de la tecnología ya sea sobre las unidades consideradas o sobre otras que no se han incluido, podría alterar el comportamiento de los módulos.

De todas maneras el mayor grado de incertidumbre radica en la información sobre los crudos y hay que decir que no ha sido posible obtener las cartillas de los crudos locales en Ecopetrol por lo cual se han debido hacer ciertos supuestos basados en la experiencia y la comparación con datos internacionales. Es obvio aclarar que un mejor conocimiento sobre los crudos podría producir mejoras de cierta significación sobre los resultados en la medida en que las hipótesis hechas aquí se alejen de los datos reales.

Sin embargo se debe aclarar que la mayor fuente de incertidumbre se halla en el desconocimiento de calidad y cantidad de los petróleos nacionales por descubrir y que el error en esta variable supera al de la tecnología y los datos sobre los crudos existentes. En este caso se ha colocado el problema en los términos "razonablemente más desfavorable" al suponer que el crudo liviano es en realidad "bastante pesado" y el crudo pesado es "superpesado". Pero si en el futuro se descubren grandes cantidades de un petróleo como el Orito, por ejemplo, los resultados de la solución óptima pueden alterarse significativamente.

Hechas estas salvedades pasemos a enumerar todos los módulos posibles que podrían ser considerados para formular la realidad futura de la refinación colombiana.

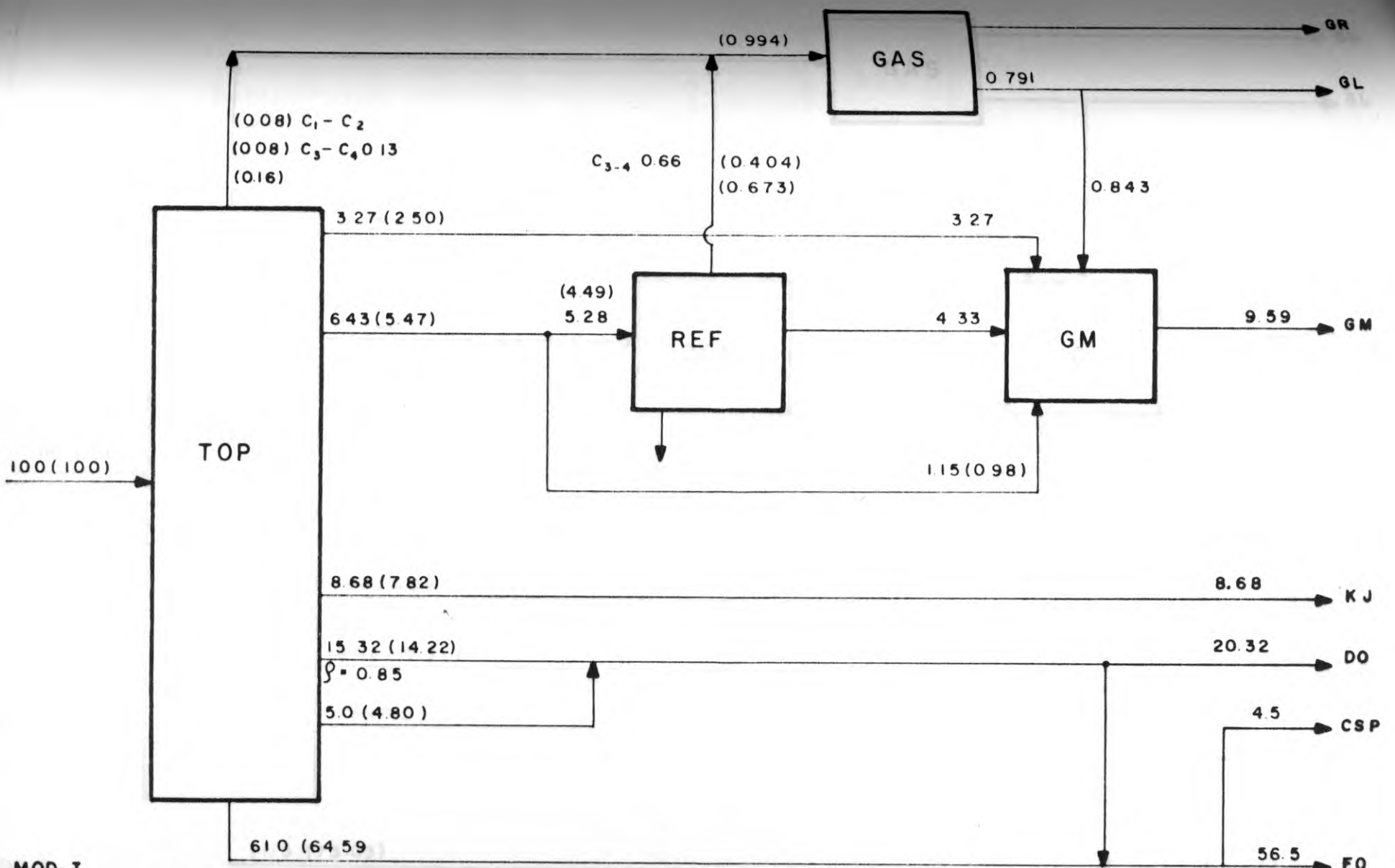
1. TR: Topping-Reforming. -maximiza fuel oil
2. TRC\*: Topping Reforming-Cracking. - intensivo en gasolina.
3. TRCC\* : Topping Reforming -Craking -Coking. - maximiza gasolina.

\*Los módulos 2 y 3 pueden ser con o sin craqueo de gas oil atmosférico dando entonces los módulos 2' y 3'.

4. TRH1 : Topping Reforming Hydrocracking de una etapa.- intensivo en ACPM.
5. TRH1C: Topping Reforming-Hydrocracking de una etapa - Coking.- maximiza ACPM.
6. TRH2 : Topping Reforming Hydrocracking de 2 etapas intensivo alternativamente, en gasolina o ACPM.
7. TRH2C: Topping Reforming Hydrocracking de 2 etapas - maximiza alternativamente gasolina o ACPM.

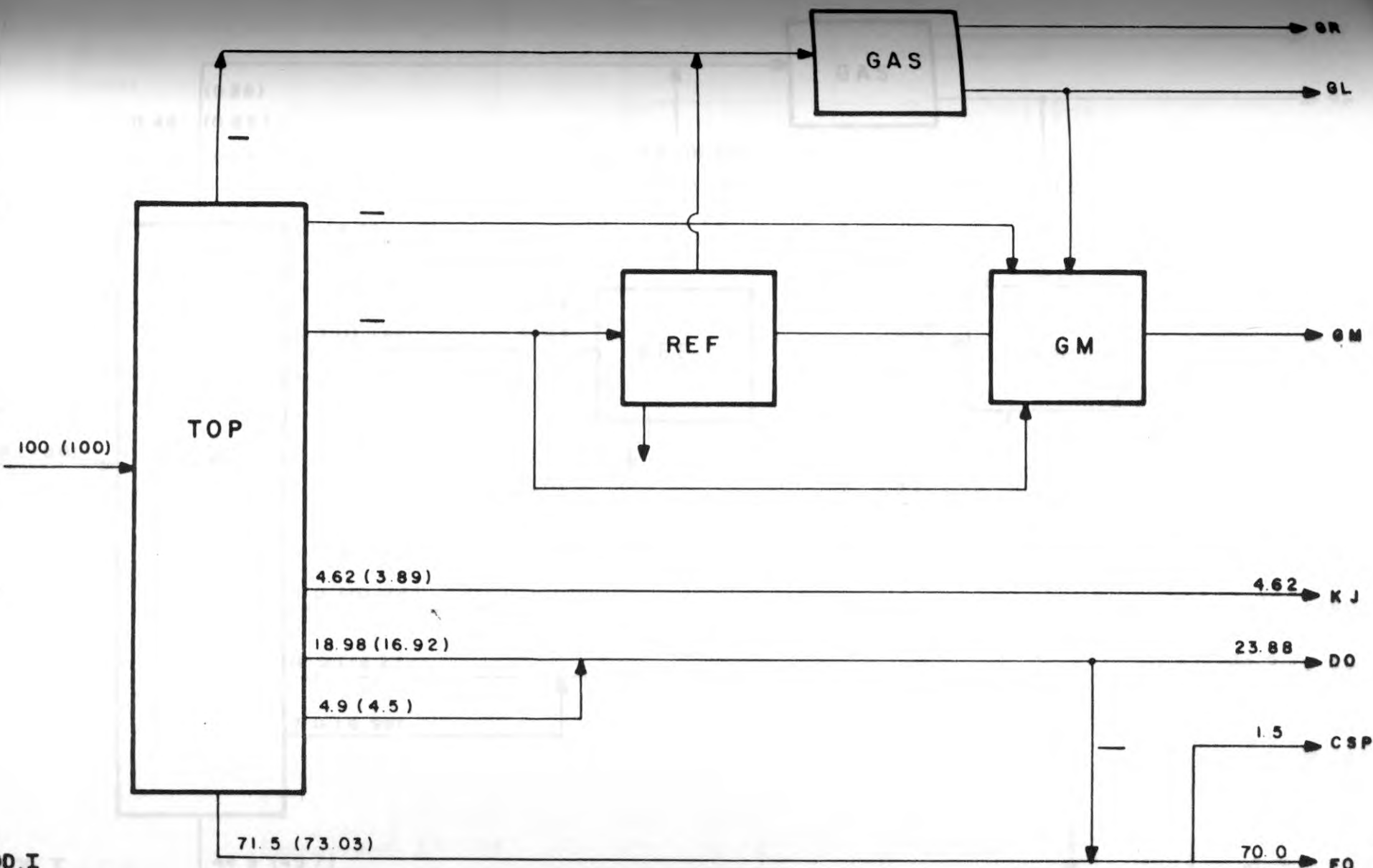
El programa de computador del modelo de programación dinámica con subrutina lineal elaborado sólo admite la existencia de hasta tres módulos simultáneos y puede afirmarse que, dadas ciertas demandas de productos siempre es posible involucrar hasta un máximo de tres módulos para considerar todas las alternativas de equipamiento razonables.

Otra ventaja de la técnica de los módulos es que resulta el único planteo práctico para la programación dinámica ya que permite transformar un problema esencialmente continuo como es el de la refinación, en un problema en variable discreta a condición de considerar la capacidad de cada módulo como discreta. Esta discretización sería impracticable con las unidades originales de equipamiento ya que el parámetro de discretización sería diferente para cada una de ellas.

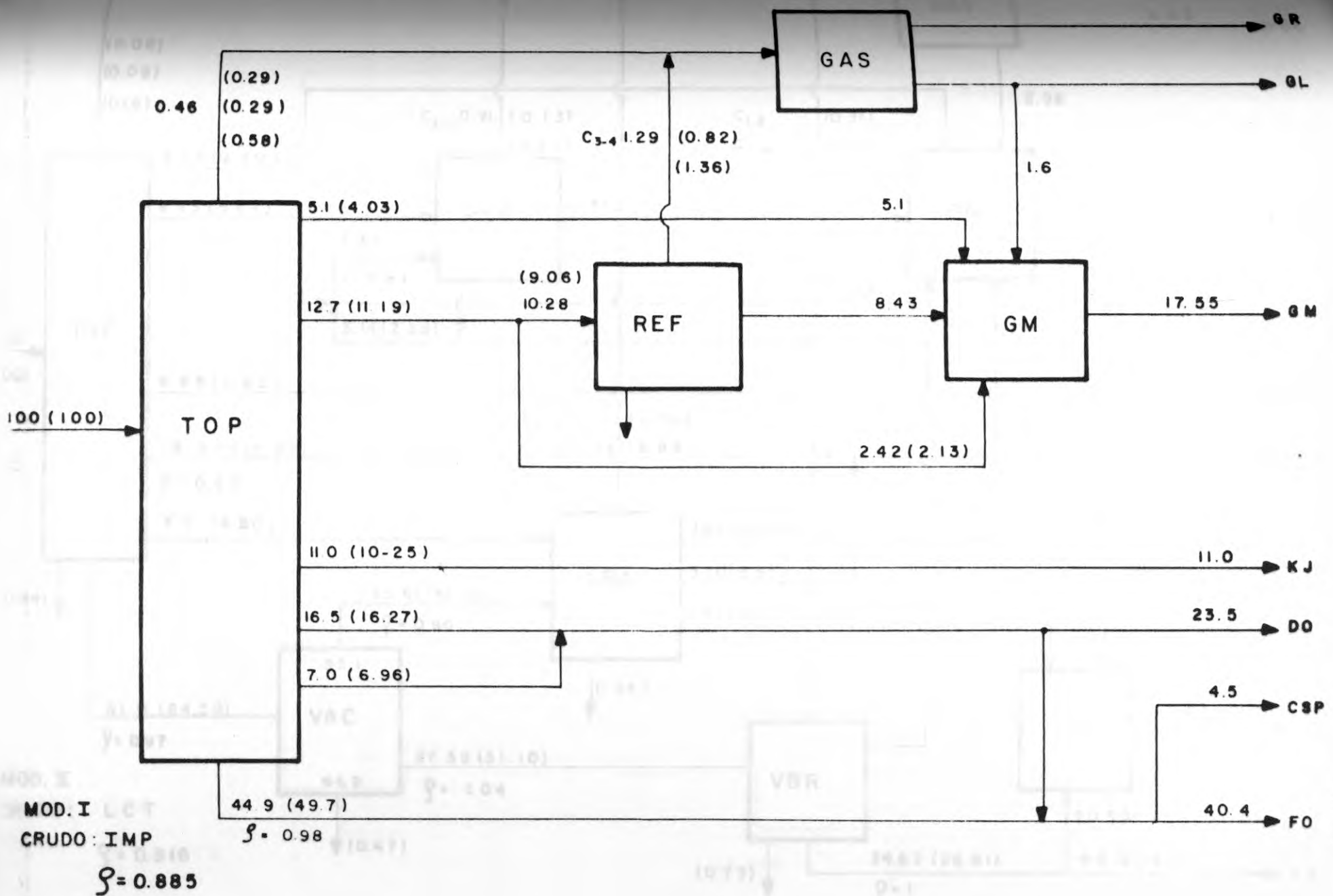


MOD. I  
 CRUDO : LCT  
 $\beta = 0.916$



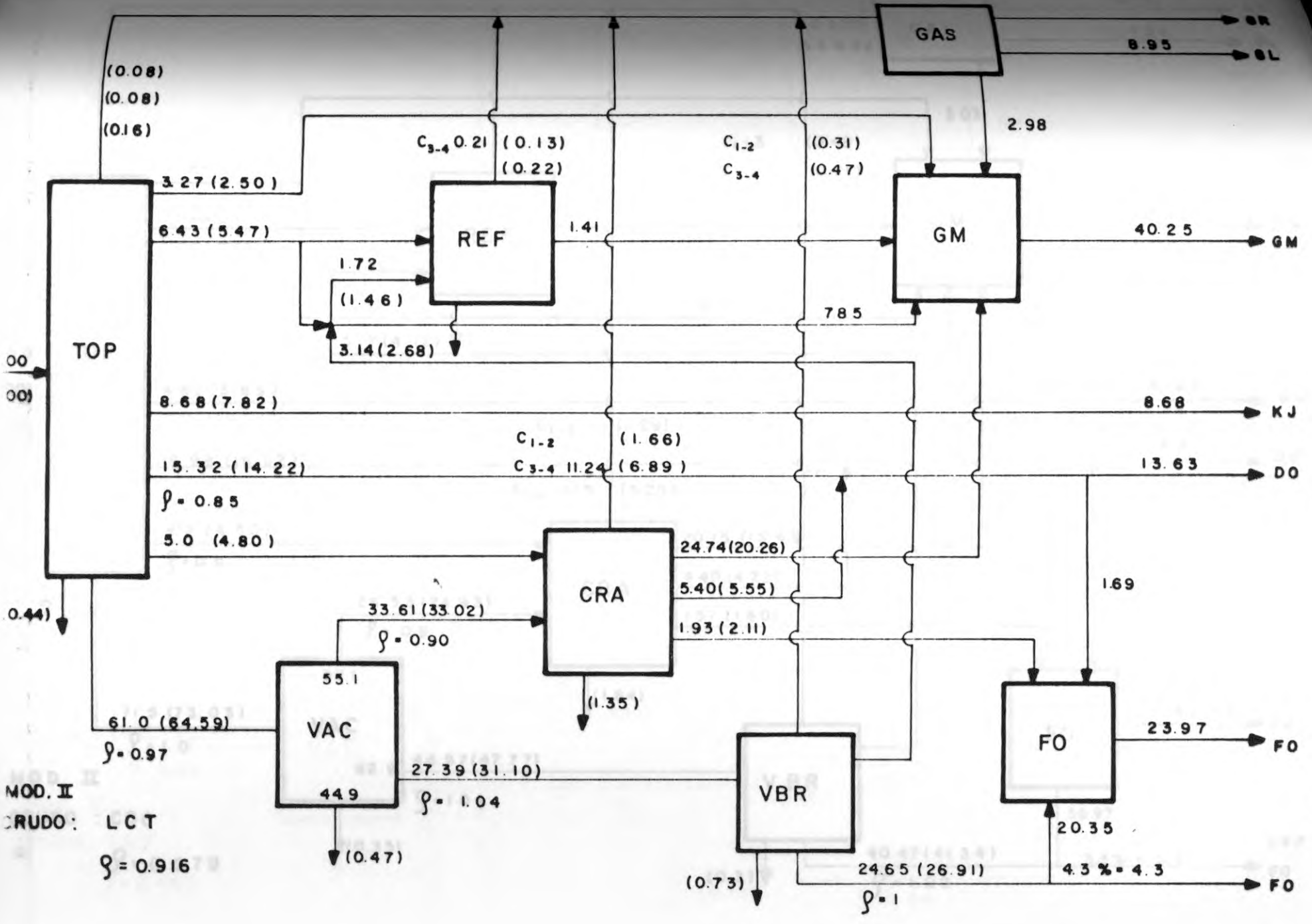


MOD. I  
 CRUDO : COC  
 P = 0.979



250182

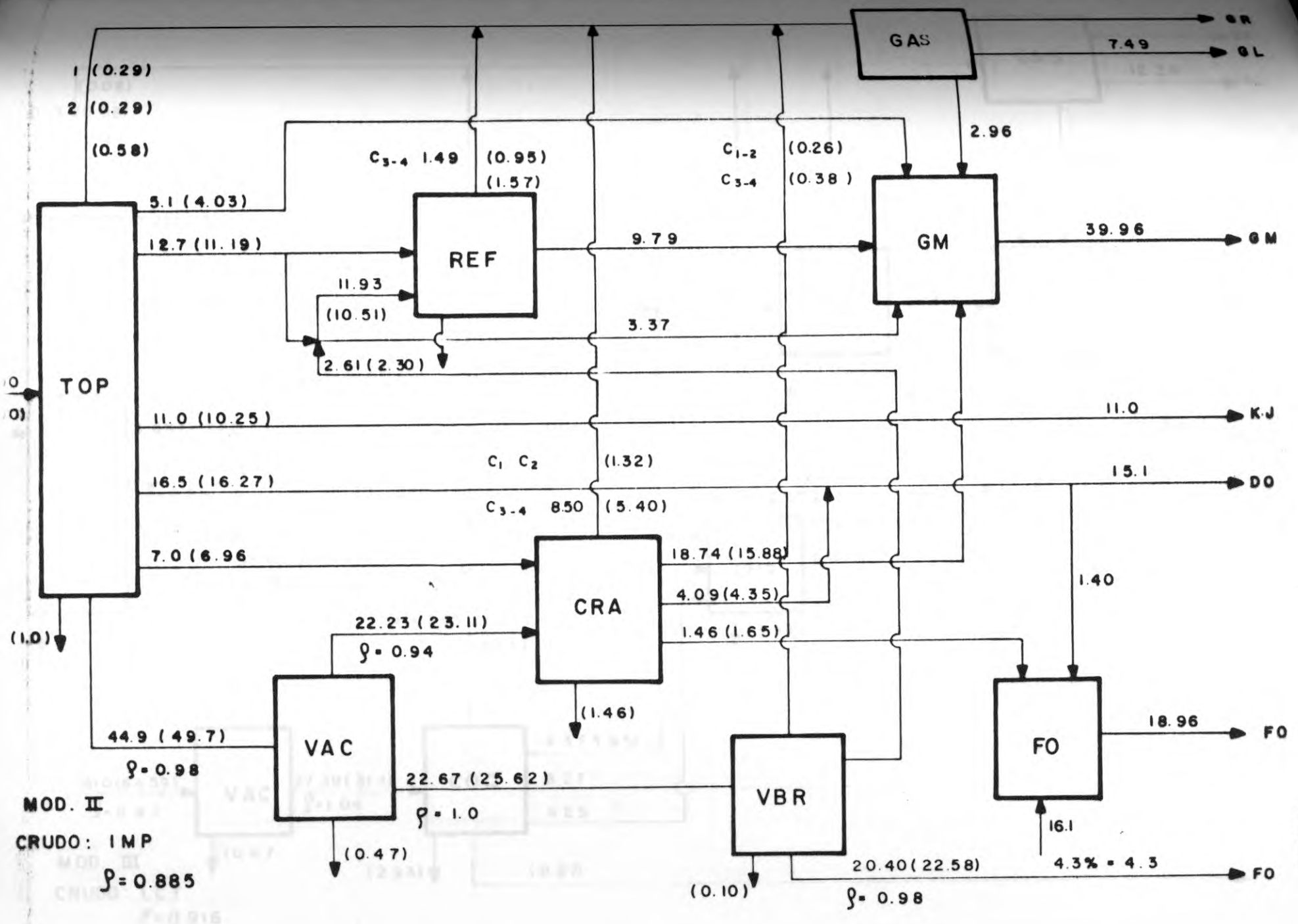
CAD 176  
WIND 2



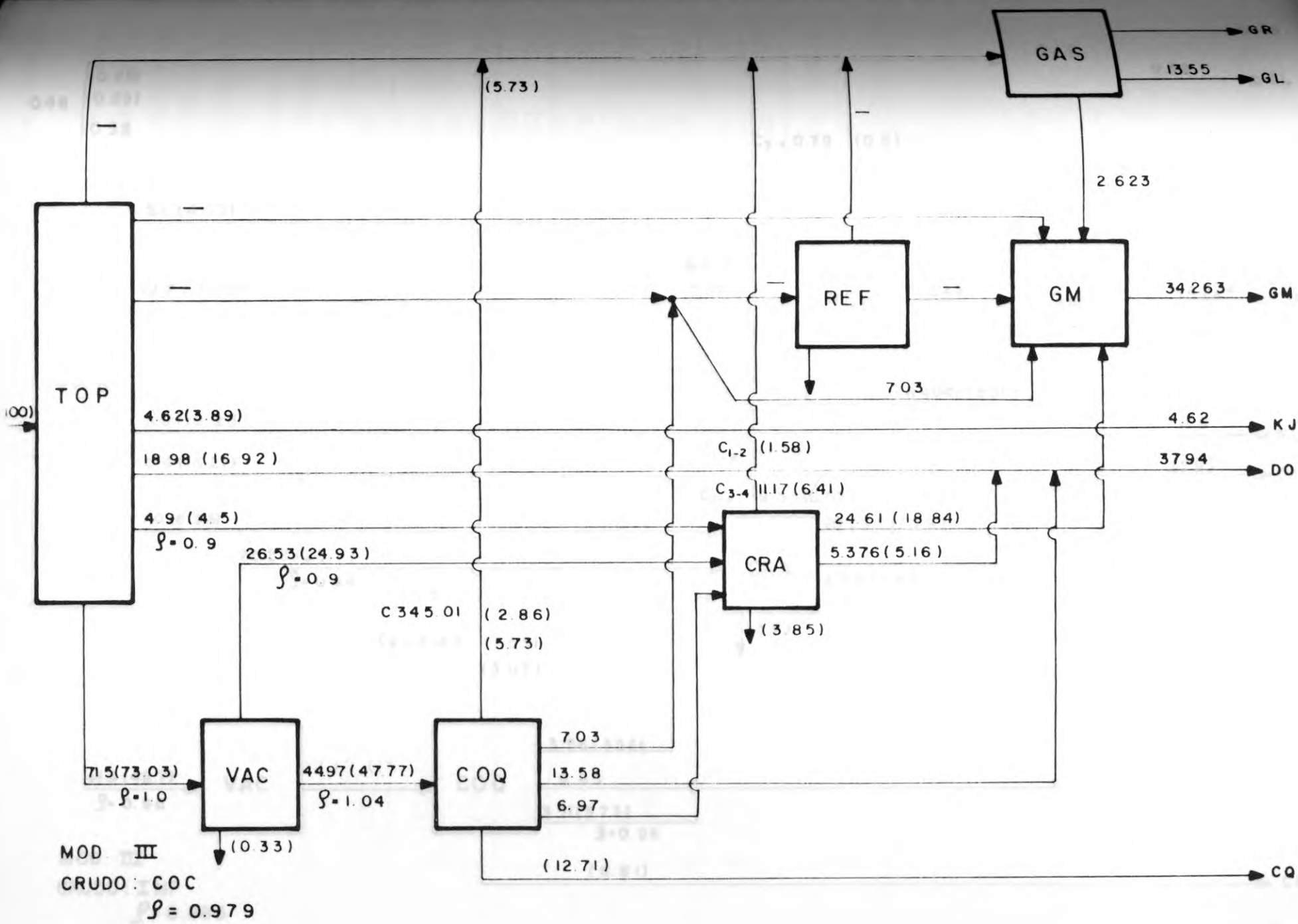
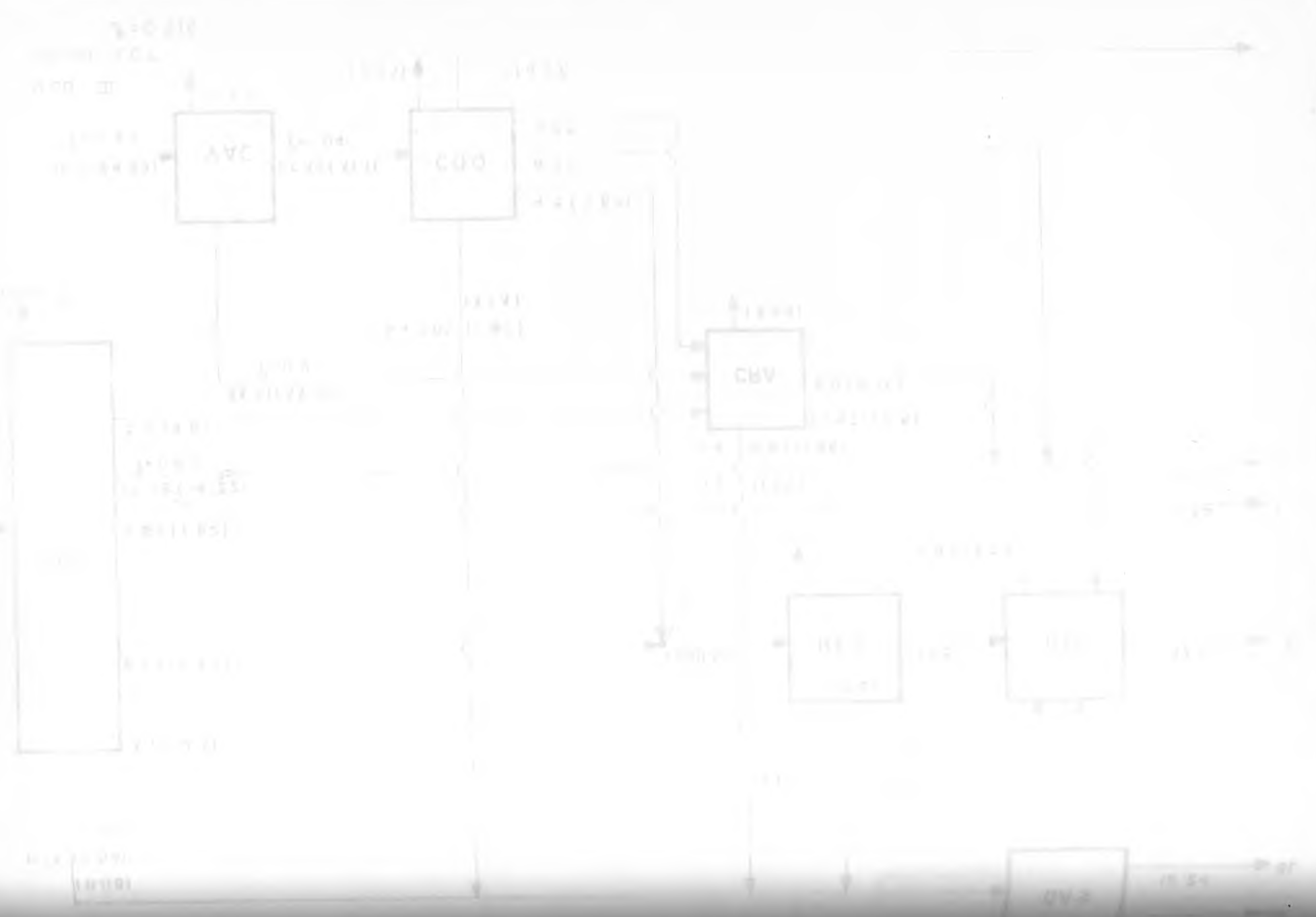
MOD. II  
CRUDO: LCT  
 $\eta = 0.916$

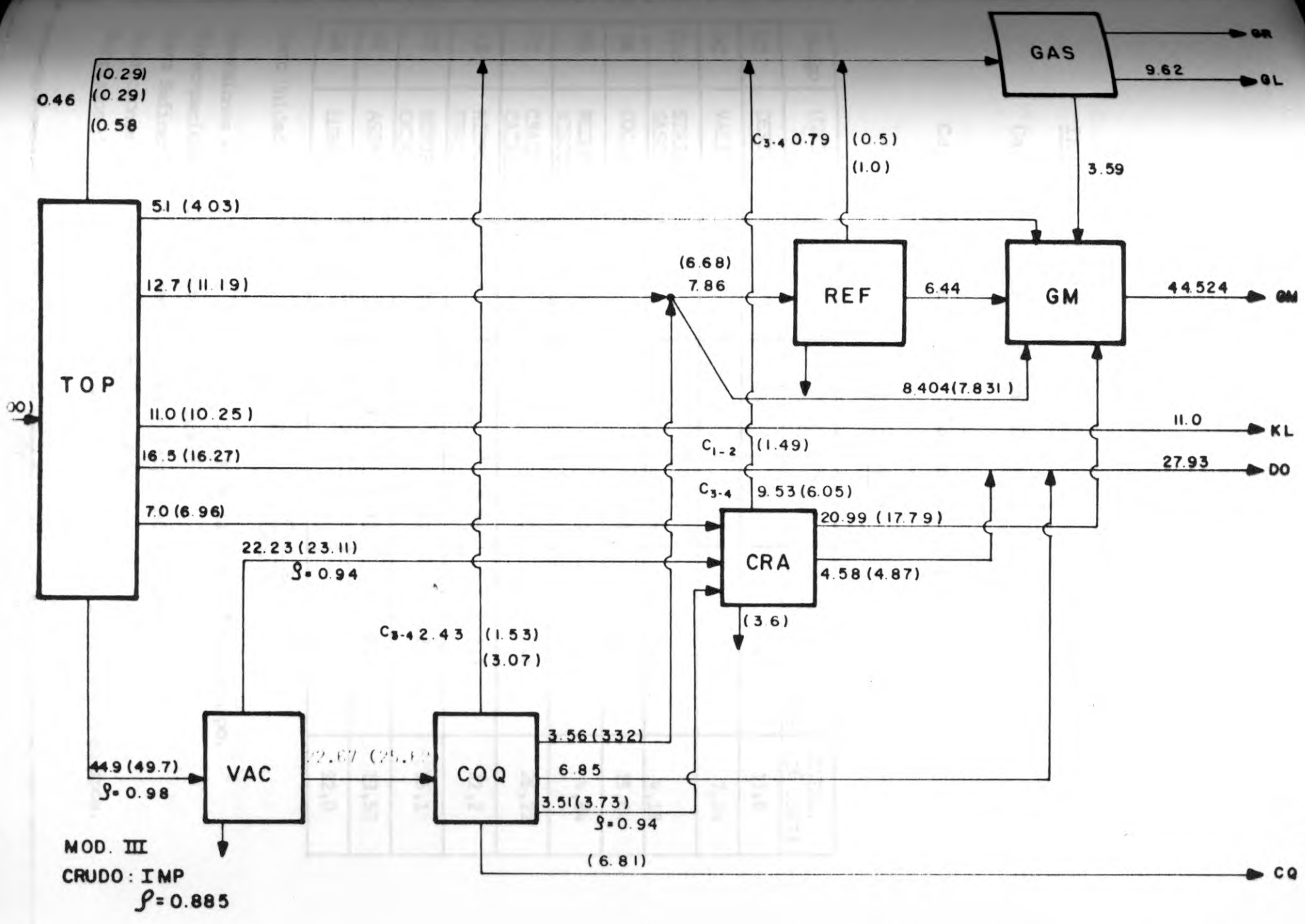
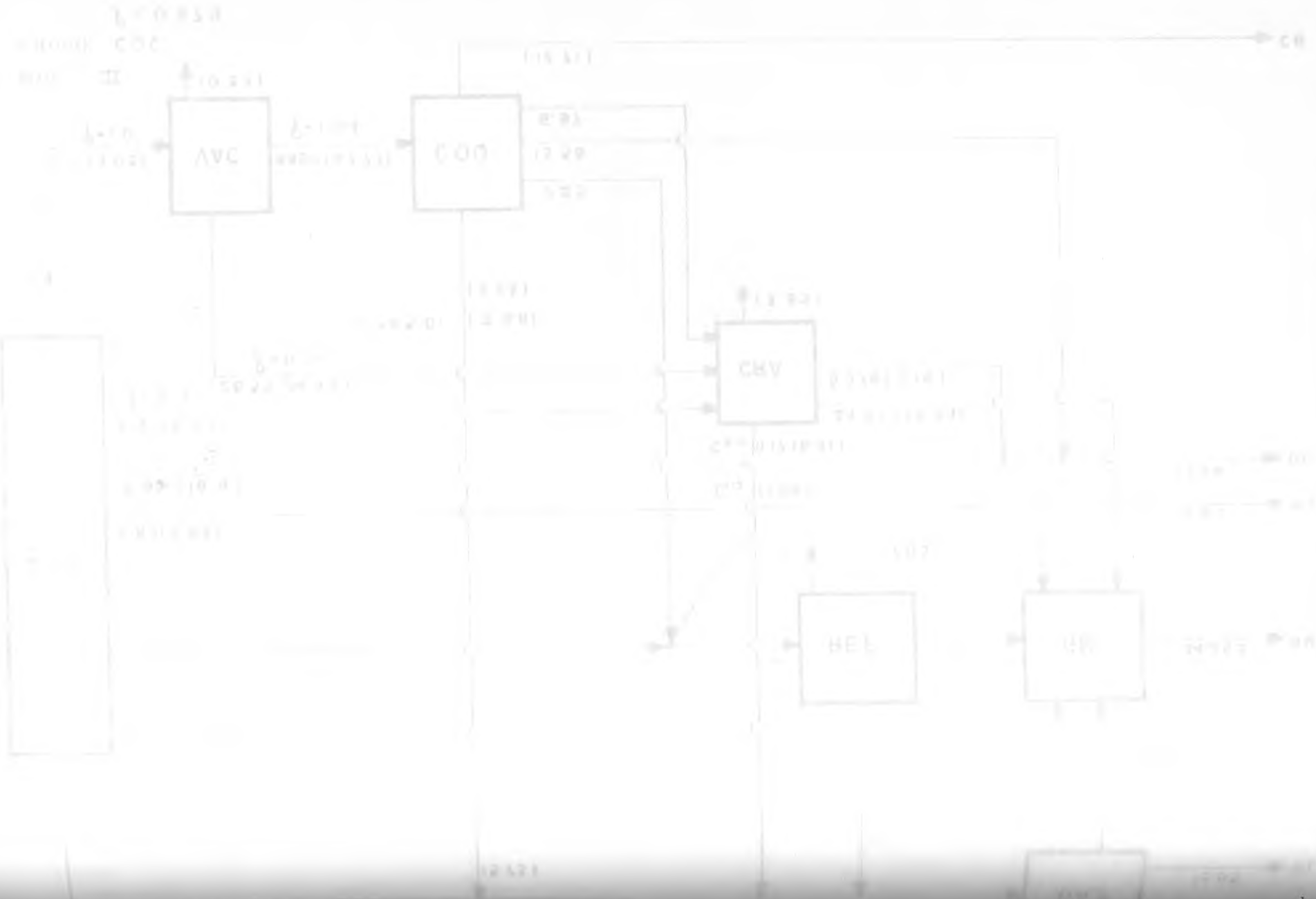














## CUADRO No. 1. (continuación)

INVERSIONES DESTILERIASCapacidad diaria operación =  $\frac{\text{Capacidad Anual}}{365 \times \text{Factor Servicio}}$ 

Capacidad anual = Cap. día. oper. x 365 x F.S.

TABLA BASE

Código	UNIDAD	CAPACIDAD M <sup>3</sup> /D	INVERSION 10 <sup>6</sup> US\$73	F.S.	FACTOR ESCALA- LACION 1973-1978	INVERS. 10 <sup>6</sup> US\$73
ATM	DEST.ATM	10	6,2	0,95	2,2	13,6
VAC	VACIO	5	3,2	0,95	2,2	7,04
STAB	STABIL. GASOLINA	1	1,9	0,95	2,2	4,18
COQ	COQUEO	2	7,2	0,90	2,2	15,84
RVS	REDUCTOR VISCOS	2	2,2	0,90	2,2	4,84
CRC	CRAQUEO CATALIT.	3	11,4	0,90	2,3	26,22
HCR	HIDRO CRAQUEO	3	14,0	0,90	2,3	32,2
REF	REFOR. CATAL.	2,5	7,0	0,93	2,3	16,1
ASF	ASFALTO	0,8	5,9	0,90	2,3	13,57
LUB	LUBRICANTE	3,0	40	0,90	2,3	92,0

$$\text{Costo Unidad Capacidad B} = \text{Costo Unid. Cap. A} \left\{ \frac{\text{Cap. B.}}{\text{Cap. A.}} \right\}^{0.65}$$

Inversiones en facilidades auxiliares: 130% de la inversión en equipo.

Sobrecapacidad = 0,1 { Costo = Facilidades }

Nueva Refinería = 1,5 { Costo Unidades + facilidad + Sobrec. }

Reparaciones : 0,1 de la Inversión Quinquenal

Reemplazos de Plantas: Las Facilidades son el 70% de la inversión en equipos.

En las figuras adjuntas (Cuadro 1) se presentan los resultados de la marcha de crudos en los módulos 1,2 y 3 así como las curvas de costo resultantes. Sobre estas últimas cabe agregar que se ha supuesto que una refinería nueva cuesta un 150% más que la ampliación existente.

b. TRATAMIENTO DE LAS REFINERIAS ACTUALES.

Cada una de ellas (Cartagena y Barrancabermeja) se tratará separadamente como una unidad de producción con ciertos coeficientes fijos de insumo-producto para cada uno de los derivados, dependiendo del tipo de crudo utilizado. Esto es, cada refinería (j) estará caracterizada por un conjunto de coeficientes  $n_{ijm}$  que nos permitirán calcular la producción de cada derivado m, si se procesa el crudo i.

Si bien una refinería es flexible en su operación, con posibilidad de producir, en una amplia gama, diferentes combinaciones de la composición de los derivados finales para adaptarse a la estructura de demanda a corto plazo, es cierto que esto es posible por la forma en que se alimentan y usan las plantas que la componen y, más restringidamente, por la manera como se mezclan las corrientes intermedias. Sin embargo, con un equipamiento fijo, en el largo plazo, para efectos de planeación, es válido y necesario adoptar como supuesto la utilización óptima de cada una de las plantas, de tal forma que podamos hablar de vectores fijos de coeficientes de insumo-producto para cada tipo de crudo. Así, una refinería sería vista como una 'caja negra' a la cual le entra cierta cantidad de crudo y le salen unos derivados en proporciones fijas

CUADRO No. 2COEFICIENTES DE INSUMO-PRODUCTO DE LAS REFINERIASACTUALES CORRESPONDIENTES AL CASO BASICO

Refinería : Barrancabermeja

Crudo Producto	L C T		COCORNA		IMPORTADO	
	CANT.	COEF	CANT.	COEF.	CANT.	COEF
Gasolina	52.8	.42	40.6	.35	62.2	.46
ACPM	13.9	.11	6.8	.06	12.0	.09
Fuel Oil	27.9	.22	45.1	.39	23.5	.17
Kero - JP	4.4	.04	0.0	.00	10.0	.07
GLP	2.1	.02	0.8	.007	2.9	.02
TOTAL	101.2	.81	93.3	.80	110.6	.82
GARGA	124.3		116.2		135.0	

Refinería : Cartagena

Crudo Producto	L C T		COCORNA		IMPORTADO	
	CANT.	COEF	CANT.	COEF.	CANT.	COEF
Gasolina	31.4	.51	23.2	.45	37.0	.52
ACPM	5.0	.08	0.0	.00	5.2	.07
Fuel Oil	18.4	.30	23.4	.46	19.0	.27
Kero JP	3.7	.06	0.0	.00	3.8	.05
GLP	1.4	.02	2.7	.05	1.4	.02
TOTAL	60.0	.97	49.3	.96	66.4	.94
CARGA	62.1		51.3		70.7	





## d. HORIZONTE

El período considerado es entre 1982 y el año 2000. Sin embargo, la primera refinería nueva solo le es permitido entrara a operar a partir de 1990. La razón de esta restricción está fundamentada en resultados previos hechos con el modelo que basaban la construcción de nuevas refinerías en la existencia de crudos domésticos. (Dado que se espera que en 2 o 3 años se etendrá un conocimiento más completo de la cantidad y calidad de los crudos que se esperan encontrar, principalmente en los Llanos, y que basado en esto sea posible tomar la desición y hacer los diseños pertinentes, lo que podría tomar otro año, es razonable pensar que el inicio de la construcción de la primera refinería debería estar aplazada al menos hasta 1985).

## e. OBJETIVOS.

Buscando minimizar el valor presente de la función objetivo, el modelo selecciona las capacidades de los módulos y sus expansiones y el año en que deben entrar en funcionamiento y, adicionalmente, simula la operación óptima del sistema en cada año. Nótese que el equipamiento, y las capacidades de las refinerías nuevas están dadas por la manera en que se combinan los módulos.

Dado que los coeficientes de insumo-producto, tanto para las refinerías nuevas como para las actuales, dependen del crudo, el modelo hace también una asignación óptima de crudos: que tipo(s) de crudo(s) debe utilizar cada refinería y en qué cantidad(es). Como consecuencia adicional, establece la cantidad de crudo que debe ser importado. Finalmente, establece las Importaciones y Exportaciones anuales de productos para la configuración óptima.

## 3. FUNCION OBJETIVO

El modelo busca minimizar el valor presente de los costos anuales netos. Estos están constituidos por los costos de inversión y otros, agraegados bajo el nombre de costos variables, los cuales incluyen los costos de operación de las refinerías, el costo del crudo utilizado <sup>1/</sup>, el valor de las importaciones menos el ingreso recibido por la exportación de excedentes.

Adicionalmente dado que el objetivo es minimizar el costo social, toda fracción de los costos en moneda extranjera estará evaluada según el precio sombra de la divisa.

## a. COSTO DE INVERSION

La consideración fundamental que llevó a utilizar un modelo dinámico multiperiódico es la posibilidad de las economías de escala que se producen en la construcción de refinerías. Se dijo anteriormente que el costo de éstos se puede expresar como función de la capacidad de topping, siguiendo una relación funcional de la forma

$$C = A Q^{.65}$$

donde:

C es el costo total de la inversión

Q es la capacidad diaria de topping

---

<sup>1/</sup> El precio de los crudos domésticos es su costo de oportunidad en el pago. Para el importado es su precio CIF en Cartagena.

A es una constante que depende del módulo  $\frac{1}{}$

El costo total C debe repartirse sobre la vida útil de la refinería de tal modo que

$$C = \sum_{t=1}^z \frac{CA}{(1+\rho)^t}$$

de donde se obtiene

$$CA = \frac{\rho(1+\rho)^z}{(1+\rho)^z - 1} C$$

$$\sigma = \frac{\rho(1+\rho)^z}{(1+\rho)^z - 1}$$

Se denomina el factor de recuperación y permite distribuir el costo de inversión sobre la

vida útil de la refinería.

CA es el costo anualizado, z es la vida útil y  $\rho$  es la tasa de descuento. La vida útil de la refinería es al menos 30 años, por lo que  $\sigma$  es aproximadamente igual a  $\rho$ . De esta forma, anualizamos los costos de inversión y para cada período se sumarán los costos anuales de cada módulo nuevo que haya entrado en operación en dicho período o en los anteriores.

---

$\frac{1}{}$  En rigor, A no solo depende del módulo sino también de si se trata de una nueva construcción o de una ampliación. Es claro que las ampliaciones tienen costos menores debido a la existencia de las "facilities" ya construidas. Adicionalmente, para el módulo que representa la refinería de los Llanos, A contempla un extracosto que se originaría por un poliducto a Bogotá para el transporte de los productos.

## b. COSTOS VARIABLES.

Se determinan anualmente simulando la operación del sistema de refinación. Esto es, el costo variable asociado con la construcción de nuevas refinерías es el costo mínimo obtenido al operar óptimamente todo el sistema de refinación caracterizado por las capacidades de las refinерías viejas y nuevas y la estructura de demanda del año. Este costo variable se obtiene mediante un submodelo de programación lineal, el cual se explicará más adelante.

## c. TASA DE DESCUENTO

Todos los costos anuales deben descontarse al principio del horizonte de planeamiento mediante la tasa de descuento

$$\delta_t = \frac{1}{(1+\rho)^{t-1}}$$

## d. MODELO

El modelo busca minimizar  $\frac{1}{\rho}$

$$CT = \sum_{t=1}^T \delta_t (CC_t + CV_t)$$

donde T es el último año en el horizonte de planeamiento

$CC_t$  es el costo de capital en el año t

$CV_t$  es el costo variable en el año t.

<sup>1/</sup> Como se dijo anteriormente, la fracción de CT que deba pagarse en dólares está multiplicada por el precio sombra de la divisa.



Si denotamos  $q_{ks}$  como la capacidad incrementada del módulo  $k$  en el año  $s$ , tenemos que su costo de inversión analizado es

$$c A_k q_{ks}^{.65}$$

( $A_k$  será diferente si se trata de una ampliación o construcción nueva) por lo tanto

$$CC_t = \sum_{s=1}^t \sum_{k \in K} c A_k q_{ks}^{.65}$$

donde  $K$  es el conjunto de módulos considerados ( en la práctica no se considerarán mas de 3 módulos).

$CV_t$  es el costo variable del año  $t$ , obtenido al operar óptimamente el sistema de refinación incrementado con las capacidades nuevas. Dado que las capacidades actuales, esto es la de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, permanecen fijas,  $CV_t$  puede considerarse como una función de la capacidad total de las refinerías nuevas y el vector de demandas  $D(t) = (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5, \underline{\quad})$  esto es,

$$CV_t = CV_t(Q_{1t}, Q_{2t}, Q_{3t}, D(t)), \text{ explicado más adelante,}$$

donde

$$Q_{kt} = \sum_{s=1}^t q_{ks}$$

<sup>1/</sup>  $D_1, D_2, D_3, D_4, D_5$ , son las demandas de gasolina, Diesel, fuel oil, Kerosene y GLP respectivamente.

es la capacidad acumulada del módulo  $k$  hasta el año  $t$ .

En resumen,

$$CT = \sum_{t=1}^T \delta_t \left( \sum_{s=1}^t \sum_{k \in K} \sigma A_k q_{ks}^{.65} + CV_t (Q_{1t}, Q_{2t}, Q_{3t}, D(t)) \right)$$

Para formular este problema como programación dinámica debemos discretizar las variables de decisión  $q_{kt}$  y acortarlas superiormente, en la siguiente forma:

$$q_{kt} = 10 \Delta X_{kt}, \quad \Delta X_{kt} = 0, 1, 2, \dots, 30$$

Si  $q_{kt}$  está medida en miles de barriles diarios,  $\Delta X_{kt}$  variaría en incrementos discretos de mil barriles diarios, hasta 30 (300.000 barriles diarios se considera una cota suficientemente grande en la capacidad de refinación para las necesidades del país).

$$Q_{kt} = \sum_{s=1}^t 10 \Delta X_{ks} = 10 X_{kt}$$

donde  $X_{kt} = \sum_{s=1}^t \Delta X_{ks}$  representa la versión discreta de la capacidad acumulada del módulo  $k$ .

El costo total se expresará entonces, como

$$CT = \sum_{t=1}^T \delta_t \left( \sum_{s=1}^t \sum_{k \in K} B_k \Delta X_{ks}^{.65} + CV_t (X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, D(t)) \right)$$

$$\text{donde } B_k = \sigma A_k \cdot 10^{.65}$$

## 4. FORMULACION DINAMICA

a. Variables de decisión:  $\Delta X_{1t}, \Delta X_{2t}, \Delta X_{3t}$ 

Estas variables definen las capacidades de los 3 módulos que se construirán ( o ampliarán) en el año t.

b. Variables de Estado:  $X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}$ 

El estado del sistema en el período t estará definido por las capacidades acumuladas de los módulos.

c. Función Recursiva:

$$C_t (X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}) =$$

$$\min \left\{ \frac{CA_t (X_{1t}, X_{2t}, X_{3t})}{(1+\rho)^t} + \frac{CV_t (X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, D(t))}{(1+\rho)^t} + C_{t-1} (X_{1t} - \Delta X_{1t}, X_{2t} - \Delta X_{2t}, X_{3t} - \Delta X_{3t}) \right\}$$

$$\Delta X_{1t} \leq X_{1t}$$

$$\Delta X_{2t} \leq X_{2t}$$

$$\Delta X_{3t} \leq X_{3t}$$

donde

$$CA_t (X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}) = CA_{t-1} (X_{1t} - \Delta X_{1t}, X_{2t} - \Delta X_{2t}, X_{3t} - \Delta X_{3t}) + \sum_{k=1}^3 B_k \Delta X_{kt} \cdot 65$$

es la suma de los costos anualizados de las inversiones hechas hasta el año t, calculada recursivamente, para obtener capacidades acumuladas  $X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}$ , por lo tanto debe

ser igual a los costos anualizados hasta el período  $t-1$  más la anualidad de la inversión hecha en el año  $t$ .

El costo variable,  $CV_t$ , se calcula mediante un submodelo de programación lineal en la siguiente forma:

$$CV_t(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, D(t)) = \min \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} (\alpha_{ijt} + P_{ijt}^C) C_{ij} + \sum_{m \in M} P_{mt}^I I_m - \sum_{m \in M} P_{mt}^E E_m$$

Donde  $C_{ij}$  es la carga del crudo  $i$  a la refinería o módulo  $j$ .

$I_m$  las importaciones del producto  $m$ ,

$E_m$  las exportaciones del producto  $m$ ,

$\alpha_{ijt}$  el costo de operación de la refinería o módulo  $j$  en el año  $t$ .

$P_{mt}^I$  el precio de importación del producto  $m$  en el año  $t$ .

$P_{mt}^E$  el precio de exportación del producto  $m$  en el año  $t$ .

$P_{ijt}^C$  el precio del crudo  $i$  para la refinería  $j$  en el año  $t$ .  $\frac{1}{-}$

Sujeto a:

- $\frac{1}{-}$  Si se trata de un crudo doméstico,  $P_{ijt}^C$  es igual al costo de oportunidad del crudo más el costo de transporte a la refinería, siendo el costo de oportunidad del crudo igual a su precio FOB Cartagena menos el costo de transporte al puerto. En otras palabras, es el costo de oportunidad en el pozo más su costo de transporte a la refinería. Para el crudo importado,  $P_{ijt}^C$  es su costo CIF más el costo de transporte de Cartagena a la refinería.



i. Ecuaciones de balance para las demandas de cada producto:

$$\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \eta_{ijm} C_{ij} + I_m - E_m = D_m(t), \text{ para cada } m \in M,$$

donde  $\eta_{ijm}$  es el coeficiente de insumo-producto de la refinería o módulo  $j$ , utilizando crudo  $i$ , para elaborar el producto  $m$ ,

$D_m(t)$  es la demanda del producto  $m$  en el año  $t$ .

Estas ecuaciones establecen que la producción nacional, más las importaciones, menos las exportaciones, igualan la demanda del producto.

ii. Límites en la capacidad de los módulos:

$$\sum_{i \in I} C_{ij} \leq 3.65 X_{jt} \cdot \Gamma_j, \quad j=1,2,3 \text{ (cada módulo)}$$

donde  $3.65 X_{jt}$  es la capacidad construida del módulo  $j$ , y  $\Gamma_j$  es su factor de utilización = 0.9.

Estas restricciones establecen que el crudo cargado a cada módulo está limitado por su capacidad.

iii. Límites en la capacidad de las refinerías:

$$\sum_{i \in I} C_{ij} = \overline{CAP}_j \cdot \Gamma_j, \quad j=3,4 \text{ (3 = Cartagena, 4 = B/bermeja)}$$

donde  $\overline{CAP}_j$  es la capacidad de la refinería  $j$ .

iv. Este conjunto de restricciones establece que los crudos nacionales cargados a todas las refinerías y módulos están acotados por los disponibilidades de estos crudos:

$$\sum_{j \in J} C_{ij} \leq \overline{CRD}_{it}, \quad i = 1, 2 \text{ (Crudos nacionales)}$$

donde  $\overline{CRD}_{it}$  es la disponibilidad máxima del crudo nacional  $i$  en el año  $t$ .

#### NOTACION

- INDICES:
- I = {1,2,3,4,5} denota el tipo de crudo
    - 1 = Nal. liviano de los Llanos
    - 2 = Nal. pesado de los llanos
    - 3 = Nal. Liviano del resto del país
    - 4 = Nal. pesado del resto del país
    - 5 = Importado
  - J = {1,2,3,4,5,} denota a las refinerías y módulos <sup>1/</sup>
    - 1 = Módulo 1
    - 2 = Módulo 2
    - 3 = Módulo 3
    - 4 = Refinería de Cartagena
    - 5 = Refinería de Barrancabermeja

<sup>1/</sup> Los módulos 2 y 3 representan la refinería de La Dorada, en tanto que la refinería de los Llanos estaría compuesta por el módulo 1.

$M = \{1,2,3,4,5\}$  denota los productos

1 = Gasolina

2 = Diesel

3 = Fuel Oil

4 = Kerosene - JP

5 = GLP

## 5. RESUMEN

Como se puede ver, mediante la programación dinámica, el modelo estudia las posibles trayectorias de expansión de las refinerías. En cada año analiza todos los posibles estados del sistema, estos es, todas las combinaciones de las capacidades de los módulos dadas por  $X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}$ , y de tal forma que el costo hasta el momento sea mínimo. El costo está dado por los costos de inversión para obtener las capacidades, más un "costo variable" que se obtiene simulando la operación del sistema, caracterizado por las capacidades y las demandas, mediante un submodelo de programación lineal. De esta forma obtenemos también la información de cómo debemos cargar las refinerías ( $C_{ij}$ ), cuanto crudo debemos importar y cuáles serán las importaciones ( $I_m$ ) y exportaciones ( $E_m$ ) de productos en cada año.

Por la manera en que escoja los módulos, el modelo establecerá también la localización de las refinerías nuevas. Así la combinación lineal de los módulos 2 y 3 nos dará la capacidad de la refinería de La Dorada y el Módulo 1 la de la refinería de los Llanos.

## 6. CONDICIONES Y DATOS DEL PROGRAMA DE COMPUTADOR

a. En base a experimentos previos con el modelo se seleccionaron tres módulos, los cuales son representativos de una amplia gama de posibles rendimientos en la producción de derivados. Según la descripción que de ellos se hace en la Sección de este Capítulo, ellos son:

TR: topping - Reforming

TRC: topping - Reforming - craking

TRCC: topping - reforming - craking - coking

Los costos de inversión considerados, incluyendo intereses del 12% anual durante la construcción ( 5 años) y de acuerdo con la Tabla 6.1, son calculados a partir de la fórmula  $C = AQ^{.65}$  ( Q en miles de barriles diarios, C en millones de dólares), con los siguientes valores de A:

	Nueva	Expansión
Módulo TR	8,569	5,713
Módulo TRC	28,141	18,761
Módulo TRCC	35,386	23,591

Para la refinería de Los Llanos, añadimos 9,092 al valor de A para tener en cuenta un poliducto a Bogotá.

El hecho de la existencia de una amplia gama de tecnologías para la refinación de petróleo, disponibles en el mercado, hacen necesario algunas palabras adicionales para justificar la escogencia de los tres módulos mencionados. En primer lugar, la intención del estudio y por lo tanto del di-



seño del modelo, es capturar tendencias. En este sentido y por motivos obvios de simplificar el análisis, era necesario y razonable buscar tecnologías representativas de la relación entre rendimientos y costo de inversión. Los tres módulos escogidos no solo representan una amplia gama de rendimientos (maximización de Fuel Oil, producción intensiva de productos blancos y maximización de gasolina respectivamente) sino también de costos de inversión. De esta forma, los resultados obtenidos del modelo son susceptibles de ser reinterpretados de tal forma que den una idea de las necesidades de equipamiento y sirvan por ende de indicadores de tendencias. A modo de ejemplo, si el modelo se inclina a escoger el módulo TRCC, esto llevaría a pensar que el país requiere refinerías equipadas para maximizar la producción de gasolina. La decisión final para el equipamiento requeriría estudios mas detallados que involucren la comparación de tecnologías con rendimientos similares a este módulo.

b. El programa permite la construcción de nuevas refinerías y expansiones respectivas. Cada vez que se construye una nueva refinería solo puede expandirse una vez.

c. Los datos de precios, disponibilidades de crudos nacionales y demandas de derivados que alimentan el modelo están dados en los capítulos correspondientes de este informe. Sin embargo, en los Cuadros que acompañan a los resultados están también los datos de demandas y oferta de crudos.

## A. EL MODELO AGREGADO DE OPERACION

El modelo permite efectuar las estimaciones de costos por medio de una conceptualización del sistema en la cual se considera que éste puede representarse por medio de una planta con su respectivo embalse (representando todas las plantas con embalse del sistema), una planta a filo de agua y diversos grupos de plantas térmicas y de racionamiento. La representación anterior refleja las características principales del sistema; sin embargo, al utilizarse dicha representación se están omitiendo las limitaciones que pueden existir debidas a las individualidades de cada una de las componentes del sistema, lo cual conduce a la solución de un problema con menos restricciones que el problema hallado en la vida real, y por lo tanto conduce a una subestimación de los costos. No obstante, la experiencia con modelos que utilizan la representación anteriormente mencionada y modelos desagregados ha demostrado que la aproximación obtenida por medio del modelo agregado es suficientemente precisa para ser utilizada en un modelo de expansión en el largo plazo, especialmente para sistemas con una gran regulación o con un alto porcentaje de generación térmica.

Para la agregación del sistema se tienen en cuenta los siguientes criterios:

1. El embalse agregado se expresa en términos de energía. Su contenido energético máximo corresponde a la suma de los contenidos energéticos de cada uno de los embalses que componen el sistema. Es de notar que el contenido energético

de un embalse se evalúa con respecto a la totalidad de la cadena de plantas donde el agua almacenada puede generarse.

2. Los aportes hidrológicos agregados, para un período dado, son así mismo expresados en términos de energía, hallándose al sumar los aportes hidrológicos en energía a cada una de las plantas. Para realizar el cómputo de los aportes hidrológicos agregados, debe así mismo, tenerse en consideración la cadena de plantas donde ellos tienen la oportunidad de generar energía.

3. Los aportes hidrológicos agregados se distribuyen entre energía para las plantas con embalse y energía para las plantas a filo de agua por medio de factores dependientes del período en consideración.

4. La potencia de las plantas con embalse corresponde a la suma de las potencias de cada una de las plantas con embalse. Así mismo, la planta a filo de agua tendrá una potencia igual a la suma de las potencias de cada una de las plantas a filo de agua.

5. Se agregan las plantas térmicas cuyas características técnicas y de costos de combustible sean similares.

6. Se consideran los posibles racionamientos del sistema (demanda no atendida) y se les asigna a ellos costos marginales crecientes. Para propósitos prácticos pueden agruparse aquellos racionamientos que tengan costos marginales similares y, por lo tanto, pueden tratarse como plantas térmicas que tienen un costo de operación igual a los costos marginales del racionamiento. La capacidad de cada uno de estos



grupos de racionamiento se define como un porcentaje de la demanda. La Figura 1, muestra la representación agregada a la cual se ha hecho referencia.

Los costos de operación de un sistema hidrotérmico tienen un carácter probabilístico puesto que dependen de las realizaciones de los aportes hidrológicos al sistema, los cuales son inciertos. Dada la naturaleza del problema ellos deben ser hallados por medio de un modelo que tenga en consideración este aspecto. El modelo que se describe a continuación utiliza el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica para hallar las reglas óptimas de operación del sistema. El objetivo buscado es la minimización del valor esperado del valor presente de los costos de operación del sistema (costos de combustibles y racionamiento).

La Programación Dinámica opera en forma recursiva, en tal forma que las decisiones asociadas con un período dado  $N$  son función de las decisiones tomadas en los períodos futuros, los cuales se denotarán por  $N-1$  para el período inmediatamente posterior,  $N-2$  para el período siguiente, etc.

Sea  $f_N \{e(N), Q(N); d_N \}$

La esperanza del valor presente de los costos en que se incurre entre el período  $N$  y el Período 0 dado un nivel de embalse  $e(N)$ , unos aportes hidrológicos  $Q(N)$  y una decisión de desembalsamiento  $d_N$ . Estos costos estarán compuestos por los costos de generación térmica y racionamiento en que incurra durante el período  $N$  más los costos



futuros debidamente descontados.

Los costos futuros presuponen una operación óptima hacia el futuro, la cual es obtenida por la forma recursiva como opera la Programación Dinámica. Así, para el período  $N$ , se pretende hallar la política óptima de desembalse para dicho período ( $d_N^*$ ) dado que se conocen los costos de operar óptimamente el futuro.

$$\text{Sea: } f_N^* \{e(N), Q(N)\} = \min_{d_N} f_N \{e(N), Q(N); d_N\} \quad (1)$$

$$\text{donde: } f_N \{e(N), Q(N); d_N\} = C_N \{d_N, Q(N)\}$$

$$+ \frac{E \{f_{N-1}^* \{e(N-1), Q(N-1)\} / Q(N)\}}{1 + r} \quad (2)$$

El término  $C_N \{d_N, Q(N)\}$  representa los costos de generación en que se incurre en el período  $N$ , dada una decisión de desembalsamiento  $d_N$ .

Estos costos son fácilmente hallados por medio de un despacho de las plantas en la curva de duración de carga del sistema.

El siguiente término en la ecuación representa la esperanza condicional de los costos futuros de operación, dado que se tomó la decisión  $d_N$  en el período  $N$ . Esta esperanza es condicional puesto que depende de los aportes hidrológicos  $Q(N)$  del período anterior. Los costos futuros dependen del nivel de embalse ( $e(N-1)$ ) que se tenga a la iniciación de dicho período y de la hidrología ( $Q(N-1)$ ),

la cual es una variable condicionada puesto que depende de la ocurrencia  $Q(N)$  en el período inmediatamente anterior.

La evolución de los niveles de embalse se lleva a cabo cumpliéndose la ecuación de continuidad.

así,

$$e(N-1) = e(N) + \alpha(N) Q(N) - d_N$$

Es decir, el embalse al iniciarse el período  $N-1$  es igual al embalse inicial en el período  $N$ , más los aportes hidrológicos al embalse durante dicho período menos los desembalses que se efectúen en el período.

Por lo tanto, el segundo término de la ecuación (2) puede expresarse como:

$$E \{ f^* \{ e(N-1), Q^j(N-1) / Q^i(N) \} = \sum_{j=1}^{NH} f^* \{ e(N) + \alpha(N) Q^i(N) - d_N, Q^j(N-1) \} \cdot P_{ij}$$

donde  $NH$  es el número de posibles estados de la hidrología.

$Q^i(N)$  y  $Q^j(N-1)$  se utilizan para indicar que  $Q(N)$  y  $Q(N-1)$  se hallan en los estados hidrológicos  $i$  y  $j$  en los períodos  $N$  y  $N-1$  respectivamente.

$P_{ij}$  representa las probabilidades condicionales de pasar del estado  $i$  en el período  $N$  al estado  $j$  en el período  $N-1$ . Bajo el supuesto de que los caudales evolucionan en el tiempo siguiendo un modelo markoviano de primer orden,

tales probabilidades son fácilmente calculables. Así, la hidrología evoluciona en el tiempo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} = \rho \frac{Q(N) - \mu_N}{\sigma_N} + \sqrt{1 - \rho^2} \epsilon_{N-1}$$

$\mu_N$  y  $\sigma_N$  corresponde a la media y desviación típica de la variable  $Q(N)$ ,  $\rho$  es el primer coeficiente de autocorrelación y  $\epsilon_{N-1}$  es un residuo aleatorio con media 0 y desviación típica unitaria. Bajo el supuesto de que  $Q(N)$  está distribuido normalmente, se observa que la variable  $Q(N-1)$  condicionada en  $Q(N)$  se distribuye normalmente siendo los parámetros de la distribución iguales a:

$$\text{Media} \quad \left( \frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} / Q_N \right) = \rho \frac{Q(N) - \mu_N}{\sigma_N}$$

$$\text{Varianza} \quad \left( \frac{Q(N-1) - \mu_{N-1}}{\sigma_{N-1}} / Q_N \right) = 1 - \rho^2$$

Por lo tanto, se conoce la distribución de  $Q(N-1)/Q(N)$  y por lo tanto, pueden hallarse las probabilidades de transición  $P_{ij}$ .

Ahora, para valores dados de  $e(N)$  y  $Q(N)$  es posible variar paramétricamente el valor de  $d_N$  hasta cuando se minimice la función  $f_N(e(N), Q(N); d_N)$ . La función optimizada se denomina  $f_N^*(e(N), Q(N))$ .

El resultado de esta fase de optimización es una tabla de desembalse óptimo en cada período para un arreglo discreto

de niveles de embalse a principios del período y aportes hidrológicos en el período considerado.

Conocidas estas reglas es posible ejecutar una simulación del sistema a lo largo de un número grande de años con aportes generados sintéticamente de acuerdo con las propiedades estadísticas de la hidrología y evaluar la esperanza de los costos de operación, posibilidades de racionamiento, operación del embalse, generación de los grupos térmicos y cantidades esperadas de déficit. Aunque las tablas de desembalse óptimo estén hechas para valores discretos tanto del embalse como de la hidrología, en la simulación se tiene un valor cualquiera de nivel de embalse y de aportes, para los cuales se toma la decisión de desembalse interpolando linealmente en ambos sentidos de la tabla de desembalses óptimos. El costo asociado y la operación de las térmicas en cada período se obtienen del despacho del sistema.

Como tanto en la fase de optimización como en la de simulación serían necesarios muchos despachos, se efectúa primero una tabla de despachos para cada período variando paramétricamente la generación hidráulica, tablas en las cuales se interpolan posteriormente los costos y cantidades de generación térmica.

#### B. EL MODELO DE EXPANSION

Este modelo selecciona la secuencia de construcción de proyectos que minimice los costos de inversión y operación del sistema dado un incremento de las demandas de energía y potencia. El modelo presentado fué desarrollado por Kuiper y Ortelano, aplicado al sistema brasilero y utiliza la técnica



de Programación Dinámica. Con algunas modificaciones es utilizado actualmente como parte del grupo de modelos desarrollados por el ESEE. Se definen los estados del sistema como todas las posibles combinaciones de plantas, así el vector de estado  $X$  se define como:

$$X = \{S_1, S_2, \dots, S_n\}$$

donde  $S_k$  representa la capacidad de la planta  $k$ . Se considera únicamente un número discreto de valores para la capacidad de una planta. Generalmente,  $S_k$  sólo puede tomar dos valores, cero si no se incluye la planta y la capacidad de diseño si se incluye.

Si para la planta  $k$  existen  $d_k$  valores discretos que ésta puede tomar y se consideran  $n$  plantas como candidatas a la expansión del sistema, existirán:

$$N_s = \prod_{k=1}^n d_k$$

posibles estados del sistema.

Por lo tanto el vector de estado será denominado  $X_i$ , donde  $i$  varía desde 1 hasta  $N_s$ . Cuando el estado  $X_i$  ocurre en la etapa  $t$  (período de tiempo) éste sería denotado por  $X_i(t)$ .

El algoritmo de programación dinámica se utiliza para determinar una secuencia de estados factibles que minimice los costos asociados con tal secuencia de expansión.

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \frac{A_t(X_i)}{(1+r)^t}$$

$A_t(X_i)$  es el costo anual en que se incurre en el período  $t$  al hallarse el sistema en dicho período en el estado  $X_i$ . El costo anual estará compuesto de los costos de operación más los costos de inversión. El costo anual de inversión corresponde a la suma de los costos anuales de cada uno de los proyectos que conforman el estado  $X_i$ . El costo anual de operación puede hallarse utilizando el modelo descrito anteriormente para la operación óptima.  $T$  es el número total de períodos que forman el horizonte de planeamiento. Para que el estado  $X_i$  sea factible en el período  $t$  la capacidad de las plantas que conforman  $X_i$  debe superar la demanda en punta del sistema en el período  $t$ : igualmente, la energía promedio que aporta el estado  $X_i$  debe superar la demanda de energía del sistema en el período  $t$ . La restricción por energía podría ser más o menos fuerte dependiendo de las características del embalse agregado correspondiente al estado.

Además las soluciones factibles al programa deben estar compuestas por estados que cumplan las restricciones anteriores y, además satisfagan la ecuación de continuidad siguiente:

$$X_j(t-1) \leq X_i(t)$$

La cual implica que en el período  $t$  deben hallarse por lo menos todos los proyectos que se encuentran construídos en el período  $t-1$ .

La siguiente es la ecuación recursiva que se utiliza para

el algoritmo de programación dinámica

$$C_t(X_i) = \frac{A_t(X_i)}{(1+r)^t} + \text{Min}_{X(j) \leq X(i)} C_{t-1}(X_j)$$

donde  $r$  es la tasa de descuento.

El esquema presentado anteriormente requiere el cómputo de  $A_t(X_i)$  para todos los estados factibles en cada uno de los períodos, para lo cual es preciso hallar los costos anuales de operación de los estados factibles. La utilización del algoritmo de Programación Dinámica Estocástica permite hallar dichos costos. Sin embargo, la utilización de tal algoritmo para la determinación de los costos anuales de todos los estados factibles del sistema implicaría grandes demandas en tiempo de computador. Por lo tanto Kuiper y Ortelano proponen el siguiente procedimiento iterativo el cual permite disminuir las exigencias de tiempo de computador para hallar la secuencia óptima de expansión del sistema. Inicialmente se evalúan los costos de operación del sistema asociado con un estado dado, en forma aproximada pero subestimando su valor (por ejemplo, utilizando como supuesto que puede colocarse un porcentaje cercano al 100% de la generación hidroeléctrica promedio y la diferencia entre la demanda y la generación hidroeléctrica colocándola por medio de las plantas térmicas de acuerdo a su orden de costos), y se calcula mediante la programación dinámica la secuencia óptima de expansión suponiendo estos costos.

Para la secuencia óptima de desarrollo hallada se computan los costos de los diferentes estados que la componen utili-

zando el algoritmo de la Programación Dinámica Estocástica, y se reemplazan los costos aproximados por los nuevos costos, los cuales deben ser mayores. Se halla una nueva secuencia de expansión en la cual posiblemente no salen los estados ya revaluados debido a que sus costos aumentaron, y se calculan los costos de los nuevos estados que aparecen. Se continúa iterando hasta cuando la secuencia de expansión hallada tenga los costos de todos sus estados calculados por medio de la Programación Dinámica Estocástica. Esta secuencia será óptima puesto que otras secuencias tendrían costos de operación mayores o iguales a los utilizados por la última iteración de la Programación Dinámica que halla la secuencia de expansión óptima.

En la práctica el proceso de convergencia no es tan complicado como parece y puede hacerse manejable teniendo en cuenta que es probable imponer restricciones que limiten el número de configuraciones del sistema a investigar por el proceso de Programación Dinámica. En el estudio del Sector de Energía Eléctrica se partió de un subconjunto del total de proyectos posibles, el cual fué obtenido mediante un proceso preliminar con un modelo desarrollado por la asesoría alemana, el cual realiza la expansión utilizando un método con características similares al procedimiento de ramificación y acotamiento y simplificaciones importantes con respecto a los costos de operación del sistema. Por otra parte, cierta información sobre los proyectos, como su costo por kw, etc, permiten fijar restricciones a su puesta en operación y de esta manera reducir la magnitud del problema a resolver. Repetidas corridas del programa han permitido conocer mejor las res-



tricciones y determinar artificios simplificadores.

Como resultado del programa se obtiene la secuencia de plantas que minimizan el costo de operación e inversión durante un horizonte de planeamiento determinado.

Como se recordará, el modelo es utilizado en la planeación a largo plazo y permite identificar un grupo más limitado de proyectos que requieren ser analizados en más detalle en el mediano plazo. Por lo tanto, es conveniente seleccionar los proyectos que presenten costos de expansión dentro de cierto margen de la alternativa óptima. Con estos proyectos es posible repetir el proceso de optimización con varias alternativas de capacidad para cada uno y definir así la instalación óptima.

Antes de pasar al mediano plazo conviene revisar el costo estimado de las mejores alternativas de expansión con un modelo similar al utilizado aquí pero que considere las interrelaciones en el tiempo que implica una secuencia dada.

El programa de expansión analiza los costos de operación considerando una situación estacionaria año por año, es decir supone que el estado está conformado el primero de Enero del año, y no tiene en cuenta el estado del embalse al final del año anterior correspondiente al estado anterior, además supone la demanda igual para los doce meses del año.

#### C. EL MODELO DINAMICO

Para tener en consideración las posibles expansiones del

sistema en fechas diferentes al 1.º de Enero de cada año, el crecimiento de las demandas dentro del año y principalmente el efecto de continuidad en el estado de los embalses se utiliza el Modelo Dinámico, el cual es una variación del modelo agregado descrito anteriormente, en el cual la configuración del sistema puede tener modificaciones en cualquier mes. En el proceso de optimización se inicia con las condiciones del sistema al final del período que se quiere considerar y se van obteniendo las tablas de desembalse óptimo hacia atrás, modificando en cualquier momento las condiciones del sistema hasta llegar al estado inicial.

La simulación se efectúa hacia adelante teniendo en cuenta las mismas modificaciones con lo cual se obtiene una continuidad en todo el período simulado.

Como resultado de este programa se tiene la generación esperada cada mes de cada grupo térmico, a partir de la cual se puede estimar la cantidad esperada de combustible.

El programa indica las probabilidades de déficit en cada mes. Como las entradas de las plantas en este programa pueden efectuarse en cualquier mes del año y por etapas, se pueden ajustar las fechas preliminares del modelo de expansión para tener una confiabilidad deseada.

## D. TARIFAS

Naturalmente que esta más allá del alcance del presente estudio el realizar estimativos para cada una de las empresas del sector eléctrico sobre el nivel tarifario mas probable durante los próximos 20 años. Sin embargo, un estimativo inicial es necesario para poder efectuar las proyecciones tarifarias y por consiguiente las proyecciones de demanda. Al respecto los siguientes supuestos se consideran razonables.

Se supone en primer lugar que en algún momento en el futuro las tarifas promedio de las diferentes regiones se deberían acercar a los costos marginales de largo plazo del sistema interconectado nacional. La base de este supuesto es la de que tarde o temprano el sistema de tarifas de costo marginal debería ser adoptado en Colombia. La transición entre la estructura actual y una estructura de costo marginal así como su estimación es materia de discusión mas adelante.

Se considera que en determinado momento en el futuro, una vez incorporada la costa al sistema interconectado, todos los sistemas enfrentarian costos marginales de largo plazo de generación semejantes, dado que podrían participar en la medida de sus necesidades en la expansión óptima del sector adelantada por ISA. Si bien es posible que algunos sistemas pueden tener costos de transmisión y distribución diferentes debido al grado de dispersión del servicio, la regionalización adoptada garantiza una menor incidencia a este respecto.

Por otra parte la estructura de tarifas existentes está

altamente diferenciada por sector, industrial, residencial, comercial (además por nivel de consumo) y una estructura de costo marginal no diferenciaría sino por el nivel del voltaje y el factor de carga de los usuarios. Debe tenerse en cuenta que dada la naturaleza de la estructura tarifaria y la información existente en el pasado y utilizada en la estimación de las funciones econométricas de demanda, el valor de la tarifa empleada es el valor medio efectivo por KWH para cada sector. (Es decir el cociente de la facturación y los KWH facturados). Es por lo tanto sobre este valor que deben efectuarse las proyecciones aunque la modalidad futura difiera por potencia, energía de verano, de invierno, etc. En general podría pensarse que no existirían grandes diferencias entre los valores promedios efectivos para diferentes sectores y en principio podría postularse igualdad para efectos del presente estudio aunque este no sea exactamente el caso.

Cada una de las regiones para las cuales se efectúan proyecciones dentro del ENE está conformada por numerosas empresas con una estructura de tarifas muy diferentes entre sí. Así por ejemplo, la región Noroccidental comprende las Empresas Públicas de Medellín, Electrificadora de Antioquia, Electrificadora del Chocó, CHEC, Empresas Públicas de Pereira, Corporación Regional del Quindío, etc. Los valores proyectados constituyen por lo tanto promedios para dicho nivel de agregación y muestran una tendencia y orden de magnitud antes de constituir estimaciones para empresas particulares.

a) Estimación de costos marginales de largo plazo.  
La estimación de los costos marginales de largo plazo en



este estudio se refiere, como se indicó anteriormente, a los costos por KWH promedio. No se efectuó por lo tanto un estimativo por hora del día o por potencia y energía, sino que se estimó directamente el KWH promedio de acuerdo a la metodología que se indica a continuación.

i. Costos marginales de generación.

Se parte de la expansión de mínimo costo obtenido mediante la aplicación del modelo de expansión y se procede a obtener para dicha expansión la curva de la Gráfica VI- 2 Dicha curva grafica el valor esperado de los costos totales de generación anual para cada configuración de la expansión óptima dentro de una gama de valores de la demanda. Las curvas correspondientes a cada configuración son curva de corto plazo, la envolvente de las curvas de corto plazo constituye la curva de costos totales de largo plazo y el valor de la pendiente a dicha curva en un estimativo de los costos marginales de largo plazo, Los estimativos de costos se han hecho valorando la divisa a su precio sombra y son por lo tanto costos económicos, Para el caso de referencia estos costos son de US \$ 0.025 por KWH generado. Para expresar este costo en términos del KWH facturado es preciso tener en cuenta las pérdidas, que se estimen en 19% de la energía generada. Se divide el valor del KWH generado por 0.81.

ii. Cálculo de los costos marginales de transmisión, distribución y otros.

Para realizar estos cálculos se utilizó la información de los documentos sobre proyecciones financieras del sector eléctrico preparado por ISA con colaboración de las empresas del sector y la asesoría del Banco Mundial<sup>1/</sup>

<sup>1/</sup> ISA, "Colombia, Proyecciones financieras 1980-1990 del Sector Electrico", Mayo 1981.

El Cuadro 1 presenta la proyección de ventas totales en GWH y las inversiones en transmisión, distribución, estudios y otras.

La metodología empleada consiste en estimar los costos incrementales promedios para el período y se resume como sigue: Sean  $I_t$  las inversiones efectuadas en el año  $t$ , las cuales permitirán atender un incremento de demanda  $D_t = D_{t+1} - D_t$  durante los siguientes 30 años. Si  $c$  es el costo imputado a cada uno de los  $D_t$  KWH, durante los siguientes 30 años, debería cumplirse:

$$I_t = \sum_{\theta=1}^{30} \Delta D_t C / (1+i)^\theta \quad (1)$$

donde  $i$  es la tasa de descuento. Utilizando la expresión (1) podrían calcularse valores de  $c$  para los valores de  $I_t$  y  $D_t$  del Cuadro No. 1 y posteriormente promediarlos. Nótese sin embargo que lo anterior supondría que las inversiones del año  $t$  se realizan para atender exactamente el incremento de demanda  $D_t$ , lo cual no es exacto, particularmente en algunos rubros como por ejemplo transmisión donde el período de construcción de las obras mayor que un año. Por esta razón, se utiliza más bien la siguiente expresión en la cual las inversiones totales durante el período (en valor presente) se hacen iguales al valor presente del costo imputado a los incrementos en demanda facturado producidos durante el período. Se tendría,

$$\sum_{t=1}^T I_t / (1+i)^t = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{\sigma=1}^{30} \Delta D_t C / (1+i)^\sigma \right) / (1+i)^t \quad (2)$$

CUADRO No. 1

AÑO	Inversiones <sup>1/</sup> (10 <sup>6</sup> dólares/ 79 )	Inversiones Precios Sociales (10 <sup>6</sup> dólares/79)	Demanda (Ventas) GWH.
1980	164.0	176.3	176.8
1981	335.0	360.1	189.6
1982	344.8	370.7	280.5
1983	226.9	243.9	212.9
1984	173.0	185.9	304.0
1985	168.0	180.6	231.7
1986	163.7	175.9	299.2
1987	228.0	245.1	314.5

<sup>1/</sup> Incluye inversiones en transmisión, distribución, estudios y otras menores

<sup>2/</sup> Se supone que el 50% de las inversiones son en moneda extranjera y el precio social de la divisa es 1.15 veces la TOC.

y de allí se obtiene el costo incremental promedio de transmisión y distribución como:

$$C = \frac{\sum_{t=1}^T I_t / (1+i)^t}{\sum_{t=1}^T \left( \sum_{\sigma=1}^{30} \Delta D_t / (1+i)^\sigma \right) / (1+i)^t}$$

$$= \frac{\sum_{t=1}^T I_t / (1+i)^t}{\sum_{t=1}^T \Delta D_t K / (1+i)^t}$$

donde  $K = 8.055$  es el factor para encontrar el valor presente de una anualidad durante 30 años, al 12% anual.

En el Cuadro No. 2 se presentan los cálculos para encontrar el valor  $C$ , que como allí se vé, es igual aproximadamente a 1 centavo de dolar/KWH facturado.



CUADRO No. 2

Año	I <sub>t</sub>	Δ D <sub>t</sub> (GWH)	K Δ D <sub>t</sub>
1980	176.3	1768	14241.2
1981	360.1	1896	15272.3
1982	370.7	2805	22594.3
1983	243.9	2129	17149.1
1984	185.9	3040	24487.2
1985	180.6	2317	18663.4
1986	175.9	2992	24100.6
1987	245.1	3145	25333.0
Vr. presente	1238.8		96349.6

$$C = \frac{1238.8}{96349.6} = 0.012 \text{ dólares / kwh}$$

<sup>1/</sup> a precios sociales en millones de dólares/79

Por ultimo y bajo el supuesto de que los costos marginales de atención al cliente y gastos generales sean similares a los costos medios. Este valor se puede aproximar a \$0.07 con base en la información histórica.

En resumen el valor estimado de los costos marginales de largo plazo por KWH facturado puede componerse de

Costos de Generación	US \$ 0,03
Costos de transmisión y distribución	US \$ 0.01
Costo Total	US \$ 0.04

E. COSTOS DE RACIONAMIENTO Y CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

De acuerdo a lo descrito en el numeral B.1/ del Capítulo VI, los costos de racionamiento utilizados en el estudio fueron como sigue.

Racionamientos mensuales menores de 4% de la demanda valen

diez centavos de dólar (US\$ 0.1) el KWH. Racionamientos entre el 4% y el 10% de la demanda valen US\$ 0.15, entre el 10% y el 20% de la demanda valen US\$ 0.20 y mayores del 20% valen US\$ 0.30.

Estos costos implican confiabilidades (probabilidad de abastecer la demanda) del orden del 95%. A lo largo del estudio se verificó que este límite fuese respetado, ajustándose la fecha de entrada de los proyectos cuando así fuese necesario. Se efectuó, sin embargo, un ejercicio de sensibilidad tomando un costo de racionamiento equivalente al doble del valor anteriormente mencionado sin encontrarse cambios significativos en los resultados.

Los resultados obtenidos con costos de racionamiento al doble de los utilizados en el caso básico son prácticamente iguales. Así, el valor presente de los costos de operación es únicamente un 1.7% mayor en el caso de mayores costos de racionamiento que para el escenario de referencia. La generación térmica se incrementa igualmente en un porcentaje similar. De lo anterior puede concluirse que entre la gama de valores de costos de racionamiento adoptados los resultados son sensiblemente similares. Este resultado se explica por el nivel de confiabilidad ya elevado implícito en los costos propuestos.

## CAPITULO XXII

### MODELO DE BALANCES Y EVALUACION FINANCIERA Y SOCIAL DE LAS ALTERNATIVAS DEL ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA.

#### INTRODUCCION

El enfoque utilizado dentro del ENE es uno de simulación en el cual se especifican, en primer término, alternativas de política energética y se definen escenarios posibles sobre la evolución del sector energético y el desarrollo de la economía del país como un todo. A continuación tales alternativas se examinan mediante los sub-modelos de oferta y demanda de energía, como se ha explicado anteriormente.

De la aplicación de los sub-modelos se obtienen los flujos de producción, suministro y consumo de cada producto energético, los flujos de exportaciones e importaciones, etc., los cuales en conjunto con información relativa a los escenarios y las alternativas de política alimentan el modelo de balances y evaluación económica; este último produce y ordena los balances energéticos resultantes y consolida la información financiera y económica del caso analizado. Estos resultados servirán como base para formular las recomendaciones finales del estudio.

En la segunda parte de este capítulo se hace una exposición detallada tanto de la metodología empleada para la construcción de los balances, como de sus resultados, y en la tercera se presenta lo referente al modelo de evaluación financiera y económica.



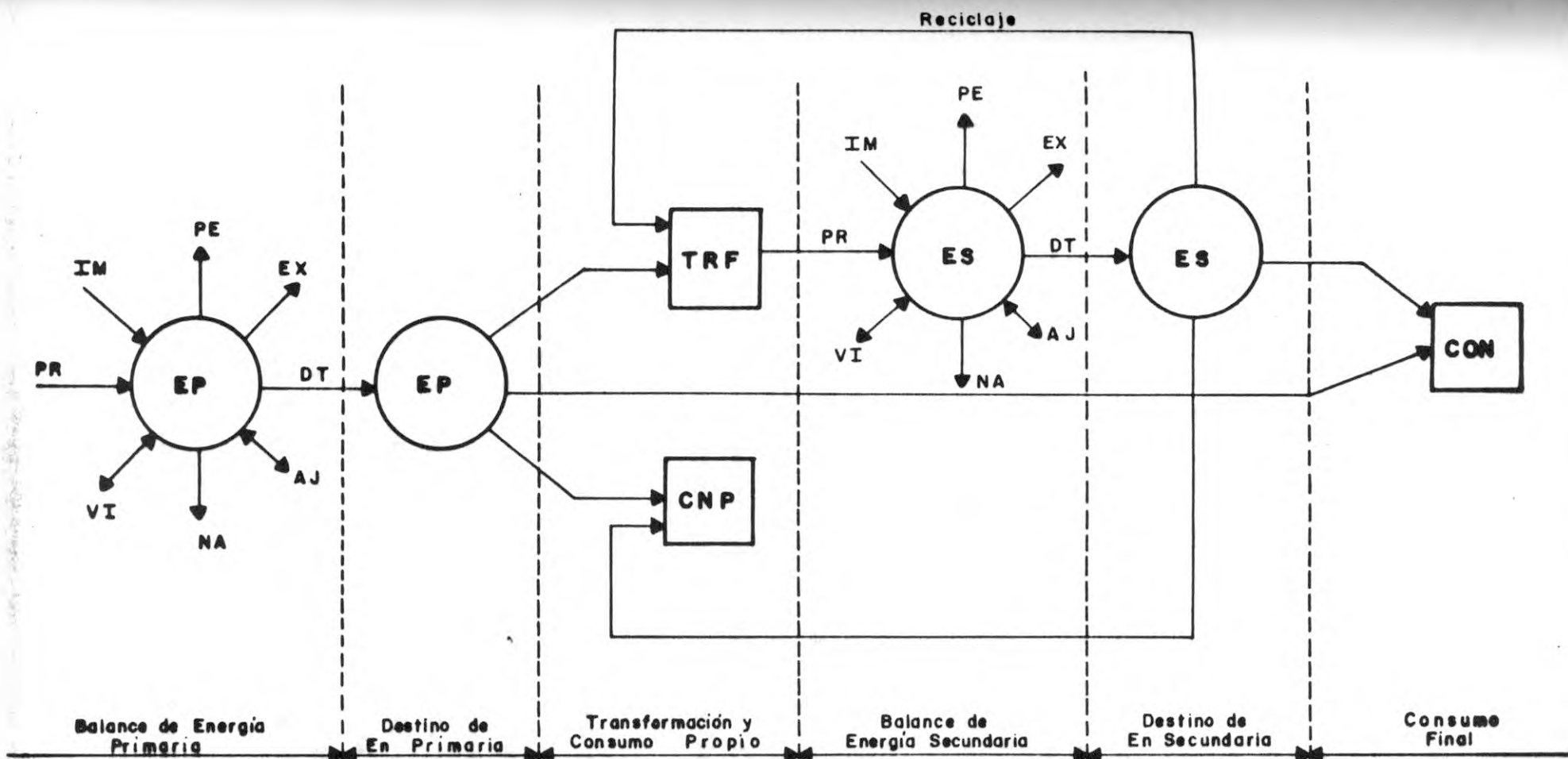
## MODELO DE BALANCES ENERGETICOS

## RED DE FLUJOS DEL SISTEMA ENERGETICO

En la Figura No. 1 se presenta en forma condensada la red de flujos físicos a utilizar en la construcción de los balances energéticos. La Figura 1 es un conjunto de Nodos y Bloques unidos entre sí por flechas o arcos direccionados. Las flechas representan los flujos energéticos, los nodos expresan el equilibrio o balance de todos los flujos que entran y salen de él y son por lo tanto nodos conservativos, y los bloques representan alguna relación de transformación entre flujos de entrada y salida. Para comprender mejor la Figura No. 1, a continuación se definen sus diferentes componentes.

**ENERGIA PRIMARIA:** Son los productos energéticos tal como son provistos por la naturaleza, ya sea en forma directa (energía hidráulica ó energía solar) o después de extraerlos del sub-suelo (petróleo, carbón, gas). Su origen - (producción) son los recursos naturales y sus posibles destinos (demanda) son los centros de transformación, el consumo final (en casos como el de la leña y residuos vegetales) y el consumo propio de la industria energética.

**TRANSFORMACION:** Es el proceso por el cual ciertas formas energéticas se transforman en otras, más apropiadas para el uso, denominadas Energía Secundaria. Los insumos de los centros de transformación son las diferentes formas de energía primaria y, en ciertos casos, algunos productos secundarios. En este último caso (energía secundaria que se utiliza para producir otras formas de energía -



Ver Cuadro 1 para  
Significado de Abreviaturas

FIGURA 1  
RED DE FLUJOS ENERGETICOS

secundaria) se habla de Reciclaje. En forma análoga a la energía primaria, los posibles destinos de la energía secundaria son el consumo final, los centros de transformación (reciclaje) y el consumo propio.

**CONSUMO FINAL :** Es el proceso por medio del cual la energía secundaria (ó ciertas formas primarias cuando es del caso) es utilizada según determinadas modalidades de uso relacionadas con las variables no energéticas de la economía a través del correspondiente sub-modelo econométrico de demanda.

**CONSUMO PROPIO :** Es la energía utilizada en los procesos de producción y transformación de la energía. Por ejemplo, los combustibles utilizados en la refinación del petróleo y la electricidad empleada en las centrales eléctricas de servicio público son consumos propios de la industria energética.

**BALANCE :** Es el conjunto de las direcciones posibles para los flujos energéticos a través de cada nodo de la red. Los caminos considerados en la red de la Figura No. 1 son : Producción (origen), importaciones, exportaciones, pérdidas, destino, variación de inventarios, energía no aprovechada y ajustes. Debido a que el flujo neto a través de un nodo es igual a cero, la realización de balances constituye una forma de comprobar la consistencia de la información empleada en el análisis de cada una de las alternativas.

En el Cuadro No. 1 se presentan los vectores de nombres que mediante operaciones algebraicas permiten definir las variables de interés y las relaciones entre las mismas - que describen la estructura energética de cada caso examinado. Nótese que para cada uno de los nombres del Cuadro No. 1 se utilizan dos símbolos: Una codificación que abrevia los nombres correspondientes y se adapta fácilmente a la programación FORTRAN, y una notación algebraica más útil para el tratamiento matemático y el planteamiento de las ecuaciones de resultados. En el presente informe se utilizarán las dos simbologías en forma intercambiable.

A partir de las definiciones del Cuadro No. 1 es posible definir todas las variables relevantes al Balance Energético. Por ejemplo, la matriz  $B.X^T$  define las variables - que conforman los balances de energía primaria. En efecto, dicha matriz será equivalente a 1/ :

$$B.X^T = \begin{bmatrix} \text{PR. HE} & \text{PR. GN.....PR. RV} \\ \text{IM. HE} & \text{IM. GN.....IM. RV} \\ \text{VI. HE} & \text{VI. GN.....VI. RV} \\ \text{EX. HE} & \text{EX. GN.....EX. RV} \\ \text{PE. HE} & \text{PE. GN.....PE. RV} \\ \text{NA. HE} & \text{NA. GN.....NA. RV} \\ \text{DT. HE} & \text{DT. GN.....DT. RV} \\ \text{AJ. HE} & \text{AJ. GN.....AJ. RV} \end{bmatrix}$$

En la primera columna aparecen las variables que definen

---

1/ En el lado derecho de la ecuación se escribe el código abreviado del nombre para lograr una mejor comprensión.



CUADRO No. 1

NOMENCLATURA BALANCES ENERGETICOS

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
X	EP	Energía Primaria
X <sub>1</sub>	HE	Hidroenergía
X <sub>2</sub>	GN	Gas Natural
X <sub>3</sub>	PT	Petróleo
X <sub>4</sub>	CM	Carbón Mineral
X <sub>5</sub>	LI	Lena
X <sub>6</sub>	RV	Residuos vegetales
Y	ES	Energía secundaria
Y <sub>1</sub>	EE	Electricidad
Y <sub>2</sub>	GR	Gas de Refinería
Y <sub>3</sub>	GL	Gas Licuado
Y <sub>4</sub>	GD	Gas Distribuido por Redes
Y <sub>5</sub>	GM	Gasolina Motor
Y <sub>6</sub>	KJ	Kerosene y Jet Fuel
Y <sub>7</sub>	DO	Dieseol oil
Y <sub>8</sub>	FO	Fuel Oil
Y <sub>9</sub>	NE	No Energéticos
Y <sub>10</sub>	CQ	Coque de carbón o residual de Petróleo

Continúa

Continuación Cuadro No. 1

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
Y <sub>11</sub>	CL	Carbón de Lema
Y <sub>12</sub>	GI	Gas de Coquería y Alto Horno
T	TNF	Transformación
T <sub>1</sub>	CEL	Centrales Eléctricas de Servicio Público
T <sub>2</sub>	AUT	Autoprodutores de Electricidad
T <sub>3</sub>	CTG	Centros de tratamiento de gas
T <sub>4</sub>	REF	Refinerías
T <sub>5</sub>	CAH	Coquerías y alto Horno
T <sub>6</sub>	CAR	Carboneras
C	CON	Consumo Final
C <sub>1</sub>	RYC	Residencial y comercial
C <sub>2</sub>	TRS	Transporte
C <sub>3</sub>	IND	Industrias
C <sub>4</sub>	AGP	Agricultura, Pesca
C <sub>5</sub>	NEN	No Energéticos y No Identificados
CP	CNP	Consumo Propio

SIMBOLO  
ALGEBRAICO

CODIGO

NOMENCLATURA

Continuación Cuadro No. 1

SIMBOLO ALGEBRAICO	CODIGO	NOMENCLATURA
B	BL	Balances
B <sub>1</sub>	PR	Producción
B <sub>2</sub>	IM	Importación
B <sub>3</sub>	VI	Variación de inventarios
B <sub>4</sub>	EX	Exportación
B <sub>5</sub>	PE	Pérdidas
B <sub>6</sub>	NA	No aprovechada
B <sub>7</sub>	DT	Destino
B <sub>8</sub>	AJ	Ajustes

el balance de hidro-energía, es decir:  $\underline{1}$ /

Producción de hidroenergía  
 Importación de hidroenergía  
 Variación de inventario de hidroenergía  
 Exportación de hidroenergía  
 Pérdidas de hidroenergía  
 Cantidad no aprovechada de hidroenergía  
 Destino de hidroenergía  
 Ajustes de hidroenergía

En la segunda columna las variables referentes al gas natural, y así sucesivamente. Si a continuación se define un vector auxiliar,

$$\underline{m} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 1 \end{bmatrix}$$

donde la dimensión de  $\underline{m}$  es tal que las operaciones matriciales en las que se use queden correctamente definidas, las ecuaciones de balance de los diferentes productos vendrían dadas por:

$\underline{1}$ / Es necesario adoptar una convención de signos. Por ejemplo, considerar que las variables que entran al nodo de balances representan cantidades negativas.



$$(B.X^T)^T \bar{m} = 0$$

Por ejemplo, la primera de tales ecuaciones es:

$$PF. HE + IM. HE + VI. HE + EX. HE + PE. HE + NA. HE + DT. HE + AJ. HE = 0$$

A continuación se generaliza el método anterior y se definen las variables y las ecuaciones de la red de flujos energéticos. Sean:

$X.T^T$  : Energía primaria como insumo en los centros de transformación.

$X.C^T$  : Energía primaria que va directamente al consumo final.

$X.CP$  : Consumo propio de cada producto energético primario (nótese que CP es un escalar).

Las tres matrices anteriores definen los destinos posibles de la energía primaria. Por tanto, se cumplirá la ecuación: <sup>1/</sup>

$$(DT.X^T)^T = X.T^T \bar{m} + X.C^T \bar{m} + XCP$$

Las definiciones y la ecuación anterior dan origen al primer cuadro de los balances, el cual condensa la información del destino de la energía primaria.

<sup>1/</sup> Nótese que DT es un escalar, ya que es uno de los elementos del vector B. La ecuación significa: Destino de la energía = Energía que va a centros de transformación + Energía primaria que se consume sin transformar + Consumo propio.

Una vez calculados los destinos de los distintos productos energéticos primarios, podrán realizarse los balances de los mismos mediante la ecuación  $(B \cdot \bar{X}^T)^T \bar{m} = 0$ . Esta da origen al siguiente Caudro, del cual vale la pena señalar que la columna de ajustes se calcula a partir de los datos restantes para forzar el cumplimiento de la ecuación de balance.

Para la construcción de los balances de energía secundaria se seguirá un procedimiento similar al anterior. Defínase:

$(TY^T)^T$  : Energía secundaria de cada tipo producida en cada uno de los centros de transformación.

$YT^t$  : Matriz de reciclaje. Es la energía secundaria de cada tipo utilizada como insumo en cada centro de transformación 1/ .

$Y \cdot C^T$  : Energía secundaria destinada al consumo final (Para cada forma y cada tipo de consumo).

$Y \cdot CP$  : Consumo propio de cada producto energético secundario.

Antes de plantear el balance de energía secundaria se definen los vectores de producción y destino de energía secundaria de acuerdo con las ecuaciones:

1/ Desde el punto de vista algebraico  $YT^t = (TY^T)^T$ . Se hace la diferenciación en la notación, para indicar que, en un caso, el "origen" es la energía secundaria y el "destino" el centro de transformación (Reciclaje). En el otro (Producción), el "origen" es el centro de transformación y el "destino" el nodo de energía secundaria.

$$(PR.Y^T)^T = (TY^T)^T \cdot \bar{m}$$

$$(DT.Y^T)^T = Y.T^T \bar{m} + Y.C^T \cdot \bar{m} + Y.CP$$

Las cuales dan origen a los cuadros de producción y destino de energía secundaria.

Una vez calculados los vectores de producción y destino de los productos secundarios podrán realizarse los balances correspondientes, de acuerdo con la ecuación:

$$(BY^T)^T \bar{m} = 0$$

Los balances se presentan en el siguiente cuadro.

### 3 UNIDADES

La metodología presentada hasta el momento permite trabajar con unidades diferentes para cada tipo de energía, en la medida en que los balances y demás cálculos se realizan independientemente para cada forma energética. Si se desea obtener balances globales, lo que implica cantidades tales como "total de energía primaria producida", ó "total de energía secundaria consumida", etc., es necesario trabajar con una unidad común <sup>1/</sup>.

En el presente estudio se ha decidido utilizar los dos enfoques. Por una parte, se presentarán los Cuadros definidos en la Sección anterior utilizando las unidades

<sup>1/</sup> En otras palabras, mientras se trabaje con un sistema vectorial podemos utilizar distintas unidades. Si queremos reducir el balance a una sola ecuación (totales) se hace necesario emplear una sola unidad de medición que permita totalizar los diferentes rubros del balance.

adoptadas para cada forma de energía. A continuación se utilizarían los factores de conversión correspondientes para presentar los mismos cuadros en tera-calorías, añadiéndose en este caso la información correspondiente al balance global. A continuación se presentan las unidades adoptadas y los factores de conversión.

FORMA DE ENERGIA	UNIDAD EMPLEADA	FACTOR DE CONVERSION
HE	GWH	0.86 Tcal/ GWH
GH	10 <sup>6</sup> pies cúbicos	0.234 Tcal/10 <sup>6</sup> PC
PT	10 <sup>3</sup> barriles	1.38 Tcal/MBL
CM	10 <sup>3</sup> toneladas	6.5 Tcal/MT
LE	10 <sup>3</sup> toneladas	3.6 Tcal/MT
RV	10 <sup>3</sup> toneladas	(seco)2.32 Tcal/MT (húmedo)1.82 Tcal/MT
EE	GWH	0.86 Tcal/GWH
GL	10 <sup>3</sup> barriles	0.95 Tcal/MBL
GD	10 <sup>6</sup> pies cúbicos	0.234 Tcal/10 <sup>6</sup> PC
KJ	10 <sup>3</sup> barriles	1.33 Tcal/MBL
DO	10 <sup>3</sup> barriles	1.38 Tcal/MBL
FO	10 <sup>3</sup> barriles	1.48 Tcal/MBL
GR	10 <sup>3</sup> barriles	1.88 Tcal/MBL
GM	10 <sup>3</sup> barriles	1.22 Tcal/MBL
NE	10 <sup>3</sup> barriles	1.38 Tcal/MBL
CQ	10 <sup>3</sup> toneladas	4.8 Tcal/MBL
CL	10 <sup>3</sup> toneladas	6.5 Tcal/MBL
GI	10 <sup>6</sup> pies cúbicos	0.078 Tcal/10 <sup>6</sup> PC



Nótese, sin embargo, que al utilizar el método anterior los consumos finales de energía se miden en el 'punto de entrada' creando algunas dificultades conceptuales. En efecto, encasos como el de la energía eléctrica generada en plantas térmicas, las pérdidas de transformación son bastante grandes; sin embargo, desde el punto de vista del consumo, prácticamente la totalidad de la energía de entrada se convierte en energía útil. Lo anterior significa que al no tener en cuenta la eficiencia en el consumo de energía, la energía eléctrica estará subvaluada con respecto a los otros combustibles y que la única forma de mostrar la verdadera participación de los distintos productos energéticos en el consumo final es teniendo en cuenta las eficiencias de uso de los diferentes productos. Por las razones anteriores además de presentar los cuadros del Balance en las unidades originales de medida de los distintos energéticos y en tera-calorías, se presentará un cuadro con los consumos útiles de cada energético en cada sector. Este se obtiene multiplicando los consumos finales de cada forma de energía en cada sector por un factor promedio de eficiencia. Cabe anotar, finalmente, que lo estrictamente correcto desde el punto de vista teórico sería aplicar tales factores de eficiencia a los consumos según su modalidad de uso; sin embargo, este último enfoque requiere de una base de información de la cual no se dispone actualmente. Los factores promedio de eficiencia en cada sector, que se presentan en el cuadro -2, se tomaron del informe sobre proyecciones de demanda en Canadá <sup>1/</sup> modificándolos para hacerlos más compatibles

---

<sup>1/</sup> Energy Mines and Resources Canadá, "Energy Demand Projections-A Total Energy Approach", 1977.

CUADRO No. 2

FACTORES DE EFICIENCIA EN EL CONSUMO

SECTOR PRODUCTO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TRANSPORTE
HE	-	-	-	-
GN	0.7	0.7	0.7	-
PT	-	-	-	-
CM	0.30	-	0.75	-
LE	0.1	-	0.30	-
RV	-	-	0.6	-
EE	0.85	1.0	1.0	-
GR	-	-	0.6	-
GL	9.7	0.7	0.7	-
GD	0.7	0.7	0.7	-
GM	0.5	-	-	0.18
KJ	0.35	-	0.6	0.55
DO	-	-	0.6	0.23
FO	-	-	0.6	0.10
NE	-	-	-	-
CQ	-	-	0.75	-
CL	0.10	-	-	-
GI	-	-	-	-

con la situación energética del país.

#### 4 IMPLEMENTACION

La elaboración de los balances de cada alternativa considerada en el ENE es, básicamente, un ejercicio de organización y presentación sistemática de la información producida por los diferentes sub-modelos. En resumen, las personas responsables de los diferentes grupos de trabajo deben preparar la siguiente información :

- i. El grupo de demandas provee la información sobre los consumos finales de cada producto energético secundario, y primario cuando sea del caso, discriminando según el sector de consumo.
- ii. Los grupos de oferta preparan, para cada producto primario, los datos correspondientes a los seis primeros elementos del vector balance. Las otras cantidades (destino total y ajustes) son calculados por el modelo.
- iii. Para cada uno de los centros de Transformación las personas responsables de su análisis deben presentar los siguientes datos: Cantidad de cada producto primario utilizada como insumo en el centro de transformación, cantidades de cada producto secundario usadas en ese centro de transformación (reciclaje) y los elementos del vector balance (excepto destino total, producción y ajustes) de cada producto secundario.

Debe tenerse en cuenta que la metodología presentada es general en el sentido de que se incluyen todas las definiciones posibles desde el punto de vista de la elaboración de los balances. En la práctica, sin embargo, la gran -

## MODELO DE EVALUACION FINANCIERA Y SOCIAL DE LAS ALTERNATIVAS DEL ENE.

Como se ha explicado en los diferentes capítulos sectoriales, en los modelos correspondientes a cada uno de ellos se calculan las inversiones y los flujos de ingresos y egresos de ese sector, en moneda nacional y extranjera, lo mismo que el valor presente de los costos sociales de esa alternativa calculados de acuerdo con los criterios explicados en la parte segunda del informe. Tales resultados se utilizan como insumo para el modelo de evaluación social y financiera, cuyos objetivos son los siguientes:

- i) Presentar los resultados de cada sector y su totalización, en una forma compacta que permita realizar las comparaciones de las distintas alternativas.
- ii) Modificar los flujos financieros teniendo en cuenta la financiación a que cada sector tendrá acceso con el fin de realizar las inversiones previstas.
- iii) Modificar el valor social presente de los costos calculados para cada sector al tener en cuenta el financiamiento atado a esas inversiones, como se explicó en el capítulo que presenta los criterios generales de evaluación social utilizados dentro del ENE.
- iv) Corregir los flujos financieros al tener en cuenta el servicio de la deuda actual de los sectores eléctrico y de hidro-carburos.



A continuación se explica el procedimiento utilizado para realizar los distintos cálculos, los supuestos hechos sobre los diferentes parámetros requeridos y se discuten los resultados producidos por el modelo.

#### 1. FLUJOS DE INVERSIONES

Las inversiones calculadas por cada uno de los modelos durante el horizonte de planeamiento, en moneda nacional y en divisas, se presentan en dos cuadros. El primero correspondiente a los tres modelos del sector de hidro-carburos, y el total del mismo, y el segundo para todo el sector energético distinguiendo las inversiones según se realicen en el sector eléctrico, en carbón, o en hidro-carburos. Tales flujos se presentan a partir de 1982, hasta el año 2000.

Además de las inversiones calculadas por cada modelo<sup>1/</sup> se tuvieron en cuenta las siguientes inversiones en el sector de hidro-carburos, comunes a todas las alternativas:

a) Gasoducto a Barrancabermeja. Con un costo total estimado de 75 millones de dólares de diciembre de 1979. Los desembolsos se repartieron por igual entre 1982 y 1983 y se supuso un 20% de los mismos en moneda local y lo restante en moneda extranjera.

b) Expansión de la Refinería de Cartagena. Con inversiones durante 1982 de 35.6 millones de dólares de diciembre

---

<sup>1/</sup> Ver capítulo sectoriales.

de 1979. Al igual que en el caso del gasoducto se tomó una repartición de 80% y 20% en moneda extranjera y local, respectivamente.

2. FLUJOS FINANCIEROS SIN PRESTAMOS NI REFINANCIACION DE LA DEUDA ACTUAL

Se presentan los flujos financieros netos, en moneda nacional y divisas, para los diferentes sectores y la totalización de los mismos. Estos representan los ingresos y egresos de cada sector si no se tuviera acceso a ningún tipo de crédito y si no existiera la deuda actual, la cual es necesario servir.

A los flujos financieros obtenidos de los modelos de hidrocarburos se añadieron los siguientes rubros, que no fueron tenidos originalmente en cuenta por ser comunes a todas las alternativas.

a) Gastos generales de funcionamiento.

A partir de las cifras del balance de Ecopetrol para 1980, se estimaron en 3168 millones de pesos de 1979 y se consideraron constantes durante el horizonte de planeamiento.

b) Costos de producción de yacimientos conocidos.

Se usaron los estimativos del Cuadro No. 3, donde se distinguen los costos de producción en yacimientos bajo explotación directa y asociada. Se consideró que la mitad de tales costos correspondían a gastos en moneda local y el resto en divisas.

3 FLUJOS FINANCIEROS CON PRESTAMOS Y REFINANCIACION DE LA DEUDA ACTUAL

Los flujos financieros del numeral anterior se corrigen, en la parte correspondiente a divisas, teniendo en cuenta los ingresos de los préstamos para la financiación de las inversiones y los egresos asociados con la amortización de los mismos y el pago de los intereses. Se consideraron, para los diferentes sectores, dos clases diferentes de préstamos: aquellos obtenidos en condiciones más ventajosas que las del mercado internacional de capitales, provenientes en lo fundamental de las instituciones internacionales de fomento (Banco Mundial, BID, FKW, etc.) y los provenientes de bancos comerciales y proveedores.

CUADRO No. 3

COSTO DE PRODUCCION PARA ECOPETROL EN YACIMIENTOS CONOCIDOS  
(\$US MILLONES DE 1979)

AÑO	EXPLORACION DIRECTA	ASOCIACION	TOTAL
1982	59.8	3.2	63.0
1983	54.6	5.1	59.7
1984	56.9	6.6	63.5
1985	86.7	10.1	96.8
1986	80.1	10.3	90.4
1987	76.2	10.0	86.2
1988	76.0	10.0	86.0
1989	76.7	10.0	86.7
1990	69.3	10.0	79.3
1991	75.7	10.0	85.7
1992	68.8	10.0	78.8
1993	57.8	10.0	67.8
1994	48.8	10.0	58.8
1995	42.7	10.0	52.7
1996	37.0	10.0	52.7
1996	38.0	10.0	48.0
1997	34.2	9.8	44.0
1998	30.9	9.6	40.5
1999	28.2	8.7	36.9
2000	27.4	8.3	35.7



Por otra parte, se corrigen también estos flujos financieros teniendo en cuenta la deuda vigente en moneda extranjera a 31 de Diciembre de 1981 en los sectores eléctrico y de hidro-carburos. Para este efecto se utilizaron los siguientes estimativos:

a) Ecopetrol.

A partir de la información del balance de la Empresa para 1980 se estimó una deuda total de 538 millones de dólares de 1979, de la cual el 40% aproximadamente corresponde a deudas de largo plazo. Teniendo en cuenta las inversiones realizadas durante 1981 en la ampliación de la refinería de Cartagena, se ajustó tal cifra a 550 millones, que dentro del modelose refinancien a una tasa del 16% anual (la mayor parte de la deuda es a corto plazo, con altos intereses) en 7 años.

b) Sector Eléctrico.

A través del Departamento Nacional de Planeación se obtuvieron estimativos de la deuda vigente para algunas de las empresas del sector (ISA, ICEL, CORELCA) cuyo total, a Diciembre de 1981 era de aproximadamente 550 millones de dólares. Debido a la carencia de información sobre las demás empresas al momento de finalizar este estudio, se tomó un estimativo preliminar para el agregado del sector de 700 millones de dólares de 1979. Esta cifra debe ser posteriormente revisada a la luz de nueva información. Utilizando un promedio de las cifras disponibles sobre las condiciones de tales préstamos, se supuso que dicha cantidad se refinanciaba a una tasa del 12% anual en 10 años.

Finalmente, para la realización de los cálculos de la amortización de los préstamos y la refinanciación de la deuda actual, se supuso una inflación internacional del 10% anual.

4 VALOR SOCIAL PRESENTE DE LOS COSTOS CON CORRECCIONES POR LA UTILIZACION DE PRESTAMOS ATADOS

Como se explica en la parte segunda del informe, la teoría de evaluación social de proyectos considera en forma diferente la utilización del crédito externo dependiendo de que su utilización reduzca o nó la disponibilidad del mismo en otros proyectos. En el cálculo del valor social presente del costo de las distintas alternativas, las inversiones se han valorado en el momento de realizarse, lo que implica una disponibilidad global del crédito externo fija para el país, y que al utilizar parte de estos recursos en el sector energético se disminuyen las posibilidades de financiación en otros sectores.

Como sensibilidad a tales resultados se ha considerado una situación en que los créditos blancos de entidades internacionales estarían disponibles para el sector energético independientemente de la política de endeudamiento seguida por el país en otros sectores de la economía. En tal caso, los costos deben evaluarse por los desembolsos efectivamente realizados al efectuar los pagos por la deuda. Estos resultados deben interpretarse como un análisis de sensibilidad de los resultados originales, ya que en la realidad se tiene una situación intermedia al respecto.

## INTRODUCCION

## GENERALIDADES Y OBJETIVOS

El presente trabajo resume lo que se ha avanzado en la actual etapa del ENE (Estudio Nacional de Energía) sobre el diseño e implementación de un sistema nacional de información que tienda a superar los problemas que subsisten actualmente para la formulación y operación de modelos y programas de planeamiento. Sabido es que un estudio de la envergadura del ENE- cuyas necesidades informativas superan ampliamente en cantidad y calidad la estadística energética tradicional del país - sólo podrá constituir una herramienta dinámica y útil si se apoya sobre un sistema de datos adecuadamente dimensionado para cumplir sus objetivos. Por otra parte puede afirmarse que la información no preexiste a la necesidad de usarla, y en tal sentido la capacidad inductiva del ENE representa un poderoso catalizador para definir los alcances y profundidad que debe tener la estructura de la estadística energética del país.

La implementación de un tal sistema de información excede en tiempo y en recursos las posibilidades de la actual etapa del ENE, a pesar de que el volumen de trabajo realizado hasta aquí ha sido considerable. Por mencionar sólo algunos casos se tiene:

a.) Balances energéticos, serie 1970-1979, lo cual ha implicado un examen exhaustivo de las series físicas existentes contando con buena parte de generación de datos nuevos en algunos campos específicos.

b.) Encuestamiento de las energías no comerciales del sector rural y de las compañías distribuidoras de combustibles, lo cual ha permitido una mayor precisión en el conocimiento del consumo por sectores.

c.) Modelos de demanda y oferta, cuya formulación exigió la consideración de series estadísticas que hasta el momento no cuentan con una recopilación regular o que han sido objeto de una recopilación deficiente.

Sin embargo, muchas de las series utilizadas han debido ser estimadas con los mejores recursos de que se disponía en el momento, y este rico proceso, si bien no siempre proporciona la información con el nivel de calidad y cantidad requeridos, muestra al menos la configuración que debe tener un sistema de información futuro y permite a la vez dimensionar su implementación.

La experiencia realizada permite enunciar la siguiente regla básica, que constituye un marco filosófico que presupone una gran operatividad en la ejecución: se trata de encuadrar la búsqueda y compilación de datos como un problema macroscópico para servir a las necesidades de planeamiento y la previsión, cuyas técnicas y resultados son de carácter estadístico y poseen una buena dosis de incertidumbre por propia naturaleza. Ello implica que, siempre que sea posible, se evitará el detalle analítico y se preferirá la síntesis estadística, para lo cual los formatos de recolección deberán ser tan sencillos como sea posible.

A efecto de fijar las primeras ideas conviene establecer algunas definiciones.



Se definen tres niveles de información a saber :

NIVEL PRIMARIO : Es un subconjunto del sistema de información vinculado a los entes que generan el dato. Su producto son los formularios de recolección de datos.

NIVEL SECUNDARIO : Es un subconjunto ligado a los entes que procesan la información. Su producto es el diseño de compiladores intermedios.

NIVEL TERCARIO : Es un subconjunto relacionado con los entes que usan la información. Su producto es un boletín estadístico que surge como resultado de diseñar un compilador final.

El sistema de información futuro deberá tener las siguientes propiedades :

a) Deberá permitir la publicación anual de un BOLETIN NACIONAL DE ENERGIA que concentre toda la información energética de NIVEL TERCARIO en dos volúmenes, que son :

VOL I : ESTADISTICA FISICA

VOL II : ESTADISTICA ECONOMICA

b) Deberá ser confiable, por lo cual el COMPILADOR tendrá incorporados criterios de consistencia dentro de ciertos márgenes de tolerancia preestablecidos.

c) Deberá servir al uso y mejoramiento de los modelos de planeamiento implementados o que se implementen.

d) Deberá tener cobertura nacional y regional y esta última puede asimilarse a la división departamental del país.

para facilitar la recolección. Si ello no alcanza para cubrir las expectativas de regionalización, deberá definirse una estructura más adecuada pero teniendo en cuenta que todo apartamiento de la división política puede dificultar enormemente la recolección y compilación de datos.

e.) Deberá tener suficiente inserción institucional en el nivel secundario de manera que cada ente maneje el subcompilador pertinente con los mismos criterios de confiabilidad evitando duplicidades. El nivel terciario debe estar concentrado en un solo ente que hay que definir.

2. CARACTERISTICAS DE LA INFORMACION

Quando se encara un estudio de planeamiento, como por ejemplo el ENE, (ver Fig. No. 1), la información total requerida por el mismo puede ser existente o no existente. La primera es aquella que se encuentra publicada y la segunda es la que carece de publicación, y debe por lo tanto ser generada o estimada. A su vez, la información existente puede ser sistemática, en el caso en que su publicación se haga bajo formatos y en períodos regulares, y no sistemática en el caso de publicación eventual. La información sistemática se denomina consistente si verifica los criterios de confiabilidad establecidos, y no consistente en caso contrario.

Diseñar e implementar un sistema de información significa que al final del mismo toda la información requerida para el ENE sea existente, sistemática y consistente.

Por otra parte, existe una relación en doble sentido entre el ENE y SIE (Sistema de Información Energética) ya que es-

te último debe ser un sistema posible, no sólo de ser generado sino de ser mantenido con un esfuerzo que no debe ser exageradamente grande. Esto implica que a la capacidad inductiva del ENE sobre el SIE, le corresponde una capacidad reformulativa del SDI sobre el ENE. En otras palabras, de nada vale mantener una formulación modelística cuando la base informativa para alimentarla resulta poco operativa y es ésta una importante propiedad del SIE para transformar el planeamiento en una actividad práctica.

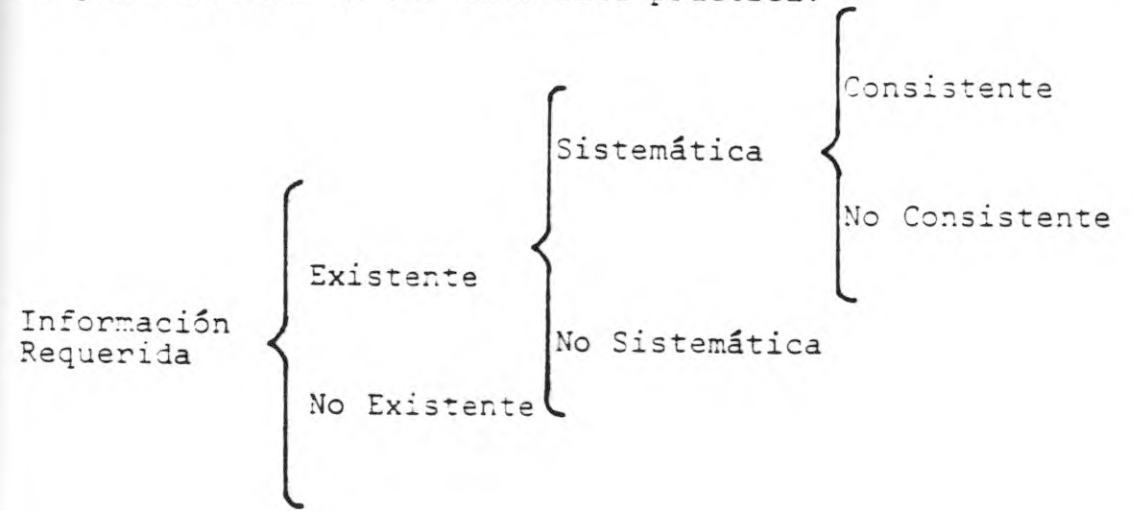


Fig. No. 1 - Características de la Información

## IDENTIFICACION ESPACIAL DEL SISTEMA DE INFORMACION

El objeto de este punto es caracterizar los datos que componen el sistema de información como elementos pertenecientes a un conjunto  $\mathcal{B}$  que se denomina espacio del SIE, y dentro del cual valen ciertas leyes de composición. Este conjunto es susceptible de ciertas particiones a partir de las cuales se identifican ciertos subespacios dentro de los cuales los datos resultan agrupados en función de ciertas características comunes.

La primera partición corresponde a la naturaleza física del dato :

$$\mathcal{B}_1 = (\text{RE}, \text{PR}, \text{TS}, \text{DI}, \text{CO}, \text{PU})$$

donde

RE - RECURSOS : Representa todos aquellos datos que tienen que ver con la determinación de las reservas de los recursos energéticos así como con la operación de los modelos encargados de determinar reservas. Debe quedar en claro que no es función del sistema de información la determinación de las magnitudes de las reservas energéticas del país --lo cual se hace mediante modelos o estudios especiales-- sino la recopilación de los datos básicos para que esos modelos y estudios, puedan operar y actualizarse. Vista desde un ángulo institucional (y digamos de paso que una de las reglas del trabajo en marcha es la adecuación estrecha entre los datos que se buscan y los entes que los producen y compilan) esta coordinada tiene que ver con las empresas y/o Instituciones vinculadas a la búsqueda y estimación de las reservas.



PR - PRODUCCION : Esta parte del sistema de recolección cubre toda la producción y transformación de la energía tanto primaria como secundaria. En el plano institucional se deben incluir la totalidad de los entes vinculados a la oferta.

TS - TRANSPORTE : Se incluye en esta dimensión los datos más relevantes relacionados con las grandes líneas de transporte de productos energéticos desde los centros de producción a los de distribución y por los diversos medios de transporte. Se busca con ésto proporcionar los datos para medir la infraestructura que permite el traslado de la energía de un punto a otro del país aunque por el momento se circunscribe su alcance a aquellos sistemas de transporte que requieren un equipamiento específico (gasoductos, oleoductos, líneas de alta tensión, etc.).

DI - DISTRIBUCION : Se agrupan en esta coordenada todos los puntos de distribución de los productos energéticos por las entidades productoras que son a la vez distribuidoras o por las que adquieren los productos para su distribución en el mercado. Se espera con ello cubrir la totalidad de la información de lo que se vende para proporcionar una medida del consumo que si bien puede decirse que es aparente ya que no se lo mide desde el punto de vista del consumidor, tiene en cambio la ventaja de permitir una cobertura completa del consumo. Beneficiarios directos de ésto serán los modelos de demanda.

CO - CONSUMO : Para recoger y trabajar datos más detallados o para resolver los problemas de consumo que no pueden ser develados con la estadística de distribución, se inclu-

ye esta coordinada que agrupa datos e instituciones relacionadas directamente con el consumo de la energía.

PU - PARQUES Y UTILIZACION : Esta coordinada, una de las más importantes y dificultosas del sistema de recolección primaria de datos físicos, trata de la forma en que la energía se utiliza y con qué equipos se utiliza. Es obvio que aquí se incluyen todos los problemas inherentes a la eficiencia de uso y los entes relacionados son tan disímiles como industrias, hogares, registros automotores, etc.

Otra partición posible del espacio  $\mathcal{E}$  es la que corresponde a los sectores económicos según fuentes, los cuales están frecuentemente asociados a la dimensión institucional tales como : PETROLEO, GAS, CARBON, ELECTRICIDAD, ENERGIAS NO COMERCIALES y ENERGIAS NO CONVENCIONALES. A esta partición se la denomina  $\mathcal{E}_2$ .

También puede hacerse una partición  $\mathcal{E}_3$  según los sectores económicos de consumo que son : RESIDENCIAL y COMERCIAL, TRANSPORTE, INDUSTRIAL y OTROS.

La dimensión regional proporciona una partición  $\mathcal{E}_4$  donde se toman como elementos las cuatro regiones del ENE que son: NOROCCIDENTAL, SUROCCIDENTAL, NORTE y CENTRO.

Estas cuatro maneras de particionar el espacio general del SIE suministran todos los subespacios posibles, de acuerdo con el grado de detalle requerido. La intersección o la unión de los distintos elementos definidos por esas particiones definen la manera de agrupar los datos y la forma de recolección de los mismos. Falta ahora identificar y definir los elementos de que se vale la recolección.

## INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS

Para la ejecución de la recolección de datos se cuenta con dos elementos que son FICHAS y ENCUESTAS.

FICHA: Cuando los entes productores de datos son poco numerosos y tienen además la particularidad de REGISTRAR DATOS, se le envía una ficha de formato normalizado con una periodicidad definida. El sistema de fichas que se ha diseñado y que se presenta aquí, tiene las siguientes propiedades:

a.) En una misma ficha se agrupan cierto tipo de datos que "tienen algo en común" ya sea porque provienen de mediciones que se realizan en un mismo proceso físico, o por la ejecución de una determinada operación. Por ejemplo todos los datos relativos a una refinería se agrupan en una misma ficha, lo mismo que los relativos a un auto - productor de electricidad o al que ejecuta un contrato de concesión para explorar y/o explotar un recurso. La partición de las fichas es pues por "TEMAS" y no por entes y a un mismo ente pueden llegarle varias fichas. Este procedimiento además de facilitar la recolección facilita también la consistencia y sus chequeos.

b.) Dentro de una misma ficha o "tema" los datos se agrupan por módulos numerados. Un módulo es un subconjunto que reúne los datos cuya vinculación es aún más estrecha.

c.) Se evita POR HIPOTESIS pedir datos que signifiquen efectuar algún balance o comparación o que sean inferidos a partir de otros datos. Se trata de que todos los datos que



se piden provengan de una medición o a lo sumo de cálculos "típicos" o standart dentro del ente. De este modo se evita la tentación de cuadrar o "arreglar" los datos, función que debe ser privativa del SISTEMA de COMPILACION y no del SISTEMA DE RECOLECCION.

d.) Cada ficha debe remitirse con una cierta PERIODICIDAD que no tiene por qué ser la misma para todas las fichas. Este parámetro aún no ha sido definido para las fichas preliminares que se presentan en este informe.

ENCUESTAS: Cuando los entes que poseen el dato son demasiado numerosos o sin ser tan numerosos no tienen la propiedad de llevar registros, se recurre a la encuesta. En este informe no se presentan todavía los diseños de las encuestas que se recomienda realizar. Sólo para el caso de las encuestas destinadas a medir la demanda rural se dispone de un diseño probado y que se está ejecutando, y cuyos resultados se presentan en otro informe.

A pesar de ello se describen aquí las encuestas que se han identificado. Las propiedades generales que hoy se visualizan para una encuesta son:

a.) Permitir COBERTURA NACIONAL en todos los casos y REGIONAL en los casos que se requiera.

b.) El diseño debe ser normalizado de manera que una encuesta sobre el mismo tema que se realiza dos años más tarde que su anterior debe INEXORABLEMENTE recoger como mínimo los mismos datos y tener la misma cobertura. Estamos convencidos



que lo contrario produce ruido y no información.

c.) Los formularios deben ser sencillos y con pocos datos. Mi experiencia en este tema dice que toda encuesta muy voluminosa o no se contesta o no se procesa y por lo tanto no llega al compilador, que es el objetivo principal al que tiende todo nuestro trabajo.

d.) La encuesta debe estar basada en UN DISEÑO ESTADÍSTICO PREESTABLECIDO, de manera que todo dato que figure en el formulario debe tener también "un sitio" en el sistema de expansión de la muestra. Inútil pedir un dato más con la justificación de "ya que se toma la muestra".... porque ese dato adicional tampoco llega al compilador.

e.) Las técnicas de muestreo "con los correspondientes sesgos" deberán aplicarse "siempre que sea posible" y ello ocurre cuando se tiene suficiente conocimiento del problema a encuestar. De lo contrario se recomienda efectuar primero una ENCUESTA PILOTO.

#### 5. ALGUNOS CONCEPTOS SOBRE MUESTREO

Aunque los problemas de muestreo y procesamiento de datos no son susceptibles de generalización puesto que dependen del fenómeno particular bajo análisis, pueden sí establecerse algunos conceptos teóricos de carácter general que son producto de combinar la experiencia práctica con elementos de teoría estadística.

Cuando se realiza una encuesta **E<sub>i</sub>** sobre un espacio mues-

tral  $\mathcal{E}_i$  se busca determinar los valores esperados de ciertas variables  $Y_i$  mediante un formulario en el que se hacen ciertas preguntas cuyas respuestas son las variables  $X_i$ . En el caso más simple las  $X_i$  serán iguales a las  $Y_i$  y ello sucede cuando las variables buscadas pueden obtenerse por medición directa, pero en general este no será el caso y las  $Y_i$  serán inferidas a partir de las  $X_i$  tal que

$$Y_i = Y_i (X_i)$$

Para visualizar los problemas de error estadístico, tamaño muestral, expansión, estratificación, etc., considerése primeramente que el espacio muestral  $\mathcal{E}_i$  define un universo para el cual se quieren conocer ciertas variables (las  $Y_i$ ) con mayor grado de detalle. Por ejemplo, el consumo de electricidad de la industria textil se supone conocido (universo) pero se quiere saber como se distribuye por usos y cuáles son las eficiencias de uso. El número de empresas textiles forma también parte del universo pero no todas serán muestreadas. En otros casos el universo será la población total urbana para el cual se quiere saber como se distribuyen los consumos por usos, etc. En todos los casos se partira de lo que se define como EL UNIVERSO MAS DESAGREGADO CONOCIDO para referir a él los problemas de expansión de muestras.

Ese universo se divide luego en estratos  $\mathcal{E}_{ij}$  siendo un estrato un subespacio de  $\mathcal{E}_i$  al interior del cual se cumple la hipótesis de normalidad, o sea que  $\bar{x}_{ij}$  es un buen estimador de  $\mu_i$  en el subconjunto  $\mathcal{E}_{ij}$ . Para determinar la estratificación se dispone de la técnica del análisis de

varianza que se basa en el hecho de que dos medias  $\bar{x}_{ij}$  y  $\bar{x}_{i,j+m}$  son estadísticamente diferentes si se cumplen ciertos tests estadísticos convenientemente elegidos que involucran las varianzas  $\sigma$ . Una vez verificada la hipótesis de normalidad dentro de un estrato los problemas de muestreo (tamaño y error) se tratan con la teoría de distribuciones normales.

Muchas veces no interesa verificar la normalidad en X sino en Y y en este caso puede procederse a un análisis de claustrós calculando todas las  $Y_i$  como  $Y_i = Y_i(X_i)$  y determinando los claustrós (o estratos) como regiones dentro de las cuales los valores de  $Y_i$  no son significativamente diferentes.

En ocasiones las variables medidas  $X_i$  no son independientes y están ligadas por

$$F(X_i, \alpha_k) = 0$$

donde F es una función de regresión cuyos parámetros son  $\alpha_k$ . Puede hablarse entonces de una familia de F que serán significativamente indistintas al interior de un estrato.

En otras palabras, el método busca siempre el mejor camino para definir estratos donde se cumplan las hipótesis de normalidad (sea sobre  $X_i$ ,  $Y_i$  ó F) para aplicar entonces la teoría de muestreo. Hay que agregar sin embargo que el criterio práctico y el sentido común son una herramienta invaluable para llevar a buen resultado una encuesta y esto no puede ni debe suplirse con ningún test. La teoría

es de este modo una herramienta para fundamentar el conocimiento práctico pero jamás el reemplazo de éste.

#### ALGUNOS CONCEPTOS SOBRE COMPILACION

Sea un conjunto finito  $\mathcal{E}$  cuyos elementos  $\mathcal{E}_i$  son los nombres mínimos necesarios para caracterizar todos y cada uno de los datos que constituyen el futuro SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS (SIE). Usando el lenguaje de la teoría de redes cada  $\mathcal{E}_i$  es un nodo y cada par ordenado  $(\mathcal{E}_i, \mathcal{E}_j)$  es un arco al cual se le hace corresponder un determinado dato elemental. Así pues en la red del SIE los nodos son nombres y los datos elementales son arcos.

Supongamos que el conjunto  $\mathcal{E}$  tiene entre otros los elementos siguientes:

- $\mathcal{E}_1$  - GM - Gasolina
- $\mathcal{E}_2$  - RYC - Residencial y Comercial
- $\mathcal{E}_3$  - CLD - Caldas
- $\mathcal{E}_4$  - EQ - Equipamiento
- $\mathcal{E}_5$  - PR - Producción
- $\mathcal{E}_6$  - ANT - Antioquia
- $\mathcal{E}_7$  - CT - Centrales Térmicas
- $\mathcal{E}_8$  - CL - Calderas
- $\mathcal{E}_9$  - IND - Industrias
- $\mathcal{E}_{10}$  - LE - Leña
- $\mathcal{E}_{11}$  - RC - Recursos
- $\mathcal{E}_{12}$  - DM - Demanda



Analicemos ahora algunos subconjuntos, tales como

(GM, PR)	=	Producción de Gasolina
(GM, DM, CLD)	=	Demanda de Gasolina en Caldas
(EQ, CL, IND, ANT)	=	Equipamiento en Calderas en el Sector industrial de Antioquia
(RC, LE)	=	Recursos de Leña
(RYC, IND)	=	$\emptyset$ (vacío)
(PR, DM, CT)	=	$\emptyset$ (vacío)

Al seleccionar subconjuntos formados por los  $\mathcal{B}_i$  estamos en realidad generando datos más complejos que los simples arcos elementales (como (GM, PR)). Muchos de los subconjuntos que podemos generar son irrelevantes y les corresponde un dato nulo. De esta manera, si generamos todos los subconjuntos posibles obtendremos todos los datos posibles del SIE compatibles con la definición de  $\mathcal{B}$  más un conjunto de ceros. Quedarían excluidos por ejemplo datos como

Demanda de gasolina extra en Caldas  
 Demanda de gasolina en un distrito de Caldas  
 Etc.

El conjunto  $\mathcal{B}$  es pues un límite "hacia abajo" en el sentido de que no permite una mayor desagregación que la adaptada al definirlo pero no tiene "límite hacia arriba", ya que el propio  $\mathcal{B} = \{\mathcal{B}_i\}$  en el caso en que sea relevante, constituye el dato más agregado. Se ve así que cuanto menor es la POTENCIA de  $\mathcal{B}$  [ó  $n(\mathcal{B})$ ] más agregado será el SIE y viceversa.

Interesa ahora destacar la noción algebraica subyacente en el razonamiento descrito. Cuando se genera un subconjunto  $S_j$  de  $\mathcal{B}$  se genera una estructura  $\mathcal{P}(\mathcal{B})$  denominada CONJUNTO DE LAS PARTES DEL CONJUNTO  $\mathcal{B}$  tal que

$$S_j \subseteq \mathcal{B} \Rightarrow S_j \in \mathcal{P}(\mathcal{B}) \quad (1)$$

$$N(\mathcal{B}) = n \Rightarrow N[\mathcal{P}(\mathcal{B})] = 2^n \quad (2)$$

Si se excluyen del SIE todos los  $S_j$  irrelevantes se tendrá que

$$\text{SIE} \subseteq \mathcal{P}(\mathcal{B}) \quad (3)$$

$$N(\mathcal{B}) < N(\text{SIE}) < N[\mathcal{P}(\mathcal{B})] \quad (4)$$

$$n < N(\text{SIE}) < 2^n \quad (5)$$

La (5) muestra que la potencia del sistema de información que se diseñe a partir de  $\mathcal{B}$  está comprendida entre  $n$  y  $2^n$  y en general se expresa como una fracción de  $2^n$  a partir de suponer una cierta densidad. El número de subconjuntos irrelevantes puede ser enormemente grande y la densidad enormemente baja, pero a pesar de ello el número  $N(\text{SIE})$  será muy grande. Como ejemplo digamos que para un  $n = 100$  y una densidad de  $10^{-5}$  (lo cual significa que solo una de cada cien mil combinaciones produce un dato relevante) se tendría que el sistema de información debería almacenar nada menos que  $1.26 \times 10^{25}$  datos. En la práctica este número puede reducirse considerablemente a partir de suponer que no todos los datos tienen la misma relevancia. En el ejemplo presentado el subconjunto

(DM, GM, CLD, ANT) = Demanda de gasolina de Caldas y Antioquia

puede ser excluido y con el mismo criterio prescindir de un número increíblemente grande de posibilidades cuya exclusión resulta obvia.

Lo importante de las ideas expuestas hasta aquí no son, por supuesto, sus consecuencias prácticas para el diseño de un compilador. Su objetivo es más bien proporcionar un marco teórico que permita establecer el alcance de las suposiciones que se irán formulando en la medida en que avance el diseño del sistema. Por lo tanto, si el SIE es un subconjunto del conjunto de las partes de un cierto conjunto original  $\mathcal{B}$  (ecuación 3), entonces le valen ciertas propiedades.

Primeramente diremos que  $\mathcal{P}(\mathcal{B})$  es una estructura cerrada para las operaciones de UNION, INTERSECCION y COMPLEMENTACION, y que una estructura de este tipo se denomina álgebra de Boole. Por lo tanto, los elementos que conforman el SIE deben ser como mínimo el resultado de aplicar esas tres leyes de composición entre los elementos de  $\mathcal{P}(\mathcal{B})$ .

Supongamos (\*) ahora que se realiza una partición en  $\mathcal{P}(\mathcal{B})$  para definir 5 (6?) clases de equivalencia tales como los con-

(\*) Este planteo es al solo efecto de poner un ejemplo, y es probable que una división en simples clases de equivalencia no sea suficiente para el diseño del sistema real, necesitándose tal vez aplicaciones más complejas. Para ello hace falta complementar (y alimentar) la tarea de formulación con la incuestionable riqueza que proporciona el trabajo de campo.

juntos subrayados en la fig. N° 1, tales que

$$\underline{S} \cup \underline{S}' \cup \underline{F} \cup \underline{F}' \cup \underline{R} = \mathcal{P}(\mathcal{E}) \quad (6)$$

$$\underline{S} \cap \underline{S}' \cap \underline{F} \cap \underline{F}' \cap \underline{R} = \emptyset \quad (7)$$

Cada una de las 5 (6?) clases de equivalencia se halla a su vez particionada en subclases. Se definen ahora ciertas operaciones tanto entre conjuntos como entre sus elementos. Veamos algunas de ellas:

$$(F_1, S_1) = (RC, ELC) \subseteq F_1 \cup S_1 \quad (8)$$

La ecuación (8) expresa que el "capítulo" de los recursos para producir electricidad resultará en un nuevo conjunto cuyos elementos pertenecen a la unión  $F_1 \cup S_1$ . Algunos de esos elementos serán por ejemplo:

Reservas probables de hidroelectricidad

Reservas probadas de hidroelectricidad

Reservas probables de geotermoelectricidad

Por analogía, el conjunto  $(F_1, S_1, R) \subseteq F_1 \cup S_1 \cup R$  contendrá los elementos de reserva por regiones.

Se excluyen del conjunto  $F_1, S_1$  todos los elementos irrelevantes de la unión  $F_1 \cup S_1$  por lo cual  $(F_1, S_1)$  no se define como la unión sino como una aplicación  $\Gamma$  cuyo resultado es una red de flujos (o más precisamente de arcos) que debe permitir el cálculo de los recursos eléctricos a partir de los datos contenidos en los formularios. Así

$$(F_1, S_1) = \Gamma[F_1, S_1] = \text{Subrutina de Cálculo de los Recursos Eléctricos.}$$



La Función  $\Gamma$  aplicada a  $F_1, S_1$  no es otra cosa que un MODELO DE GENERACION DE VARIABLES donde se "generan" todos los "agujeros" que deberán ser llenados por la subrutina de cálculo.

Del mismo modo se tiene

$$(F_1, S_2) = (RC, PTL) \leq F_1 \cup S_1$$

$$(F_1, S_2) = \Gamma[F_1, S_2] = \text{Subrutina de Cálculo de los Recursos Petroleros.}$$

De este modo el cálculo de los recursos eléctricos y petroleros se establece sobre una base homogénea donde los "agujeros" o casilleros se generan con la misma función  $\Gamma$  y el mismo conjunto función  $F_1$  variando sólo  $S_1$  ó  $S_2$ . En rigor de verdad, no siempre es posible uniformar las cosas hasta el punto descrito aquí, pero si las diferencias entre uno y otro caso no son muy grandes, a veces se pueden resolver por medio de funciones auxiliares sin que se altere la forma de la función  $\Gamma$ .

#### IDENTIFICACION Y DESCRIPCION DE FICHAS

Para cada una de las seis áreas de la partición  $E_1$ , se han definido un conjunto de fichas que deben ser complementadas con una periodicidad anual para los efectos del planeamiento de largo plazo. En el caso en que se decidiese que el SIE deberá también servir a las necesidades del planeamiento de coyuntura, algunas de esas fichas deberán llenarse

mensualmente, pero entonces habrá que definir primeramente cuáles derían los alcances del planeamiento de coyuntura en Colombia.

1. AREA DE RECURSOS

En esta área se agrupan los datos que hacen posible la evaluación de los recursos energéticos como reservas de petróleo, de carbón, de uranio, recursos hidroléctricos, etc. La información se piensa obtener básicamente mediante fichas. Se tienen elaboradas las siguientes:

- R - 1: Dirigida a Ecopetrol, tiene por objeto identificar los contratos de asociación formados en áreas petroleras. Esta ficha con las dos siguientes permiten un seguimiento de las actividades exploratorias en petróleo de las compañías extranjeras y de Ecopetrol.
- R - 2: También dirigida a Ecopetrol, consigna las realizaciones de cada uno de los contratos de asociación y de concesión.
- R - 3: Dirigida a las compañías, recoge la información sobre pozos realizados en cada área contratada.
- R - 4: Dirigida a las entidades que registran los caudales de los ríos, de interés para la evaluación del potencial hidroeléctrico.

R - 5 : Dirigida a Carbocol e Ingeominas, está destinada a relevar los parámetros más importantes de cada una de las cuencas carboníferas del país y también a consignar las características físico-químicas más importantes de los carbones nacionales.

R - 6 : Dirigida a Carbocol y las empresas que realizan exploración carbonífera, tiene por objeto recoger el resultado de la exploración geológica en cada una de las cuencas.

R - 7 : Para ser completada por Ecopetrol o por las compañías privadas que extraen el crudo y/o el gas. Concentra toda la información relativa a la calidad de los crudos y de cada uno de los cortes de destilación primaria así como del contenido de etano y condensables del gas natural.

CONTENIDO DEL DOCUMENTO

1. INTRODUCCION	1
2. OBJETIVO	1
3. ALCANCE	1
4. DEFINICIONES	1
5. METODOLOGIA	1
6. RESULTADOS	1
7. CONCLUSIONES	1
8. OTROS EXIBICIONES Y CAPACITATIVAS	1



















<b>CONTRATO</b>		<b>TIPO</b>		
<b>COMPAÑIA INTERNACIONAL</b>		<b>COMP. NAL. ASOCIADA:</b>		
<b>FECHA DE LA FIRMA:</b>		<b>FECHA EFECTIVA</b>		
<b>AREA</b>	<b>UBICACION</b>		<b>SUPERFICIE</b>	
INICIAL				
DEVUELTA				
RESULTANTE				
<b>GEOQUIMICA SUPERFICIAL (% EN PESO)</b>			<b>NO RADIATIVOS</b>	
<b>MUESTRAS</b>	<b>URANIO</b>	<b>TORIO</b>	<b>CANTIDAD</b>	
			<b>CALIDAD</b>	
<b>PERFORACIONES</b>				
	<b>METROS ABIERTOS</b>	<b>No. DE MUESTRAS</b>	<b>URANIO</b>	
			<b>TORIO</b>	
			<b>CANTIDAD</b>	
			<b>CALIDAD</b>	
<b>TRINCHERAS</b>				
<b>SOCAVONES</b>				
<b>POZOS</b>				
<b>INVERSION</b>				
<b>EXISIDA ( US / Km<sup>2</sup> )</b>	<b>COSTO DE PERFORACION</b>		<b>OTROS DATOS</b>	
<b>RESERVAS</b>				
<b>YACIMIENTO</b>	<b>RAZONABLEMENTE ASEGURADAS</b>		<b>ADICIONALES ESTIMADAS</b>	<b>ESPECULATIVAS</b>
	<b>&lt;120 US / Kg</b>	<b>&gt;120 US / Kg</b>	<b>&lt;120 US / Kg</b>	<b>&gt;120 US / Kg</b>
<b>TOTAL</b>				

**R 7**

Nombre del Yacimiento :

Nombre del Crudo

**1 - DATOS DEL CRUDO**

Densidad API :	
Congelación (°C) :	
Viscosidad (ssu) :	a (°C)
Azufre (% peso) :	
Asfaltos (% peso) :	
Parafinas (% peso)	

**9 - GAS NATURAL**

Densidad	a (atm)
% Peso C <sub>2</sub>	
% Peso C <sub>3</sub> +	

**4 - GAS OIL LIVIANO**

Punto Inicial (°C)	
Punto Final (°C)	
Rendimiento (% Vol.)	
Cetano	
Densidad (d 15/4)	

**5 - GAS OIL PESADO**

Punto Inicial (°C)	
Punto Final (°C)	
Rendimiento (% Vol)	
Cetano	
Viscosidad (ssu)	a (°C)
Azufre (% Peso)	
Congelación	
Densidad (d 15/4)	

**2 - GASOLINAS**

	Liviana	Pesada
Punto Inicial (°C) :		
Punto Final (°C)° :		
Rendimiento (% Vol.)		
Densidad (d 15/4) :		
Tensión de Vapor (g/c <sup>2</sup> )		
Octano Claro		
Octano Etilado		

**3 - KEROSENE**

Punto Inicial (°C)	
Punto Final (°C)	
Rendimiento (% Vol.)	
Densidad (d 15/4)	
Congelación (°C)	
Aromáticos (°C)	
Punto de Humo)	

**6 - RESIDUOS**

Punto Inicial (°C)	
Rendimiento (% Vol)	
Viscosidad (ssu)	a (°C)
Viscosidad (ssu)	a (°C)
Azufre	

**8 - ACEITES**

Rendimiento (% Vol.)	
Parafinas (% Peso)	
Azufre (% Peso)	

**7 - VACIO**

Rendimiento Cabeza (% Vol.)
Densidad Cabeza (dl/y)
Densidad Fondo (API)
Viscosidad Fondo (ssu) a
Viscosidad Fondo (ssu) a
Asfaltos Fondo (%)



2.

AREA DE PRODUCCION

Con la información de esta área se pretende identificar la oferta de recursos energéticos, así:

- P - 1: Dirigida a los campos productores de petróleo y gas. El balance de cada campo está dado por la igualdad: producción-consumo propio = distribución.  
En esta ficha aparece un módulo "balance de gas" que deberá ser llenado por los campos proveedores de plantas de gas haciendo posible la determinación del gas disponible para consumo final.
- P - 2: La oferta nacional de derivados se obtendrá mediante la información consignada en esta ficha. Los datos que contiene permiten el balance de las refinerías y el módulo sobre equipamiento hace aplicable el criterio de eficiencia en el chequeo de los datos.
- P - 3: Destinada a las plantas de transformación de gas, amplía y completa la información obtenida mediante el módulo "Balance de Gas" que aparece en la ficha P - 1 y hace posible la determinación de la oferta neta de gas, y también de gasolina natural y gas licuado.
- P - 4: Dirigida a las plantas térmicas para la evaluación de la generación eléctrica. Los módulos sobre equipamiento y consumo de combustible permitirán



apreciar los criterios de eficiencia en el chequeo de los datos. Los otros dos módulos dan cuenta de la generación bruta y de la neta.

P - 5: Para obtener la generación hidráulica, esta ficha tiene una conformación análoga a la anterior.

P - 6: Dirigida a los autoprodutores de electricidad, da cuenta de la producción y distribución de los productores privados de energía eléctrica.

P - 7: Con el objeto de recopilar sistemáticamente gran parte de la producción de carbón, esta ficha se dirige a las grandes minas que puedan consignar periódicamente estas informaciones.

Para la recopilación del resto de la producción de carbón y la producción de coque, se diseñan escuestas, que se presentan luego.











P4

PLANTA TERMICA			
LOCALIZACION		FECHA	
<b>1. EQUIPAMIENTO</b>	<b>KW</b>	<b>2.</b>	<b>CANTIDAD / MES</b>
1.1 CAPACIDAD INSTALADA		2.1 CONSUMO COMBUSTIBLE	
1.2 POTENCIA NOMINAL		2.1.1 CARBON	
1.2.1 TURBOGAS		2.1.2 FUEL OIL	
1.2.2 TURBO VAPOR		2.1.3 GAS	
1.2.3 DIESEL		2.2 HORAS TRABAJADAS	
		2.2.1 TURBO GAS	
		2.2.2 TURBO VAPOR	
		2.2.3 DIESEL	
<b>3. GENERACION</b>	<b>KWH / MES</b>	<b>4. CONSUMO PROPIO EN ELECTRICIDAD</b>	<b>KW / MES</b>
3.1 TOTAL GENERADO			
3.1.1 EN BORNES			
3.1.2 EN BARRAS			

1.1 CAPACIDAD INSTALADA			
1.2 POTENCIA NOMINAL			
1.3 VOLUMEN DE EMBALDE			
1.4 ALTURA DE LA PRESA			
1.5 NUMERO DE GRUPOS			
2. GENERACION	KWH / MES	4. CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD	KW / MES
2.1 TOTAL GENERADO		4.1 EN BORNES	
2.1.1 EN BORNES		4.1.1 EN BORNES	
2.1.2 EN BARRAS		4.1.2 EN BARRAS	
2.2 EN BORNES		4.2 CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD	
2.2.1 EN BORNES		4.2.1 EN BORNES	
2.2.2 EN BARRAS		4.2.2 EN BARRAS	
2.3 EN BARRAS		4.3 CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD	
2.3.1 EN BARRAS		4.3.1 EN BARRAS	
2.3.2 EN BARRAS		4.3.2 EN BARRAS	
2.4 EN BARRAS		4.4 CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD	
2.4.1 EN BARRAS		4.4.1 EN BARRAS	
2.4.2 EN BARRAS		4.4.2 EN BARRAS	
2.5 EN BARRAS		4.5 CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD	
2.5.1 EN BARRAS		4.5.1 EN BARRAS	
2.5.2 EN BARRAS		4.5.2 EN BARRAS	
2.5.3 EN BARRAS		4.5.3 EN BARRAS	
2.5.4 EN BARRAS		4.5.4 EN BARRAS	
2.5.5 EN BARRAS		4.5.5 EN BARRAS	
2.5.6 EN BARRAS		4.5.6 EN BARRAS	
2.5.7 EN BARRAS		4.5.7 EN BARRAS	
2.5.8 EN BARRAS		4.5.8 EN BARRAS	
2.5.9 EN BARRAS		4.5.9 EN BARRAS	
2.5.10 EN BARRAS		4.5.10 EN BARRAS	
2.5.11 EN BARRAS		4.5.11 EN BARRAS	
2.5.12 EN BARRAS		4.5.12 EN BARRAS	
2.5.13 EN BARRAS		4.5.13 EN BARRAS	
2.5.14 EN BARRAS		4.5.14 EN BARRAS	
2.5.15 EN BARRAS		4.5.15 EN BARRAS	
2.5.16 EN BARRAS		4.5.16 EN BARRAS	
2.5.17 EN BARRAS		4.5.17 EN BARRAS	
2.5.18 EN BARRAS		4.5.18 EN BARRAS	
2.5.19 EN BARRAS		4.5.19 EN BARRAS	
2.5.20 EN BARRAS		4.5.20 EN BARRAS	
2.5.21 EN BARRAS		4.5.21 EN BARRAS	
2.5.22 EN BARRAS		4.5.22 EN BARRAS	
2.5.23 EN BARRAS		4.5.23 EN BARRAS	
2.5.24 EN BARRAS		4.5.24 EN BARRAS	
2.5.25 EN BARRAS		4.5.25 EN BARRAS	
2.5.26 EN BARRAS		4.5.26 EN BARRAS	
2.5.27 EN BARRAS		4.5.27 EN BARRAS	
2.5.28 EN BARRAS		4.5.28 EN BARRAS	
2.5.29 EN BARRAS		4.5.29 EN BARRAS	
2.5.30 EN BARRAS		4.5.30 EN BARRAS	
2.5.31 EN BARRAS		4.5.31 EN BARRAS	
2.5.32 EN BARRAS		4.5.32 EN BARRAS	
2.5.33 EN BARRAS		4.5.33 EN BARRAS	
2.5.34 EN BARRAS		4.5.34 EN BARRAS	
2.5.35 EN BARRAS		4.5.35 EN BARRAS	
2.5.36 EN BARRAS		4.5.36 EN BARRAS	
2.5.37 EN BARRAS		4.5.37 EN BARRAS	
2.5.38 EN BARRAS		4.5.38 EN BARRAS	
2.5.39 EN BARRAS		4.5.39 EN BARRAS	
2.5.40 EN BARRAS		4.5.40 EN BARRAS	
2.5.41 EN BARRAS		4.5.41 EN BARRAS	
2.5.42 EN BARRAS		4.5.42 EN BARRAS	
2.5.43 EN BARRAS		4.5.43 EN BARRAS	
2.5.44 EN BARRAS		4.5.44 EN BARRAS	
2.5.45 EN BARRAS		4.5.45 EN BARRAS	
2.5.46 EN BARRAS		4.5.46 EN BARRAS	
2.5.47 EN BARRAS		4.5.47 EN BARRAS	
2.5.48 EN BARRAS		4.5.48 EN BARRAS	
2.5.49 EN BARRAS		4.5.49 EN BARRAS	
2.5.50 EN BARRAS		4.5.50 EN BARRAS	
2.5.51 EN BARRAS		4.5.51 EN BARRAS	
2.5.52 EN BARRAS		4.5.52 EN BARRAS	
2.5.53 EN BARRAS		4.5.53 EN BARRAS	
2.5.54 EN BARRAS		4.5.54 EN BARRAS	
2.5.55 EN BARRAS		4.5.55 EN BARRAS	
2.5.56 EN BARRAS		4.5.56 EN BARRAS	
2.5.57 EN BARRAS		4.5.57 EN BARRAS	
2.5.58 EN BARRAS		4.5.58 EN BARRAS	
2.5.59 EN BARRAS		4.5.59 EN BARRAS	
2.5.60 EN BARRAS		4.5.60 EN BARRAS	
2.5.61 EN BARRAS		4.5.61 EN BARRAS	
2.5.62 EN BARRAS		4.5.62 EN BARRAS	
2.5.63 EN BARRAS		4.5.63 EN BARRAS	
2.5.64 EN BARRAS		4.5.64 EN BARRAS	
2.5.65 EN BARRAS		4.5.65 EN BARRAS	
2.5.66 EN BARRAS		4.5.66 EN BARRAS	
2.5.67 EN BARRAS		4.5.67 EN BARRAS	
2.5.68 EN BARRAS		4.5.68 EN BARRAS	
2.5.69 EN BARRAS		4.5.69 EN BARRAS	
2.5.70 EN BARRAS		4.5.70 EN BARRAS	
2.5.71 EN BARRAS		4.5.71 EN BARRAS	
2.5.72 EN BARRAS		4.5.72 EN BARRAS	
2.5.73 EN BARRAS		4.5.73 EN BARRAS	
2.5.74 EN BARRAS		4.5.74 EN BARRAS	
2.5.75 EN BARRAS		4.5.75 EN BARRAS	
2.5.76 EN BARRAS		4.5.76 EN BARRAS	
2.5.77 EN BARRAS		4.5.77 EN BARRAS	
2.5.78 EN BARRAS		4.5.78 EN BARRAS	
2.5.79 EN BARRAS		4.5.79 EN BARRAS	
2.5.80 EN BARRAS		4.5.80 EN BARRAS	
2.5.81 EN BARRAS		4.5.81 EN BARRAS	
2.5.82 EN BARRAS		4.5.82 EN BARRAS	
2.5.83 EN BARRAS		4.5.83 EN BARRAS	
2.5.84 EN BARRAS		4.5.84 EN BARRAS	
2.5.85 EN BARRAS		4.5.85 EN BARRAS	
2.5.86 EN BARRAS		4.5.86 EN BARRAS	
2.5.87 EN BARRAS		4.5.87 EN BARRAS	
2.5.88 EN BARRAS		4.5.88 EN BARRAS	
2.5.89 EN BARRAS		4.5.89 EN BARRAS	
2.5.90 EN BARRAS		4.5.90 EN BARRAS	
2.5.91 EN BARRAS		4.5.91 EN BARRAS	
2.5.92 EN BARRAS		4.5.92 EN BARRAS	
2.5.93 EN BARRAS		4.5.93 EN BARRAS	
2.5.94 EN BARRAS		4.5.94 EN BARRAS	
2.5.95 EN BARRAS		4.5.95 EN BARRAS	
2.5.96 EN BARRAS		4.5.96 EN BARRAS	
2.5.97 EN BARRAS		4.5.97 EN BARRAS	
2.5.98 EN BARRAS		4.5.98 EN BARRAS	
2.5.99 EN BARRAS		4.5.99 EN BARRAS	
2.5.100 EN BARRAS		4.5.100 EN BARRAS	

P5

<b>PLANTA HIDROELECTRICA</b>			
<b>LOCALIZACION</b>		<b>FECHA:</b>	
<b>1. EQUIPAMIENTO</b>		<b>2.</b>	<b>MT<sup>3</sup> / MES</b>
1.1 CAPACIDAD INSTALADA	KW	2.1 NIVEL INICIAL DEL AGUA	
1.2 POTENCIA NOMINAL	KW	2.2 NIVEL FINAL DEL AGUA	
1.3 VOLUMEN DE EMBALDE	MT <sup>3</sup>	2.3 APORTES DE AGUA	
1.4 ALTURA DE LA PRESA	MT	2.4 CAUDAL TURBINADO	
1.5 NUMERO DE GRUPOS			
<b>3. GENERACION</b>	<b>KWH / MES</b>	<b>4. CONSUMO PROPIO DE ELECTRICIDAD</b>	<b>KW / MES</b>
3.1 TOTAL GENERADO			
3.1.1 EN BORNES			
3.1.2 EN BARRAS			







AREA DE TRANSPORTE

Se trata aquí de medir los principales movimientos de petróleo crudo y derivados, así como el equipamiento de líneas eléctricas.

- T - 1: Refleja los movimientos de petróleo crudo a las refinerías con una descripción de los medios utilizados. Se pregunta también la longitud y capacidad de los principales poliductos, gasoductos y oleoductos. El destinatario es Ecopetrol.
- T - 2: Dirigida a los grandes distribuidores de combustibles líquidos para medir los movimientos de los mismos y descripción del medio empleado.
- T - 3: Dirigida quizá al Depto. de Planeación o ISA, para mantener actualizada la información sobre líneas de alta tensión.

Los otros movimientos que pueden tener importancia son los de carbón, sobre todo en el futuro.

También, y en la medida en que el país entre a disponer de una red considerable de gasoductos, se deberá registrar el movimiento de gas natural a través de la clásica medida del gas inyectado en cabecera de gasoductos.

En cuanto al carbón, la situación actual es que este producto no parece recorrer grandes distancias (salvo quizá parte del utilizado en la zona del Valle).











## 4. AREA DE DISTRIBUCION

- D - 1: La distribución intermedia de productos petroleros a distribuidores finales la efectúa Eco-petrol. En esta ficha se detalla la información que ha de cruzarse con la de esos distribuidores finales.
- D - 2: Dirigida a los distribuidores finales de combustibles, en esta ficha se consignan las ventas a los consumidores, agrupados por sectores de consumos. Esta ficha ya se está experimentando con Exxon, Mobil y Texaco y puede preverse que a partir de ella se reconstruirán los Balances Energéticos a nivel de consumo sobre una base más sólida.

Referente a la ficha D-2, se encuentra actualmente en marcha una encuesta histórica en las empresas Exxon, Mobil y Texaco para tratar de reconstruir las series de consumo por sectores y productos sobre la base de los registros de clientes de esas empresas. Este trabajo que se está desarrollando exitosamente gracias a la colaboración de las citadas empresas, se constituye en una de las piezas claves de todo el SIE, a partir del cual se ha demostrado la factibilidad de completar la ficha D-2. Ello permite asimismo dimensionar los universos muestrales para el desarrollo posterior de encuestas.













① ANGELO V. VENTURA  
PLANTA REGENERADORA

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

PLANTA DE BOMBEO

5. AREA DE CONSUMO

En esta área no se prevé el desarrollo de fichas, salvo para el caso de los macroconsumidores industriales, entendiéndose por tales las 200 ó 300 empresas más importantes del país. Se supone que dentro de ellas se encuentran los principales autoprodutores de electricidad, los grandes consumidores de fuel oil y gas y algunos macroconsumidores de carbón y bagazo. En electricidad, kerosene y diesel oil no se alcanza una cobertura tan amplia al considerar los macroconsumidores, ya que son productos típicos de la pequeña y mediana empresa (además de fincas agrícolas para el diesel). El formulario dirigido a los macroconsumidores industriales es el mismo que el de las encuestas de consumo y utilización a realizar en el sector industrial y que es presentado más adelante, sólo que en este caso tiene el carácter de ficha, ya que se tratará de cubrir el universo y no una simple muestra. Sobre este punto ya se han realizado ensayos piloto sobre el sector cemento, siderurgia y papel con resultados bastante satisfactorios. Los comentarios relativos a la correspondiente ficha se harán en la sección siguiente relativa al tratamiento de las encuestas.

**MACROCONSUMIDORES**

**I. DATOS BASICOS**

- NOMBRE / RAZON SOCIAL

PLANTA

LOCALIZACION

PRODUCTOS PRINCIPALES


**2. PRODUCCION BASICA**

PRODUCTO	CANTIDAD

**3. CONSUMO DE ENERGIA**

	UNIDAD	CANTIDAD
ELECTRICIDAD		
GAS LICUADO		
GAS NATURAL		
GASOLINA		
KEROSENE		
A. C. P. M.		
FUEL OIL		
BAGASE		
LEÑA		
CARBON MINERAL		
CARBON DE LEÑA		
OTROS		



6. AREA DE PARQUES Y UTILIZACION

En esta área se implementará una sola ficha que es

U - 2: Dirigida al INTRA y/o al Departamento Nacional de Planeación (División de Transporte), para mantener actualizada la información sobre el parque automotor por categoría de vehículos y tipo de combustibles.

Según la opinión de las personas que han trabajado en los modelos de demanda, la distribución de automotores por categoría es buena, pero se tienen dudas acerca del tamaño del parque total, ya que no hay un sistema aceptable para computar las bajas por muertes de vehículos. Por esa razón, en las encuestas a realizar en el sector transporte (ver sección siguiente) se recoge suficiente información sobre edades de vehículos a efectos de proporcionar los datos necesarios para corregir los errores que pudieran provenir de la ficha U-2, aplicando modelos de mortalidad. De este modo, y mediante una complementación de ficha y encuesta se podrá determinar en forma confiable el universo de la flota automotor, cuyo conocimiento resulta por otra parte indispensable para la expansión de las otras variables que se recogerán por muestreo.



## C. IDENTIFICACION Y DESCRIPCION DE ENCUESTAS

## 1. ADVERTENCIAS

Después de haber identificado toda la información (física) que es susceptible de ser recopilada mediante ficha, queda por analizar el problema de encuestamiento de la información remanente. A esta altura conviene detenerse un poco en algunas cuestiones de carácter teórico relativas a la filosofía del SIE y al papel que le corresponde al muestreo y a la teoría estadística frente a la dosis de sentido común y criterio práctico que se juzgan indispensables para llevar a buen término el hecho de contar en el futuro con información que está catalogada como no existente.

Lo primero que se debe aclarar es que las distintas partes del sistema de recolección primaria de datos del SIE están interrelacionadas y que esa interrelación es una herramienta de trabajo. Además, esa interrelación es creciente en la medida que el SIE se acerca a las encuestas y puede enunciarse diciendo que las encuestas dependen de las fichas y que la encuesta siguiente depende a veces del resultado de la anterior. Fichas y encuestas constituyen de este modo una red dinámica que se modifica a sí misma en la medida en que se van obteniendo resultados que permiten tener una idea del orden de magnitud del problema a resolver mediante muestreo.

Para la descripción de las encuestas se prefiere alterar un poco el orden lógico (de la producción a la utilización) que se ha seguido para las fichas, y empezar por la última parte



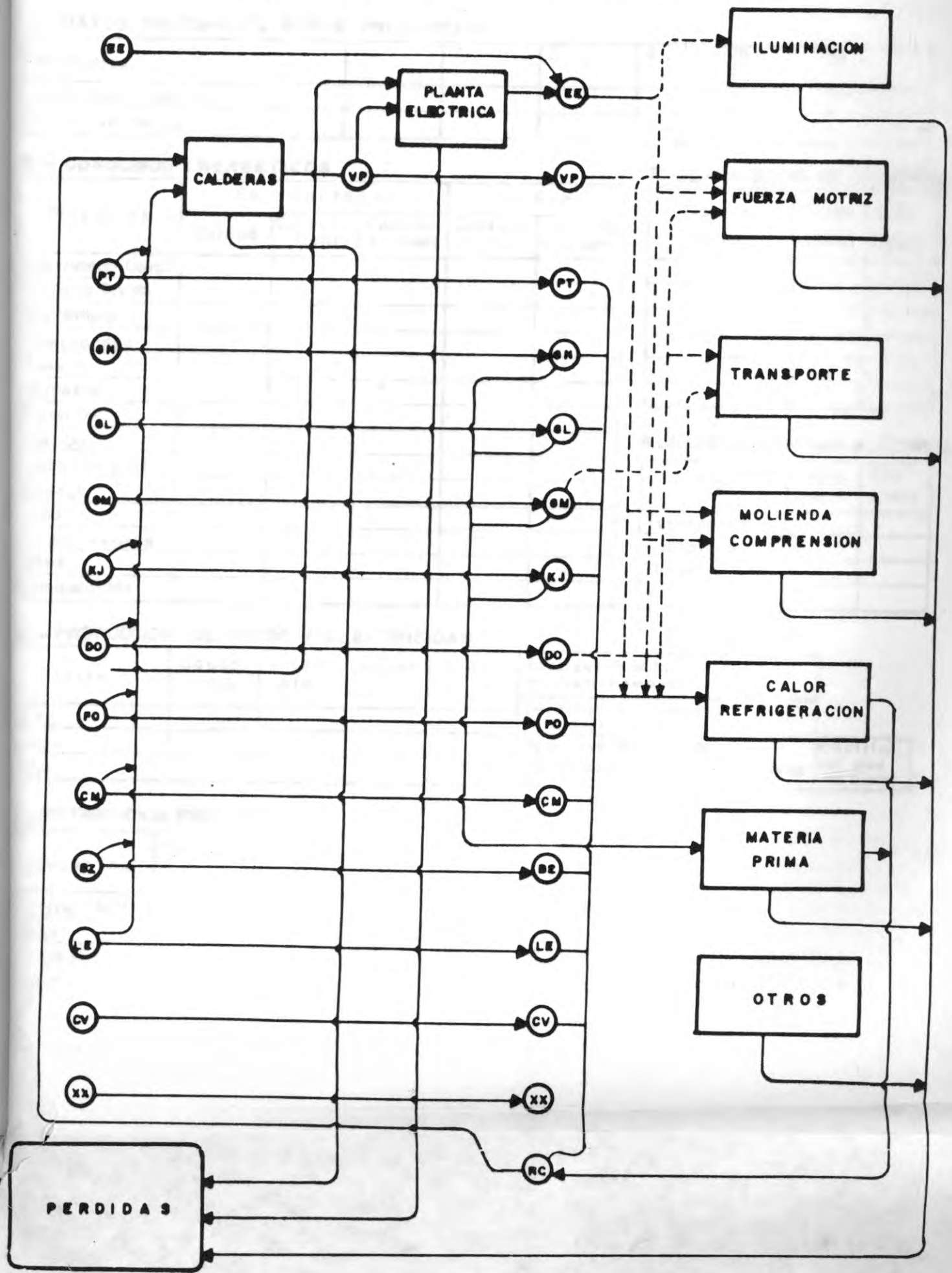
## 2. AREA DE PARQUES Y UTILIZACION

En esta área se concentra el mayor número de encuestas a realizar y las mismas están relacionadas con la forma en que la energía se usa y las eficiencias de utilización. Sabido es que la planificación energética moderna tiende a expresar la demanda en términos de demanda útil y que la única manera de visualizar los problemas de sustitución y conservación energética es mediante el conocimiento de cómo se distribuye la energía final por usos. Sabido es también que la energía útil es una de las funciones más difíciles de medir y que muchos intentos por llegar a tener una idea muy precisa sobre ella han fracasado ante la inmensa complejidad que presenta el problema cuando se lo enfoca sobre una vía analítico-tecnológica. En efecto, con la sola excepción del sector transporte donde las eficiencias de utilización son obvias, los procesos de consumo del sector residencial y en mucha mayor medida los del sector industrial, se hallan muy afectados por la tecnología de producción, y una diferencia en la tecnología puede traer grandes diferencias en la eficiencia con que la energía se utiliza.

Por lo tanto no se trata mediante estas encuestas de hacer una determinación exhaustiva de las diferentes tecnologías actualmente en uso en Colombia y de los procesos energéticos involucrados, sino más bien de tener una idea macroscópica sobre como se distribuyen los productos energéticos según los diferentes usos y saber si la eficiencia de un producto en un uso dado es significativamente diferente de la del mismo u otro producto en un uso distinto. Por otra parte, en lo que son los usos de carácter general



BALANCE DE ENERGIA UTIL SECTOR INDUSTRIAS - FIG. N°2









es de carácter más específico y trata de distribuir los productos finales (donde se incluye ahora el vapor) entre los 7 usos. La hipótesis subyacente es que para la gran industria existe un uso principal que será molienda-compresión, calor refrigeración o materia prima que es específico y requiere tratamiento especial. Las encuestas piloto indicarán si es necesario elaborar formatos especiales por sectores para estos usos específicos.

De todas maneras se han recibido ya algunas respuestas muy auspiciosas de algunas industrias medianas que demuestran que son capaces de abrir los combustibles por cada uno de los 7 usos. Ello nos ha animado a incluir también la eficiencia de cada uso, no tanto para tomar esos datos como base (salvo en el caso de los usos específicos) sino para ver cuál es el conocimiento que los técnicos de la industria tienen sobre el tema y cotejar los condatos de la literatura. La experiencia hasta el momento muestra que, contra todos los pronósticos, los industriales son capaces de suministrar muchos más datos de los que se cree. El secreto es tener una estructura lógica capaz de transformar esos datos parciales en herramientas de planeamiento.

U'2: Encuesta sobre el transporte privado de pasajeros y sobre el transporte público mediante taxis: Se busca determinar la edad del vehículo, el recorrido medio anual mediante lectura del cuentakilómetros y el consumo específico. Para las dos primeras variables se necesita un mayor número de encuestas, mientras qu



para la última basta con hacer algunos cuantos ensayos prácticos sobre las marcas más difundidas y para las condiciones normales de uso ("encuestas de amigos").

- U'3: Sirve para determinar el factor de carga de los vehículos privados (y que puede con ligeras variantes en la toma de datos servir también para los vehículos públicos de pasajeros) mediante conteo en ciertos puntos estratégicos de ciudades y carreteras. Mediante una combinación de la información proveniente de U'2 y U'3 puede conocerse el número de pasajeros transportados por taxis y por el sector privado, así como la energía final y útil necesaria para transportarlos.
- U'4: Encuesta sobre el transporte de carga de larga y media distancia: Esta encuesta está destinada a los retenes de carga que funcionan en el país, sea que se realicen directamente sobre los vehículos que paran en los retenes para pesar su carga, sea que se utilicen como fichas para procesar la información contenida en las planillas de carga que el INTRA llena en forma sistemática. Si se demuestra que la información del INTRA es satisfactoria se preferirá desde luego la segunda vía, aunque quizá debe completarse con la realización de algunas encuestas directas. Se recogen datos de porte, factor de carga y de servicio, recorrido anual, consumo específico (este último puede medirse por los pesos gastados y el trayecto recorrido). La encuesta debe proporcionar los datos sobre las toneladas kiló-

metro transportadas, la energía utilizada para transportarlas y la eficiencia de uso.

- U'5: Encuesta sobre transporte público de pasajeros:  
Es esta una de las más complejas del sector transporte y quizá la que requiere un diseño por pasos, además de un exhaustivo análisis de la información disponible sobre el tema que a pesar de ser bastante abundante, es también fragmentaria y poco homogénea. Como en las anteriores, el objetivo es determinar el número de pasajeros-kilómetro transportados, la energía empleada y la eficiencia y pérdidas de uso en las ciudades grandes e intermedias. Para el transporte interurbano, que se supone más fácil de resolver, se estima que se encuadra dentro alguno de los formatos diseñados, y es posible que pueda ser estudiado mediante fichas a las principales empresas.

El actual diseño (que necesita aún ser verificado por numerosas encuestas piloto) se basa en una presunción que quizá resulte exagerada y es la hipótesis de que ningún dato puede ser obtenido mediante preguntas directas a los conductores de vehículos, ya que la información obtenida sería falsa o nula. En cambio, se acepta que el recorrido total autorizado para todas las líneas en una ciudad es conocido y posiblemente proporcional al tamaño de la ciudad.

La planilla U'5 recoge datos sobre histogramas de











PUNTO	DIA	CIUDAD	MUESTRA Y ENCUESTADOR
-------	-----	--------	-----------------------

U' 5

HORA (DIA)	LINEA	LINEA	LINEA	LINEA
5 a 6				
6 a 7				
7 a 8				
8 a 9				
9 a 10				
10 a 11				
11 a 12				
12 a 1				
1 a 2				
2 a 3				
3 a 4				
4 a 5				
5 a 6				
6 a 7				
7 a 8				
8 a 9				
9 a 10				
10 a 11				
11 a 12				

SITIO	ENCUESTADOR	No. DE PERS.	NIVEL INGRESO (A.M.B.)	ELECTRIFICACION SI-NO
-------	-------------	--------------	------------------------	-----------------------

1- DISTRIBUCION POR USOS

USOS	ELECTR. CIDAD	SABOLINA COCINOL	KEROSENE	GAS LI-CUADO	CARBON MINERAL	LEÑA	CARBON VEGETAL
COCCION							
ILUMINACION							
CALENTAMIENTO							
PLANCHA							
AGUA CALIENTE							
CONSUMO							
UNIDAD							
KCAL							
GASTO \$							
ELECTRODOMESTICOS	REFRIGERADOR	PLANCHA	LAVADORA SECA-DORA	SECA. L.A. WPLATOS	LICUADORA BATIDORA OTROS	ACONDICIONADOR	RADIO T.V

2- COCCION

ESTUFAS	No. DE NORMILLAS	No. DE CO-MIDAS/DIA	No. DE PER. SONAS	No. DE HOR. MILLAS-HORA	USO DIARIO HORNO	OTROS	EFICIENCIA ESTUFA
ESTUFA No. 1							
ESTUFA No. 2							

3- ILUMINACION

	NUMERO	BOMB. DIA	WATT-DIA
BOMBILLOS 40			
60			
100			
TUBOS NEON			
LAMP. KEROSENE			
LAMP. GAS			
OTROS			

4- CALENTAMIENTO AGUA

COMBUSTIBLE	HORAS POR DIA	CAP. EN GAL.	DUCHAS DIA	EFICIENCIA ADOPTADA

5- ELECTRODOMESTICOS (Y BALANCE ELECTRICO)

EQUIPO	POTENCIA INSTALADA	HORAS DE USO/DIA	CONSUMO kWh	EFICIENCIA ADOPTADA
REFRIGERADOR				
LAVARROPA				
SECARROPA				
LICUADORA - BAT.				
LAVAPLATOS				
ACONDICIONADOR				
VENTILADOR				
CALEFACTOR				
T V				
RADIO				
EQUIPO SONIDO				
OTROS				
TOTAL ELECTROD.				
PLANCHA				
AGUA CALIENTE				
COCCION				
OTROS (LUMIN.)				
TOTAL ELECTRIC.				

6- PLANCHADO

COMBUSTIBLE	POTENCIA INSTALADA	HORAS DE USO/DIA	EFICIENCIA ADOPT.

7- CALENTAMIENTO ( AMBIENTES )

COMBUSTIBLE	No. DE UNIDADES	CONSUMO (MES SEMO)	EFICIENCIA ADOPT.







cobertura mucho mayor que los demás, y el objetivo es proporcionar los universos de consumidores por usos y combustibles. Para algunas de esas encuestas se tomarán datos sobre el uso del equipamiento y capacidad instalada y para otras muchas menos, características técnicas que permitan adoptar eficiencias por uso y por combustible. La hipótesis subyacente en este planteo es que existe una correlación entre el equipamiento instalado y la modalidad de uso, a través del tamaño familiar. Por ejemplo, en coacción el número de hornillas-hora por día debe ser función del número de personas-comida por día y en iluminación el número de bombillos-hora por día (o watts hora) será función del número de bombillos (o de watts) o bien del número de bombillos (o watts) por habitante. Mediante los módulos de uso se pretende recoger la información suficiente para determinar estas relaciones, posiblemente a partir de estratificar las muestras de acuerdo con ciertos parámetros.

### 3. AREA DE DISTRIBUCION

En esta área se prevé realizar ciertas encuestas para completar la información suministrada por las fichas de distribución.

D'1: Encuesta sobre las estaciones de servicio, preferentemente rurales. El universo es conocido a partir de la ficha D2, tanto por combustibles como por regiones. Mediante esta encuesta se trata de int...

rogar a los clientes que se dirigen a ciertas estaciones de servicios seleccionadas para separar los consumos agrícolas de los del transporte, sobre todo en diesel oil. También se plantea la posibilidad de llegar a un acuerdo con algunas gasolineras para que registren durante algún tiempo el volumen de sus ventas.

D'2: Encuesta en distribuidores. Tiene el mismo carácter de la anterior y es para averiguar el destino de los consumos de combustibles y gas licuado que las grandes compañías venden a los pequeños distribuidores, tratando especialmente de separar el sector agrícola. No interesa tanto mediante estas encuestas separar los consumos del sector residencial o del industrial ya que ellos serán cubiertos por encuestas o fichas, sea en el área Consumos, sea en Parques y Utilización, sino más tener una aproximación al uso agrícola de las fincas y explotaciones rurales que resultarían muy difícil de encuestar directamente.

D'3: Encuesta de riego por bombeo, mediante la cual se trata de determinar el consumo de electricidad para bombeo de agua en usos agropecuarios. En este caso se piensa trabajar con las divisiones de riego y medir la capacidad instalada en bombas y las horas de uso.

4. AREA DE CONSUMO

Se realizarán algunas encuestas en el sector rural, tanto residencial como pequeño industrial.

Este estudio tiene como finalidad determinar el consumo de energías no comerciales en el sector rural y pequeño urbano, de las cuales ya se han hecho más de 20.000 para determinar el universo de consumidores de energías no comerciales.

Las encuestas de consumo específico de energías no comerciales, de las cuales ya se han hecho más de 3.500 y sirven para determinar los consumos per cápita para cocción de esas energías.

(Los datos sobre energías comerciales en el sector rural y pequeño urbano se tomarán mediante la encuesta U'6).

C'1: Encuestas de mercado en el sector rural y pequeño urbano, de las cuales ya se han hecho más de 20.000 para determinar el universo de consumidores de energías no comerciales.

C'2: Encuestas de consumo específico de energías no comerciales, de las cuales ya se han hecho más de 3.500 y sirven para determinar los consumos per cápita para cocción de esas energías.

(Los datos sobre energías comerciales en el sector rural y pequeño urbano se tomarán mediante la encuesta U'6).

C'3: Encuestas de consumo de energías no comerciales en la pequeña industria rural como ladrilleras y paneleras.

C'4: Encuestas en las unidades agrícolas básicamente destinadas a medir consumos en riego y tractores. Cuando a la actividad agrícola esté asociada alguna actividad industrial, ésta será relevada con algunas de las fichas destinadas al sector industrial.

















Estudio Nacional de Energía Informe  
final Departamento Nacional de Planeación

333.794 C718e v.4 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA  
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA  
DEVUELTO