

REPUBLICA DEL ECUADOR

SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



XIII Curso Superior de Seguridad Nacional y
Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

" LA SITUACION ENERGETICA EN EL ECUADOR, PERSPECTIVA,
SU INFLUENCIA EN LA SEGURIDAD Y DESARROLLO NACIONA-
LES ". ING. PETR. JORGE E. ARBOLEDA JIMENEZ

1985 - 1986

"Pasan las circunstancias, pasan los hechos,
Pasa la erudición de los hombres versados
en el pelo de los caballos; lo que no pasa,
lo que tal vez será inagotable, es el pla -
cer que da la contemplación de la felicidad
y de la amistad".

BORGES

EL PRESENTE TRABAJO DE INVESTIGACION, FRUTO DE TODO MI ESFUERZO Y SACRIFICIO DE HOGAR, SE LO DEDICO CON TODO AFECTO Y CARIÑO A MI ESPOSA MARIA DE LOURDES, Y A MIS HIJOS JESSICA, CINTHYA Y JORGE RICARDO, QUIENES CON SU MODO DE SER, CARACTERISTICO DE GENTE DE BUEN CORAZON, SUPIERON BRINDARME SU COMPRESION, PACIENCIA Y APOYO DURANTE EL DESARROLLO DEL CURSO.

MI MAS IMPERECEDERO AGRADECIMIENTO AL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES,
TEMPLO DEL SABER Y DE MAXIMA EXPRESION
DEMOCRATICA, POR PERMITIRME, A TRAVES -
DE SUS AULAS, PROFUNDIZAR MIS CONOCI -
MIENTOS SOBRE LA REALIDAD NACIONAL, CA-
PACITANDOME ADEMAS, EN TAREAS DE INVES-
TIGACION, ASESORAMIENTO, COORDINACION ,
PLANEAMIENTO Y DIRECCION DE LAS POLITI-
CAS NACIONALES DE SEGURIDAD Y DESARRO -
LLO.

MI RECONOCIMIENTO SINCERO A LOS DIREC-
TIVOS, ASESORES Y PERSONAL ADMINISTRA-
TIVO DEL INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS -
NACIONALES, POR SU BENEVOLENCIA, AMIS-
TAD, COMPRESION Y APOYO DESINTERESADO
DURANTE MI PERMANENCIA EN EL INSTITUTO.

I N D I C E

| | <u>Página</u> |
|--|---------------|
| <u>PROLOGO</u> | |
| <u>INTRODUCCION</u> | |
| <u>ANTECEDENTES</u> | |
| <u>CAPITULO I</u> | |
| <u>FUENTES ENERGETICAS</u> | 1 |
| A. <u>SITUACION ENERGETICA NACIONAL</u> | 1 |
| 1. ASPECTOS SOCIO-ECONOMICOS | 3 |
| 2. SISTEMA ENERGETICO NACIONAL | 4 |
| 3. ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA DEMANDA ENERGETICA DEL PAIS. | 6 |
| 4. ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA OFERTA ENERGETICA DEL PAIS. | 10 |
| <u>CAPITULO II</u> | |
| <u>PERSPECTIVAS ENERGETICAS</u> | 33 |
| A. <u>ESCENARIOS DE DESARROLLO SOCIO-ECONOMICO</u> | 33 |
| 1. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA | 34 |
| 2. PROYECCIONES DE LA OFERTA DE ENERGIA | 41 |
| 3. OPTIMIZACION DE LA OFERTA | 86 |
| <u>CAPITULO III</u> | |
| A. <u>EVALUACION DE OPCIONES CUANTITATIVAS - DEMANDA-OFFERTA</u> | 91 |
| 1. EVALUACION CUANTITATIVA | 91 |
| 2. ASPECTOS ECONOMICOS | 100 |

| | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| <u>CAPITULO IV</u> | |
| <u>CONCLUSIONES</u> | 113 |
| A. <u>ALCANCE DEL PLAN MAESTRO DE ENERGIA</u> | 113 |
| B. <u>DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA NACIONAL</u> | 113 |
| C. <u>PERSPECTIVAS ENERGETICAS NACIONALES</u> | 118 |
| D. <u>PROYECCIONES DE LA OFERTA DE ENERGIA</u> | 121 |
| 1. SECTOR ELECTRICO | 121 |
| 2. SECTOR HIDROCARBUROS | 126 |
| <u>CAPITULO V</u> | |
| <u>RECOMENDACIONES</u> | 130 |
| A. <u>OFERTA DE ENERGETICOS</u> | 130 |
| 1. SECTOR ELECTRICO | 130 |
| 2. SECTOR HIDROCARBUROS | 134 |
| 3. SECTOR CARBON | 135 |
| 4. SECTOR NUCLEAR | 135 |
| 5. SECTOR LEÑA | 135 |
| 6. ENERGIA NO CONVENCIONALES | 136 |
| B. <u>DEMANDA DE ENERGIA</u> | 136 |
| C. <u>FINANCIAMIENTO</u> | 136 |
| D. <u>PLANIFICACION ENERGETICA</u> | 137 |
| <u>CUADROS</u> | 138 |
| <u>GRAFICOS</u> | 163 |
| <u>ANEXO</u> | 173 |
| <u>GLOSARIO</u> | 174 |
| <u>BIBLIOGRAFIA</u> | 176 |

LISTAS DE CUADROS

- CUADRO # 1: Previsión del mercado característico para el Sector Eléctrico Público.
- CUADRO # 2 : Perforación Exploratoria (1984-1988)
- CUADRO # 3 : Perforación Avanzada y Desarrollo (1984 - 1988).
- CUADRO # 4 : Escenarios Macro-Económicos para la proyección del consumo de energía hasta 1995.
- CUADRO # 6 : Demanda de Energía final por productos: proyecciones año 1995. Escenarios 3a y 3b.
- CUADRO # 7 : Demanda de energía final por productos: - Proyecciones año 1995. Escenarios 4a y 4b.
- CUADRO # 8 : Demanda de energía final por sectores: Proyecciones año 1995. Escenarios 3a y 3b.
- CUADRO # 9 : Demanda de energía final por sectores: Proyecciones año 1995. Escenarios 4a y 4b.
- CUADRO # 10: Demanda de energía comercial por sectores: Proyecciones año 1995. Escenarios 3a y 3b.
- CUADRO # 11: Demanda de energía comercial por sectores: Proyecciones año 1995. Escenarios 4a y 4b.
- CUADRO # 12: Demanda Nacional de Productos Petroleros: Proyecciones año 1995. Escenarios 3a y 3b.
- CUADRO # 13: Demanda Nacional de productos petroleros:

Proyecciones año 1995. Escenarios 4a y 4b.

- CUADRO # 14: Demanda Nacional de Derivados de petróleo por áreas de consumo. Escenario 3a y 3b.
- CUADRO # 15: Demanda Nacional de Derivados de Petróleo por áreas de consumo. Escenarios 4a y 4b.
- CUADRO # 16: Reservas probadas y probables hidrocarburi-feras (31-XII-84).
- CUADRO # 17: Proyección de producción de petróleo. 1985-1995.
- CUADRO # 18: Proyectos de Industrialización 1984-1988.
- CUADRO # 19: Previsión de consumo, generación y demanda máxima.
- CUADRO # 20: Programa de subtransmisión y distribución de las empresas eléctricas regionales. Pe-riodo 1984-1988. Calendario de inversiones.
- CUADRO # 21: Exportación de Petróleo según alternativas de producción y escenarios de consumo in-terno.
- CUADRO # 22: Utilización de las capacidades de refina-ción para el consumo interno.
- CUADRO # 23: Utilización de la Potencia garantizada.
- CUADRO # 24: Utilización de la capacidad de generación eléctrica, energía firme y media.

LISTA DE GRAFICOS

- GRAFICO # 1 : Energía final y energía útil.
- GRAFICO # 2 : Sistema Nacional Interconectado.
- GRAFICO # 3 : Expansión del Sistema de Generación. Ubicación Geográfica de Proyectos Hidroeléctricos programados a corto plazo.
- GRAFICO # 4 : Catálogo de centrales termoeléctricas. Ubicación geográfica.
- GRAFICO # 5 : Expansión del Sistema de Generación. Ubicación geográfica de proyectos hidroeléctricos a ser estudiados 1984-1988.
- GRAFICO # 6 : Recursos Energéticos. Recursos Hídricos y división de Cuencas.
- GRAFICO # 7 : Sistema Nacional de Transmisión.
- GRAFICO # 8 : Sistema Nacional de Transmisión hasta Fase E.
- GRAFICO # 9 : Expansión del Sistema de Subtransmisión y Distribución. Sistemas Eléctricos Regionales.
- GRAFICO #10: Costos de Producción de varios energéticos.

LISTA DE ANEXOS

ANEXO # 1 : Factores de Conversión.

P R O L O G O

El presente trabajo de investigación que trata sobre la Situación Energética del País, sus perspectivas e incidencia en el Desarrollo y la Seguridad Nacional, recoge los aspectos más importantes y relevantes de varios estudios y documentos desarrollados sobre este aspecto, los mismos que, enfocan y diagnostican la situación actual y las proyecciones del Sistema Energético del País.

Las demandas de energía proyectadas en este estudio hasta 1995, han sido comparados con las capacidades de producción proyectadas por CEPE en su Plan Quinquenal en el caso de los hidrocarburos, y de INECEL, en su Plan Maestro de Electrificación, en el caso de electricidad.

Las fuentes energéticas no renovables, desde el punto de vista de la energía comercial, representa el mayor porcentaje del consumo nacional, dependencia que para el País es extremadamente perjudicial tanto desde el punto de vista de la Seguridad Nacional tanto como para su desarrollo económico.

Las energías no convencionales tales como la solar, geotermia, eólica y biogas, en el país están en un proceso de perfeccionamiento tecnológico, su utilización es puntual, y no tiene una mayor significación en la estructura energética nacional.

La utilización de esta energía podría ser considerada posiblemente en un período no muy lejano.

La disponibilidad de un actualizado inventario energético del País constituye un imperativo de vital importancia, ya que éste permitirá al Estado organizar, planificar y desarrollar programas en beneficio del Desarrollo y la Seguridad Nacional.

Aprovecho esta oportunidad para dejar expresa constancia de mis más sinceros agradecimientos al Sr. Ing. René Bucarám, Gerente de Texaco Petroleum Co., Operadora del Consorcio - CEPE-TEXACO; al Gerente General de la Corporación Estatal - Petrolera Ecuatoriana, CEPE; por el decidido apoyo que supieron brindarme para que pueda asistir a este Instituto de Alto Nivel.

Así mismo, de manera especial, debo agradecer al Cnel.E.M.- René Ulloa, Asesor del Instituto por su asistencia y asesoramiento en el desarrollo de este trabajo.

INTRODUCCION

La política energética ecuatoriana tiene que responder a la estrategia de la Seguridad y el Desarrollo global del país, y por lo tanto, debe de estar articulada con los grandes objetivos permanentes destacando el papel vital de la energía en la comunidad

La Carta Política del Estado, instrumento ordenador del país, - dentro de uno de sus articulados, establece los grandes lineamientos de la política energética nacional, y el CONADE a través de los programas del Plan Nacional del Desarrollo define los objetivos, políticas y metas tendientes a garantizar el avance de los procesos productivos y el normal desenvolvimiento de las actividades diarias del pueblo, con el suministro oportuno de energía a fin de lograr un desarrollo armónico dentro de las relaciones energía, economía y capacidad financiera del país.

La misma Constitución del Estado, en lo referente a los recursos naturales no renovables y a los servicios de fuerza eléctrica, - determina claramente que "son áreas de explotación económica reservadas al Estado".

La situación energética actual está caracterizada por grandes inseguridades, resultando de las siguientes circunstancias:

- La falta de información confiable sobre los recursos energéticos existentes.
- El elevado costo para su explotación y generación de energías.
- El comportamiento futuro de los consumidores de energía.
- El desarrollo de la economía del país.

Bajo estas premisas, realizar un estudio profundo sobre la situa

ción energética del país y sus perspectivas, es de vital importancia en el momento actual en que vive la Nación, ya que una coherente y racionada política de consumo interno de energía podrá ser la solución para poder aliviar en algo la crisis energética y económica en que se encuentran todos los países latinoamericanos y en especial el Ecuador.

El contenido del presente trabajo será desglosado de la siguiente manera:

El Capítulo I, presenta un análisis de la situación energética nacional en términos del consumo por sectores y energéticos y la estructura de la oferta correspondiente.

El Capítulo II, presenta las perspectivas energéticas del país; se incluye además una apreciación cualitativa del potencial energético de las nuevas energías, renovables y no renovables.

El Capítulo III, tratará de la evaluación de las opciones para la política energética; se incluye también, los aspectos económicos e inversiones en todas las áreas de los energéticos.

Como corolario de todo este trabajo, en los capítulos IV y V se plantean las conclusiones y recomendaciones respectivamente.

ANTECEDENTES

Todo proceso económico, político y social del país responde a un permanente dinamismo, por lo que es imperiosa la necesidad de que los planteamientos políticos y programas de desarrollo tengan que responder a continuos ajustes acordes con la verdadera realidad.

La difícil situación económica por la que atraviesa el país, la creciente interdependencia entre el sector energético y los demás sectores de la economía, y la constatación de que no existe una relación sistemática y determinante entre el crecimiento económico y el crecimiento del consumo de energía, exigen una permanente actualización de las políticas y estrategias energéticas y su consecuente ajuste de los esquemas de desarrollo energético.

Por otro lado, la rigidez tradicional de los proyectos para desarrollar la infraestructura del sector energético, debido a la fuerte dependencia tecnológica y al tiempo que demanda ponerlo en ejecución, contrasta con la dinámica de la economía que cambia su foco principal de acción en plazos relativamente cortos, esto ha provocado que los proyectos de desarrollo sean muy costosos y que en algunos casos sobrepasen la capacidad económica, lo que contribuye a que se tengan serios problemas en sus economías.

Por lo anterior se desprende que la planificación energética debe ser ágil, capaz de que se convierta en una herramienta que pueda adaptarse a las diversas situaciones que se suscitan en la economía.

La planificación energética en el Ecuador ha dependido hasta el momento actual, a criterios de relación entre suministro de energía y programación de los subproyectos; ante esta situación, el proceso de planificación de las fuentes y usos de los recursos energéticos ha evolucionado desde una visión parcial, hasta el

enfoque global integrado al análisis socio económico del País.

La necesidad de una verdadera planificación energética integral con criterio de País, se justifica aún más cuando se detectan as pectos como:

- declinación progresiva de las reservas energéticas no renovables, tales como, el petróleo y gas;
- requerimiento de grandes inversiones en períodos cortos para programas de desarrollo energéticos;
- bajo nivel de consumo energético en los sectores productivos internos;
- baja eficiencia energética;
- falta de integración de los esquemas metodológicos de planificación e imprecisión de los principales indicadores económicos.
- Falta de coordinación en la planificación del energético nacional y de éste con el sistema macro-económico.

El Ecuador no dispone de un marco referencial de análisis global, integrado y coherente con la realidad socio-económica que permita comprender mejor las diferentes y complejas interrelaciones de un sistema energético altamente dependiente de los hidrocarburos que tiene la doble función de principal fuente de divisas y de suministrador de energía.

En países como el nuestro, exportadores de petróleo, el sector energético debe tender al cumplimiento de las siguientes funciones:

- Autosuficiencia energética con disminución de la dependencia

tecnológica que brindan los países desarrollados.

- Abastecimiento energético, oportuno y eficiente al mínimo costo social en procura de elevar el nivel de vida del pueblo.
- Consignar proyectos que contribuyan a la generación de empleo con el objeto de favorecer especialmente a las clases más necesitadas.
- Optimizar los recursos económicos y tecnológicos en base de la priorización de los mismos.
- Racionalizar el uso energético, para maximizar la generación de divisas por la exportación de hidrocarburos, con el objeto de invertir en el financiamiento de obras de infraestructura - prioritarias en el País.

El constante crecimiento interno del consumo de energía en el País hace necesario el ampliar el sistema de oferta actualmente existente, ya sea en el área de las Refinerías, Centrales Hidroeléctricas y desarrollo de fuentes alternas que sustituyan a las normales de consumo.

Los requerimientos de capital del sector energético para sus proyectos de inversión, particularmente en moneda extranjera y en especial aquellos atendidos por la banca comercial o por sus proveedores, requiere de un análisis concienzudo, así como de una adecuada justificación de la balanza de pagos, particularmente en el corto plazo.

Por lo tanto, entre los aspectos más importantes que se debe considerar, es la concientización a todos los niveles de la realidad energética del País, los problemas que se afrontan y la necesidad de participar en la racionalización del uso de los recursos energéticos como base fundamental para alcanzar las metas que el proceso de desarrollo lo exige.

C A P I T U L O

I

C A P I T U L O I

FUENTES ENERGETICAS

A. SITUACION ENERGETICA NACIONAL

En el período comprendido entre el año 1973 a 1980, el Ecuador tuvo el más alto crecimiento económico de su historia (9.3%) debido al reinicio de la exportación del petróleo, especialmente cuando en el mercado internacional se realizaban ajustes en el precio del barril de petróleo, y a los préstamos extranjeros recibidos por el país, los cuales incidieron en la llamada bonanza económica del país.

Una parte de los recursos con que contaba el país, fueron canalizados hacia la creación de una infraestructura productiva, y otra parte de ellos, sirvieron para que se diera un crecimiento inusual del sector público, cuyas inversiones se quintuplicaron en el mismo período. Además, sirvió para aumentar las importaciones de bienes suntuarios que no han tenido hasta el momento ningún efecto positivo en la economía.

Toda esta política de inversión mal llevada incidió en el crecimiento del gasto; de manera que, los recursos generados por el país resultaron insuficientes.

En 1976, el país inicia un proceso de endeudamiento agresivo, -coadyuvado por la apertura irresponsable de la banca internacional que contaba con grandes recursos de los llamados petrodólares. El crecimiento económico del país depende en gran parte -de lo que sucede con las exportaciones petroleras.

Las variaciones de los precios internacionales del petróleo, a partir del año de 1979, incidieron en la economía interna del país, a tal modo que dificultó el desarrollo de diversos planes considerados prioritarios en el Plan Nacional de Desarrollo.

A partir del año de 1980, se observó síntomas de que la economía nacional se hallaba en una situación depresiva producto de:

- El crecimiento desmesurado de la deuda externa que para esa época alcanzaba a 6.187 1/ millones de dólares, para lo cual, para su pago, el país dedicaba el 30.1% de las exportaciones para el pago de los intereses.
- Reducción de los ingresos por exportaciones, por la caída de los precios del petróleo y de los productos tradicionales de exportación (banano, café, cacao), y a las medidas proteccionistas de los países industrializados que han ocasionado notable disminución en el volumen del comercio internacional.
- El escalamiento del precio de los insumos externos, provocados por la inflación internacional, el mismo que agrava aún más nuestra economía, por la demora en la realización de los proyectos.

En el período 1982-1984, la crisis por la que atravesó el Ecuador, obedeció, a la mala conducción de la política económica del país, a factores de orden estructural y de carácter coyuntural. Así, pueden mencionarse los desajustes derivados de la aplicación, desde la década anterior, del modelo de sustitución de importaciones, que se caracterizó por la excesiva protección a la industria, la escasa integración del sector agrícola al proceso de crecimiento y a la agudización de problemas en el sector externo. Entre los factores de orden coyuntural, las fluctuaciones del mercado internacional de productos básicos, que afectaron fuertemente en el ámbito interno, así como la elevación de las tasas internacionales de interés y la disminución del flujo de recursos para el desarrollo, entre otros, contribuyeron a acentuar la inestabilidad, precipitando la caída de la produc -

1/ Fondo Monetario Internacional, Balance of Payments Yearbook, 1984.

ción.

No obstante, fueron particularmente negativos en estos últimos años las inundaciones, la elevación de precios de los derivados del petróleo, los paros laborales y de transportistas, la crisis internacional, y la baja del precio del petróleo, afectaron directamente al ritmo de crecimiento del consumo de energía en el país.

La situación económica por la que ha atravesado el Ecuador y que ha sido expuesta anteriormente, debe ser encarada valientemente por nuestro país, y sin rodeos, conocer si los recursos energéticos que dispone actualmente el país son suficientes para asegurar el desarrollo económico.

1. ASPECTOS SOCIO-ECONOMICOS

El Ecuador ha soportado desde el comienzo de la década del 80, la crisis más aguda de los últimos 30 años. Las tasas de crecimiento del PIB bajaron continuamente durante los últimos cinco años.

No es nada nuevo afirmar que el desarrollo interno del país, depende de la actividad exportadora, especialmente del petróleo, lo cual, se hace evidente al analizar la correlación existente entre las tasas de crecimiento del PIB y las tasas de crecimiento de los ingresos provenientes de las exportaciones.

Entre las tasas de crecimiento del PIB y las de los ingresos de exportación, hay una relación directa, estadísticamente considerable, especialmente en la relación del PIB con las exportaciones de petróleo. Es interesante manifestar que no existen relaciones estadísticamente significativas entre el crecimiento del PIB y el de algunos sectores de la economía del país. De esto se puede deducir que el sector exportador constituye el sector clave del desarrollo económico.

Ni el sector industrial que es altamente dependiente de productos intermedios importados para mantener su producción, ni el sector agropecuario, han sido aptos para sostener un proceso de desarrollo económico autónomo, capaz de reducir la tradicional dependencia del comercio exterior de productos primarios.

Existen algunos indicadores que señalan que el boom petrolero - de los años 70, no redujo esa dependencia; al contrario, creció la necesidad de importar productos agrícolas para satisfacer la necesidad interna.

El financiamiento del presupuesto del Gobierno, se ha vuelto cada vez más dependiente de los recursos que provienen de la exportación de petróleo. Muchas unidades productivas que se han promocionado e instalado amparados con subvenciones, no serán viables sin la importación de productos intermedios. Bien se puede decir, que como en ninguna época anterior, la economía del país depende para su funcionamiento de las exportaciones de los productos primarios a los países industrializados.

2. SISTEMA ENERGETICO NACIONAL

El sistema energético nacional, está constituido por un conjunto de factores que se relacionan con el uso y aprovechamiento de los recursos disponibles, en procura de satisfacer los requerimientos energéticos de las actividades socio-económicas.

Dentro de este contexto, el sistema se origina en la explotación de las fuentes de energía, que por su característica de renovabilidad o no, tecnología de producción, facilidades de acceso, tipos de aprovechamiento, usos, etc., se diferencian entre comerciales: petróleo, gas natural asociado e hidroenergía; y no comerciales: leña y bagazo.

La explotación de estos recursos, permite por un lado, producir

la energía necesaria para satisfacer los requerimientos del mercado interno, y por otro, generar divisas al Estado a través de la exportación de los excedentes.

Del flujo de energía primaria destinado al mercado interno, una cantidad se consume directamente en los sectores domésticos y artesanal (leña), industria (bagazo de la producción de azúcar); y la hidroenergía que incrementa el volumen de generación eléctrica.

La otra, ingresa al proceso de transformación a través de plantas de refinación y de tratamiento de gas, donde se obtienen productos derivados que se utilizan directamente en el consumo final o para generación termoeléctrica.

En el país, debido a la inexistencia de una estructura de transformación suficiente para satisfacer los requerimientos de la demanda interna, se debe importar productos energéticos (diesel, gasolinas, kérex) y se deben exportar ciertos excedentes (fuel-oil).

Los flujos destinados a la demanda interna, conforman la energía neta para el consumo final total; la misma que se distribuye como consumo no energético (lubricantes, asfaltos, y solventes) y como consumo final energético que abastece la demanda de los sectores residencial, comercial, público y de servicios; transporte, agropecuario y pesca e industria.

El consumo de derivados en 1984, que ascendió a 29.3 millones de barriles, fue superior, en 5.8% al registrado en 1983. El consumo de gasolina de 80 octanos representó el 31% del volumen total; el del kérex el 7.7%; el de diesel 21%; y el de fuel-oil el 24.8%.

Para el funcionamiento de los diferentes procesos, el sistema -

utiliza cierta cantidad de energía (autoconsumo). Además, en cada proceso de transformación de energía se producen pérdidas; el sector termo-eléctrico por ejemplo, aprovecha aproximadamente el 30% de la energía utilizada para la generación eléctrica, existiendo también, una gran cantidad de energía proveniente del gas natural que se desperdicia durante el proceso de explotación de petróleo en los campos de la región amazónica.

A esto se debe añadir, aquellas pérdidas que se producen durante el transporte, refinación y almacenamiento de los energéticos.

La parte del consumo final de energía realmente utilizada en el sistema energético (energía útil), se muestra en la Fig. # 1.

Se observa, que en el promedio se utiliza sólo un tercio de la energía final. La eficiencia energética en el consumo final, que es diferente para los diversos sectores, depende de leyes físicas por un lado (factores que limitan la eficiencia máxima), factores económicos, tecnológicos, organizacionales y de operación, sujetos a la influencia de los consumidores. Estos últimos factores determinan el potencial de conservación de energía.

3. ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA DEMANDA ENERGETICA DEL PAIS.

La demanda de energía respecto al consumo final, se analiza bajo los siguientes criterios:

- energía final (total) por energéticos,
- energía final (total) por sectores de consumo,
- energía final comercial por energéticos,
- energía final comercial por sectores de consumo.

Mientras el marco estadístico para los energéticos comerciales parece relativamente confiable (se toma como base las ventas de las grandes empresas del sector energético), los datos tanto para las energías no comerciales cuanto para el desglose de la demanda por sectores, debido a que se tenía que hacer varias estimaciones, se debería tomar como marco de referencia para determinar la estructura y no como cifras absolutas de un sector o un energético.

El análisis permite mostrar las siguientes características:

- La leña ha sido y continúa siendo una fuente importante dentro de la estructura del consumo energético nacional.
- El bagazo de caña que es utilizado como combustible en la industria azucarera, representa un porcentaje no despreciable en la estructura del consumo final.
- El petróleo ha tenido una gran participación como fuente primaria de energía en el perfil del consumo energético característico del país y ha tenido un importante crecimiento, hasta constituirse en la fuente energética de mayor utilización.
- El consumo de derivados del petróleo presenta una elevada tasa de crecimiento. Esta tendencia es explicable por el alto crecimiento del consumo de combustibles en los diferentes sectores de la economía a partir de la explotación petrolera oriental.

Los sectores que presentan tasas de crecimiento más elevadas, son el transporte con 10.43% y la industria con 9.52%; sin embargo, el sector residencial, comercial y público pese a que presenta una tasa de crecimiento baja, es también importante por el alto volumen de consumo que representa.

- El transporte representa un elevado porcentaje en la estructura del consumo final, debido principalmente al gran crecimiento del parque automotor y en especial el de carácter privado.
- La menor participación porcentual en consumo que demuestra el sector industrial, se debe al modesto crecimiento energético que ha experimentado: este sector comparado con el de transporte y residencial, comercial y público.
- El sector agropecuario y pesca muestra una baja participación en el consumo, sin embargo, es notoria su tendencia negativa en el crecimiento de los últimos años, debido a la notable baja de la producción agrícola nacional.
- Especial atención merece el rubro que en la estructura de la demanda sectorial aparece como otros, y se refiere fundamentalmente al contrabando de combustibles. Si bien en 1970 y 1975, el porcentaje de este rubro es mínimo y básicamente debido a diferencias de tipo estadístico (0.4% en 1970, 0.6% en 1975), en 1982 este porcentaje asciende a 7.7% explicable solamente por el contrabando que se produce debido al diferencial de precios locales de los combustibles en relación al prevaeciente en los países vecinos en estos últimos años. Este contrabando significa una pérdida muy importante para el país, por otro lado hay que indicar la necesidad que se tienen de importar derivados del petróleo para satisfacer la demanda interna.
- La electricidad, si bien representa un nivel bajo de consumo, ha experimentado un considerable crecimiento.
- De manera general, se observa un cambio estructural en la composición del consumo de la energía final, si miramos la participación de las energías no comerciales (leña y bagazo) en el año 1970, este es de 54.8% lo que significa un porcentaje mayor al de las energías comerciales. Esta composición cambia gradual

mente con el incremento de la producción petrolera nacional al crecer el consumo final en términos absolutos, debido a una participación cada vez mayor de los productos petroleros; así en el año 1975, la participación de energía no comercial baja a 40.8% y en 1982, es de 23.6%; produciéndose una sustitución paulatina de energías no comerciales por comerciales.

Al no contarse con datos históricos suficientemente confiables del consumo de energía por sectores y por energéticos, no es posible analizar en forma debida el comportamiento de los sectores consumidores. Sin embargo, de los datos que se han podido obtener, se puede analizar de la forma siguiente:

- El alto crecimiento del gas licuado, que se debe sobre todo a la sustitución de leña, gasolina y kérex en el uso doméstico de la cocción.
- El alto crecimiento del residuo, que se debió sobre todo al aumento desproporcionado del transporte marítimo nacional, sustentado sobre todo el bajo precio del combustible, comparado con el precio internacional.
- El alto crecimiento de kérex y diesel que se produce posiblemente en parte, por el aumento relativo del consumo de estos energéticos en la industria (sobre todo para la autogeneración de electricidad) y sustentado por la estructura de los precios de los energéticos (altos precios de la electricidad comparada precios bajos de kérex y diesel frente a la electricidad y al residuo).

En general, se puede suponer que el nivel, del desarrollo y la estructura de los precios de los combustibles tenía una incidencia significativa sobre el crecimiento y la estructura del consumo:

- El decrecimiento de los precios reales entre los años 1978 a 1984 contribuyó a mantener las posiciones de consumo: crecimiento de ciertos sectores de transporte, contrabando, baja eficiencia energética, alto porcentaje de derivados de petróleo.
- La estructura de precios en términos energéticos produjo una inclinación a energéticos baratos y fácilmente manejables (diesel, kérex).
- La diferenciación de precios de los combustibles para el transporte internacional entre compañías nacionales y extranjeras produjo un crecimiento desproporcionado del aprovisionamiento de combustible por parte de las compañías nacionales en puertos ecuatorianos.

4. ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA OFERTA ENERGETICA DEL PAIS

La oferta de energía presenta grandes cambios estructurales, debido principalmente, al incremento sustancial de la producción de energéticos primarios: petróleo y gas; situación que le permite al país, convertirse de importador neto de crudo y derivados, en exportador de petróleo y derivados.

Para 1970 como ejemplo, la estructura de producción total de energía presenta una gran participación de las energías no comerciales: leña y bagazo, que alcanzan el 75.8%, mientras que las energías comerciales (petróleo, gas natural asociado e hidroelectricidad) llegan al 24.2%.

Hasta antes de la explotación petrolera del nororiente, el país tenía que importar hidrocarburos para satisfacer la demanda interna. En 1970, la importación de crudo y derivados constituye aproximadamente el 36% de la oferta total de energía, mientras que la producción nacional de petróleo alcanza el 7.8% de la oferta total.

A partir de 1972, se incorpora a la producción nacional, el petróleo y el gas de los campos de la Región Amazónica lo que determina un cambio en la estructura de la oferta total, creando un excedente de producción de petróleo para la exportación.

Para 1975, la estructura de producción de energía primaria está constituida por un 88.4% por energías comerciales, mientras que las energías no comerciales representan solamente el 11.6% del total.

En 1982, la estructura de la producción de energía primaria tuvo cambios ligeramente pequeños en relación de 1975, causado principalmente por un aumento en la producción de petróleo y un proceso de sustitución del consumo de leña por derivados de petróleo gas y electricidad.

Para 1984, las energías comerciales constituyen el 91.2% y las energías no comerciales el 8.8% de la estructura de la producción total de energía primaria, en la que, el petróleo por sí solo constituye el 86.7%.

No obstante del aumento de la producción de energía primaria en 27%, entre 1975 y 1982, el volumen de exportación, no pudo incrementar debido al crecimiento del consumo final interno y sus necesidades de abastecimiento.

En resumen, la producción de hidrocarburos ha modificado sustancialmente la estructura de producción energética, presentando grandes cambios por su crecimiento acelerado. Durante el período 1970-1982, como referencia, la producción total de energía crece con una tasa promedio anual de 18.97% debido al alto crecimiento de la producción de hidrocarburos: petróleo 39% y gas

natural 11.7%

a. Sector eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano, factor dinámico e ingrediente fundamental en el desarrollo social y económico del país ha constituido un escenario de importantes realizaciones y ejecutorias, como parte integrante de la acción pública jurídica del período constitucional actual.

En el Ecuador, el organismo que se encarga de fijar los objetivos y políticas globales de desarrollo y establecer las normas a los diferentes sectores, de conformidad con estrategias de desarrollo adoptadas por el Gobierno, es el Consejo Nacional de Desarrollo, CONADE.

El organismo rector del sector energético lo constituye el Ministerio de Energía y Minas, el cual está encargado de fijar y coordinar la política energética y garantizar el cumplimiento de planes y programas del sector, cuenta con un organismo de coordinación y asesoría que es el Instituto Nacional de Energía, INE.

Las empresas o instituciones del sector público que se encargan de la gestión energética en el país son: La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, en el sector público, gas y derivados; del sector minería (carbón) se encarga el Instituto Ecuatoriano de Minería, INEMIN; de la energía nuclear se responsabiliza la Comisión de Energía Atómica; y, del sector eléctrico se encarga el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL; todas estas Instituciones son de derecho público y se encuentran adscritas al Ministerio de Energía y Minas.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, es el organismo del Estado encargado de la planificación y desarrollo de la electrificación, en tal virtud, es el responsable de la con-

tratación, ejecución y operación de los proyectos de generación transmisión y distribución de energía eléctrica.

El instrumento operativo más importante de INECEL, constituye el Plan Maestro de Electrificación, el cual es aprobado por la Presidencia de la República y contiene los objetivos, políticas, - metas y estrategias que deben implementarse para dar cumplimiento a lo que el gobierno establezca para el sector eléctrico en el Plan General de Desarrollo del país.

El indicado Plan Maestro de Electrificación estipula la necesidad de implementar para el sector eléctrico, dos gestiones básicas e importantes:

- La conformación de un Sistema Nacional Interconectado (SNI) - compuestos por grandes centrales de generación y un Sistema - de Transmisión a alto voltaje; y,
- La integración eléctrica del país en base a empresas regionales que distribuirán y comercializarán la energía eléctrica - proveniente del Sistema Nacional Integrado.

1) Objetivos

Suministrar oportunamente energía eléctrica en las mejores condiciones y en la cantidad y calidad requeridas para el desarrollo socio-económico integral del país. (Cuadro # 2)

2) Políticas

Las políticas del sector eléctrico se fundamentan - en los programas del Gobierno y en la política energética que a dopte el Ministerio de Energía y Minas.

Las políticas para el sector eléctrico son:

- El suministro de energía eléctrica es potestad y atribución -

privativa del Estado, conforme lo establece la Constitución de la República.

- Las necesidades de energía eléctrica del País se satisfarán - mediante el aprovechamiento racional de los recursos natura - les dando preferencia a la explotación de los recursos hidroeléc - tricos.
- Propender a la entrega de energía eléctrica para todos los - ecuatorianos con toda la confiabilidad adecuada y en las can - tidades requeridas para su desarrollo socio-económico.
- Fomentar la electrificación del sector rural, dentro de un - plan de desarrollo rural integral y de agroindustria.
- Tender al mayor grado posible de autofinanciamiento del sec - tor eléctrico.
- Propiciar y fomentar el estudio y desarrollo de nuevas fuen - tes de energía tales como: solar, eólica, geotérmica, biomasa y otros, con el objeto de ayudar a cubrir la demanda eléctrica y racionalizar el consumo de los energéticos.
- Diversificar las fuentes de financiamiento.

3) Metas

A base del análisis del crecimiento de la pobla - ción, de los programas de desarrollo de los diferentes sectores económicos se espera alcanzar en el sector eléctrico hasta fines de 1988, las siguientes metas:

- Incorporar al servicio eléctrico a 1.5 millones de habitantes adicionales para alcanzar a servir a una población de 6.4 millones de habitantes que en 1988 representarán el 67.4% de la población total del Ecuador.

- Llegar con el servicio eléctrico a todas las poblaciones con más de 500 habitantes.
- Incrementar la potencia instalada en 180 MW que se adicionarán a los 1.682 MW existentes en 1984.
- Satisfacer los requerimientos de energía eléctrica que el sector industrial demande para su desarrollo.
- Lograr que la hidroelectricidad se constituya en las fuentes predominantes de energía eléctrica del país, de acuerdo con las fuentes energéticas disponibles, pasando de una producción hidroeléctrica del 42% en 1.983, a una producción que en año hidrológico medio represente el 95% de generación en 1988.
- Lograr la disminución del consumo de combustible por sustitución de la generación térmica por hidroeléctrica, lo que representará un ahorro promedio de 11.650 barriles diarios de petróleo, equivalentes a 638 millones de dólares en el período 1984-1988.
- Iniciar la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos - que con una potencia total de 804 MW entrarían en operación en el período de 1990-1995.
- Construir y poner en operación nuevas estaciones de transformación con una capacidad de 684 MVA en el SNI; 1.131 Km de líneas de transmisión; 1.290 Km de líneas de subtransmisión y redes de distribución para 144.000 nuevos abonados urbanos y - 107.000 nuevos abonados rurales.
- Complementar el inventario de los recursos hidroeléctricos - con el estudio de aprovechamientos de pequeña y mediana capacidad y continuar con el estudio de los recursos geotérmicos.

4) Estrategias

Dentro del sector eléctrico se han planteado las siguientes estrategias:

a) La generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, que - constituyen atribución privativa del Estado, serán ejercidas a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación; sin embargo, para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar permisos.

b) La programación y ejecución de todas las fa - ses de la electrificación del país se afronta rán como una sola unidad que abarque todo el sector eléctrico ecuatoriano, con el objeto de racionalizar las inversiones, a - provechar las ventajas de economía de escala tanto en la produc ción como en el mercado, aumentar la confiabilidad del servicio y garantizar su calidad.

c) Mantener actualizado el Plan Maestro de Elec trificación que abarque un período suficiente con el fin de orientar la política energética futura y ordenar la realización de estudios y utilización de los recursos energé ticos.

d) Completar la conformación del Sistema Nacio - nal de Transmisión, para llevar la energía - proveniente de las centrales de generación hacia todas las re - giones del país.

e) Continuar con la gestión de integración de los sistemas regionales y tender a su unificación.

f) Adoptar las siguientes medidas sobre ejecución de obras:

- Completar la ejecución del proyecto Agoyán (156 MW), así como las de las centrales hidroeléctricas menores (12 MW).

- Empezar la ejecución de los siguientes proyectos hidroeléctricos: Paute I, Fase C, 500 MW. Paute Mazar, 174 MW.

- Ampliar y mejorar los sistemas de distribución del país para servir a los nuevos abonados, asegurar una adecuada calidad y continuidad del servicio y disminuir las pérdidas.

- Continuar con los programas de electrificación del sector rural, sea integrándolo a los Sistemas Regionales o en base a generación local, según lo establezcan los estudios.

- Elevar el nivel de estudios de los proyectos hidroeléctricos definidos en el inventario y seleccionarlos con los estudios correspondientes.

- Participar en el desarrollo de proyectos de propósitos múltiples para el mejor aprovechamiento de los recursos hidráulicos.

- Continuar con los estudios de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas.

- Empezar un programa de mantenimiento, rehabilitación y reubicación de las centrales eléctricas existentes en el país.

g) Aplicar una estructura tarifaria socialmente justa, con el doble propósito de favorecer a

las clases populares que son las que menos consumen y generan - excedentes de recursos financieros para la expansión del sector eléctrico.

h) Utilizar fuentes externas de financiamiento - que ofrezcan condiciones favorables y que cubran hasta un límite del 32.4% del total de las inversiones del sector eléctrico, a fin de lograr la viabilidad financiera de los programas de electrificación.

Propender a la capitalización del sector eléctrico captando el ahorro interno y lograr la compensación de los recursos perdidos por efecto de las medidas económicas implementadas y a implementarse.

i) Conseguir la asignación de aportes estatales - suficientes para el desarrollo de recursos renovables, que podría provenir del ahorro combustible logrado por la generación hidroeléctrica y por la modificación del precio interno de los combustibles.

j) Adoptar medidas que desestimulen el uso y producción de energía térmica especialmente a base de combustibles livianos.

k) Fomentar la preparación de recursos humanos necesarios para el sector eléctrico.

l) Fomentar el desarrollo de las firmas privadas nacionales de consultoría y de construcción a través de su utilización programada en los proyectos.

m) Fomentar la fabricación de materiales y equipos nacionales que requiere la electrificación.

- n) Normar y reglamentar, a nivel nacional, todas las actividades del sector eléctrico.
- ñ) Fortalecer los sistemas administrativos y de control de todo el sector eléctrico.
- o) Pretender el mejoramiento de la estructura legal, que rige al sector eléctrico, para lograr agilidad y eficiencia en su gestión.
- p) Formular un programa de Desarrollo Institucional, que coordine las acciones y adecúe las modernas técnicas administrativas y de control del sector eléctrico.

b. Sector Hidrocarburos

Los hidrocarburos constituyen el sector de la oferta con mayores contrastes manifestado por un comportamiento muy irregular de la producción tanto de petróleo como del gas natural asociado y derivados.

La producción de petróleo anual entre los años de 1972-1975 -- (28'578.076 barriles a 58'752.734 barriles) creció casi en un - ciento por ciento anual debido a la incorporación de nuevos cam - pos orientales a la producción nacional, lo que hizo posible, - disponer de un buen excedente de petróleo para la exportación. Durante el período de 1975-1984 (58'752.734 barriles a --- 94'928.896 barriles) el ritmo de crecimiento de la producción - alcanzó aproximadamente el 10%, esto se explica, por una incorpo - ración relativamente baja de nuevos campos a la producción y a un moderado incremento de la tasa de producción.

Para el año de 1985, debido a los requerimientos económicos del país, la producción nacional diaria alcanzó aproximadamente a - los 285.000 barriles/diarios; esperando incrementar esta tasa -

diaria a 303.000 barriles / diarios para el año de 1986; este incremento se deberá a la incorporación de nuevos campos de CEPE, a trabajos de recuperación secundaria en el campo SACHA del Consorcio CEPE-TEXACO y a la incorporación a la producción de nuevos pozos en campos de desarrollo del Consorcio.

El incremento de la oferta, para los primeros años del boom petrolero permitió al país exportar grandes volúmenes de petróleo; sin embargo entre el período de 1975-1982, se observó un crecimiento negativo de las exportaciones, como consecuencia de un notable incremento de la demanda interna de derivados y al limitado incremento de la producción de petróleo.

En el período de 1983-1985 en cambio, se observó un crecimiento positivo de las exportaciones debido al incremento de la producción de petróleo de algunos campos de la región oriental.

La oferta de derivados mantuvo su estructura ligeramente creciente, la misma que se orientó principalmente a satisfacer la necesidad interna del país. La producción de derivados se incrementa principalmente por la incorporación de la Refinería de Esmeraldas; sin embargo la estructura de refinación no ha podido satisfacer la demanda interna, por lo que, el país ha tenido que importar derivados livianos (gasolina, diesel y kérex) y exportar derivados pesados (fuel oil); situación que ha dado lugar a que el país pase de importador a exportador neto de derivados del petróleo.

Especial importancia tiene el gas natural asociado a la producción, éste energético constituyó aproximadamente el 5.1% de la producción total de energía comercial y el 8.6% de la oferta interna total de energía.

En el año de 1982 para tomar un ejemplo, aproximadamente el 8.7% de su producción se utilizó para varios procesos energéticos de

la explotación petrolera, y apenas en 18.6% se utilizó en las plantas de tratamiento de gas, para la obtención del G.L.P. principalmente.

Para el caso del gas asociado del Nor-Oriente es más significativo, puesto que apenas se utilizó para el año de referencia el 10.48% de la capacidad total de la planta de gas de Shushufindi, esto significó que no se utilicen alrededor de 18 millones de pies cúbicos de gas por día de producción, aunque la capacidad de diseño de la planta es de 25 millones de pies cúbicos por día; estas cifras, equivalen a 19.14% de la demanda final de energía comercial. Para el año de 1984, la planta de gas de Shushufindi prácticamente duplicó su capacidad de producción, al entregar 621.575 barriles de gas, mientras que 1983 la cifra fue de 329.258 barriles, lo que determina una mayor utilización de su capacidad instalada; como consecuencia del mayor aprovechamiento del gas natural asociado que sirve de carga.

Con el propósito de incrementar la capacidad de aprovechamiento de G.L.P., se renovó el contrato de operación y mantenimiento de las estaciones de captación con la Compañía Texaco.

1) Objetivos

- a) Fortalecimiento del dominio y de la propiedad del Estado sobre los hidrocarburos existentes en el territorio nacional.
- b) Disminuir la dependencia externa de derivados del petróleo y propender a la autosuficiencia.
- c) Fortalecimiento de CEPE para que contribuya al crecimiento nacional y al comercio exterior ecuatoriano.
- d) Intensificar la exploración hidrocarburífera

en todas las cuencas sedimentarias continentales y costa afuera, con el objeto de encontrar nuevas reservas e incrementar las actuales.

e) Incrementar la producción de petróleo en base a las nuevas reservas encontradas, que permitiría poseer mayor volumen de excedentes exportables.

f) Alcanzar la explotación técnica-económica de los recursos hidrocarburíferos y procurar que ellas se realicen mediante la aplicación de sistemas y procedimientos eficientes.

g) Maximizar el rendimiento de las plantas procesadoras existentes actualmente en el país.

h) Optimización del transporte y almacenamiento de hidrocarburos (por lo menos para 20 días), para lograr un sistema económicamente eficiente y técnicamente seguro.

i) Mantenimiento de un sistema de transporte que evacúe todo el petróleo producido en la Región Oriental.

j) Procurar mantener un sistema de almacenamiento para derivados del petróleo (productos blancos) para 30 días con el objeto de satisfacer sin problema la demanda nacional.

k) Mantener suficiente stock de productos exportables.

l) Obtención de máximos ingresos por la venta de hidrocarburos y sus derivados (cuando haya ex

cedentes), garantizando al país un flujo estable de recursos financieros.

m) Abastecimiento de mercado interno, en forma eficiente, oportuna y en las mejores condiciones de volumen y calidad.

n) Procurar el avance tecnológico nacional en las distintas actividades de la industria hidrocarbúfera, mejorando las condiciones de operación actual; y propiciando el desarrollo de compañías ecuatorianas de bienes y raíces.

2) Políticas

a) Trabajar en las áreas asignadas para la exploración y explotación directa por parte de CEPE así como en las áreas de comercialización, transporte, almacenamiento e industrialización de hidrocarburos.

b) Los precios internos de los derivados de los hidrocarburos deberán cubrir los costos de explotación y generar un excedente que permita el financiamiento de la expansión del sector de hidrocarburos.

c) Hacer cumplir a las empresas petroleras privadas que tienen contratos con CEPE con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos.

d) Tomar a cargo las operaciones de Consorcio - CEPE-TEXACO.

e) Propiciar la apertura de nuevas áreas a un programa intensivo de exploración a través de contratos establecidos según las modalidades previstas en la Ley de Hidrocarburos.

- f) Tomar a cargo la operación directa del oleoducto transecuatoriano, que en Mayo de 1986 es revertido por el Consorcio CEPE-TEXACO a CEPE.
- g) Precautelar el futuro petrolero del país mediante un amplio programa de racionalización de consumo y uso de los derivados de hidrocarburos.
- h) Coordinar las relaciones comerciales con la política de comercio exterior que se aplique a nivel nacional.
- i) Asegurar a CEPE una participación económica que le permita cubrir por lo menos sus costos de operación, funcionamiento, mantenimiento, servicio de la deuda y la contraparte local de sus proyectos de inversión.
- j) Permitir a CEPE buscar financiamiento para sus operaciones en los bancos locales y otras instituciones.
- k) Incrementar la inversión exploratoria de CEPE y de las empresas privadas.
- l) Incorporar nuevos campos a la producción nacional.
- m) Precautelar las reservas del país para las generaciones futuras. Guardar una óptima relación reservas-explotación.
- n) Ampliar la capacidad actual de refinación de la Refinería de Esmeraldas, con el objeto de reducir la importaciones de derivados a corto plazo.

- ñ) Constituir Empresas de Economía Mixta para industrializar los hidrocarburos.
- o) Obtener mayor utilización del gas producido en los campos de CEPE y del Consorcio CEPE TEXACO.
- p) Mantener diseñar y construir los ductos y terminales de acuerdo a las necesidades de la demanda nacional.
- q) Ampliar y construir las instalaciones necesarias en función de la producción y las reservas de crudo.
- r) Estudiar, diseñar y construir en función de las reservas, el sistema más apropiado de evacuación del gas.
- s) Ejecutar el plan nacional de transporte y almacenamiento.
- t) Continuar con las ampliaciones de almacenamiento de crudo en los centros de producción de Oriente, en el puesto de exportación y en los centros de refinación.
- u) Negociar la mayor parte de los hidrocarburos destinados a explotación en base de contratos a largo plazo (dos años o más).
- v) Evitar el contrabando de productos blancos hacia los países vecinos.
- w) Reducir las salidas de divisas al exterior -

por concepto de importación de producto.

x) Generar información técnica-económica confiable que permita la planeación y formulación de proyectos de factibilidad para el desarrollo de todas las fases de la industria hidrocarburífera.

3) Metas

a) La actividad exploratoria que realizará el país a través de CEPE, según el plan quinquenal de 1984-1988, se basa en 11 proyectos que fundamentalmente se resumen en estudios de Geología, Geoquímica y Sísmica.

Esta actividad comprende el estudio de 14.950 kilómetros de líneas sísmicas a un costo de 5.911 millones de sucres.

b) En los cinco años del plan quinquenal, CEPE perforará un total de 97 pozos exploratorios a un costo de 22.402 millones de sucres. (Cuadro # 2).

c) Para la perforación avanzada y desarrollo en el mismo período del plan, se perforarán 98 pozos a un costo de 5.385 millones de sucres. (Cuadro # 3).

d) Para el mismo período, en proyectos de explotación se han concebido 12, cuyos costos se totalizan en un presupuesto de 8.944,5 millones de sucres.

e) Para el programa de industrialización, se contemplan 107.400 BPDC de refinación en Esmeraldas, Oriente y Atahualpa (si es que el Gobierno Nacional aprueba este proyecto), cuyo presupuesto asciende a 69.537,3 millones de sucres.

f) La industrialización del gas tendrá un incre-

mento de 20 MMPCD (Shushufindi) con un costo de 488,5 millones de sucres.

g) La producción de asfalto se prevé será de 1.100 BPDC con un egreso de 83,3 millones de sucres en la Refinería de Esmeraldas. Su obras complementarias de infraestructura alcanzarán a 248.2 millones de sucres.

h) El almacenamiento en los proyectos: Guayaquil, Cuenca, El Oro, Manta, Quito, Oledoducto Transecuatoriano, Lago Agrio y Balao totaliza una capacidad de 2'132.735 barriles; 462 kilómetros de poliductos, sin contar la longitud del poliducto de Pascuales; el presupuesto para el almacenamiento asciende a 3.942,7 millones de sucres; la ampliación del oleoducto transecuatoriano a 32.500 barriles por día; el mismo que tendrá un costo de 2.160 millones de sucres y estará en funcionamiento para el primer semestre de 1987.

i) En mercadeo, se construirán plantas envasadoras en Ambato, Esmeraldas, Manta, Machala, El Salitral con una capacidad total de 211 TMD (Toneladas Métricas por día) cuya inversión es de 221,7 millones de sucres.

j) Las terminales que se instalarán en Esmeraldas, Manta, Puerto Posorja, Puerto Bolívar y Guayaquil, tienen una capacidad total de almacenamiento mayor a los 8.000 barriles. Esta obra se realizará a un costo de 43 millones de sucres y las estaciones de distribución en San Lorenzo y Machala, tendrán un costo conjunto de 20 millones de sucres.

k) Bajo la modalidad de Consorcios, y para el período 1984-1988, se estipula actividades de exploración, producción y transporte del Consorcio CEPE-TEXACO, CEPE-CITY, adicionalmente AUSTROGAS y contratos de Prestación

de servicios. En estas actividades se preveen perforar 35 pozos; instalar 45 equipos de levantamiento artificial con un costo total de 6.434,5 millones de sucres. El costo de los estudios de Geología y Geofísica a nivel de interpretación y reinterpretación ascienden a 3.045 millones de sucres, costo que incluye la perforación de un pozo.

1) Los costos destinados a oleoducto, para el quinquenio 1984-1988, ascienden a la suma de 308,7 millones de sucres. Para AUSTROGAS, se destinarán 3,3 millones de sucres.

4) Estrategias

- a) Cumplir y fortalecer los trabajos de CEPE en las áreas señaladas.
- b) En los contratos que se celebran con empresas petroleras privadas, establecer cláusulas que obliguen a las mismas, a cumplir las leyes sobre la materia y en general todas las leyes nacionales.
- c) Operar el Consorcio CEPE-TEXACO con el mismo personal que actualmente trabaja para él, para aprovechar la experiencia del personal especializado.
- d) Realizar las acciones tendientes a conseguir la expedición de leyes y reglamentos que le permiten a CEPE operar con el mismo régimen administrativo, económico y legal que regula las operaciones del actual operador del Consorcio.
- e) Mantener en los planes operativos la planificación quinquenal, tanto en lo referente a prospección sísmica como en la exploración de las áreas de la región Amazónica, costa afuera y costa adentro.

- f) Exigir a las nuevas empresas que van a operar en el país, cumplan con el programa exploratorio mínimo, en el menor tiempo posible.
- g) Exigir a las Asociaciones y Consorcios de los que CEPE forma parte, que cumplan con los programas de inversión exploratoria.
- h) Continuar con el desarrollo de los actuales campos en explotación.
- i) Acelerar los programas de recuperación secundaria del Consorcio CEPE-TEXACO para incrementar las reservas del país.
- j) Mantener los pozos petroleros en condiciones que garanticen un adecuado nivel de producción
- k) Iniciar los estudios de recuperación secundaria en los campos de producción de CEPE en la Región Amazónica e implementar dichos programas en los campos de la Península de Santa Elena.
- l) Ampliar la Refinería de Esmeraldas a 90.000 B/D y construir en la Región Amazónica una refinería de 10.000 B/D.
- m) Conformar las Empresas de Economía Mixta en las que participe CEPE con el 30% de capital accionario para la instalación de una planta de Aceites Básicos para lubricantes con una capacidad de 2.300 BPD, ubicada en Esmeraldas.
- n) Conformar Empresas de Economía Mixta con participación de CEPE para las operaciones de

exploración, desarrollo, explotación, transporte e industrialización del gas natural del campo Amistad del Golfo de Guayaquil para la producción de 1.000 TMD de Amoníaco y 1.500 TMD de Urea

ñ) Construir los ductos que abastecerán los terminales de Cuenca, Manta y El Oro y los ductos de la península.

o) Poner en funcionamiento el poliducto Tres Bocas-Pascuales.

p) Ampliar el oleoducto transecuatoriano.

q) Mantener y mejorar los actuales contratos de largo plazo, renovarlos o buscar nuevos clientes, con la debida anticipación.

r) Propender al mantenimiento de precios estables eliminando políticas especulativas cuando los precios se eleven por causas coyunturales y manteniendo las recomendaciones de precios de la OPEP.

s) Trabajar coordinadamente con el INE e INECEL para desarrollar un programa de ahorro y energía.

t) Importar los volúmenes necesarios de derivados en forma oportuna, segura, a precios más adecuados, firmando contratos a largo plazo que garanticen este abastecimiento y eviten situaciones emergentes.

c. La leña

La participación de la leña dentro del sistema energético es de gran importancia, a pesar del proceso de sustitución

ción por otras fuentes más eficientes como el G.L.P., Kérex, etc; manifestado en los últimos años.

Según estudios realizados por el INE, PRONAF y la FAO, se estima que más del 75% de la población rural, utiliza leña para la cocción de los alimentos con un promedio per-cápica de 2.1 Kg/día; esto significa, que para 1982, como para dar un dato de referencia, se requirió el equivalente a 250.000 Hct. de bosques para satisfacer la demanda de leña; esta cantidad, podría ser no significativa si se considera que en el país se talan de 250.000 a 300.000 Hct./año, debido principalmente a la expansión de la frontera agrícola y al proceso de la explotación petrolera. Sin embargo, este alto ritmo de deforestación limita la posibilidad de un adecuado abastecimiento del recurso leña y origina el consecuente desequilibrio ecológico.

En este aspecto, se debe destacar que, en la mayor parte de las regiones de la Sierra y de la Costa, donde se concentra más del 96% de la población, los bosques son pobres y escasos, por lo tanto, las posibilidades de suministro son cada vez más limitadas.

d. Otras energías

Es necesario resaltar, que la oferta de energía además está constituida por otros energéticos como:

- El CARBON VEGETAL, tiene su origen en extensos bosques que cubrían parte de la superficie del planeta hace millones de años.

Debido a los cataclismos geológicos que se sucedieron a lo largo de las etapas de formación y reajuste de la Tierra, muchos de aquellos bosques quedaron enterrados bajo enormes masas de arenas y rocas. La presión de estas masas, actuando durante millones de años, fue transformando la madera de aquellos bos-

ques en carbón.

Algunas formas de biomasa como el carbón vegetal, utilizado en el sector residencial, en restaurante y para la exportación - (durante algún tiempo se exportó birquetas de carbón obtenidas de los manglares de las provincias de El Oro y Guayas, provocando su destrucción).

Actualmente, organismos de investigación y desarrollo rural, - están utilizando la biomasa (animal y vegetal) para la producción de gas (biogas) con fines domésticos y agropecuarios. Finalmente, existe una gran cantidad de energía proveniente de - la fuerza del hombre y de la tracción animal que se utiliza de manera particular en la mayoría de las zonas rurales del país para cumplir con las necesidades cotidianas de transporte de - carga y la labranza del suelo.

- El CARBON MINERAL, explotado artesanalmente y utilizado principalmente en las provincias australes de Cañar y Azuay.

- Otra de las fuentes energéticas constituyen la solar, utilizada a través del tiempo en forma rudimentaria en varios procesos físicos (Ejm: en secado de productos agrícolas). En los últimos años, ha sido interés particular del Instituto Nacional de Energía, la adaptación y el desarrollo de tecnología de aprovechamiento de esta fuente de energía a través de la investigación y realización de programas piloto a nivel nacional.

C A P I T U L O

I I

CAPITULO II

PERSPECTIVAS ENERGETICAS

A. ESCENARIOS DE DESARROLLO SOCIO-ECONOMICO

El consumo de energía está directamente relacionado al desarrollo socio-económico de un país. Por eso, se tiene que estimar las perspectivas del crecimiento de la economía de sus varios sectores para tener una base sobre la que se pueda proyectar la demanda futura de energía. Además se necesita realizar suposiciones sobre posibles cambios estructurales de tipo económico y social.

Para el período de proyección, el CONADE señala un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) entre el 2.5% y el 6% anual. En un estudio realizado dentro del Plan Maestro de Energía elaborado por el Instituto Nacional de Energía (INE), se analiza más en detalle las posibilidades y condiciones del crecimiento de la economía. Este estudio considera:

- Un modelo de crecimiento fundamental basado en las exportaciones, sobre todo sustentado por la de petróleo y que refleja principalmente el desarrollo del pasado, denominado de "DESARROLLO HACIA AFUERA": y
- Un modelo en que suponen que son factores internos los que determinan el crecimiento del PIB (ahorro interno, inversiones, productividad de los factores) denominado de "DESARROLLO HACIA ADENTRO". (Cuadro # 4).

Para el modelo I se dispone de correlaciones del pasado y de algunos parámetros del futuro, siendo la exportación de petróleo el más importante factor en este concepto.

Se escogió tres conjuntos de explotación de petróleo/consumo in

terno de petróleo, como escenarios 1,2 y 4. El escenario 1, se basa en proyecciones de producción de petróleo realizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, mientras que el 2 prevé el crecimiento anual de la explotación en un 5%; finalmente, el escenario 4, se basa en cifras de CEPE.

La elasticidad de consumo interno de petróleo ha sido estimada como se indica:

Alta: (2.3, en el escenario 1 igual crecimiento del pasado);
Moderada: (0.4, escenario 4); y
Muy Baja: (0.2, escenario 2).

Para el modelo II, se ha escogido los escenarios con 5% y 4% de crecimiento anual los mismos que requieren grandes esfuerzos de desarrollo interno a más de la contribución de petróleo.

Cabe indicar, que el consumo interno de petróleo se ha considerado como parámetro en el modelo macro-económico (el mismo que afecta directamente al excedente exportable de petróleo). El consumo definitivo se calcula en base a la modelización de la demanda. Resultados más bajos del consumo interno de derivados producen un crecimiento más alto del PIB por mayores exportaciones de petróleo, y consecuentemente un consumo interno más alto de energía. Para llegar al crecimiento "efectivo" del consumo interno, se necesitará ampliar los cálculos de interacción.

1. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGIA

a. Parámetro para las proyecciones

Respecto a las posibilidades del desarrollo del consumo específico de energía, se ha establecido dos campos energéticos de los siguientes tipos:

- "Mantenimiento Específico": a el mantenimiento del consumo es

pecífico de energía (consumo de energía por unidad de valor agregado (VA) útil requerida) y los patrones y comportamiento en el uso de los energéticos; se consideró solo ligeros cambios a producirse por la agregación de equipos modernos y energéticamente más eficientes en el futuro; y,

- "Conservación y Sustitución": b considerando una política estricta de conservación de energía, sobre todo en los sectores de mayor consumo (transporte e industria) y posibles sustituciones de derivados de petróleo por electricidad y gas natural (en residencial, transporte e industria) y electricidad por energía solar.

Un esquema de las principales políticas asumidas respecto a la demanda se muestra en el Cuadro # 5.

Las suposiciones más importantes para las alternativas, conservación/sustitución, son las siguientes:

1) Sector Residencial

- Penetración acelerada de electricidad para cocción en hogares urbanos de la clase alta y media;
- Crecimiento menor de la penetración de G.L.P. para cocción en las clases media y baja en favor de la leña, kérex y gasolina.
- Un mayor número de hogares electrificados; el porcentaje global de electrificación llegará del 62% en el año base de 1984 a 73% en el año 1995.

2) Sector Industrial

- Potencial de ahorro de combustible, entre el 20-25% hasta el año 1995.

-Crecimiento del consumo específico de electricidad entre el 20-30% hasta 1995.

-Sustitución de derivados de petróleo por gas natural hasta un 25% de su consumo.

3) Sector Transporte

- Reducción del consumo promedio en un 30% y del ki lometraje en 15%, en vehículos privados livianos hasta 1995; la elasticidad de la tasa de motorización (habitantes/vehículo) al PIB/cápita, se mantiene igual al desarrollo - histórico (esto significa una baja de crecimiento del PIB total hasta en 50% de las tasas observadas en los últimos años);

- Para el transporte colectivo se prevé un crecimen to de la capacidad promedio por unidad en un 25% y un decrecimiento del factor de ocupación de 100% actual a 80% en 1995, debido a un crecimiento de la capacidad más alta relativa al crecimiento de la demanda, como prerequisite para hacer este medio más atractivo hacia la restitución paulatina del - transporte individual. La proporción de vehículos a diesel en el parque total, se triplicará hasta llegar a 74% en el año de 1995;

- En el transporte de carga terrestre está previsto un aumento del factor de carga promedio por vehículo en 7% hasta 1995. La proporción de vehículos a diesel, de be crecer de 32% en 1982 a 79% en 1995;

- Para el ferrocarril se ha previsto una recupera - ción, de manera que este sistema podrá ser utilizado por un 2% del tráfico público y de carga total en 1995 - (tráfico mínimo según estudios del MOP); además, se incluyó en el sistema de ferrocarril un 10% del transporte público de Qui-

to y Guayaquil, este último podría efectuarse en el futuro, a través de sistemas de transporte electrificado.

- El consumo de combustibles del transporte marítimo depende principalmente de las relaciones nacionales e internacionales respecto a los energéticos; elevaciones de precios para las compañías nacionales, supuestamente reduciría el abastecimiento específico de combustibles a 50% del volumen actual, que todavía sería 20 veces menor al volumen que toman las compañías extranjeras. Para el transporte aéreo internacional, se asume un desarrollo similar al anterior.

Estas suposiciones sobre la elasticidad de los precios en el transporte internacional tienen un alto grado de incertidumbre, por la importante participación que tiene este sector en el consumo total de energía.

4) Sector Terciario

- La penetración de electricidad para usos térmicos, podría llegar a un 20%, sustituyendo el uso actual de kérex, diesel y gas licuado.

- El rendimiento de los combustibles clásicos utilizados en este sector (diesel, kérex, residuo, gas licuado) se mejorará hasta 1995 en 15%.

- El alumbrado público tendría para ambos campos energéticos el mismo crecimiento y está más relacionado al crecimiento del PIB.

5) Sector Agropecuario y Pesca

No se toman en cuenta cambios del consumo específico de este sector.

6) Otros

Mientras en el campo energético (a) se supone que, - debido al nivel relativamente bajo de los precios de combusti - bles, hasta 1995 se mantendrá el mismo nivel absoluto de contra - bando. En el campo energético (b) se presume que un diferen - cial de precios, mucho más bajo entre el de Ecuador y el de los países vecinos, provocará una reducción por lo menos a 50% de - la cantidad de contrabando estimada para 1982.

b. Análisis de las Proyecciones

El desarrollo de la demanda energética entre 1982 y 1995 para los dos campos macro-económicos principales: el 3 (4% anual de crecimiento del PIB) y el 4 (1% anual de crecimiento - del PIB), se muestra desde los cuadros # 6 al # 13, cada uno ba - jo los campos energéticos a y b.

Se consideró estos escenarios para los análisis más detallados por las siguientes razones:

- Se puede mostrar las consecuencias de los campos de crecimien - to promedio macro-económicos relativamente bajo y relativamen - te alto;
- Uno de los escenarios (3), está basado en el modelo de creci - miento "hacia adentro", que es menos optimista que el escena - rio (2), respecto al alcance de ciertos parámetros; el otro (4) está basado en el modelo "hacia afuera" que se considera más - realista que los escenarios (1) y (2) por las suposiciones res - pecto a la producción de petróleo y el consumo interno;
- Se quiere presentar para varios escenarios, los efectos de una política frente a la demanda; a este efecto, se han realizado cálculos sólo para los escenarios (3) y (4), puesto que los es - cenarios (1) y (2), ya tienen como condición, crecimientos esta

blecidos en el consumo interno del energético más importante el petróleo.

En resumen, los principales resultados obtenidos, son los siguientes:

1) Energía final por productos energéticos

El crecimiento del consumo de electricidad sobrepasa, en todos los casos, considerablemente el crecimiento del PIB (la elasticidad es entre el 1.8 y 2.9).

Los derivados de petróleo se incrementan con un ritmo cercano al crecimiento del PIB en la alternativa MANTENIMIENTO ESPECIFICO, mientras que en la alternativa CONSERVACION/SUSTITUCION solo crecen con una elasticidad de 0.3 al PIB, hasta alcanzar un crecimiento negativo en el escenario (4); esto significa un potencial de ahorro entre 24% y 30% en el año 1995.

El gas licuado, continúa con un ritmo de crecimiento relativamente alto, aunque no igual al de los años anteriores, por la posible saturación del mercado; en el campo b este energético crece menos debido a las elevaciones de precios asumida.

La leña, tiene tendencia a la baja si se mantienen los precios de los combustibles competitivos (gas licuado, kérex, gasolina regular); o puede crecer en un 14% hasta 1995 con la elevación de los precios de los combustibles comerciales asumida en el campo (b).

Para el bagazo, cuya producción y consumo depende directamente de la producción nacional de caña de azúcar, se previó en el campo (b), un potencial de conservación de hasta el 40% (no es asumido este ahorro como una alternativa energética futura).

Como fuentes nuevas de energía en la alternativa b se ha introdu

cido el gas natural, que va a sustituir un 16% de la energía convencional de la industria (entre 3 y 4% de la energía total) y la energía solar para el calentamiento de aguas en el sector residencial; que representaría el 1% de la energía en ese sector (Cuadros # 6 y 7).

2) Energía Final por sectores

La industria, la agricultura y la pesca, son los sectores de mayor crecimiento del consumo energético, por ser a su vez, los de mayor crecimiento económico asumido. Para la agricultura y pesca, se ha considerado un crecimiento independiente del PIB y por eso crece desproporcionadamente en el escenario económico bajo.

El sector transporte por estar altamente relacionado a los sectores de la industria y a la agricultura, tiene un crecimiento energético relativamente alto.

El sector residencial, donde el consumo energético está estrechamente relacionado al crecimiento y a la estructura de la población, tiene el mismo crecimiento del consumo energético en los dos escenarios. Comparado con los otros sectores, donde el consumo energético en el escenario "Conservación/Sustitución" es más bajo, en el residencial se produce un incremento, debido a la alta utilización de leña para cocción de alimentos, la misma que tiene una eficiencia de combustión mucho más baja que las energías comerciales.

El rubro otros, que representa en su mayor parte el contrabando, no ha sido cambiado en su valor absoluto para el caso del campo a, sin embargo, decrece de 8% a 5% en términos relativos de energía total; en el caso b se asume una reducción del volumen, a la mitad.

Para los sectores de mayor consumo energético (industria, trans

porte) entre los dos escenarios energéticos se identifica un potencial de conservación de 15% y 20% para el año 1995. (cuadros # 8 y 9)

3) Energía comercial

Considerando solo la energía comercial, sin leña, bagazo, y energía solar (cuadros 10 y 11), en el escenario 3 los datos de crecimiento son diferentes: para el sector residencial la diferencia entre los campos a y b es mínima; y la participación de la industria del sector residencial en la energía total decrece significativamente.

Respecto a los productos petroleros y a los derivados de petróleo, como se indica en los cuadros 12 all5, incluyendo el consumo final y el consumo intermedio se observan las siguientes tendencias:

- Un crecimiento muy bajo comparado al crecimiento del PIB en la alternativa a.
- Un crecimiento negativo en la alternativa CONSERVACION-SUSTITUCION.

2. PROYECCIONES DE LA OFERTA DE ENERGIA

a. Proyectos y Capacidades

El nivel de información disponible sobre los recursos energéticos del país y las capacidades en extracción y transformación, incluyendo los respectivos costos de producción en el futuro se presenta de manera heterogénea. Los datos que se obtienen normalmente sobre las energías comerciales tradicionales tales como: hidrocarburos y electricidad son bastante confiables. En la fase de producción de petróleo no se dispone de información suficientemente confiable sobre los costos de extracción - en el futuro, ni tampoco la relación entre inversiones en explora

ción e incremento de reservas.

b. Perspectivas de producción de petróleo

El volumen de explotación de petróleo previsto para los próximos años, se lo ha podido determinar en base de una política de explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y al volumen de reservas conocidas al 31 de diciembre de 1984 de los campos del Consorcio CEPE-TEXACO, CEPE y CEPE-CITY.

La proyección de la producción, se basa únicamente en la información de reservas de los campos petroleros del nororiente para la fecha que se señala:

RESERVAS PROBADAS: 1.130'356.442 barriles 2/
RESERVAS PROBABLES: 632'772.616 barriles 3/

En las cifras de las reservas probables se incluye el volumen de petróleo que pueden obtenerse de la recuperación secundaria de los campos Sacha y Shushufindi. Lo anterior se desglosa a continuación:

RESERVAS PROBADAS HIDROCARBURIFERAS

al 31 de diciembre de 1984

CAMPOS EN EXPLOTACION

CONSORCIO CEPE-TEXACO:

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|----------------------|---------------------------|
| Auca | 71'425.467 |
| Lago Agrio | 56'448.614 |
| Sacha | 285'586.863 |
| Shushufindi-Aguarico | 430'438.706 |
| Parahuacu | 6'083.260 |
| Atacapi | 9'233.578 |
| Yuca-Yuca Sur | 17'589.232 |
| Yulebra | 751.929 |
| Culebra | 1'114.119 |
| Auca Sur | 3'878.379 |

2/ Dirección Nacional de Hidrocarburos
3/ Consorcio CEPE-TEXACO.

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|-------------------|---------------------------|
| Cononaco | 58'068.550 |
| Rumiyacu | 1'044.031 |
| Dureno | 522.189 |
| TOTAL CEPE-TEXACO | <u>942'184.917</u> |

CEPE;

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|--------------|---------------------------|
| Libertador | 79'704.209 |
| Charapa | 3'003.279 |
| Tetete | 7'719.615 |
| Cuyabeno | 32'046.815 |
| Sansahuari | 17'481.025 |
| Bermejo Sur | 35'776.921 |
| TOTAL CEPE | <u>175'731.864</u> |

CEPE-CITY

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|-----------------|---------------------------|
| Fanny-18B | 3'859.775 |
| Tarapoa | 715.611 |
| Mariann | 7'620.694 |
| Joan | 243.581 |
| TOTAL CEPE-CITY | <u>12'439.661</u> |

GRAN TOTAL DE RESERVAS PROBADAS: 1.130'356.442 barriles.

RESERVAS PROBABLES HIDROCARBURIFERAS

al 31 de diciembre de 1984

CAMPOS EN EXPLOTACION

| <u>CORSORCIO CEPE-TEXACO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|------------------------------|---------------------------|
| Auca | 5'470.000 |
| Lago Agrio | --- |
| Sacha | 152'519.000 |
| Shushufindi-Aguarico | 300'000.000 |
| Parahuacu | 2'354.000 |
| Atacapi | --- |
| Yuca-Yuca Sur | 5'644.000 |
| Yulebra | 1'585.000 |
| Culebra | 6'323.000 |
| Auca Sur | --- |
| Cononaco | 102'753.000 |
| Dureno | 15'984.000 |
| TOTAL CEPE-TEXACO | <u>592'984.000</u> |

CEPE

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|--------------|---------------------------|
| Libertador | 28'704.616 |
| Charapa | 1'068.000 |
| Tetete | 21.000 |
| Cuyabeno | 3'293.000 |
| Sansahuari | --- |
| Bermejo Sur | 4'363.000 |
| TOTAL CEPE | <u>37'449.616</u> |

CEPE-CITY

| <u>CAMPO</u> | <u>VOLUMEN (barriles)</u> |
|---------------------|---------------------------|
| Fanny-18B | --- |
| Tarapoa | --- |
| Mariann | 2'691.000 |
| Joan | --- |
| TOTAL CEPE-CITY | <u>2'691.000</u> |

GRAN TOTAL DE RESERVAS PROBABLES: 632'772.616 barriles

Las reservas probadas y probables en los campos sin explotación de los campos del Consorcio CEPE-TEXACO y CEPE se muestran en el cuadro #16.

La proyección de Producción de petróleo para el período 1985 - 1995 de las Compañías CEPE-TEXACO, CEPE-CITY, CEPE (Oriente) y CEPE (Península) se muestra en el cuadro # 17.

Así mismo la proyección de producción de petróleo total anual - del país para el período 1985-1995, es expuesto a continuación:

PRODUCCION DE PETROLEO
Barriles / año

| <u>AÑO</u> | <u>PRODUCCIÓN</u> |
|------------|-------------------|
| 1985 | 103'857.100 |
| 1986 | 110'700.850 |
| 1987 | 111'365.515 |
| 1988 | 110'277.450 |
| 1989 | 111'912.650 |
| 1990 | 106'163.900 |
| 1991 | 89'574.650 |
| 1992 | 75'567.775 |
| 1993 | 75'702.825 |
| 1994 | 55'385.100 |
| 1995 | 48.953.350 |

De acuerdo al cuadro estadístico de "Producción de Petróleo" - que antecede, la producción futura del petróleo presenta una tendencia ascendente hasta el año 1989; año, en que alcanzaría un valor máximo de 111'912.850 barriles, equivalente a una producción promedio de 306.610 barriles por día; fenómeno que se debe principalmente, a la incorporación de nuevos campos de CEPE a la producción nacional, así como también, a los volúmenes de - crudo recuperados de los proyectos de inyección de agua de los campos SACHA y SHUSHUFINDI, pertenecientes al Consorcio CEPE-TEXACO.

A partir del año 1990, la producción decrecerá gradualmente hasta el año 1995 como producto de la declinación de producción de los campos y al consumo gradual de las reservas probadas y probables del País. Este análisis se realiza sin considerar las posibles reservas que puedan encontrarse en los nuevos campos - que han sido adjudicados a las compañías petroleras para su exploración.

De encontrarse reservas halagadoras en estos campos, el panorama hidrocarburífero del país se enrumbaría hacia nuevos horizontes.

c. Perspectivas de Producción de Gas Natural Asociado

Dentro del sistema de explotación de petróleo; la producción del gas natural asociado, constituye un aspecto muy importante por lo que se lo ha considerado dentro de la planificación energética. Relacionando la producción de petróleo con la de gas asociado, manifestada durante los últimos años, se ha podido determinar la producción futura del gas natural asociado.

PRODUCCION Y APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

| <u>AÑO</u> | <u>PRODUCCION (MMPC) *</u> |
|------------|----------------------------|
| 1985 | 19.200 |
| 1986 | 19.400 |
| 1987 | 20.200 |
| 1988 | 20.100 |
| 1989 | 20.300 |
| 1990 | 17.400 |
| 1991 | 16.800 |
| 1992 | 16.300 |
| 1993 | 15.700 |
| 1994 | 14.600 |
| 1995 | 13.300 |

* MMPC: Millones de Pies Cúbicos.

En este aspecto se debe destacar que en 1983, solo el 11% de la producción de gas Oriente se utilizó como carga en la planta de gas de Shushufindi.

Para 1984, prácticamente se duplicó su capacidad de producción al entregar 621.258 barriles de gas, mientras que para 1983 fue de 329.258 barriles, lo que determinó una mayor utilización de su capacidad instalada, como consecuencia del mejor aprovechamiento del gas natural asociado que sirve de carga.

La planta de gas de Shushufindi fue diseñada para operar con caudales máximo y mínimo de 30 a 15 millones diarios de pies cúbicos de gas asociado. La capacidad nominal de procesamiento es de 25 millones de gas asociado por día y 275 metros cúbicos al día de licuables, para una producción de 320 toneladas métricas diarias de gas licuado de petróleo y 120 toneladas métricas diarias de gasolina natural.

Existen varios obstáculos que impiden el aprovechamiento total del gas asociado de la región amazónica:

- Lejanía entre los campos productores de gas y los centros de consumo masivo de energía.
- Falta de infraestructura adecuada en la región amazónica.
- Poca colonización y escasa población, lo cual limita considerablemente la demanda de gas para uso interno de la región amazónica.
- Falta de tecnología propia en el área de gas y alto costo de equipos importados, lo que reduce la rentabilidad de los proyectos.
- Falta de experiencia nacional en la utilización de gas para pequeño y mediano consumo en diversas industrias.
- Planificación lenta e insuficiente coordinación entre las instituciones gubernamentales y las de cooperación con empresas privadas.

En la nueva generación de pozos a perforarse, la producción de gas asociado se incrementará significativamente y por lo tanto es necesario desarrollar un mejor sistema de utilización, recordando, que el gas es un energético no renovable.

La disponibilidad de gas para la planta de gas de Shushufindi - está supeditada al sostenimiento de la producción de petróleo por parte de CEPE-TEXACO.

Entre 1973 y 1983 se quemó el 89% de la producción de gas; en 1983 se redujo esta cifra al 66%; y para el período de 1989- - 1990 se estima generar el 42% de la producción total.

Para mejorar el aprovechamiento del gas asociado, el Instituto Nacional de Energía recomienda:

- Desarrollar proyectos de gas asociado en los campos de Atacapí, Auca, Bermejo, Cuyabeno, Dureno, Lago Agrio (estación - centro y norte) y Sacha que presentan significativas reservas y producción de gas asociado.
- Realizar estudios técnico-económicos para determinar la factibilidad de emplear gas de los otros campos, lo que produce cantidades limitadas de gas y contiene el 7.1% de las reservas probadas remanentes.
- Considerar la utilización de gas por parte de INECEL para generación eléctrica en los equipos instalados en SACHA, SHU - SHUFINDI Y LAGO AGRIO, que actualmente consumen diesel y en el proyecto de producción eléctrica centralizada para el Norte de la provincia del Napo con posible ubicación en Lago Agrio y - Shushufindi.
- Planificar mediante el INCRAE la utilización de gas disponible cerca de los centros poblados Lago Agrio, Shushufindi, - Dureno, La Joya de los Sachas y otros.
- Acelerar la realización del programa de optimización de la - planta de gas de Shushufindi, lo que permitiría disminuir - los subsidios a la importación de gas licuado de petróleo.
- Incluir en el programa existente de optimización de la planta de gas de Shushufindi medidas adicionales relacionadas - con la racionalización del esquema del consumo del gas asociado en el campo, por parte del Consorcio CEPE-TEXACO y de CEPE; optimización de las tasas de producción petrolera, a fin de extraer la máxima cantidad de petróleo y gas durante la vida del campo; mejoramiento del sistema de captación de gas y licuables

tendiente al aprovechamiento completo del gas disponible en el campo; e incremento de la productividad en la planta de gas de Shushufindi.

- Reemplazar el diesel por gas, donde sea posible, en base a una auditoría de los equipos que consumen diesel y que serían susceptibles a este cambio.

Existen tres formas básicas de aprovechar el gas asociado: como materia prima, combustible y para levantamiento de petróleo, - mediante el sistema de gas lift.

Para el uso de materia prima, se aplica el concepto de tamaño económico mínimo del equipo. Las plantas petroquímicas deben tener un cierto tamaño mínimo a fin de que el precio del producto no sea excesivamente elevado, en comparación con los pre cios de otros abastecedores.

Como combustible se considera que un proyecto de utilización - de gas asociado, es rentable, si el costo del gas en sitio es inferior al costo del hidrocarburo líquido (diesel) también en sitio. La utilización del gas asociado para levantamiento de petróleo (gas-lift), debe resultar de un estudio técnico-econó mico que también tome en consideración la rentabilidad para la economía nacional del uso de este gas como combustible o como materia prima para la industria petroquímica.

Los criterios técnicos para el aprovechamiento del gas asociado son los siguientes: reservas de gas, tiempo de explotación del petróleo y producción diaria del campo, confiable en base a la estabilidad del suministro del gas; la composición química del gas cuya estabilidad depende de la naturaleza del yacimiento; equipos a doble combustible.

El país actualmente importa grandes cantidades de G.L.P. a al-

tos costos para satisfacer la demanda interna; y, finalmente - el alto valor que el gas natural tiene como materia prima en - varios procesos industriales.

Los diez más grandes campos en la Amazonía tienen el 92% de las reservas remanentes:

RESERVAS DE GAS ASOCIADO

| CAMPOS | MILLONES DE PIES CUBICOS (MMSCFT) | PORCENTAJE % |
|------------------|--------------------------------------|-----------------|
| Shushufindi | 92.432 | 47.37 |
| Sacha | 30.491 | 15.63 |
| Secoya-Shushuqui | 18.545 | 9.50 |
| Lago Agrio | 8.971 | 4.60 |
| Shuara | 7.887 | 4.04 |
| Bermejo Sur | 6.739 | 3.45 |
| Cuyabeno | 5.160 | 2.65 |
| Auca | 3.497 | 1.79 |
| Atacapi | 3.426 | 1.76 |
| Pichincha | 2.680 | 1.37 |
| TOTAL | 179.828 | 92.16 |
| TOTAL AMAZONIA | 195.122 | 100.00 |

DISTRIBUCION DE RESERVAS REMANENTES DE GAS ASOCIADO

| COMPAÑIAS | MILLONES DE PIES CUBICOS (MMSCFT) | PORCENTAJE |
|-------------|--------------------------------------|------------|
| CEPE-TEXACO | 144.923 | 74.3 |
| CEPE-CITY | 1.892 | 1.0 |
| CEPE | 48.307 | 24.7 |
| TOTAL | 195.122 | 100.0 |

RESERVAS INICIALES DE GAS ASOCIADO

| COMPAÑIAS | MILLONES DE PIES CUBICOS (MMSCFT) | PORCENTAJE |
|-------------|--------------------------------------|------------|
| CEPE-TEXACO | 273.533 | 83.53 |
| CEPE-CITY | 2.909 | 0.89 |
| CEPE | 51.009 | 15.58 |
| TOTAL | 327.451 | 100.00 |

d. Perspectivas de derivados de petróleo

La oferta derivada de petróleo, dependerá fundamentalmente de las posibilidades del país para producir este tipo de energéticos, a fin de reducir o eliminar el nivel actual de importaciones que se producen por una falta de adecuación y de capacidad de las refinerías existentes en el país para satisfacer la demanda interna.

* En octubre de 1983, el Gobierno Nacional, pone en vigencia el Plan Nacional de Industrialización, en el cual la ampliación de la capacidad de refinación constituye el objetivo más importante.

En las cifras que se muestran a continuación se puede apreciar las capacidades de operación de las diferentes refinerías, tan

to de las existentes como las proyectadas.

EVOLUCION DE LA CAPACIDAD DE REFINACION 1982-1985

| REFINERIA | CAPACIDAD NOMINAL (BPDC) | INCORPORACION AÑO (BPDC) | CAPC. | CAPACIDAD NOMINAL (BPDC) |
|-------------|--------------------------------|-----------------------------|-------|--------------------------------|
| REPETROL | 6.600 | 6.600 exist. | | 6.600 |
| ANGLO | 30.160 | 30.160 " | | 36.760 |
| LAGO AGRIO | 1.000 | 920 " | | 37.680 |
| ESMERALDAS | 55.600 | 46.260 1984 | | 83.940 |
| | | 4.670 1985 | | 88.610 |
| | | 4.670 1986 | | 93.280 |
| AMAZONAS | 10.000 | 9.300 1986 | | 102.580 |
| AMP.REF. DE | | 17.200 1987 | | 119.780 |
| ESMERALDAS | 90.000 | 17.200 1988 | | 136.980 |
| ATAHUALPA* | 75.000 | 75.000 1990 | | 211.980 |

* Si es que el Gobierno decide continuar con este proyecto.

Según este plan y dentro del plan quinquenal de CEPE (1984-1988) estos proyectos son los siguientes: Cuadro # 18.

- REFINERIA AMAZONAS. En la Región Amazónica, junto a la planta de gas de Shushufindi se levantará una refinería que procesará 10.000 barriles de crudo por día de operación y su objetivo será abastecer en forma oportuna y eficiente la demanda de esta zona. Esta planta estará conformada por una unidad de destilación atmosférica y producirá gasolinas G.L.P., diesel, Kerosene, jet fuel y residuo.

El residuo obtenido, será inyectado al Oleoducto Transecuatoriano; se estima que esta planta estará en funcionamiento para el final del segundo semestre del año 1986.

- OPTIMIZACION DE LA PLANTA DE GAS DE SHUSHUFINDI. Este proyecto consiste en obtener de la planta la máxima producción de gasolina natural y G.L.P., es decir tratar de trabajar a la capacidad máxima de la planta que es de 25 MMPCD. En 1984, se duplicó en producción al entrega 621.575 barriles de gas.

- AMPLIACION DE LA REFINERIA DE ESMERALDAS

La ampliación de la capacidad de esta planta de 55.600 a 90.000 barriles por día; se prevé entrará en operación a partir del segundo semestre del año 1987. Con esto el País ahorrará 86 millones de dólares por concepto de importación de derivados.

El contrato de ampliación de la refinería suscrito por CEPE y el consorcio SUMITOMO-CHIYODA, contempla todas las actividades de ingeniería de detalle, adquisición de equipos y materiales de construcción de obras civiles y montaje de las siguientes unidades de proceso y servicios auxiliares:

- . Modificación y ampliación de la unidad de destilación atmosférica de 55.615 a 90.615 B/D.
- . Modificación de la Unidad de Destilación al Vacío.
- . Nueva unidad de destilación al vacío de 14.500 B/D.
- . Modificación de la unidad de viscoreducción.
- . Nueva unidad de Viscoreducción de 12.600 B/D.
- . Ampliación de la unidad de concentración de gases para procesar todos los gases de la unidad FCC ampliada.
- . Ampliación de la unidad de CRACKING CATALICO fluido de 12.600 a 16.000 B/D.
- . Ampliación de la unidad MEROX de gasolina de 9.000 a 11.000 barriles.
- . Modificación y ampliación de la unidad MEROX de gas licuado de petróleo de 2.200 a 5.522 barriles.
- . Modificación de la unidad de separación C3/C4.
- . Nueva unidad de tratamiento de jet-fuel de 15.000 B/D.

- . Una unidad de tratamiento de gas combustible para el gas.
- . Una unidad de despojamiento de aguas amargas.
- . Ampliación de los servicios auxiliares (agua, vapor, energía eléctrica, aire y combustible).
- . Ampliación de la capacidad de almacenamiento de crudo y productos.
- . Interconexión entre las instalaciones nuevas y existentes.

La producción y despacho de derivados de petróleo de la Refinería de Esmeraldas, en el primer trimestre del año 1986, se muestra a continuación:

DERIVADOS DEL PETROLEO PRODUCIDOS/DESPACHADOS. PRIMER TRIMESTRE 1986.

| <u>PRODUCTO</u> | <u>% DEMANDA NAC.</u> | <u>PRODUCCION BARRILES</u> |
|-----------------|-----------------------|----------------------------|
| G.L.P. | 36 | 206.476,5 |
| GASOLINA SUPER | 100 | 147.486,4 |
| GASOLINA EXTRA | 60 | 1'352.294,3 |
| KEROSENE | 58 | 304.710,0 |
| JET FUEL | 66 | 186.500,7 |
| DIESEL | 55 | 906.746,4 |
| FUEL OIL | 91 | 1'648.259,7 |
| ASFALTOS | 100 | 132.733,0 |

Con estos volúmenes, en promedio en el mismo período se ha podido satisfacer la demanda del país en aproximadamente un 8% más que el año anterior; en tanto que la utilización de la capacidad instalada se encuentra en un promedio del 95%; y el índice de productividad de diseño de la refinería es de 0.99 y para el período de referencia ha fluctuado entre 0.99 y 1.00.

-PLANTA DE ACEITES BASICOS

En 1984, CEPE aprobó las bases y estatutos para la conformación de la empresa mixta que ejecutará el proyecto. El regl-

mento respectivo se expidió el 18 de mayo de 1984, mediante decreto ejecutivo. Para 1985, se iniciará el estudio de la ingeniería básica y la terminación de los mismos.

Para finales de 1986, la ejecución de la Ingeniería de detalle y construcción, y para la finalización del quinquenio 1984-1988 la planta estará en proceso de construcción.

- PRODUCCION DE ASFALTOS (OPTIMIZACION DE LA REFINERIA DE ESMERALDAS). CEPE realizó varias actividades para rehabilitar - la unidad de asfaltos de la Refinería Estatal de Esmeraldas: Construcción del sistema de cargo provisional, reposición de equipos faltantes y pruebas sobre tipos de rangos de productos a obtenerse con resultados positivos. Se espera que esta unidad entre en funcionamiento a mediados del año 1986.

- PROYECTOS PETROQUIMICOS PARA EL MERCADO NACIONAL. Teniendo como base el mercado nacional, CEPE, realizó estudios de prefectabilidad como: producción de aromáticos, poliestireno y anhídrido ftálico, cubriéndose los tópicos correspondientes a mercado, tamaño y localización, ingeniería, costos de producción y rentabilidad de la operación. Igualmente, en los proyectos negro de humo, metanol y M-hexano. Se actualizó el estudio de prefectabilidad de los aromáticos B.T.X.

- REFINERIA ATAHUALPA. En el año 1984, CEPE suscribió el contrato para la ejecución de la ingeniería básica de las obras complementarias, realizándose los siguientes trabajos: estudio de suelos en el terminal gasero de El Salitral, levantamiento topográfico para el tramo comprendido entre la estación de bombeo de Anglo y el sitio de Crucita; estudios geológicos y geotécnicos en el área de Atahualpa.

De acuerdo a las últimas decisiones gubernamentales, este proyecto ha sido paralizado.

- EXPLOTACIÓN CAMPO AMISTAD-FERTILIZANTES. Con el propósito de industrializar el gas del Campo Amistad, CEPE, inició las actividades previas para conformar la compañía de economía mixta, tales como la elaboración de bases y documentos para la respectiva licitación.

Bajo el asesoramiento de la Cía. Braspetro, se determinaron las bases técnicas para los trabajos de geoquímica y geología e ingeniería de perforación.

- PLANTA DE PROPILENO. Están listas las bases para la licitación encaminada a la formación de una Cía. Mixta. CEPE prepara la documentación necesaria para la licitación internacional, así como el análisis de diferentes alternativas tecnológicas de producción de polipropileno.

* TRANSPORTE Y DISTRIBUCION.

Para el transporte y distribución de derivados, el país a través de CEPE cuenta con la infraestructura básica que permite un suministro oportuno de los derivados del petróleo hasta los centros de consumo; al respecto, dispone de un sistema de poliductos:

Durán - Quito y,
Esmeraldas - Quito; y de auto-tanques.

Sin embargo, para los próximos años, cuando el consumo interno de derivados del petróleo incrementa en el país, obligará a CEPE entrar más activamente en el transporte y distribución con el manejo cada vez mayor del sistema.

Con el Plan Nacional de Transporte y Almacenamiento para estos

productos, que cubre el período 1983-2000, CEPE dispone de los lineamientos para la programación de obras, constantes en el - Plan Quinquenal 1984-1988; la distribución a largas distancias se asegurará con una red de poliductos y la regularidad del su ministro se garantizará con almacenamientos en los terminales, a fin de asegurar de manera estratégica un abastecimiento regular al país.

El Plan Quinquenal prevé concluir hasta 1986 los siguientes proyectos:

- . El Puerto marítimo Tres Bocas, el poliducto Libertad-Guayaquil (Península) y las instalaciones del terminal.
- . El terminal de Manta y su Poliducto.
- . El terminal de Cuenca y su Poliducto.
- . El terminal de Machala y su Poliducto.

Con esto, el país podrá disponer de un sistema de poliductos - que asegure la evacuación de productos de refinerías hacia los centros de distribución y consumo.

El proceso de comercialización interna lo seguirá realizando - CEPE.

e. Electricidad

1) Estado del Sector Eléctrico

Actualmente el Ecuador dispone de 1.833,5 MW de potencia instalada para atender el servicio público, de los cuales 741,9 MW (40%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 1.091,6 MW (60%) a unidades térmicas. La potencia instalada - de auto-productos se estima en 150 MW, de los cuales el 10% son hidroeléctricos y el 90% corresponden a grupos térmicos.

La generación del Sistema Nacional Intercomunicado (SNI), más la que producen los Sistemas y Empresas Regionales se estima

para el año 1985, en 4.235 GWh, de los cuales el 75% será producción hidroeléctrica y el 25% de origen térmico.

Los índices eléctricos estimados son:

| | |
|-----------------------------------|----------------------|
| Población total | 8'511.000 habitantes |
| Población servida | 5'260.000 " |
| % Población servida | 61.8 % |
| Demanda Máxima | 812 MW |
| Capacidad instalada por habitante | 196 Watios |
| Energía generada por habitante | 418 KWh |
| Número de abonados totales | 968.000 |

En el Sistema Nacional Interconectado se encuentran operando - 570 MW hidráulicos y 382 MW térmicos; en la Empresa Eléctrica, Sistema Regionales y Municipios operan 730 MW, de los cuales - 157,2 MW son hidráulicos, y 572,8 MW térmicos. (Gráfico # 2).

En el Sistema Nacional de Transmisión se encuentran en operación 1.100 Km. de líneas de 230 Kv (510 Km) y 138 Kv (590 Km).

En transformación están operando S/E con una capacidad total de 2.809 MVA, de los cuales, 1.200 MVA corresponden a reducciones de 230 KV a 138 KV, 69 KV y el resto a transformaciones de 138 KV a 69 KV, 4 KV, 34.5 KV y 13.8 KV.

Las líneas de subtransmisión de los Sistemas Regionales y Empresas Eléctricas que se encuentran operando alcanzan a 1.802 Km, de los cuales 1.393 Km. corresponden a líneas de 69 Kv a 46 Kv y 297 Km a 34.5 Kv.

Las redes de distribución existentes permiten atender a - 968.000 abonados, de los cuales el 83% son residenciales, el - 14% comerciales, 2% industriales y el resto de otros tipos.

En el área rural, el número de abonados se estima en 293.000, los mismos que se encuentran servidos con líneas y redes de distribución que operan con tensiones iguales o inferiores a 22 Kv

2) La Planificación del Sector Eléctrico

El plan maestro de electrificación es un conjunto de estudios que, dentro de una política energética global recomendada en el Plan Nacional de Desarrollo, establece estrategia de utilización de los recursos físicos, económicos y humanos en la forma óptima permitida por las restricciones existentes.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, es el organismo encargado de formular y mantener actualizado el Plan - Maestro de Electrificación, cuyos objetivos son los siguientes:

- Contar con un inventario de proyectos de generación a base del aprovechamiento de los recursos naturales que el país dispone.
- Realizar estudios de mercado y previsión de demanda que permitan definir los requerimientos energéticos a corto, mediano y largo plazo.
- Definir programas de generación, transmisión, distribución y electrificación rural que permitan atender los crecimientos previstos de la demanda, en condiciones admisibles de calidad de servicio y de mínimo costo.
- Establecer un programa de financiamiento que permita obtener los recursos necesarios para llevar a cabo el programa de obras definidas, determinando las políticas de tarifación y endeudamiento.
- Determinar el futuro desarrollo institucional, me

diante la utilización plena de sus recursos humanos, financieros y técnicos.

- Recomendar las medidas de tipo legal, necesarias para hacer factible el cumplimiento de los programas, así como las políticas y estrategias que deban emplearse a través del proceso de implementación del Plan.

3) Previsión del mercado para el Sector Eléctrico

Los supuestos utilizados en el Estudio de Mercado efectuado en el año de 1982 no se cumplieron, pues el PIB bajó hasta una tasa de - 3.3% en el año de 1983, la economía nacional se contrajo aún más de lo previsto, por lo que es necesario realizar una revisión más concienzuda de los supuestos considerados en el Estudio de Previsión de Demanda Eléctrica.

RESUMEN DE LA PREVISION DE MERCADO PARA EL SECTOR PUBLICO

| AÑO | CONSUMO (GWh) | PERDIDAS % | GENERACION (GWh) | FACTOR DE CARGA (%) | DEMANDA MAXIMA (MW) |
|------|------------------|---------------|---------------------|------------------------|------------------------|
| 1984 | 3.557 | 16.0 | 4.235 | 59.5 | 812 |
| 1985 | 3.776 | 15.6 | 4.473 | 59.4 | 860 |
| 1990 | 5.112 | 13.8 | 5.931 | 57.3 | 1.181 |
| 1995 | 7.139 | 12.0 | 8.113 | 57.7 | 1.605 |
| 2000 | 10.741 | 12.0 | 12.206 | 58.5 | 2.382 |
| 2005 | 16.447 | 12.0 | 16.890 | 59.2 | 3.604 |
| 2010 | 25.072 | 12.0 | 28.941 | 60.0 | 5.421 |

TASA DE CRECIMIENTO (PORCENTAJE %)

| AÑO | CONSUMO (GWh) | GENERACION (GWh) | DEMANDA MAXIMA (MW) |
|---------|------------------|---------------------|------------------------|
| 84/88 | 6.1 | 5.6 | 6.3 |
| 84/90 | 6.2 | 5.8 | 6.4 |
| 91/95 | 7.1 | 6.6 | 6.3 |
| 92/2000 | 8.6 | 8.6 | 8.3 |
| 01/05 | 8.7 | 8.8 | 8.6 |
| 06/10 | 8.8 | 8.8 | 8.6 |

Como se puede apreciar en los próximos cuatro años se prevé un crecimiento de la demanda en el orden de un 6%, tasa ésta que se considera adecuada para la premisa de desarrollo general observada.

En el cuadro # 19 se presenta un detalle de esta proyección. - Como es obvio, el Sector Eléctrico tiene que programar su expansión, de manera que acompañe adecuadamente el desarrollo económico del país, por lo cual debe cimentar sus metas de expansión en base a las metas nacionales.

Tomando como variable explicativa al PIB, se procedió a aplicar diversos modelos de ajuste que consideraban distintas tasas de crecimiento de dicho parámetro, las cuales fluctuaban entre el 2.8% y 5.5% a alcanzarse en el año 1990 y mantenerse de allí en adelante, partiendo de las cifras actuales con estas premisas se elaboraron tres alternativas de crecimiento de la demanda del sector eléctrico, a las cuales se les considera el rango entre las que podría fluctuar tal demanda.

De éstas, se considera adecuado utilizar aquella que prevé llegar a 5.5% de tasa de crecimiento del PIB en 1.990 y mantenerse en esa cifra en adelante.

Con esto, se ha podido lograr la previsión de Consumo, Generación y Demanda Máxima.

4) Programa de Generación

La provisión de energía eléctrica al país se lo realiza mediante el Sistema Nacional Interconectado (SNI), el cual está constituido por las centrales de generación y líneas de transmisión que integran eléctricamente el territorio nacional. Las centrales de los Sistemas Regionales, operados por la Empresa Eléctrica funcionan integrados eléctricamente con las de SNI

El SNI fue concebido originalmente en el año 1966 y su estructura ha sido ratificada en los diferentes planos de electrificación realizados desde ese año, como la opción más adecuada para la utilización óptima de los recursos nacionales para producción de electricidad.

Desde el año 1984, se encuentra en operación la mayor parte del SNI, correspondiente a una primera etapa de estructuración. Con el sistema actual se está sirviendo en forma integrada un 90% de la demanda nacional, restando por ejecutarse las líneas de transmisión que interconectarán los Sistemas Regionales El Oro, Sur, Area de Sta. Elena, Area de Riobamba, y Area de Tulcán, como también la línea de transmisión desde la Central Hidroeléctrica Paute hasta Ambato y Quito. Estas obras están programadas para entrar en operación en el año 1987.

Durante el período en que los Sistemas Regionales antes mencionados permanezcan aislados del SNI, el abastecimiento se realizará con centrales de generación localizadas en su área de concesión, debiendo señalar que esta ampliación del sistema de ge

neración en estas zonas se implementarán la transferencia de grupos de generación de otros sistemas ya interconectados.

Las zonas que por su reducida demanda y/o distantes de las líneas del SNI o de las Empresas Eléctricas, están servidas o lo serán en el futuro mediante microcentrales de tipo hidráulico o térmico, como parte del programa de electrificación rural.

Para la expansión futura de la generación se cuenta fundamentalmente con recursos hidroeléctricos. INECEL, en el período 1980-1983, efectuó el Inventario de Recursos Hidroeléctricos del país, cuyos resultados arrojaron una gran potencialidad del Ecuador en este campo. El potencial lineal bruto en hidroelectricidad es de 92.400 MW, de los cuales 23.125 MW (25%) son técnica y económicamente aprovechables, considerando el costo actual de las fuentes energéticas alternativas.

Aunque el país dispone también de recursos hidrocarburíferos, la política nacional es la de orientar su utilización en sectores donde se obtengan mayores beneficios sociales y económicos antes que en la generación de termoelectricidad.

Existen también otras fuentes energéticas, para producción de electricidad, pero al momento no están suficientemente cuantificadas, con la excepción de la Geotermia que tiene un potencial reducido en comparación con las otras fuentes.

Por lo anterior, el desarrollo futuro de la generación de electricidad está basado en el aprovechamiento prioritario de los recursos hídricos, los que a más de cubrir los incrementos de la demanda eléctrica nacional permitirán sustituir la generación de las plantas termoeléctricas.

- a) Disponibilidad existente de centrales de generación.

La capacidad instalada en centrales de generación en el Ecuador, alcanza un valor de 1.833.5 MW; de los cuales 741.9 MW - (40%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 1.091,6 MW - (60%) a centrales termoeléctricas que utilizan derivados y residuos de hidrocarburiferos.

El cuadro siguiente presenta una estructura del parque generador por entidades.

CAPACIDAD INSTALADA

| TIPO DE | SNI INECEL | EMPRESAS ELECTRICAS | MUNICIPIOS | TOTAL S. PUB. | AUTOPR. | TOTAL PAIS |
|--------------------------|---------------|------------------------|------------|------------------|--------------|----------------|
| Hidroeléc <u>tr</u> ica. | 570.0 | 154.0 | 3.3 | 727.3 | 14.6 | 741.9 |
| Termoeléc <u>tr</u> ica. | 382.5 | 570.7 | 1.6 | 954.8 | 136.8 | 1.091.6 |
| -Vapor | 271.0 | 63.0 | --- | 334.0 | --- | 334.0 |
| -Diesel | 31.2 | 363.1 | 1.6 | 395.9 | 136.8 | 532.7 |
| -Gas | 80.3 | 144.6 | --- | 224.9 | --- | 224.9 |
| TOTAL | 952.5 | 724.7 | 4.9 | 1.682.4 | 751.1 | 1.833.5 |

La mayor central de generación es la Central hidroeléctrica - Paute, Fases A y B, de 500 MW de capacidad instalada, la cual entró en operación comercial entre julio y diciembre de 1983.

La capacidad garantizada del país-capacidad con la que se cuenta para cubrir el mercado con la alta seguridad de suministro es de 1.562 MW, correspondiendo 631.8 MW a las centrales hidráulicas.

La energía primaria de las centrales hidroeléctricas de los Sistemas Regionales es de 562 GWh, y la media es de 808 GWh, en tanto que los correspondientes valores para las centrales del SNI son de 333.2 GWh y 4.362 GWh.

b) Proyectos de ejecución

En el Plan Maestro de Electrificación, período 1980-1984, se programó la ejecución de los siguientes proyectos de generación pertenecientes al Sistema Nacional Interconectado: (Gráfico # 3 y 4).

| PROYECTOS HIDROELECTRICOS | FECHA PROGRAMADA DE ENTRADA EN OPERACIÓN. |
|------------------------------------|---|
| Paute-Molino, Fases A y B (500 MW) | 1.983 |
| Pastaza-Agoyán (156 MW) | 1.985 |
| Paute-Molino, Fase C (500 MW) | 1.987 - 1.988 |
| Daule-Peripa (130 MW) | 1.989 |
| Paute-Mazar (174 MW) | 1.990 |
| - PROYECTOS TERMOELECTRICOS | |
| Estero Salado # 3 (73 MW) | 1.980 |
| Gas Quito (Sta. Rosa) (51 MW) | 1.980 |
| Esmeraldas (125 MW) | 1.981 |

Los proyectos termoeléctricos están actualmente instalados en el Sistema . Las centrales hidroeléctricas, la Central Paute-Molino, Fases A y B, inició su operación en el año 1983 y la Central Pastaza-Agoyán, denominada Jaime Roldós Aguilera se encuentra en construcción, registrándose un avance físico de 65% previéndose su entrada en operación a fines de 1987.

La presa Jaime Roldós Aguilera, obra constitutiva del proyecto de usos múltiples Daule-Peripa, está actualmente en construcción. Igualmente se están realizando los diseños de la central de generación eléctrica, los cuales están programados concluirse para el primer trimestre de 1985.

El proyecto Daule-Peripa está a cargo de la Comisión de Estudios para el desarrollo de la Cuenca del Río Guayas-CEDEGE. Esta entidad tiene programado conseguir el financiamiento para la construcción de la Central Hidroeléctrica, la cual, está -

programada entrar en operación en el mes de enero de 1990.

El tiempo de construcción del Proyecto Paute-Mazar es de 8 años lo cual determina, que considerando adicionalmente el período de consecución de financiamiento y licitación, el proyecto podría entrar en operación en enero de 1995.

En lo referente a las centrales de generación de los Sistemas Eléctricos Regionales, se programó en el Plan Maestro de Electrificación, la instalación de 52 unidades de generación en las diferentes empresas eléctricas del país, con una capacidad instalada total de 185.6 MW de los cuales 33.2 MW corresponden a centrales termoeléctricas del tipo diesel y bunker.

c) Inventario de recursos hidroeléctricos

En el año de 1980, se iniciaron los estudios del Plan Maestro de Electrificación de mediano y largo plazo, dentro del cual constaba como uno de los más importantes la elaboración del Inventario de Recursos Hidroeléctricos del país. La importancia de éste que concluyó en 1983, radica en el hecho - de que al tener identificado un suficiente número de proyectos de generación eléctrica, la selección que debe efectuarse, con siderando aspectos técnicos, económicos, financieros y sociales es la más apropiada y asegura el mejor aprovechamiento de los recursos nacionales.

Los resultados de los inventarios han permitido establecer una clara orientación sobre los proyectos que conviene continuar-se estudiando a niveles de prefactibilidad y factibilidad, como también dan el enfoque sobre el desarrollo a largo plazo de las fuentes energéticas para producción de electricidad. (Gráf. # 5)

Para realizar el inventario INECEL dividió en 31 cuencas hidrográficas, de las cuales se seleccionaron 16. En estas cuencas se dispone del mayor potencial hidroenergético nacional. Des-

pués de un primer estudio de gabinete y campo se descartaron 5 cuencas por falta de información básica confiable, de tal manera que se procedió a inventariar 11 cuencas. (Gráfico # 6)

El potencial lineal bruto del país es de 93.400 MW, correspondiendo 3.400 MW a las 11 cuencas antes mencionadas. El mayor potencial corresponde a las vertientes del Amazonas (68.960 MW 74%), en tanto que en la vertiente del Pacífico se encuentra el potencial restante (24.470 MW-26%).

A nivel nacional, las cuencas de mayor potencial son las del Napo, Pastaza y Santiago, las que en conjunto alcanzan a 52.500 MW. En las 11 cuencas seleccionadas se identificaron, en base de la información cartográfica disponible, análisis estereoscópicos de fotos aéreas, visitas de campo y clasificación geológica, 1.215 sitios, de los cuales solamente 253 resultaron geológicamente aceptable y con posibilidad física de implantación de obras hidroeléctricas.

Posteriormente, después de un detenido estudio se redujeron los sitios de 253 a 186. Al final se plantearon un total de 76 esquemas, que fueron diseñados con la concepción de aprovechar en forma óptima el desnivel y el caudal de los ríos en los tramos seleccionados, tomando en cuenta como usos prioritarios los correspondientes a riesgos, agua potable y otros usos consuntivos.

En esta fase de los estudios se determinaron las características físicas y energéticas de los aprovechamientos, como también los presupuestos de construcción. A continuación se realizó la evaluación económica de los esquemas, seleccionándose 14 esquemas optimizados, en los cuales, intervienen 124 aprovechamientos.

El resultado final obtenido hasta esta fase de los estudios de

termina la importante cifra de potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable de 23.125 MW, en proyectos con una capacidad instalada individual mayor de 100 MW, recursos que serían suficientes para satisfacer las necesidades electroenergéticas del país durante los próximos 50 años.

El potencial económicamente aprovechable se descompone de la siguiente forma:

| | |
|---|-----------|
| Centrales en Operación | 724 MW |
| Centrales a instalarse entre 1984 y 1966 (corto plazo) | 960 MW |
| Proyectos alternativos para el período 1996-2005 (mediano plazo). | 11.637 MW |
| Proyectos alternativos para el período 2005-2010 (largo plazo). | 9.804 MW |

En base de los antecedentes expuestos en los numerales anteriores esto es, centrales en operación, centrales en construcción y proyectos identificados en el Inventario de Recursos Hidroeléctricos, se planteó realizar los programas de obras y estudios de los proyectos de generación para el período 1984-2010. Este período se ha dividido en tres subperíodos, cada uno de los cuales tiene los siguientes objetivos:

- Programa de corto plazo 1984-1996: tiene el propósito de definir los proyectos que deben constituirse para cubrir la demanda del período, y por lo tanto deben entrar en operación o iniciar su ejecución hasta el año 1988.
- Programa de Mediano Plazo, 1996-2005: tiene el propósito de identificar los proyectos más interesantes para estudiarlos a un nivel superior (prefactibilidad o factibilidad) de tal forma de disponer de un número suficiente de proyectos, para definir, en el plazo oportuno, el plan de expansión óptimo de

proyectos de generación, en el período indicado.

- Programa de Largo Plazo, 2005-2010: tiene el propósito de - establecer la orientación que deberá dar al país, y específicamente el sector eléctrico, sobre el estudio y desarrollo de las fuentes energéticas para producción de electricidad a largo plazo.

Si bien se ha mencionado que los principales recursos para generación de electricidad son los hidroeléctricos, se han considerado también como alternativas para la expansión del sistema de generación, fuentes termoeléctricas como centrales a gas, - ciclo combinado, vapor-petróleo, vapor-carbón, nuclear y geotérmicos.

5) Programa de transmisión

En los primeros estudios de planificación realizados por INECEL, se estableció la necesidad de desarrollar el Sistema Nacional de Transmisión que permita transportar hacia los principales centros de consumo del país, la energía producida por las grandes centrales de generación hidroeléctrica. - El desarrollo de estas centrales de generación fue definido tomando en consideración las estrategias del sector eléctrico, las disponibilidades de recursos hidroenergéticos y las posibilidades financieras del país.

Una vez definido el programa de equipamiento en generación para abastecer la demanda nacional, INECEL efectuó el análisis técnico-económico de varias alternativas de transmisión con el propósito de determinar la expansión de la red a niveles apropiados de tensión.

A partir de estos estudios, INECEL orientó la planificación del Sistema de Transmisión hacia un esquema concebido como un gran anillo troncal a 230 Kw, al cual fluiría la potencia de las cen

trales generadoras y desde donde se servirá a todas las provincias del país.

El anillo troncal de 230 Kv tiene el siguiente recorrido: Paute-Milagro-Guayaquil-Quevedo-Sto. Domingo-Quito-Ambato-Riobamba-Paute. Las líneas radicales que partiendo de este anillo, llevarán la energía al resto de las provincias del país son las siguientes:

Líneas a 138 KV:

Pisayambo-Quito

Pisayambo-Ambato

Quito-Ibarra

Quevedo-Protoviejo

Santo Domingo-Esmeraldas

Faute-Cuenca

Milagro-Babahoyo

Agoyán-Ambato

Guayaquil-Sta. Elena

Cuenca-Loja

Ibarra-Pulcán

Milagro-Machala

A más de estas líneas y con el propósito de efectuar la integración paulatina de las provincias orientales al SNI, los estudios de planificación demuestran la conveniencia de construir las líneas a 138 KV Baños-Puyo y Cuenca-Simón a fin de interconectar a las provincias de Pastaza, Napo y Morona Santiago.

Las tasas o sistemas de transmisión que han sido construidos hasta el momento y que se encuentran en operación son:

- Sistema de Transmisión Pisayambo
- Sistema Nacional de Transmisión Fase A.
- Sistema Nacional de Transmisión Fase B.

La ejecución de estos sistemas ha permitido confirmar el esquema de transmisión que actualmente está en operación y que corresponde 510 Km de líneas de 230 Kv, 590km de líneas de 138Kv y un total de 2.809 MVA de transformación repartidas en las subestaciones del SNI.

El detalle de las obras se pueden apreciar en el esquema siguiente:

| LINEAS DE TRANSMISION | LONGITUD KM. | TENSION KV. | ESTADO ACT. | ENTRADA EN OPERAC. |
|-------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------------|
| Guangopolo-Vicentina | 7 | 138 | En operac. | 1977 |
| Pucará-Quito | 107 | 138 | " | 1977 |
| Pucará-Ambato | 30 | 138 | " | 1977 |
| Quito-Ibarra | 80 | 138 | " | 1979 |
| Quito-Guayaquil | 327 | 230 | " | 1980 |
| Salitral-Pascuales | 17 | 138 | " | 1980 |
| Sta. Rosa-Vicentina | 18 | 138 | " | 1981 |
| Sto. Domingo-Esmeraldas | 154 | 138 | " | 1981 |
| Quevedo-Portóviejo | 107 | 138 | " | 1981 |
| Paute-Guayaquil | 183 | 230 | " | 1983 |
| Paute-Cuenca | 70 | 138 | " | 1983 |

| SUBESTACIONES DE ELEVACION | CAPACIDAD MVA | RELACION DE TENSION KV/ KV. | ESTADO ACTUAL | ENTRADA EN OPERACION. |
|----------------------------|---------------|-----------------------------|---------------|-----------------------|
| Guangopolo | 40 | 6.6/138 | En operac. | 1976 |
| Pisayambo | 80 | 13.8/138 | " | 1977 |
| Estero Salado | 206 | 13.8/69 | " | 1976/80 |
| Esmeraldas | 160 | 13.8/138 | " | 1981 |
| Sta. Rosa | 84 | 13.8/138 | " | 1980 |
| Molino | 555 | 13.8/138 | " | 1983 |

| TRANSFORMACION | CAPACIDAD MVA-OA | RELACION DE TENSION KV/KV | ESTADO ACTUAL | ENTRADA DE OPERAC. |
|-------------------|---------------------|------------------------------|------------------|-----------------------|
| Vicentina (Quito) | 66 | 138/46 | En operac. | 1976 |
| Ambato | 33 | 138/69 | " | 1977 |
| Ibarra | 30 | 138/34.5 | " | 1979 |
| Sta. Rosa (Quito) | 45 | 138/46 | " | 1980 |
| Salitral (Gquil) | 90 | 138/69 | " | 1980 |
| Quevedo | 20 | 138/69 | " | 1980 |
| Sto. Domingo | 60 | 138/69 | " | 1981 |
| Esmeraldas | 40 | 138/69 | " | 1981 |
| Portoviejo | 40 | 138/69 | " | 1981 |
| Sta. Rosa (Quito) | 225 | 230/138 | " | 1982 |
| Pascuales (Gquil) | 225 | 230/138 | " | 1982 |
| Sto. Domingo | 100 | 230/138 | " | 1982 |
| Quevedo | 100 | 230/138 | " | 1982 |
| Molino | 450 | 230/238 | " | 1983 |
| Milagro | 100 | 230/69 | " | 1983 |
| Cuenca | 60 | 138/69 | " | 1983 |

Con estas obras, INECEL ha conseguido abastecer de energía eléctrica a 7 de los 9 Sistemas Eléctricos Regionales en los que se ha dividido el país para su interconexión eléctrica. (Gráf. #9)

a) Programas de obras de transmisión

En la actualidad están en funcionamiento los - sistemas Milagro-Babahoyo y Agoyán.

El Sistema Nacional de Transmisión Fase C que interconectará los Sistemas Regionales Sur, El Oro y las áreas de Tulcán, Sta. Elena y Riobamba está en la etapa de contratación, previéndose su entrada en operación en 1987, año en el cual, el Sistema Nacional de Transmisión quedará estructurado según como se muestra en la Fig. # 7 y Fig. # 8 .

El Sistema Nacional de Transmisión Fase D, corresponde la lí-

nea Paute-Guasmo a 230 Kv que servirá para evacuar la generación de 500 MW procedente del Proyecto Paute C, y que se estima entrará en operación en enero de 1992. Adicionalmente dentro de esta fase se contemplan algunas obras a 138 Kv, que permitirán mejorar las condiciones de operación del SNI y las recepción de energía por parte de los Sistemas Norte, Milagro, Babahoyo y Latacunga.

Dentro del programa de obras del Sistema Nacional de Transmisión se incluye también la línea Cuenca-Simón que abastecerá de energía eléctrica a la provincia de Morona Santiago, mientras que la línea Baños - Puyo está considerada dentro del programa de subtransmisión por estar bajo la responsabilidad de la Empresa Eléctrica Ambato.

A continuación se presenta el detalle de las obras que corresponde a cada uno de los Sistemas de Transmisión:

- Sistema Milagro-Babahoyo.- este sistema está considerado dentro de las obras de subtransmisión por cuanto está siendo ejecutado por la Empresa Eléctrica Los Ríos.

- L/T Milagro-Babahoyo: 138 KV, 1 circuito, 37 Km.

- Sistema Agoyán

- L/T Agoyán-Totoras: 138 Kv, 2 circuitos, 33 Km.

- L/T Totoras-Sta. Rosa: 230 Kv, 2 circuitos, 105 Km.

- S/E Totoras: 60 MVA, 230/138 KV; 60 MVA 138/69 KV.

- Sistema Nacional de Transmisión Fase C.

- L/T Paute-Riobamba-Ambato (Totoras) 230 Kv, 1 circuito, 205 Km

- L/T Ambato-Totoras: 138 Kv, 1 circuito, 7 Km.

- L/T Pascuales-Las Juntas; 138 Kv, 2 circuitos, 45 Km.

- L/T Las Juntas-Sta. Elena: 138 Kv, 1 circuito, 62 Km.

- L/T Las Juntas-Posorja: 138 KV, 1 circuito, 53 km.

- L/T Milagro-Machala: 138 Kv, 2 circuitos, 129 km.
- L/T Cuenca-Loja: 138 Kv, 1 circuito, 135 Km.
- L/T Ibarra-Tulcán: 138 Kv, 1 circuito, 80 Km.
- S/E Sta. Elena: 40 MVA, 138 Kv.
- S/E Posorja: 20 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Loja: 40 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Machala: 60 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Tulcán: 20 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Milagro: 60 MVA, 69/138 Kv.

- Sistema de Transmisión Fase D.

- L/T Paute-Guayaquil; 230 Kv, 2 circuitos, 176 km.
- L/T Quevedo-Portoviejo: 138 Kv, Montaje del 2do. circuito, 107 km.
- L/T Quito-Ibarra: 138 Kv, montaje del 2do. cir. 80 km.
- S/E Guayaquil: 225 MVA, 230/138 Kv.
- S/E Portoviejo (ampliación) 20 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Latacunga: 20 MVA, 138/69 Kv.
- S/E Babahoyo: 40 MVA, 138/69 Kv.

- Sistema de Transmisión para la Región Oriental

- L/T Cuenca-Limón: 138 Kv, 1 circuito, 80 km.
- S/E Cuenca: 1 posición a 69 Kv.
- S/E Limón: 1 posición a 60 Kv.
- L/T Baños-Puyo: 138 Kv, 1 circ. 53 km. Este sistema de transmisión Baños-Puyo está considerado dentro de los programas de subtransmisión por cuanto, está siendo ejecutado por la Empresa Eléctrica Ambato.

6) Programa de subtransmisión y distribución

La implementación de las instalaciones eléctricas correspondientes a subtransmisión y distribución ha sido programada conjuntamente entre INECEL y cada una de las empresas que operan en el país.

Los programas comprende obras de generación local, sistema de subtransmisión y líneas y redes de distribución.

Las obras efectuadas por INECEL hasta la presente fecha ha permitido que se pueda atender los requerimientos del mercado eléctrico en condiciones adecuadas.

En el Plan Nacional de Electrificación se estableció como estrategia para el desarrollo del país, la integración eléctrica regional. Los Sistemas Regionales son el resultado de la unión física y administrativa de la Empresa Eléctrica y Sistemas Aislados que se encuentren operando dentro de la zona correspondiente a cada uno de ellos.

Estas se encargarán de la programación y ejecución de las obras de subtransmisión y distribución que permitan repartir, hacia los usuarios del servicio eléctrico, toda la energía entregada por el Sistema Nacional Integrado.

INECEL, ha logrado la conformación de algunos Sistemas Eléctricos Regionales entre los cuales se pueden citar, Norte: Esmeraldas, El Oro, Manabí, Guayas, Los Ríos, Sur y Centro Sur; otros todavía no han podido integrarse debido a la falta de colaboración de organismos seccionales y/o provinciales; pero se espera que a corto plazo se adopten las medidas pertinentes para hacer cumplir las estrategias establecidas en el Plan Nacional. (Gráfico # 9)

Con la operación de las obras de transmisión el suministro de energía por parte del SNI, la Empresa Eléctrica ha excluido de los programas la instalación de nuevas unidades de generación local. Se contempla únicamente la terminación de algunas obras de generación hidráulica, rehabilitación y readecuación de las unidades existentes y un programa de transferencias de grupos electrógenos hacia zonas que no han sido todavía integradas

al SNI. El programa de subtransmisión contempla la implementación de un esquema de 69 Kv que permita reducir las pérdidas del Sistema y facilite la transportación de energía hacia los usuarios, a niveles adecuados de tensión.

a) Programa de Subtransmisión y distribución

El programa comprende las obras que deberán ejecutar las empresas eléctricas del país, durante el período 1984-1988. La ejecución de este programa comprende las siguientes obras:

- Terminación de las centrales hidroeléctricas San Miguel de Carchi e Illuchi de 8.2 MW de capacidad total y readecuación de la central de Guangopolo de 10.6 MW.
- Rehabilitación y Readecuación de grupos eléctricos existentes.
- Transferencia de grupos termoeléctricos hacia sistemas que continúan su operación aislada del SNI.
- Terminación de la Fase A de subtransmisión y ejecución de la Fase B. Estas obras incluyen 1496 Km de líneas de subtransmisión y 1124 MVA de capacidad en subestaciones.
- Extensión de las líneas y redes de distribución para atender el servicio en las zonas urbanas, periféricas y de algunas poblaciones que no han sido consideradas en el Programa Rural a cargo de UNEPER. El programa de subtransmisión y distribución tiene el propósito de incorporar en el período 1984-1988, 170.000 nuevos abonados, que constituyen una población aproximada de 1'000.000 habitantes.

- Cambiar y mejorar los sistemas actuales de distribución, tendientes a reducir las pérdidas de energía por distribución en un 2% en promedio nacional.

Un detalle de las obras y las inversiones requeridas para llevar adelante el programa de subtransmisión y distribución en el período 1984-1988 se expone a continuación:

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION PARA EL PERIODO
1984-1988. PRESUPUESTO DE LAS OBRAS *

| CONCEPTO | DIVISAS (10 ³ U.S.\$) | M. LOCAL (10 ³ sucres) | TOTAL (10 ³ U.S.\$) |
|---|-------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| Generación 8.2MW | 14.607 | 629.939 | 26.023 |
| Subtransmisión líneas: 1496 Km | | | |
| S/E: 1124 MVA | 57.787 | 2'371.274 | 100.760 |
| Distribución redes para 170.000 abonados. | 31.828 | 3'505.120 | 95.350 |
| Inversiones generales. | 3.852 | 559.743 | 13.996 |
| T O T A L: | 108.074 | 7'063.256 | 236.129 |

* Se incluye Costos Directos, Ingeniería, Administración e Imprevistos.

Las inversiones anuales que son necesarias para la ejecución del programa previstos para el período 1984-1988 se aprecian en el cuadro # 20.

b) Programa de Electrificación Rural

Este programa fue concebido por INECEL con el

propósito de incorporar paulatinamente la población rural del Ecuador, dentro de los beneficios socio-económicos derivados del sector eléctrico.

Los objetivos principales de este programa son los siguientes:

- Mejorar la situación actual de la población rural, contribuyendo a la implantación de condiciones infraestructurales básicas en la zona;
- Sustituir el uso de recursos energéticos no renovables por consumo de energía hidroeléctrica.
- Estimar la construcción de empresas agroindustriales; y
- Reducir la migración de los habitantes del campo hacia la ciudad, al incorporar las áreas marginales a los beneficios de la electrificación.

La primera parte del programa fue iniciado por INECEL en colaboración de las Escuelas Politécnicas de Quito, Guayaquil y las Empresas Eléctricas beneficiarias. Posterior al año 1978, se conformó la Unidad Ejecutora del Programa de Electrificación Rural -UNEPER-, la misma que se encargó de actualizar los estudios anteriores y completar el estudio realizado, tomando en consideración las variaciones que se experimentó el estudio inicial en cuanto a su magnitud, costos, metas previstas, zonas a ser electrificadas, etc. Este programa de UNEPER se programó para ejecutarlo en el período 1981-1986 y comprende la implementación de obras individuales en dos grandes subprogramas: uno para la Costa y Sierra y el otro para las regiones de Oriente y Galápagos. El financiamiento de estas obras se realizará con un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo BID, fondos propios de INECEL, aportes de Organismos Seccionales mediante convenios suscritos con INECEL, Empresas Eléctricas y usua-

rios del servicio y fondos establecidos en base a decretos que asignan recursos económicos para obras de electrificación rural.

c) Programa de obras para el período 1984-1988

Las obras de electrificación rural para el período 1984-1988, comprende: el uno en la Sierra y el otro en la Costa que consiste en la construcción de 2.350 Km de líneas primarias, secundarias y de baja tensión que permitirán incorporar al servicio eléctrico a 71.000 abonados más.

También se contempla la instalación de nuevas unidades de generación hidráulica en el orden de 2.66 MW de potencia. Con la ejecución del programa de la Sierra y Costa se aspira a servir a una población aproximada de 426.000 habitantes.

En cuanto, al programa relacionado con Oriente y Galápagos se tiene prevista la operación de nuevas unidades de generación - hidráulica (1.03 MW) y térmica (11.49 MW). Además se ha programado la construcción de 832 Km de líneas de distribución para servir a unos 9.850 nuevos abonados. La población a ser beneficiada con estas obras es del orden de los 59.000 habitantes.

La inversión total requerida por INECEL para llevar adelante el programa de electrificación rural es de US\$77'648.000.

El detalle de las obras y presupuestos del programa de electrificación rural para el período 1984-1988, se resume a continuación:

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL. PERIODO 1984-1988. PRESU
PUESTO PARA LAS OBRAS.

| PROGRAMA | DIVISAS 10 US\$ | M. LOCAL 10 ³ sucres | TOTAL 10 ³ US\$ |
|-------------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| SIERRA-COSTA | | | |
| - BID-JNECEL | | | |
| 1.300 Km líneas | | | |
| 36.950 abonados | 18.240 | 462.404 | 26.620 |
| - RECURSOS PROPIOS | | | |
| 1.051 Km líneas | | | |
| 21.000 abonados. | -- | 795.000 | 14.407 |
| - CONVENIOS | | | |
| 1.300 abonados | -- | 322.685 | 5.848 |
| - GENERACION HIDRAULICA | 3.600 | 172.000 | 6.717 |
| - SUBTOTAL | 21.840 | 1'752.089 | 53.592 |
| ORIENTE-GALAPAGOS | | | |
| - Generación | 400 | 404.100 | 7.723 |
| Hidráulica 1.03 MW | 400 | 1'245.000 | 2.656 |
| Térmica 11.49 MW | -- | 279.600 | 5.067 |
| Líneas a 13.8 KV | -- | 408.200 | 7.398 |
| Redes de Distribución | | | |
| 9.850 abonados | -- | 218.000 | 3.951 |
| Inversiones Generales | -- | 275.000 | 4.984 |
| SUBTOTAL | 400 | 1'305.300 | 24.056 |
| T O T A L | 22.240 | 3'057.389 | 77.648 |

f. La Leña

A pesar del rápido agotamiento de los recursos forestales; y, de la penetración del GLP, kérex y electricidad en el consumo del sector residencial, la leña, en los próximos años, continuará teniendo su relativa importancia en la oferta de energía; sobre todo si se considera que es una energía no comercial y es utilizada principalmente por los grupos humanos de bajos ingresos.

Se debe considerar además, que la leña constituye una fuente complementaria y alterna, ya que sustituye a otros energéticos en situaciones de escasez o encarecimiento de éstos. Por lo tanto, la leña debe ser un recurso local y de fácil acceso al consumidor, esto determina la necesidad de continuar con la investigación y realización de estudios; a fin de emprender cuanto antes un programa de forestación, reforestación y optimización de su uso y aprovechamiento; y, de su sustitución por otros recursos, principalmente en aquellas áreas donde su uso es generalizado.

g. Bagazo

La producción de bagazo, está relacionada directamente al procesamiento de la caña para la producción de azúcar. Por esta razón, el bagazo no es una fuente de energía autónoma, si no depende de los cultivos futuros de caña, de las cosechas y de las capacidades de procesamiento. Hasta el presente, el bagazo ha constituido la principal fuente energética en los ingenios azucareros; que les permite una autosuficiencia en energía. Con la realización de proyectos de conservación de energía en estas plantas, se podrá producir en el futuro un superávit de bagazo, que pueda llegar a más de 30% de la cantidad utilizada actualmente. Este superávit, se puede utilizar como energético para la generación de electricidad, como combustible para otros procesos e incluso para la cocción doméstica; y, como materia prima no energética (papel, forraje, madera aglomerada, etc.). El uso futuro dependerá de los costos para generar este superávit y de las ventajas de su utilización alterna. Por eso, la oferta total de bagazo como energético, dependerá de varios factores sobre los cuales todavía no se puede juzgar, la oferta mínima de bagazo como energético está representada por el consumo de estos productos en los ingenios.

h. Nuevas fuentes de energía

La diversificación de la oferta de energía debe constituir uno de los objetivos del sistema energético; más aún, si se considera el agotamiento no muy lejano de los recursos hidrocarbúricos. Es por lo tanto, la explotación de fuentes como: solar, geotermia, nuclear, biomasa, carbón, etc., la alternativa que se presenta para largo plazo. Conscientes de la necesidad de esta diversificación, en el país se ha iniciado la elaboración de los planes nacionales de fuentes alternas de energía bajo la responsabilidad del INE, a fin de disponer del marco de referencia que posibilite la cuantificación del recurso y la identificación de los diferentes usos. La Ley de Fomento de Energía No Convencionales, contribuye a la diversificación de la oferta, al promover el uso de nuevas fuentes a través de estímulos fiscales. Por otro lado, también se está investigando los recursos de carbón, gas natural, uranio y las posibilidades de utilizar la energía nuclear.

1) Gas natural seco (gas del Golfo)

El país cuenta con recursos de gas natural situados en el Golfo de Guayaquil. De los estudios realizados se desprende que el Campo Amistad, tiene un volumen de reservas del orden de 200.000 millones de pies cúbicos. En la programación de la explotación de este recurso, se estima como factible una producción de 50 MMPC/día, lo que significa una producción de 1.8×10^6 TEP anual. 4/

En el Plan de Industrialización de CEPE para 1980-1990 se prevé la explotación de gas para satisfacer los requerimientos de materia prima para la producción de fertilizantes, utilización en la siderurgia y para el uso doméstico a través de redes de distribución.

4/Plan de Industrialización de CEPE para 1980-1990.

Según el Plan Quinquenal de CEPE, el cronograma a seguirse es el siguiente:

- Determinación de las reservas y perforación exploratoria.
- Desarrollo del Campo Amistad entre 1986-1988.
- Gaseoducto Amistad-Atahualpa (hasta 1988) 5/
- Construcción del Complejo de Fertilizantes (1987-1988).

2) Biogas

El potencial de desarrollo del biogas (bio-abono-gas) está basado en la utilización de deshechos animales provenientes de explotaciones ganaderas (vacuno-porcino), con más de 30 cabezas y con sistemas de estabulamiento nocturno. Siendo el tamaño promedio de los digestores de 20 m³/biogas/día, se puede pensar que el número de instalaciones llegará en 1990 a 400 y en 1995 a 1.000. La difusión de esta fuente energética se produce especialmente por el interés de obtener el bioabono utilizable directamente en cultivos y la energía del gas metano, para usos domésticos.

Si se considera que el poder calorífico de biogas, en promedio equivale a 4.750 Kcal/m³, se tendría entonces para 1990, un potencial de 1.296 TEP y para 1995, 3.240 TEP.

3) Geotermia

El potencial del aporte geotérmico, estará dado por las utilizaciones en alta y baja entalpía. El de alta energía (vapor), se traducirá por la generación de energía eléctrica que en el país podría representar la posibilidad de instalar centrales eléctricas de mediana capacidad (proyecto chiles y chalupas).

En cuanto a la baja entalpía, la utilización se realizará en pro

5/ Si se decide construir la Refinería Atahualpa.

cesos en que las temperaturas necesarias sean de 40°C a 150°C, obtenidas mediante el empleo de vapor de agua de fuentes subterráneas.

Si se prueba que es económica la explotación y utilización del recurso para fines industriales (especialmente en la industria textil, secado, etc.), bien se podría pensar que el proyecto - geotérmico del Valle de los Chillos, representa un aporte de 3.000 TEP para 1995.

4) Carbón Mineral

En consideración a las manifestaciones geológicas en el país, el carbón se presenta como fuente alterna que debe ser investigada y cuantificada (al momento, en algunos lugares del Austro, se explota en forma artesanal para la producción de cal, ladrillos, etc.).

Por lo tanto, el incremento del conocimiento de los recursos - carboníferos a través de la realización de su inventario y la adaptación y desarrollo de tecnologías que fomenten su uso, - constituirán los objetivos básicos a ser desarrollados durante los próximos años a través del Instituto Nacional de Minería, INEMIN, en consideración con las instituciones encargadas del desarrollo del sector (INE, Universidades, Sector Privado, etc).

5) Energía Solar

El aporte de energía solar al balance energético - hasta 1995, se producirá mediante la difusión de 4 tecnologías como son: calentamiento de agua, secado solar pasivos, sistemas fotovoltaicos y energía solar pasiva. El calentamiento de agua en el sector doméstico, debido al empleo extensivo de calentadores para habitaciones y piscinas, provendrá de la instalación de 150.000 M² de colectores hasta el año 1995. En el campo del secado de granos, especialmente café y maíz, se cal-

cula que para 1995, se secarán aproximadamente 1.500 toneladas de productos.

El aporte energético de las instalaciones fotovoltaicas es pequeño. Sin embargo, el servicio en campos claves, como son las comunicaciones, la salud, el balisaje, etc., para lugares aislados será de gran importancia.

En el campo de la energía solar pasiva, el aporte no se produce en forma directa, sino en relación a la cantidad de energía que una construcción similar necesitaría para mantener condiciones de confort, utilizando energía externa para enfriamiento o calefacción del ambiente. En este sentido para 1995, se puede pensar que por lo menos 10.000 casas y edificios estarán utilizando energía solar pasiva, lo que representará un ahorro del 50% por lo menos de la energía que consumen construcciones similares.

6) Energía Nuclear

Solamente los grandes países en vías de desarrollo con requerimientos de un sistema eléctrico grande, evalúan la opción nuclear. No obstante, es importante que el país siga investigando los fundamentos técnicos básicos de esta alternativa.

3. OPTIMIZACION DE LA OFERTA

Un análisis del desarrollo futuro de la oferta de energéticos, debería basarse en una comparación de las ventajas de las fuentes de energía bajo diferentes criterios dados por un inventario de recursos y en catálogo de proyectos, tecnologías y costos. Tal optimización simultánea de todo el sistema de la oferta de hidrocarburos, de electricidad y de las energías renovables y nuevas, no es factible este momento, no obstante, el Instituto Nacional de Energía INE, dispone de un modelo -

energético RETINEC-EC adecuado y suficientemente flexible para tal análisis.

Este modelo será una herramienta central que se concentrará en la optimización de la oferta y de la demanda bajo criterios de costos, que permitirá definir alternativas de financiamiento.

En los trabajos realizados en la primera fase de este modelo, el INE ha identificado las siguientes limitaciones:

a. Falta de datos

Los primeros trabajos para la optimización de la oferta a través del modelo, indicaron una falta de inconsistencia de la información con relación:

1) La información de costos de operación del sector energético. Existen áreas que disponen de datos confiables, tal como el caso de INECEL, y carencia de información en otras áreas como el caso de CEPE que no cuenta con una contabilidad de costos.

2) Que los recursos energéticos del país no han sido suficientemente cuantificados.

A parte del catálogo de proyectos hidroeléctricos y de las reservas de petróleo no se han hecho estimaciones del potencial energético nacional, por lo mismo no se han determinado los costos de explotación y utilización.

3) Para muchos energéticos, faltan informaciones sobre las tecnologías de extracción, utilización, conversión, etc., para apreciar el rendimiento energético y de terminar los costos de inversión y operación.

b. Horizonte de Planificación

La optimización de la oferta es mucho más importante a mediano y largo plazo, en razón de que la maduración de los proyectos energéticos (desarrollo de campos petroleros, refin^{er}ías, construcción de plantas hidroeléctricas, etc.), requieren de largos períodos; y además, porque para el corto plazo, son las entidades operativas las encargadas de definir los proyectos, programarlos y ejecutarlos.

c. Falta de Alternativas

A más de los proyectos presentados en los sectores hidrocarburos y electricidad, el sistema energético no cuenta con otros proyectos. Se analiza la priorización de la realización de estos proyectos en relación con las posibilidades de financiamiento y la evolución probable de la demanda. En este contexto, una optimización no presentará otros resultados que los que ha presentado INECEL y CEPE, sin considerar otras alternativas.

El formular alternativas puede ser útil cuando se piensa en:

- Los altos costos de inversión y créditos externos e internos limitados;
- La poca participación de insumos nacionales en los proyectos energéticos.

El evaluar alternativas de optimización simultánea puede ser una herramienta idónea, puesto que determina las interacciones de un proyecto con el sistema energético, bajo criterios sociales, económicos y financieros como:

- Costos de inversión y Operación
- Tasa de interés,

- Tipo de cambio,
- Creación de empleo,
- Participación de la industria nacional, etc.

C A P I T U L O

I I I

CAPITULO III

A. EVALUACION DE OPCIONES CUANTITATIVAS DEMANDA-OFFERTA

1. EVALUACION CUANTITATIVA

a. Petróleo Crudo

Si se comparan las cifras de explotación proyectadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, con el consumo interno de petróleo proyectado en los varios escenarios (residencial, comercial y público; transporte, agropecuario, pesca, industria, etc.) se desprende que el país dispondrá de un superávit exportable de crudo 6/ más allá del año 1995. Sin embargo, este exceso disminuirá a partir del año 1986, por el incremento del consumo interno, volumen que a partir de 1991 (escenario 3a) o 1994 (escenario 3b), llegará a niveles más bajos - que los de 1982. (Cuadro # 21).

Esta situación se postergaría en 2 años, si el crecimiento económico y el consumo energético no alcanza un nivel tan alto - (escenario 4).

La caída drástica de las exportaciones, incidirá gravemente en el escenario "desarrollo hacia afuera".

b. Productos de Refinación

El cuadro # 22 muestra las capacidades de refinación previstas hasta 1995, y se observa que la demanda total de producto de refinación en el escenario económico-energético más - alto (3a) hasta 1995, ni siquiera llegará a nivel de capacidad de refinación proyectada a partir de 1998 (aplicación de la Refinería Esmeraldas).

6/ Incluye crudo y derivados

La relación demanda/capacidad de refinación llegará al 53% en 1995. Para utilizar esta capacidad al 100% se deberá exportar el exceso, pero a partir de 1996, se estima que se tendrá que importar crudo, si es que no se incrementan las actuales reservas hidrocarburíferas con que cuenta actualmente el país.

En los cuadros siguientes se muestra el desarrollo de las capacidades por tipos de derivados y la respectiva demanda según los escenarios 3 y 4.

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE GASOLINA
(1985-1995)

Escenario 3

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|---|--------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 900 | 2.904 | 2.904 |
| DEMANDA | a | 1.429 | 1.562 | 1.713 |
| | b | 1.332 | 1.089 | 864 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | - 529 | 1.342 | 1.191 |
| | b | - 432 | 1.815 | 2.040 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD % | a | 100,00 | 53.8 | 59.0 |
| | b | 100,00 | 35.7 | 29.8 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE GASOLINA
(1985-1995)

Escenario 4

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|-----------------------------------|---|--------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 900 | 2.904 | 2.904 |
| DEMANDA | a | 1.500 | 1.556 | 1.512 |
| | b | 1.400 | 1.091 | 798 |
| DEFICIT / SUPERAVIT | a | - 600 | 1.348 | 1.392 |
| | b | - 500 | 1.813 | 2.106 |
| UTILIZAC. DE CAPA - CIDAD % | a | 100,00 | 53.6 | 52.1 |
| | b | 100,00 | 37.6 | 27.5 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE PRODUCTOS MEDIANOS
(1985-1995)
Escenario 3

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|---|--------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 1.091 | 3.257 | 3.257 |
| DEMANDA | a | 1.347 | 1.618 | 2.022 |
| | b | 1.347 | 1.573 | 1.983 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | - 256 | 1.639 | 1.235 |
| | b | - 256 | 1.684 | 1.274 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD % | a | 100,00 | 49.7 | 62.1 |
| | b | 100,00 | 48.3 | 60.9 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE PRODUCTOS MEDIANOS
(1985-1995)
Escenario 4

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|---|--------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 1.091 | 3.257 | 3.257 |
| DEMANDA | a | 1.465 | 1.671 | 1.740 |
| | b | 1.467 | 1.618 | 1.695 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | 374 | 1.586 | 1.517 |
| | b | 376 | 1.639 | 1.562 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD % | a | 100,00 | 51.3 | 53.4 |
| | b | 100,00 | 49.7 | 52.04 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE
RESIDUO. (1985-1995)

Escenario 3

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|---|-------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 2.036 | 2.557 | 2.557 |
| DEMANDA | a | 1.163 | 1.460 | 1.556 |
| | b | 1.192 | 1.194 | 1.229 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | 873 | 1.097 | 1.001 |
| | b | 844 | 1.363 | 1.328 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD % | a | 57.12 | 57.1 | 60.6 |
| | b | 58.6 | 46.7 | 48.1 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE
RESIDUO. (1985-1995)

Escenario 4

1.000 TEP

| AÑOS | | 1985 | 1990 | 1995 |
|-----------------------------------|---|-------|-------|-------|
| CAPACIDAD | | 2.036 | 2.557 | 2.557 |
| DEMANDA | a | 1.186 | 1.448 | 1.356 |
| | b | 1.036 | 919 | 785 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | 850 | 1.109 | 1.201 |
| | b | 1.000 | 1.638 | 1.772 |
| UTILIZAC. DE CAPA - CIDAD % | a | 58.3 | 56.6 | 53.0 |
| | b | 50.9 | 35.9 | 30.7 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS LICUADO

(1985-1995)

Escenario 3

1.000 TEP

| | AÑOS | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------------------|------|--------|------|------|
| CAPACIDAD | | 125 | 403 | 403 |
| DEMANDA | a | 159 | 231 | 310 |
| | b | 157 | 216 | 261 |
| DEFICIT/ SUPERAVIT | a | -34 | 172 | 93 |
| | b | -32 | 187 | 142 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD % | a | 100,00 | 57.3 | 76.9 |
| | b | 100,00 | 53.6 | 64.8 |

CAPACIDAD DE PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS LICUADO

(1985-1995)

Escenario 4

1.000 TEP

| | AÑOS | 1985 | 1990 | 1995 |
|-----------------------------------|------|--------|------|------|
| CAPACIDAD | | 125 | 403 | 403 |
| DEMANDA | a | 159 | 227 | 299 |
| | b | 157 | 212 | 254 |
| DEFICIT / SUPERAVIT. | a | -34 | 176 | 104 |
| | b | -32 | 191 | 149 |
| UTILIZAC. DE CAPA- CIDAD %. | a | 100,00 | 56.3 | 74.2 |
| | b | 100,00 | 52.6 | 63.0 |

Para las gasolinas, la situación entre los escenarios energéticos a y b es diferente. En el a, la demanda sobrepasará la capacidad con la ampliación de la Refinería de Esmeraldas, en el b (debido a la sustitución de gasolina por diesel en el transporte) la demanda baja considerablemente hasta niveles que puedan ser satisfechos por la actual capacidad de refinación.

Para los productos medianos (se incluye diesel, kérex y turbo - fuel, por la relativa flexibilidad en los patrones de refinación) en el escenario 3, sólo a partir de 1993-1995, la demanda de estos productos sobrepasará la capacidad con la ampliación de la Refinería de Esmeraldas; en el escenario 4, no se llegará - hasta este límite en el año horizonte.

Para el residuo, el crecimiento de la demanda apenas alcanza a cubrir la capacidad de refinación, así se mantendrá el superávit exportable cerca del nivel del año de base.

Para el G.L.P., no obstante que la demanda del gas licuado no - crecerá probablemente con el mismo ritmo de los últimos años, - el país tendrá que seguir importando este energético hasta el - año 1990, aunque con la ampliación de la Refinería de Esmeraldas, la construcción de la Refinería Amazonas en el Oriente y el mejor aprovechamiento de la capacidad de procesamiento de la planta de gas de Shushufindi, el país dejará de importar a partir - de la fecha anteriormente señalada .

Un resumen de la utilización de las capacidades de refinación en el año 1995, se presenta en el cuadro # 22.

Con la ampliación de la Refinería de Esmeraldas, aparte del gas licuado, sólo en gasolina se tendría una escasez de capacidad, significativa (de un 22%) en el escenario de alto crecimiento - económico y de baja eficiencia energética. La situación cambiaría drásticamente en el caso de los escenarios 3a y 3b, donde -

se tendría incluso una sobrecapacidad entre el 39% y 43%. Con la operación de la Refinería Atahualpa (sí es que se llega a construir) se llegará a una utilización de capacidad entre el 59% y el 61% para gasolina, medianos y residuos en el escenario más alto; y, entre el 27 y el 52%, en el escenario más bajo.

Sólo para el G.L.P. se llegaría a una utilización de la capacidad relativamente razonable (70%). En este caso, alrededor del 80% del gas licuado consumido provendría de las refinerías de petróleo y sólo un 20% del procesamiento del gas asociado de la producción petrolera.

c. Electricidad

Para determinar la energía a generar, se deben incluir las pérdidas en transmisión, subtransmisión y distribución. Las pérdidas totales se estiman actualmente en 21%, correspondiendo 16% en subtransmisión y distribución y 5% en transmisión. Hasta el año 1995, se supone que las pérdidas se reduzcan a un 16%, con 12% en subtransmisión y distribución y un 4% en transmisión. Para determinar la demanda en potencia el factor importante es la utilización de la capacidad instalada que se expresa en el factor de carga.

Para el año 1984, INECEL cuenta con una carga media durante el día, entre 350 y 550 MW, y con una demanda máxima de 700 MW entre las 18:00 y 22:00 horas, resultando un factor de carga de 59.5%.

Para la proyección de la demanda en potencia se supone que el factor de carga bajará a 57.7%, eso significa que no habrá mayores cambios en la estructura de la curva de carga.

Los escenarios de la demanda de energía eléctrica suponen un alto crecimiento en la utilización de electricidad, especialmente en el sector industrial y el sector transporte. Solo en el ca-

so del escenario 3b la demanda excederá la capacidad en generación a partir del año 1993. En este escenario se supone un alto crecimiento económico con una "promoción" de la utilización de electricidad. En los escenarios energéticos b, el consumo total, parcial o totalmente, sobrepasará la capacidad hidroeléctrica. Como consecuencia el consumo de electricidad previsto - en la demanda, llevaría consigo un consumo adicional de petróleo en generación de termoelectricidad que energéticamente no es venturoso.

En los cuadros # 23 y 24, se observa los porcentajes de hidroelectricidad para los escenarios de la demanda más alta y más baja, respecto a la potencia garantizada y a la capacidad de generación firme y media de las centrales hidráulicas.

La participación de la hidroelectricidad en 1995, varía entre - 56% y 100%, según los escenarios y la energía generada.

d. Otros Energéticos

Según análisis de la oferta y demanda hasta el año horizonte, no va a cambiar sustancialmente la estructura del consumo final de energía y tampoco se van a incorporar nuevas fuentes en forma significativa. En las proyecciones de la demanda se ha estimado en el escenario más favorable respecto a nuevas fuentes, una penetración de un 4%, siguiendo las posibles opciones que puedan dar éstas en el país (una penetración relativamente significativa se podría asumir sólo para el gas natural seco y para energía solar en calentadores de agua).

Incluyendo la hidroelectricidad como fuente de energía renovable, que muestra el mayor crecimiento entre 1982 y 1995, la participación de energías renovables en 1995 alcanzará entre un 23% y 28% (escenarios 3a y 3b) en relación con el 25% en 1982; lo que tampoco indica que habrá un mayor cambio.

La leña sigue representando la mayor parte de la energía renovable, su demanda probablemente volverá a crecer si los combustibles comerciales, que en el pasado parcialmente podían sustituir a este energético, alcanzar precios relativamente altos. - Para no agravar la difícil situación en algunas regiones respecto al suministro de este energético barato y los problemas ambientales, se tiene que fortalecer los programas de forestación y reforestación.

El bagazo cuya contribución al sector energético dependerá del desarrollo del sector azucarero, de las medidas de conservación a adoptarse y del posible uso competitivo no energético, de todas maneras no va a tener en el futuro un rol significativo. Su participación en el suministro total de energía posiblemente va a disminuir.

El gas natural (gas del golfo), podrá constituir la única fuente nueva en el país con mayor significado energético. Se asume, que el superávit que se tendrá de la producción, a más de los requerimientos de la planta de fertilizantes, se utilizará en la industria. Existe incertidumbre sobre los costos de producción, que incidirán en los precios a nivel de consumidor final y su posible utilización total, relacionando tanto con el sector doméstico, como con el industrial.

La energía solar, como fuente nueva tendrá un menor impacto; no obstante haberse considerado un programa de instalación de alrededor de 13.000 unidades promedio anual de calentadores solares, con lo cual el aporte de este energético, representará solo un 0.3% de la energía total y un 2% al 3% del consumo de electricidad.

2. ASPECTOS ECONOMICOS

a. Inversiones

Las inversiones se realizan a nivel de investigación y estudios de planificación y factibilidad para el desarrollo de proyectos de suministro de energía; en electricidad e hidrocarburos, nuevas fuentes de energía y en conservación, sustitución y uso nacional.

1) Resumen de los programas sectoriales

El análisis financiero actual, se limita a las operaciones de las dos grandes empresas estatales del sector energético, INECEL y CEPE. Las inversiones previstas para alcanzar la producción de energía antes descritas están indicadas en el:

- Plan Quinquenal de CEPE 1984-1988.
- Análisis Financiero de INECEL.

El análisis demuestra un desequilibrio, porque el plan de CEPE cubre solamente cinco años. El desglose de las inversiones se presentan en los cuadros siguientes:

INVERSIONES REALIZADAS Y PREVISTAS POR CEPE

| | 1980-1983 | | 1984 | 1988 |
|-----------------------------------|------------------------|-----|------------------------|-------|
| | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % |
| - Producción | 20.4 | 75 | 49.5 | 37.4 |
| - Industrialización y transporte. | 6.1 | 19 | 71.8 | 54.2 |
| - Otros | 1.6 | 6 | 1.8 | 1.4 |
| - Intereses durante construcción | -- | -- | 9.4 | 7.0 |
| T O T A L | 27.1 | 100 | 132.5 | 100.0 |

FUENTE: CEPE, Ejecución Presupuestaria, Informe Estadístico, - Plan Quinquenal.

INVERSIONES PREVISTAS POR CEPE
(1984-1993)

| PROGRAMAS / PROYECTOS | INVERSIONES 2) MILLONES DE SUCRES |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| * Administración | 1.339 |
| * Producción | 42.680 |
| - Exploración | 5.912 |
| - Perforación | 22.402 |
| - Desarrollo | 5.385 |
| - Explotación | 8.982 |
| * Industrialización | 66.967 |
| - Refinación | 8.922 |
| - Ampliación Esmeraldas | 752 |
| - Refinería Amazónica | 51.003 3) |
| - Refinería Atahualpa | |
| - Gas Región Amazónica | 489 |
| - Campo Amistad-Fertilizantes | 3.215 1) |
| - Petroquímica: | |
| . Aceites básicos-lubricantes | 759 1) |
| . Petroquímica | 1.537 |
| . Polipropileno | 291 1) |
| * Comercialización | 5.036 |
| * Consorcios | 7.170 |
| T O T A L | 123.192 |

NOTAS:

1) Participación de CEPE en las Empresas de Economía Mixta, Inversiones totales en los Proyectos (millones de sucres).

| | |
|-----------------------------|--------|
| Campo Amistad-fertilizantes | 32.668 |
| Aceites básicos-lubricantes | 9.212 |
| Planta polipropileno | 2.428 |

2) Sin costos financieros

3) Intereses durante construcción: 9.358×10^6 sucres.

Mientras que INECEL a través del Plan Maestro de Electrificación, dispone de información de inversiones a más largo plazo, ver cuadros que preceden:

INVERSIONES REALIZADAS Y PREVISTAS POR INECEL

| | 1980-1983 | | 1984-1988 | | 1989-1993 | |
|--------------------------------------|------------------------|-----|------------------------|-----|------------------------|-----|
| | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % |
| - Generación | 24.5 | 64 | 28.7 | 45 | 47.4 | 74 |
| - Distribución/ Transmisión | 8.7 | 23 | 18.9 | 30 | 1.8 | 3 |
| - Otros | 4.9 | 13 | 6.8 | 11 | 5.9 | 9 |
| - Intereses durante construcción. | -- | -- | 8.9 | 14 | 9.0 | 14 |
| T O T A L: | 38.1 | 100 | 63.3 | 100 | 64.1 | 100 |

FUENTE: Análisis Financiero de INECEL; INECEL, Unidad de Estudios Económicos.

INVERSIONES PREVISTAS POR INECEL
(1984 - 1993)

| PROGRAMAS/PROYECTOS | AÑOS DE EJECUCION | INVERSIONES (1) MILLONES DE SUCRES |
|---------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| * <u>OBRAS HIDROELECTRICAS</u> | | 76.104 |
| - Paute A-B | 1984 | 471 |
| - Agoyán | 1984-1987 | 8.115 |
| - Paute C | 1985-1990 | 21.011 |
| - Paute Mazar | 1988-1993 | 35.542 |
| - San Francisco | 1992-1993 | 10.966 |
| * <u>OBRAS DE DISTRIBUCION:</u> | | 6.441 |
| - Generación local | 1984-1987 | 980 |
| - Electrificación rural | 1984-1986 | 3.786 |
| - Subtransmisión A + B | 1984-1987 | 1.675 |
| * <u>OBRAS DE TRANSMISION</u> | | 14.320 |
| - Paute B2-Complementada | 1984-1985 | 601 |
| - Agoyán-Sta. Rosa | 1984-1985 | 992 |
| - Fase C | 1984-1986 | 6.944 |
| - Fase D | 1985-1990 | 4.922 |
| - San Francisco | 1992-1993 | 661 |
| - Quevedo-Portoviejo | 1984-1985 | 200 |
| * ESTUDIOS + INVERSIONES GENER. | 1984-1993 | 12.669 |
| * INTERES DURANTE CONSTRUCCION | 1984-1993 | 17.844 |
| * AUMENTO CAPITAL DE TRABAJO | 1984-1993 | 9.460 |
| T O T A L | | 136.837 |

(1) Sin costos financieros.

CEPE, prevé para el período 1984-1988, 4-5 veces el monto total de inversiones alcanzando en los últimos 4 años (para los años siguientes a 1988, todavía no existe previsión de inversiones), estas inversiones no incluyen los costos financieros.

Un resumen de las inversiones de las grandes empresas se expone a continuación:

INVERSIONES REALIZADAS Y PREVISTAS POR CEPE
E INECEL

| | 1980 - 1983 | | 1984 - 1988 | | 1989 - 1993 | |
|-----------|------------------------|-----|------------------------|-----|------------------------|-----|
| | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % |
| CEPE | 27.1 | 44 | 132.5 | 74 | --- | --- |
| INECEL | 35.1 | 56 | 63.3 | 26 | 64.1 | 100 |
| T O T A L | 62.1 | 100 | 195.8 | 100 | 67.3 | 100 |

Mientras en los años pasados INECEL efectuó inversiones más altas; CEPE entre 1984 y 1988, invertirá 3 veces el monto que INECEL ha previsto para el mismo período. Respecto a la importancia energética de ambos sectores, las inversiones de CEPE parecen bajas.

2) INECEL

Invirtió en generación, el monto más alto en los últimos tres años, alrededor de 70%; este rubro disminuirá entre 1984-1988, alrededor del 50% en favor de las inversiones en transmisión y distribución. Este último rubro, se estima volverá a bajar drásticamente en los años 1989-1993, debido a que todavía no se han formulado y programado los proyectos en electrificación rural, distribución y expansión del sistema nacional de transmisión.

3) CEPE

El esquema de inversiones de CEPE prevé un aumento relativamente alto de las inversiones en industrialización y transporte (dirigido al mercado interno), mientras en producción (petróleo), se invertirá relativamente menos que en los años anteriores. ver cuadro de inversiones realizadas y previstas por CEPE.

La expansión de la capacidad de refinación necesitará alrededor del 50% de las inversiones previstas, mientras las inversiones en producción representan solamente el 35%. Sólo, la refinería Atahualpa, necesitará el 40% de las inversiones de CEPE en el próximo quinquenio.

Se debe mencionar que adicionalmente al programa de inversiones de CEPE se prevé inversiones de empresas de economía mixta para la explotación del gas del golfo y desarrollo de la petroquímica, ver cuadro de inversiones previstas por CEPE.

4) Otras entidades

Las inversiones de CEPE e INECEL no representan el total de las inversiones del sistema energético, ya que no se incluyen las inversiones de empresas eléctricas regionales, de las empresas petroleras privadas, de los programas de forestación, las inversiones en investigaciones para fuentes alternas y las que efectuarán los demás sectores económicos en conservación de energía o sustitución.

b. Factibilidad de proyectos

En una gran parte de proyectos para la extensión y el mejoramiento del sistema energético, todavía no existen estudios de factibilidad, los que son necesarios para evaluar debidamente las opciones energéticas anteriormente analizadas. Los estudios

de factibilidad que se requieren para establecer las ventajas - y la prioridad de los proyectos, no sólo deberían reflejar los aspectos empresariales o los requerimientos de una demanda energética dada, sino también el costo-beneficio a nivel nacional; y aspectos de:

- Conservación y modulación de la demanda con relación a las inversiones en la expansión del sistema energético;
- Optimización en la estructura del consumo y de la oferta de - los diferentes energéticos (por ejemplo: hidroelectricidad-derivados de petróleo, leña-derivados del petróleo, etc.);
- Proyectos con beneficio a corto plazo con relación a proyec - tos con mayor beneficio a largo plazo.
- Financiamiento con recursos en condiciones preferenciales: - buscar los campos de mayor beneficio socio-económico para estos recursos limitados, ya sea en el sector energético, o en otros sectores de la economía.

Estos aspectos requieren de una planificación energética muy integrada y estrechamente ligada a los demás sectores de la sociedad.

c. Financiamiento

INECEL ha obtenido en el pasado la mayor parte de sus recursos para la operación y expansión de sus sistemas, a través de regalías de petróleo y de aportes estatales (81%) y apenas un 19% se cubrió entre 1980-1983, por conceptos de ventas - de electricidad. Esto significa, que los ingresos por ventas - no cubrieron ni siquiera los costos de explotación. Para el futuro, se prevé un incremento significativo de este último rubro, hasta llegar a un promedio del 53% entre los años 1983-1992, me

diante la elevación de tarifas; con lo que se espera cubrir - los gastos corrientes (costos de explotación más servicio de - la deuda), mientras que las inversiones serán cubiertas en par - te por las regalías. El resto de las inversiones serán finan - ciadas con créditos que representarán el 32% en el período - 1984-1988 y el 45% en el período 1988-1993; ver cuadro siguien - te:

INECEL: INGRESOS Y EGRESOS 1980-1993
(10⁹ sucres)

| | 1980-1993 | | 1984-1988 | | 1989-1993 | |
|----------------------------------|------------------------|-----|------------------------|-----|------------------------|-----|
| | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % |
| * INGRESOS | | | | | | |
| - Explotación | 13.3 | 28 | 27.5 | 34 | 45.1 | 53 |
| - Aporte Rega- lías. | 27.0 | 59 | 40.6 | 50 | 41.0 | 47 |
| - Aportes otros | 6.1 | 13 | 12.8 | 16 | -- | -- |
| T O T A L; | 46.1 | 100 | 80.9 | 100 | 86.1 | 100 |
| * EGRESOS | | | | | | |
| - Explotación | 7.7 | 17 | 5.8 | 7 | 6.3 | 7 |
| - Servicio deuda | 11.7 | 25 | 34.7 | 43 | 37.2 | 43 |
| - Contribución a la inversión | 26.7 | 58 | 40.0 | 50 | 43.0 | 50 |
| T O T A L | 46.1 | 100 | 80.9 | 100 | 86.1 | 100 |
| INVERSION TOTAL (1) | 38.1 | | 62.3 | | 65.1 | |
| FINANC. EXTERNO | 30% | | 37% | | 34% | |

FUENTE: Ejecución Presupuestaria. Unidad de Estudios Económicos.

(1) Inversiones con Interés Durante Construcción y sin capital de trabajo.

CEPE seguirá financiando la mayor parte de sus gastos con los ingresos provenientes de las ventas de derivados al mercado interno (63-65%). Al agregar todos los costos de industrialización y comercialización y considerando que el 50% del petróleo explotado se consumió en el mercado interno, este aporte de financiamiento no es suficiente. En el pasado, CEPE casi autofinanciaba sus inversiones, mientras que para el período 1984-1988 se ha previsto un financiamiento externo del 51%; ver cuadro siguiente:

CEPE: INGRESOS Y EGRESOS 1983-1988
(10⁹ sucres)

| | 1983 | | 1984 - 1988 | |
|------------------------|------------------------|------------|------------------------|------------|
| | 10 ⁹ sucres | % | 10 ⁹ sucres | % |
| *INGRESOS | | | | |
| -Actividad exportadora | 6.2 | 29 | 67.3 | 35 |
| -Mercado Intern. | 13.6 | 63 | 125.7 | 65 |
| -Otros | 1.8 | 8 | -- | -- |
| T O T A L | 21.7 | 100 | 192.9 | 100 |
| *EGRESOS | | | | |
| -Gastos de explotación | 15.0 | 69 | 118.6 | 61 |
| -Serv. de la Deuda | 0.9 | 4 | 13.5 | 7 |
| -Inversiones | 5.7 | 27 | 60.8 | 32 |
| T O T A L | 21.7 | 100 | 192.9 | 100 |
| INVERSION TOTAL | 5.7 | | 132.6 | (1) |
| FINANC. EXTERNO | 100% | | 54.% | |

(1) Con intereses durante Construcción para Refinería Atahualpa. Sin derechos arancelarios.

FUENTE: CEPE, Informe Estadístico 1983, Plan Quinquenal 1984-1988.

Para analizar mejor la participación del sistema energético en la economía nacional, se tendría que relacionar sus gastos e inversiones con datos macro-económicos, lo mismo que se requiere de un amplio marco de investigaciones.

Uno de estos aspectos, se muestra en el cuadro que precede, donde se relacionan los ingresos por concepto de exportación de petróleo con la participación del sistema energético.

PARTICIPACION DEL SECTOR ENERGETICO EN LOS INGRESOS DE EXPLOTACION DE PETROLEO.

| | <u>1984-1988</u> | <u>1989-1993</u> |
|--|--------------------|------------------|
| - Producción (10 ⁶ Bbls) | 486.1 | 432.6 |
| - Consumo Interno ¹⁾ (10 ⁶ Bbls) | 145.0 | 169.0 |
| - Exportación (10 ⁶ Barrils) | 341.1 | 263.6 |
| - Precio de venta (US\$ Bbls) | 30.0 ²⁾ | 30.0 |
| - Precio de venta (sucres) | 1.980,0 | 1.980.0 |
| <u>INGRESOS TOTALES (10⁹ sucres)</u> | <u>675.4</u> | <u>521.5</u> |

Ingresos por concepto de petróleo (10⁹ sucres)

| | | |
|---------------------|--------------|----------------------|
| - CEPE | 67.3 | (52.0) ³⁾ |
| - INECEL | 53.5 | 41.5 |
| TOTAL | 120.8 | 93.5 |
| TOTAL/INGRESO TOTAL | <u>17.9%</u> | <u>17.9%</u> |

1) Según Escenario 3A

2) Para Enero de 1986, el precio internacional del petróleo experimentó una tendencia a la baja, llegando al momento de elaborar de este documento, a los \$10 por barril.

3) Calculando en relación de los ingresos totales.

FUENTE: Datos de CEPE, INECEL y estimaciones del INE.

El aporte de la explotación petrolera en el sistema energético, será entre 1984 y 1988 de sólo el 18%, de lo cual CEPE, con su alto aporte de suministro de energía al mercado interno, sólo participará con 55% e INECEL con 45%.

Manteniendo la misma participación del sistema energético en las exportaciones de petróleo, los recursos del sistema bajarán en el período 1980-1993 en un 23%.

Las inversiones totales (incluyendo las inversiones que se deben financiar externamente) podrán alcanzar el 25% de los ingresos provenientes de la exportación de petróleo en el período 1984-1988.

d. Costos de energía

En el país no se cuenta con un esquema confiable de costos de los diferentes energéticos. Sin embargo, se puede asumir, que los costos de los energéticos no tradicionales no van a diferir de las cifras que se dispone en otros países. En el gráfico # 10 se muestra rangos de costos para varios energéticos, del cual se desprende lo siguiente:

- El petróleo es una fuente de energía barata a nivel mundial, más aún en el Ecuador; para que la fuente de energía no convencionales sean competitivas, hay que encarecer el petróleo o subsidiar sustancialmente las fuentes no convencionales.

- Para la optimización de los patrones de la oferta en un país, hay que considerar los costos efectivos para cada una de las posibles fuentes (por rangos de costos que puede tener la producción de cada energético), los costos marginales por fuente (por la tendencia de varios energéticos del incremento de costos por unidad con la expansión de la pro

ducción) y, otros factores de carácter socio-económico (por ejemplo: generación de fuentes de trabajo, disponibilidad de recursos energéticos nacionales o regionales).

e. El rol del nivel de precios de los energéticos

La discusión sobre el nivel y la estructura de precios de los energéticos tiene dos enfoques principales:

- Un enfoque con el nivel de precios bajos que pueden promover el desarrollo de los sectores productivos, ya que permite ventajas comparativas de costos, sobre todo a nivel internacional: exportación de productos y prestación de servicios internacionales; y,

- Un enfoque con nivel de precios altos que es necesario para modular la demanda (conservación) y producir condiciones favorables para diversificar la oferta.

La experiencia ha mostrado que las ventajas de los precios bajos de energía son mínimos, sobre todo por la proporción generalmente baja que los costos de la energía tienen en los costos totales de la producción y en la mayoría de las ramas del sector terciario. Según estimaciones, en el Ecuador, los costos de energía promedio de la industria por ejemplo: representan alrededor del 1% del valor agregado.

En cambio, con precios altos se pueden alcanzar las metas propuestas dentro de la política energética respecto a la modulación de los patrones de la demanda.

C A P I T U L O

I V

CAPITULO IV

C O N C L U S I O N E S

A. ALCANCE DEL PLAN MAESTRO DE ENERGIA

El Plan Maestro de Energía, es el diagnóstico de la situación energética nacional, la definición de escenarios de desarrollo macroeconómico hasta el año 1995 y la correspondiente proyección de la demanda de energía. Las demandas proyectadas hasta 1995, de cada uno de los energéticos han sido comparados con las capacidades de producción proyectadas por CEPE en el caso de los hidrocarburos y de INECEL en el caso de la electricidad, y se han logrado valiosas conclusiones.

B. DIAGNOSTICO DE LA SITUACION ENERGETICA NACIONAL

1. El crecimiento del sector energético se ha visto afectado por la crisis económica que ha soportado el país desde comienzos de la década de los 80, considerada la más aguda de los últimos 30 años.

2. El crecimiento económico del país depende de las exportaciones de hidrocarburos, pese al fuerte proceso de industrialización que ha caracterizado al país en los últimos 20 años.

3. Durante el año de 1982, se observó la siguiente estructura de consumo final de energía y energía útil por sectores de consumo:

| SECTOR | ENERGIA FINAL | ENERGIA UTIL |
|----------------------------------|---------------|-----------------------|
| transporte | 37.6% | 5.6% (15%de la E.F.) |
| industria | 19.3 | 9.6 (50%de la E.F.) |
| residencial, comercial y público | 31.8 | 12.7% (40%de la E.F.) |
| agricultura | 3.6 | 22.7% (3.6%de la EF.) |
| obras (contrabando) | 7.7 | --- |
| | <u>100.0%</u> | <u>30.1%</u> |

Lo cual demuestra que sólo una tercera parte de la energía que se consume, se transforma en energía útil y que los sectores - de mayor potencial de ahorro energético son el transporte y la industria.

4. Durante el año 1982, se observó la siguiente estructura de la demanda de energía final, por producto:

| <u>PRODUCTO</u> | <u>%</u> | <u>ENERGIA COMERCIAL</u> |
|------------------------|----------|--------------------------|
| Leña* | 19.6 | - - |
| Bagazo* | 4.0 | - - |
| Derivados del petróleo | 70.7 | 92.5 |
| Electricidad | | |
| - Técnica | 4.0 | 5.2 |
| - Hidroenergía | 1.7 | 2.3 |
| | 100.0% | 100.0% |

* Energía no comercial

De lo anterior se concluye lo siguiente:

- La leña es un energético importante en el esquema energético nacional al igual que el bagazo.
- Los hidrocarburos, desde el punto de vista de la energía comercial, representa el 97.7% del consumo nacional. Es decir el Ecuador ha llegado a un grado extremo de dependencia de los hidrocarburos, lo cual es tremendamente peligroso, tanto desde el punto de vista de la Seguridad Nacional como su desarrollo económico.
- La hidroenergía, pese a los grandes esfuerzos realizados por el sector eléctrico, en 1982 sólo representó el 2.3% de la energía que se consume en el país. Esta situa -

ción mejorará con la operación total del Proyecto Hidroeléctrico Paute (faces A, B, y C.)

5. Desde el punto de vista de la estructura de la oferta energética nacional, sin tomar en cuenta las exportaciones de hidrocarburos, el país ha sufrido un gran cambio en el período 1970-1982.

| | <u>1970 (%)</u> | <u>1982 (%)</u> |
|---------------|-----------------|-----------------|
| Leña | 48.8 | 19.6 |
| Bagazo | 6.0 | 4.0 |
| Hidrocarburos | 42.1 | 70.7 |
| Electricidad | <u>3.1</u> | <u>5.7</u> |
| | 100.0% | 100.0% |

Es decir, de un país altamente consumidor de leña se ha transformado en un país altamente consumidor de hidrocarburos, consecuencia del crecimiento económico observado en el período, - que se ha manifestado por acelerado y armónico crecimiento del parque automotor (transporte exclusivamente en base de hidrocarburos), crecimiento de la industria y del sector terciario (residencial, comercial y público).

La diferencia de precios de los derivados de petróleo entre el Ecuador y los países vecinos, que actualmente tiene una relación de 1 a 3, ha incentivado la fuga de combustible hacia Colombia, Perú y a otros lugares de alta mar. El contrabando durante el año de 1984, se estima que fue del orden de los 7.000 barriles / día.

6. No existe un inventario detallado de todos los recursos energéticos del Ecuador. De los estudios realizados por INECEL, CEPE y la Dirección Forestal del Ministerio de Agricultura y Ganadería se tiene la siguiente información:

RESERVAS

| | |
|-----------------|--------------------------------|
| - No renovables | |
| . Petróleo | 230 x 10 ⁶ TEP |
| . Gas natural | 11.9 x 10 ⁶ TEP |
| . Carbón | no cuantificada |
| . Uranio | no cuantificada |
| - Renovables | |
| . Hidroenergía | 11.30 x10 ³ TEP/año |
| . Leña | 6.570 x10 ³ TEP/año |
| . Bagazo | 1.665 x10 ³ TEP/año |
| . Biogas | 34 x 10 ³ TEP/año |
| . Geotermia | no cuantificada |
| . Solar | no cuantificada |

7. No existe una información actualizada, y completa de costos de operación del sector energético, que permita realizar un estudio de los costos de la energía y una comparación con los precios en vigencia, que pueda ser válido para una recomendación en materia de política de precios.

De la información que se ha obtenido del sector eléctrico se concluye la necesidad de realizar reajustes periódicos de las tarifas eléctricas. INECEL, ha establecido la necesidad de reajustar las tarifas en un 2% mensual. CEPE, no dispone de ningún estudio financiero a futuro, y el Plan Quinquenal aprobado no establece claramente el esquema del financiamiento de su plan de obras.

8. La capacidad actual de refinación a nivel nacional no es suficiente para abastecer la demanda.

9. El parque nacional de refinación está imposibilitado de abastecer la demanda, porque la estructura de refinación es incompatible con la estructura de la demanda nacional de de

rivados.

10. No se ha logrado todavía implementar la infraestructura necesaria para la utilización óptima del gas asociado de los campos del Oriente.

La actual planta de Gas de Shushufindi, a pesar de que su producción se ha incrementado en el año anterior, ésta se encuentra operando únicamente en un 60% de su capacidad total, lo que incide a que el país tenga que importar G.L.P. para satisfacer la demanda interna.

11. Más del 75% de la población rural del país utiliza leña, para la cocción de alimentos, en un promedio de 2.1 Kg/día, lo cual incide en un alto ritmo de reforestación, disminuye paulatinamente las posibilidades de abastecimiento de leña y origina el desequilibrio ecológico.

12. El carbón mineral, es utilizado sólo en la provincia del Azuay y Cañar, y no tiene ningún impacto en la oferta energética nacional, pese a que hay manifestaciones de que nuestro país es rico en carbón.

13. Las energías no convencionales como la Solar, Geotermia, Eólica y Biogas, están en proceso de perfeccionamiento tecnológico, su utilización es puntual, no tiene significación en la estructura energética nacional y su importancia posiblemente surja en el mediano y largo plazo.

14. La energía humana y animal utilizada para la tracción, no ha sido cuantificada, aunque se considera que es importante en la zona rural del país, para cumplir las actividades cotidianas de transporte de carga y labranza de suelo. Será importante en el futuro hacer una investigación para cuantificar

ficarla y definir políticas en el agro, en cuanto se refiere a transporte.

C. PERSPECTIVAS ENERGETICAS NACIONALES

1. De los estudios macroeconómicos realizados por el INE, se concluye que en los próximos diez años (hasta 1995) se puede esperar razonablemente que la tasa de crecimiento media del PIB esté entre el 2% y el 4%.

El primero basado en una hipótesis de exportación de petróleo propuesto por CEPE, 2%/año y, el segundo, en la hipótesis de crecimiento hipotético de las exportaciones de petróleo del 4% anual y/o crecimiento económico interno.

La segunda alternativa (4%) sería más compatible con las propuestas de desarrollo económico enunciadas por el actual gobierno.

2. Las tasas de crecimiento del sector energético en función del crecimiento del PIB han sido calculadas como siguen:

| PERIODO 1982 - 1995 | | |
|---------------------|----------------|--------------------|
| <u>ESCENARIO</u> | <u>PIB (%)</u> | <u>ENERGIA (%)</u> |
| 1 | 1.1 | 1.4 |
| 2 | 5.0 | 2.83 |
| 3a | 4.0 | 3.21* |
| 3b | 4.0 | 2.17 |
| 4a | 1.91 | 2.04 |
| 4b | 1.91 | 0.58* |

* Sólo para el período 1990-1995

a. Los escenarios "b" suponen la implementación de pro

gramas intensivos de ahorro energético y/o sustitución.

Este escenario se lo presenta como referencia, pero solamente - podrá darse en la medida en que se implementen programas de - asistencia técnica, líneas de crédito para el financiamiento de las inversiones que ello implica, un marco legal adecuado, y - una política de precios de los energéticos que incentive el ahorro y la sustitución.

b. Las tasas de crecimiento del sector energético hasta 1995 son del 0.58% mínima y máxima del 3.21% acumulativa anual. Esta última es la más probable, que se presente, por las razones anteriormente anotadas.

3. Las tasas de crecimiento anual por energéticos para el período 1982-1995, de acuerdo a los escenarios macroeconómicos estudiados, tendrán los siguientes rangos de variación:

| | MAX % (3a) | MIN. % (4b)** |
|------------------------|---------------|------------------|
| Electricidad | 7.28 | 5.45 |
| Derivados del petróleo | 3.44 | -0.47 |
| Gas licuado | 6.13 | 4.52 |
| Leña | -0.23 | 1.01 |
| Bagazo | 3.07 | -5.55 |
| Gas Natural* | -- | 30.8 |
| Energía Solar* | -- | 9.09 |
| T O T A L | 3.21 | 0.58 |

* Sólo para el período 1990-1995

** Este escenario supone un intenso programa de ahorro energético y sustitución.

4. Las tasas de crecimiento anual por sectores para el período 1982-1995, de acuerdo a los escenarios macroeconómicos estudiados tendrán los siguientes rangos:

| | <u>MAX (%) 3a</u> | <u>MIN. (%) 4b</u> |
|---------------------|-------------------|--------------------|
| Industrial | 5.57 | 0.05 |
| Residencial | 1.06 | 1.89 |
| Transporte | 3.68 | -0.06 |
| Comercial y público | 3.92 | 0.77 |
| Agro y pesca | 3.37 | 5.83 |
| Construcción | 1.98 | 1.07 |
| Otros (contrabando) | -- | -5.19 |
| T O T A L | 3.21 | 0.58 |

a. El escenario 3a, que implica una tasa media de crecimiento del sector energético del 3.21% parece la más probable, en razón de la muestra de recuperación económica del país, del surgimiento de actividades productoras importantes en el sector minero (producción de oro en Nambija), y de la reiniciación de la actividad de exploración y explotación de petróleo, entre otros aspectos.

5. Los esquemas energéticos a los que se llegará en el año 1995 para los escenarios mencionados, serían los siguientes:

| <u>ESCENARIOS</u> | <u>AÑO 1995</u> | |
|------------------------|-----------------|---------------|
| | <u>3a (%)</u> | <u>4b (%)</u> |
| Leña | 12.63 | 20.76 |
| Bagazo | 3.88 | 1.74 |
| Derivados del petróleo | 69.74 | 59.05 |
| Gas natural | 4.34 | 4.97 |
| Electricidad | 9.41 | 10.53 |
| No convencionales | -- | 2.95 |
| T O T A L | 100% | 100% |

Las diferencias sustanciales entre los dos esquemas son los si guientes:

- Mayor consumo de leña consecuencia de los incrementos de pre cios de la energía convencional que supone este escenario 4b;
- Mejor utilización del bagazo, seguramente para usos industria les;
- Disminución sustancial del uso de hidrocarburos, especialmen- te si se lo considera con el porcentaje actual de participa - ción en el esquema energético;
- Presencia importante de las energías no convencionales.

D. PROYECCIONES DE LA OFERTA DE ENERGIA

El INE no ha realizado, en la fase primera del Plan Maestro de Energía, un estudio de optimización de la oferta energética, y ha aceptado los estudios presentados por CEPE e INECEL.

Por lo tanto, el presente estudio compara los programas de equi pamiento propuesto por CEPE e INECEL con la proyección de la - demanda realizada por el INE.

De esta comparación se han obtenido las siguientes conclusiones:

1. SECTOR ELECTRICO

- INECEL hasta 1995 ha previsto desarrollar los siguien- tes proyectos:

| <u>PROYECTO</u> | <u>POTENCIA GARANTIZADA</u> | <u>AÑO DE FUNCIONAM.</u> |
|-----------------|-----------------------------|--------------------------|
| Agoyán | 138 MW | 1988 |
| Daule - Peripa | 92 MW | 1991 |
| Paute C1 | 176 MW | 1992 |
| Paute C2 | 256 MW | 1993 |
| Mazar | <u>123 MW</u> | 1995 |
| T O T A L: | 785 MW | |

Con estos proyectos a desarrollarse hasta 1995, el país llegará a contar en ese año con una potencia total de 1.760 MW.

- La demanda de potencia eléctrica en el país a diciembre de 1984, alcanzó la cifra de 874 MW y la potencia instalada a la misma fecha fue de 1.786 MW, de los cuales 740 MW son de origen hidráulico.

- La energía eléctrica generada en el año 1984 alcanzó - la cifra de 4.522 GWH (incluyendo Empresas Eléctricas, Municipios y Autoproductores).

Considerando una población total estimada del país de 8.51 millones de habitantes, la energía generada fue de 531 KWH/habitantes.

- El consumo de energía eléctrica creció en el último decenio con una hora acumulativa anual del 12.5% y en el último quinquenio con una tasa del 8.3%.

- El número de habitantes servidos fue de 5.177.500 en 1984.

- Se dispone de un Catálogo de Proyectos de Inventario a base de recursos hidráulicos, con una capacidad de 30.500 MW técnicamente aprovechables.

- Se ha dado un paso muy importante en el programa de generación al sustituir energía térmica por hidráulica, con la operación de Paute.
- A través del Sistema Nacional Intercomunicado se entrega energía en bloque a nivel de subestaciones a la mayor parte de las Empresas Eléctricas, faltando realizar la interconexión con ramales hacia El Oro, Santa Elena y Loja, e integrar así a todas las provincias de la Sierra y la Costa.
- El sistema de transmisión funciona en forma confiable a pesar de no estar completo el anillo, con lo cual se tendrá mayor seguridad y confiabilidad en el servicio.
- Los estudios de la proyección de mercado del sector eléctrico, indican un crecimiento medio probable de generación de la energía de 5.8% para el próximo decenio, con tasas acumulativas anuales.
- Las centrales que iniciarán su operación en el período 1985-1988 son:

| C E N T R A L | AÑO OPERACION | POTENCIA INSTALADA | MW. |
|-------------------------|---------------|--------------------|-----|
| Térmicas menores | 1985-1988 | 12.0 | |
| Hidroeléctricas menores | 1985-1988 | 12.0 | |
| Hidroeléctricas Agoyán | 1988 | 156.0 | |
| T O T A L 1985-1988: | | 180.0 | MW |

- El sistema nacional de transmisión en 1988, estará constituido básicamente por un anillo de 230 Kv y líneas radiales a 138 Kv a las diversas regiones.
- El programa de subtransmisión y distribución contempla las construcciones de obras y ampliar el servicio eléctrico.

trico urbano a 142.719 habitantes adicionales.

- INECEL se propone ejecutar un programa de electrificación rural, que comprende la construcción de pequeñas centrales de generación, líneas y redes de distribución para servir a una población rural de 69.470 habitantes adicionales.

- El programa de obras que satisface esta demanda requiere de una inversión de 93.685 millones de sucres en el período 1985-1988, a precios constantes de 1985 (112.634 millones de sucres a precio corriente).

- Se confirma la conveniencia del principio establecido en la Ley básica de Electrificación, de unificar en el Estado, la responsabilidad de desarrollar los proyectos de generación y transporte de la energía eléctrica con el fin de optimizar la utilización de los recursos, haciendo partícipes de los mismos a todas las regiones del país en forma equitativa.

- La distribución y comercialización de la energía eléctrica, se realiza a través de las empresas constituidas como sociedades anónimas, en las que el Estado, por intermedio de INECEL, es el mayor accionista; salvo EMELEC que dispone de capítulos extranjeros.

- La política tarifaria vigente se sustenta en los principios de justicia social y eficiencia empresarial, con lo cual protege a usuarios de menores consumos y propende generar recursos para contribuir al financiamiento de la expansión del Sector Eléctrico; sin embargo, los niveles tarifarios alcanzados no han sido suficientes para cumplir con el segundo principio.

- El esquema de financiamiento se determinó por causas como: La crisis económica nacional, los niveles tarifa-

rios insuficientes, la imposibilidad de conseguir crédito oportuno y suficiente, etc.

- De acuerdo con el Reglamento de tarifas y con la aceptación de la Superintendencia de Compañías, en lo referente a empresas, se han revalorizado los activos tanto de INECEL como de las Empresas Eléctricas.

- Se ha actualizado el Reglamento de Tarifas, mediante decreto ejecutivo de diciembre de 1983, el que permite una correcta aplicación de los pliegos tarifarios, cumpliendo con los postulados legales.

- El marco jurídico - administrativo que rige el Sector Eléctrico no se ha desarrollado en forma paralela a la dinamia requerida por el sector, siendo éste uno de los factores que ha entorpecido la ejecución de obras, pues las ha encajado y atrasado en su ejecución.

-- El programa de equipamiento previsto por INECEL satisface con holgura la demanda de energía, aún en las hipótesis más óptimas. Hasta 1990, se observó que habrá una buena reserva de producción de energía, más allá de las que se exige técnicamente (15%), pero esto sin duda contribuya a garantizar el suministro.

- Las inversiones previstas por INECEL en el Quinquenio 1985-1989 son las siguientes:

| | <u>10⁹ sucres</u> | <u>%</u> |
|----------------------------|------------------------------|-----------|
| Generación | 28.7 | 45 |
| Transmisión y Distribución | 18.9 | 30 |
| Otras | 6.8 | 11 |
| Intereses intercalarios | <u>8.9</u> | <u>14</u> |
| TOTAL | 63.3 | 100 |

2. SECTOR HIDROCARBUROS

a. Producción

- Mantenimiento de los niveles de producción en los campos que actualmente se encuentran en producción, con el objeto de asegurar una tasa de producción nacional estable, que permita ingresar al Estado divisas por el excedente exportable, para que éste puede ejecutar sus programas en beneficio del desarrollo socio-económico del país y de la Seguridad Nacional.

- Coordinar con la Dirección Nacional de Hidrocarburos acciones que le permitan a CEPE explotar técnica y racionalmente los yacimientos.

- Realizar gastos operativos necesarios para mantener, en óptimas condiciones de operación, las obras de infraestructura, equipos, campamentos, instalaciones, oleoductos secundarios, almacenamiento y otros similares.

- Prevenir cualquier accidente o daño en las instalaciones y obras existentes.

- Incorporar los campos comprobados a la producción nacional, para lo cual, CEPE dentro de su Plan Quinquenal tiene que fijarse el siguiente objetivo:

Para 1986 incorporará 2 campos. Para 1987 incorporará 1 campo.

Al final del quinquenio CEPE contará con 10 campos en producción en el nororiente.

- Aumentar las reservas de Hidrocarburos; para lo cual CEPE deberá incrementar las inversiones exploratorias e igual propósito, las empresas privadas.

- Dentro del Plan Quinquenal CEPE, mantendrá los planes operativos en lo referente a prospección sísmica, como en la exploración de las áreas de la Región Amazónica, costa afuera y costa adentro.

b. Industrialización

- La ampliación de las capacidades de refinación del país, es de vital importancia y de prioridad nacional; los programas más importantes son los siguientes:

1) Construcción de la Refinería Amazonas de capacidad de 10.000 barriles por día, con el objeto de abastecer a la zona oriental.

2) Ampliación de la Refinería Estatal de Esmeraldas a 90.000 barriles por día, para disminuir la importación de derivados del petróleo.

3) Optimización de la producción de la planta de Gas de Shushufindi con la finalidad de reducir la importación de G.L.P.

- Comparando este programa de equipamiento con la proyección de la demanda de energéticos correspondiente al escenario 3a/, el más probable se obtienen los siguientes resultados:

1) El déficit de gasolina y de productos medianos - disminuirá, pero persistirá hasta la ampliación de la Refinería de Esmeraldas y de la construcción de la Refinería de la Región Amazónica hasta el año 1988-1989 respectivamente.

2) Actualmente y hasta 1995 se presenta un superávit

importante de residuo.

3) La refinería de Atahualpa, si llegará a construir se presenta como una solución que garantizará por largo plazo, el suministro de derivados de petróleo al país.

- Las inversiones previstas por CEPE en el Quinquenio 1984-1988 son las siguientes:

| | <u>10⁹ sucres</u> | <u>%</u> |
|-----------------------------|------------------------------|------------|
| Producción | 49.5 | 37.4 |
| Industrialización y transp. | 71.8 | 54.2 |
| Otros | 1.8 | 1.4 |
| Intereses intercalarios | <u>9.4</u> | <u>7.0</u> |
| T O T A L | 132.5 | 100.0% |

c. Transporte

- Optimización del transporte y almacenamiento de hidrocarburos para lograr un sistema económicamente eficiente y técnicamente seguro.
- Mantenimiento de un sistema de transporte que evacúe todo el crudo producido en la Región Oriental.
- Mantener un almacenamiento que abastezca 30 días de consumo de productos a nivel nacional.
- Mantenimiento de un stock de almacenamiento de crudo para 20 días, para garantizar un volumen suficiente exportable.
- Ejecutar el Plan Nacional de Transporte y Almacenamiento propuesto por CEPE.

d. Comercialización

- Obtención de máximos ingresos por la venta de hidrocarburos y sus derivados, garantizando al país un ingreso estable de recursos financieros y minimizando los factores de dependencia del exterior.

- Negociar la mayor parte de los hidrocarburos destinados a las exportaciones a base de contratos a largo plazo (dos años o más).

- Abastecimiento del mercado interno, en forma eficiente, oportuna y en las mayores condiciones de volumen y calidad.

C A P I T U L O

V

CAPITULO V

RECOMENDACIONES

A. OFERTA DE ENERGETICOS

1. SECTOR ELECTRICO

- a. Lograr que los organismos competentes coordinen las actividades de las entidades pertenecientes al Sector Energético (INE, INECEL, CEPE, etc.) para que funcionen con una política coherente y armónica a nivel nacional.
- b. Conseguir que el Sector Eléctrico se expanda en forma armónica con el desarrollo del país y coordinadamente con todos los sectores de la economía impulsando su desarrollo.
- c. Operar el Sistema Nacional Interconectado en conjunto con los Sistemas Regionales, de manera de optimizar a nivel nacional los recursos energéticos disponibles.
- d. Garantizar el financiamiento de los proyectos hidroeléctricos en ejecución y programados por INECEL hasta 1995.
- e. Debe precautelarse el parque termoeléctrico, fundamentalmente aquellas centrales que funcionan con residuo, de manera que contribuya a la seguridad del suministro de energía eléctrica.
- f. Realizar los estudios de prefactibilidad y factibilidad de los aprovechamientos hidroeléctricos seleccionados, con la finalidad de disponer de un número suficiente de alternativas para la definición de la expansión del sistema de generación.

- g. Continuar con los programas de mini-micro hidrogeneración, complementarios al Sistema Nacional Intercomunicado, para dar servicio a los pequeños núcleos poblacionales y a las áreas de desarrollo agroindustrial.
- h. Acelerar la terminación del anillo de transmisión a 230 Kv. construyendo los tramos que falten.
- i. Acelerar la construcción de los ramales a 138 Kv. hacia Tulcán, Loja y Santa Elena.
- j. Intesificar la investigación científica y práctica de fuentes alternas de energía, inicialmente la solar o eólica y la geotérmica.
- k. Iniciar la construcción de los siguientes sistemas de transmisión.

Paute-Riobamba-Ambato.

Milagro-Machala.

Pascuales-Santa Elena

Cuenca-Loja.

Ibarra-Tulcán.

Cuenca-Limón.

Ampliación de los sistemas existentes.

l. Los programas de transmisión y subtransmisión son de vital importancia para disminuir las pérdidas, mejorar la capacidad de servicio y ampliar la cobertura integrando al mayor número posible de usuarios, especialmente de las zonas rurales.

ll. Atender la electrificación del sector rural, mediante construcción de proyectos que permitan generar nuevas actividades productivas, dentro de un plan de desarrollo y agro-

industrial.

m. Revisar la política tarifaria del Sector Eléctrico con la finalidad de incluir aspectos que manteniendo los principios de favorecer a los usuarios de menores recursos y generar excedentes para la expansión, permitan mejorar procedimientos, flexibilizar mecanismos de análisis, aplicación de los pliegos tarifarios, etc., y lograr en consecuencia que esta política sea un adecuado procedimiento para el manejo de este importante parámetro de gestión.

n. Dotar a INECEL de los recursos financieros indispensables para cumplir con las metas propuestas.

ñ. Organizar las acciones de las Empresas Eléctricas tomando en cuenta que cada empresa recibe energía del Sistema Nacional Interconectado, tiene como funciones principales la comercialización de la energía en su propia área, la expansión física del Sistema de Subtransmisión y Distribución y la operación de las centrales de generación que actualmente están bajo su control.

o. Las empresas eléctricas, deberán optimizar su gestión capacitando los recursos humanos necesarios, que respondan a un régimen de gestión empresarial autosuficiente, evitando ingerencias políticas.

p. Los programas de los Sistemas Regionales se realizarán en base a una planificación técnica, económica, financiera y que los recursos que INECEL asigne, se entregue conforme se ejecute el respectivo programa de obras.

q. Analizar la conveniencia de realizar en forma unificada la planificación y ejecución de los programas de obras de subtransmisión y distribución urbana y rural.

r. Se recomienda mantener la capacitación del recurso humano requerido para la gestión global del Sector Eléctrico.

rr. Conseguir que la consultoría nacional por su grado de desarrollo alcanzado, participe en mayor medida en el estudio de proyectos a nivel de factibilidad con la utilización puntual de asesoría extranjera, en los casos que sea necesario.

s. Gestionar el establecimiento de un marco legal, que permita que las empresas nacionales de construcción, se asocien con las extranjeras para la ejecución de obras, fomentando la formación y desarrollo de las nacionales.

t. Revisar y analizar todo el marco legal que regulen las gestiones del Sector Eléctrico, tendientes a lograr la modificación de leyes y reglamentos que permitan adaptarse a los cambios y actuar de acuerdo con sus necesidades.

u. Fomentar la fabricación de materiales y equipos nacionales que requiere la electrificación en base a la desagregación tecnológica de las obras que se propone ejecutar, asegurando la calidad y costos competitivos y la participación de ser conveniente del sector privado en el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

v. Dar impulso al Programa de Desarrollo Institucional que permita la agilidad necesaria para el desarrollo integrado del Sector Eléctrico.

w. Instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas, las mismas que pueden realizarse con la tecnología nacional desarrollada por el INE para turbinas y reguladores.

x. Impulsar el proceso de racionalización administrativa

de las empresas eléctricas de INECEL para mejorar su gestión empresarial.

2. SECTOR HIDROCARBUROS

a. Impulsar aceleradamente el proceso de exploración de hidrocarburos y el incremento de reservas, con el propósito de garantizar la futura producción petrolera que constituye la base del crecimiento económico nacional, permitiendo el desarrollo del país y garantizando la seguridad del Estado.

b. Dar cumplimiento al programa de ampliación del parque de refinación previsto por CEPE en su Plan Quinquenal, con el objeto de disminuir las importaciones de derivados y garantizar el suministro a mediano y largo plazo, no sólo por razones de orden económico y social, sino también de seguridad nacional.

c. Racionalizar el uso del gas asociado de los campos de Oriente, con el propósito de disminuir las importaciones de G.L.P.

d. Examinar las opciones de utilización del gas seco del Golfo, con el objeto de diversificar las fuentes energéticas, ya que al momento el país depende casi exclusivamente de los derivados del petróleo.

e. Racionalizar la explotación de los hidrocarburos mejorando el factor de recuperación a través de sistemas y procedimientos más eficientes que garanticen el abastecimiento de la demanda nacional y contribuya al máximo beneficio social.

f. Mejorar la gestión empresarial de la principal empresa petrolera del país, CEPE.

g. Colocar el excedente exportable en contratos a largo plazo con el objeto de garantizar un volumen estable de venta y un ingreso constante de divisas.

3. SECTOR CARBON

a. Ampliar el conocimiento de los recursos carboníferos del país, elaborando su inventario mediante la realización urgente de los estudios correspondientes.

El carbón, así como el gas seco del Golfo, son las únicas alternativas que tiene el país para diversificar sus fuentes energéticas en el mediano plazo.

4. SECTOR NUCLEAR

a. Impulsar el avance científico y tecnológico en el campo de la energía nuclear, para efectos de la producción de electricidad, enmarcada en el Plan Maestro de Electrificación a largo plazo.

b. Impulsar el conocimiento e inventarios de los recursos uraníferos mediante la realización de los estudios e investigación correspondiente.

5. SECTOR LEÑA

a. Racionalizar de manera prioritaria el uso de la energía proveniente de la leña, preservando el recurso, incrementando las reservas y protegiendo la ecología de las áreas de explotación.

b. Mantener actualizado el inventario forestal del país con indicaciones de zonas de protección.

c. Fomentar la investigación de especies forestales -

energéticas.

d. Planificar y ejecutar programas regionales de forestación energética a través de las respectivas entidades utilizando la mayor cantidad posible de insumos, mano de obra y capacidades locales para la implementación de los mismos.

e. Desarrollar y difundir tecnología para mejorar la eficiencia de combustión.

6. ENERGIAS NO CONVENCIONALES

a. Las energías no convencionales como la solar, geotermia, biogas, etc., no tienen en el corto y medio plazo, ningún impacto en el esquema energético nacional, pero será necesario continuar investigando para aplicaciones puntuales y por el impacto importante que tendrán en el largo plazo.

B. DEMANDA DE ENERGÍA

1. Dentro de la demanda de energía se debe impulsar un programa intensivo de uso racional de la energía, particularmente en el sector transporte y en las grandes industrias así mismo, es necesario y urgente implementar auditorías energéticas en las refinerías y centrales termoeléctricas, con el objeto de mejorar su eficiencia energética.

C. FINANCIAMIENTO

1. Es de vital importancia hacer un estudio financiero integral del sector energético para establecer con claridad las posibilidades de financiamiento de los programas de obras, propuestas por CEPE e INECEL, y lo que es más, definir "un sistema nacional de precios de la energía" como único instrumento válido para la aplicación de la política energética.

D. PLANIFICACIÓN ENERGETICA

1. Es importante para el Ministerio de Energía y Minas y especialmente para el país, disponer de un Plan Maestro de Energía permanentemente actualizado y para ello, será indispensable fortalecer la planificación integral y coordinada de los subsectores energéticos en el marco de la planificación socio-económica.

2. Recomendar al Instituto Nacional de Energía empiece a elaborar el Segundo Plan Maestro de Energía del Ecuador.

G R A F I C O S

C U A D R O S

A N E X O S

CUADRO # 1

PREVISION DEL MERCADO CARACTERISTICO PARA EL SECTOR ELECTRICO PUBLICO

| AÑO | CONSUMO (GWH) | TASA DE CRECIMIEN TO (%). | GENERACION (GWH) | TASA DE CRECI - MIENTO (%). | POTENCIA MAXIMA (MW). | TASA DE CRECI - MIENTO (%). |
|------|------------------|---------------------------------|---------------------|--------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| 1985 | 3.466 | - - | 4.249 | 5.5 | 848 | 5.2 |
| 1990 | 4.588 | 5.8 | 5.564 | 7.1 | 1.095 | 6.9 |
| 1995 | 6.542 | 7.4 | 7.844 | 8.2 | 1.528 | 7.9 |
| 2000 | 9.821 | 8.5 | 11.651 | 8.2 | 2.239 | 7.9 |
| 2005 | 14.760 | 8.5 | 17.317 | 8.0 | 3.278 | 7.6 |
| 2010 | 21.907 | 8.2 | 25.430 | - - | 4.720 | - - |

CUADRO # 2
PERFORACION EXPLORATORIA (1984-1988)

| P R O Y E C T O S : | TOTAL 84-88 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
|---------------------------------------|----------------|------|------|------|------|------|
| 1. Pungarayacu | 42 | 3 | 1 | 14 | 12 | 12 |
| 2. Cóndor-Coca-Pucuna* | 4 | - | - | - | 3 | 1 |
| 3. Tiguino-Primavera-Yuturi | 3 | - | - | 3 | - | - |
| 4. Conambo-Bobonaza | 8 | 4 | 4 | - | - | - |
| 5. Tiputini * | 4 | - | - | - | - | 4 |
| 6. Boa * | 1 | 1 | - | - | - | - |
| 7. Nororiente | 9 | - | 3 | 5 | 1 | - |
| 8. Pre-Cretácico (Oriente- Manabí. | 9 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 |
| 9. Progreso | 3 | - | - | - | 3 | - |
| 10. Santa Elena ** | 2 | - | - | - | 2 | - |
| 11. Golfo de Guayaquil *** | 3 | - | 1 | 1 | 1 | - |
| 12. Otras estructuras * | 3 | - | 1 | 2 | - | - |
| 13. Nuevos Programas Golfo * | 6 | - | - | 1 | 2 | 3 |
| T O T A L : | 97 | 10 | 12 | 27 | 26 | 22 |

* Depende de los resultados exploratorios

** Depende de los estudios de rehabilitación

*** Depende de la adjudicación de bloques.

CUADRO # 3

PERFORACION AVANZADA Y DESARROLLO (1984-1988)

| | TOTAL 84-88 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
|--------------------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1. Libertad | 21 | 7 | 7 | 3 | - | 4 |
| 2. Cuyabeno-Sansahuari | 9 | 5 | 4 | - | - | - |
| 3. Charapa | 3 | - | - | 1 | 2 | - |
| 4. Tetete | 7 | 2 | - | 5 | - | - |
| 5. Bermejo Norte | 11 | 5 | 6 | - | - | - |
| 6. Bermejo Sur | 6 | 4 | 2 | - | - | - |
| 7. Boa * | 4 | - | - | - | 4 | - |
| 8. Tiguino | 1 | - | - | 1 | - | - |
| 9. Tivacuno | 5 | - | - | - | 4 | 1 |
| 10. Cantagallo* | 2 | - | - | - | 2 | - |
| 11. Pungarayacu * | 4 | - | - | - | 4 | - |
| 12. Cóndor-Coca-Pucuna * | 3 | - | - | - | - | 3 |
| 13. Nororiente | 4 | - | - | - | - | 4 |
| 14. Otros * | 8 | - | - | - | - | 8 |
| 15. Santa Elena | 10 | - | 10 | - | - | - |
| T O T A L : | 98 | 23 | 29 | 10 | 16 | 20 |

* Depende de los resultados de la perforación exploratoria.

CUADRO # 4

ESCENARIOS MACRO-ECONOMICOS PARA LA PROYECCION DEL CONSUMO DE
ENERGIA HASTA 1995

| C R I T E R I O S | I. ESCENARIOS "HACIA AFUERA" (escenarios petroleros) | | | II. ESCENARIOS "HA CIA ADENTRO". | |
|---|---|--------------------------------------|-------|-------------------------------------|-----|
| | 1 | 2 | 4 | 2 | 3 |
| - Crecimiento Promedio Anual del PIB asumido | 1.1 | 5.0 | 1.9 | 5.0 | 4.0 |
| - Explotación de petróleo acumulado hasta 1995 (10 ⁶ bls). | 1.062 | 1.435 | 1.117 | - - | - - |
| - Patrón de explotación asumido. | D.N.H. | 5% creci miento <u>a</u> nual. | CEPE | - - | - - |
| - Crecimiento del consumo interno de petróleo asu mido (% p.a. promedio). | 2.5 | 1.0 | 0.7 | - - | - - |

CUADRO # 5

CRITERIOS PARA LA FORMACION DE CAMPOS ENERGETICOS EN LA PROYECCION
DE LA DEMANDA

| C R I T E R I O S | "a" MANTENIMIENTO ESPECIFICO | "b" CONSERVACION/SUSTI TUCION. |
|---|------------------------------------|--------------------------------------|
| - <u>Precios de energéticos para el mercado interno.</u> | Nivel actual | Nivel internacional |
| - <u>Política de conservación</u> | | |
| . Estandars para producción (importación de equipos) | NO | SI |
| . Formación de la utilización de equipos más eficientes. | Desarrollo Técnico Normal. | SI |
| . Capacitación/concientización de usuarios. | NO | SI |
| . Política estructural sectorial (transporte, industria.) | NO | SI |
| - <u>Política de Sustitución de Petróleo.</u> | | |
| . Por electricidad. | NO | MODERADO |
| . Por gas natural y energía solar | NO | MODERADO |

CUADRO # 6

DEMANDA DE ENERGIA FINAL POR PRODUCTOS: PROYECCIONES AÑO 1995.
ESCENARIOS 3a y 3b.

1.000 TEP **

| PRODUCTOS | 1982* | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|------|
| | | % | 3a | % | 3b | % | 3a% | 3b% |
| LEÑA | 931 | 19.63 | 903 | 12.63 | 1.058 | 16.88 | -023 | 099 |
| BAGAZO | 187 | 3.95 | 277 | 3.88 | 171 | 2.73 | 3.07 | -069 |
| DERIVADOS DEL PETROLEO | 3.209 | 67.70 | 4.984 | 69.74 | 3.797 | 60.60 | 3.44 | 1.30 |
| - GAS LICUADO | 143 | 3.02 | 310 | 4.34 | 261 | 4.17 | 6.13 | 4.74 |
| ELECTRICIDAD | 270 | 5.70 | 673 | 9.41 | 732 | 11.68 | 7.28 | 7.97 |
| OTROS | -- | -- | -- | -- | 247 | 3.94 | -- | -- |
| TOTAL | 4.740 | 100 | 7.147 | 100 | 6.266 | 100 | 3.21 | 2.17 |

T.C.I.: TASA DE CRECIMIENTO INTERANUAL

* : AÑO TOMADO DE REFERENCIA

**TEP : 1.42 TEC (TONELADA EQUIVALENTE DE CARBON).

CUADRO # 7

DEMANDA DE ENERGIA FINAL POR PRODUCTOS: PROYECCIONES AÑO 1995
ESCENARIOS 4a y 4b

1.000 TEP

| PRODUCTOS | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.I.C. | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | | % | 4a | % | 4b | % | 4a% | 4b% |
| LEÑA | 931 | 19.63 | 904 | 14.66 | 1.061 | 20.76 | -0.23 | 1.01 |
| BAGAZO | 187 | 3.95 | 159 | 2.58 | 89 | 1.74 | -1.24 | -5.55 |
| DERIVADOS DEL PETROLEO | 3.209 | 67.70 | 4.317 | 70.01 | 3.018 | 59.05 | 2.31 | -0.47 |
| - GAS LICUADO | 143 | 3.02 | 299 | 4.85 | 254 | 4.97 | 5.84 | 4.52 |
| ELECTRICIDAD | 270 | 5.70 | 487 | 7.90 | 538 | 10.53 | 4.64 | 5.45 |
| OTROS | -- | -- | -- | --- | 151 | 2.95 | -- | -- |
| TOTAL | 4.750 | 100 | 6.166 | 100 | 5.111 | 100 | 2.04 | 0.58 |

CUADRO # 8

DEMANDA DE ENERGIA FINAL POR SECTORES: PROYECCIONES AÑO 1995
ESCENARIO 3a y 3b

1.000 TEP

| SECTORES | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|---|-------|------|-------|------|-------|------|--------|------|
| | | % | 3a | % | 3b | % | 3a% | 3b% |
| - RESIDENCIAL COMER- CIAL Y PUBLICO. | 1.505 | 31.8 | 1.851 | 25.5 | 1.989 | 31.7 | 1.6 | 2.2 |
| - TRANSPORTE | 1.783 | 37.6 | 2.854 | 39.9 | 2.286 | 36.5 | 3.7 | 1.9 |
| - AGROPECUARIO Y PESCA. | 171 | 3.6 | 263 | 3.7 | 261 | 4.2 | 3.4 | 3.3 |
| - INDUSTRIA Y CONSTRUCCION | 917 | 19.3 | 1.815 | 25.4 | 1.548 | 24.7 | 5.4 | 4.1 |
| - OTROS | 364 | 7.7 | 364 | 5.1 | 182 | 2.9 | 0.0 | -5.2 |
| T O T A L | 4.740 | 100 | 7.147 | 100 | 6.266 | 100 | 3.2 | 2.2 |

CUADRO # 9

DEMANDA DE ENERGIA FINAL POR SECTORES : PROYECCIONES AÑO 1995
 ESCENARIOS 4a y 4b

1.000 TEP

| SECTORES | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|------------------------------------|-------|------|-------|------|-------|------|--------|------|
| | | % | 4a | % | 4b | % | 4a% | 4b% |
| -RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO. | 1.505 | 31.8 | 1.733 | 28.1 | 1.877 | 36.7 | 1.1 | 1.7 |
| -TRANSPORTE | 1.783 | 37.6 | 2.633 | 42.7 | 1.768 | 34.6 | 3.0 | -0.1 |
| -AGROPECUARIO Y PESCA. | 171 | 3.6 | 350 | 5.7 | 357 | 7.0 | 5.7 | 5.8 |
| -INDUSTRIA Y CONSTRUCCION | 917 | 19.3 | 1.086 | 17.6 | 927 | 18.1 | 1.3 | 0.1 |
| -OTROS | 364 | 7.7 | 364 | 5.9 | 182 | 3.6 | 0.0 | -5.2 |
| T O T A L | 4.740 | 100 | 6.166 | 100 | 5.111 | 100 | 2.0 | 0.6 |

CUADRO # 10

DEMANDA DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES: PROYECCIONES AÑO 1995
ESCENARIOS 3a y 3b

1.000 TEP

| SECTORES | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | | % | 3a | % | 3b | % | 3a% | 3b% |
| -RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO. | 1.152 | 31.81 | 953 | 15.97 | 920 | 19.22 | -1.45 | -1.71 |
| -TRANSPORTE | 1.362 | 37.60 | 2.854 | 47.83 | 2.286 | 47.72 | 5.86 | 4.06 |
| -AGROPECUARIO Y PESCA. | 130 | 3.59 | 258 | 4.32 | 256 | 5.34 | 5.41 | 5.35 |
| -INDUSTRIA Y CONSTRUCCION. | 699 | 19.30 | 1.538 | 25.78 | 1.146 | 23.92 | 6.25 | 3.88 |
| -OTROS | 279 | 7.70 | 364 | 6.10 | 182 | 3.80 | 2.07 | -3.23 |
| T O T A L | 3.622 | 100 | 5.967 | 100 | 4.790 | 100 | 3.9 | 2.17 |

CUADRO # 11

DEMANDA DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES: PROYECCIONES AÑO 1995
ESCENARIOS 4a y 4b

1.000 TEP

| SECTORES | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|--------------------|-------|------|-------|------|-------|------|--------|-------|
| | | % | 4a | % | 4b | % | 4a% | 4b% |
| -RESIDENCIAL, CO | | | | | | | | |
| MERCIAL Y PUBLICO. | 1.152 | 31.8 | 835 | 16.4 | 809 | 21.2 | -2.5 | -2.7 |
| -TRANSPORTE | 1.362 | 37.6 | 2.633 | 51.6 | 1.768 | 46.4 | 5.2 | 2.0 |
| - AGROPECUARIO Y | | | | | | | | |
| PESCA. | 130 | 3.6 | 344 | 6.7 | 349 | 9.2 | 7.8 | 7.9 |
| - INDUSTRIA Y CONS | | | | | | | | |
| TRUCCION. | 699 | 19.3 | 927 | 18.2 | 702 | 18.4 | 2.2 | 0.0 |
| -OTROS | 279 | 7.7 | 364 | 7.1 | 182 | 4.8 | 2.1 | - 3.2 |
| T O T A L | 3.622 | 100 | 5.103 | 100 | 3.810 | 100 | 2.5 | 0.4 |

CUADRO # 12

DEMANDA NACIONAL DE PRODUCTOS PETROLEROS: PROYECCIONES AÑO 1995
ESCENARIOS 3a y 3b

1.000 TEP

| PRODUCTOS | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C I. | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | | % | 3a | % | 3b | % | 3a% | 3b% |
| GASOLINAS | 1.339 | 32.24 | 1.713 | 32.38 | 864 | 21.20 | 1.91 | -3.31 |
| MEDIANOS | 1.451 | 34.94 | 2.022 | 38.21 | 1.983 | 48.65 | 2.59 | 2.43 |
| RESIDUOS | 1.363 | 32.82 | 1.556 | 29.41 | 1.229 | 30.15 | 1.02 | -0.79 |
| T O T A L | 4.153 | 100 | 5.291 | 100 | 4.076 | 100 | 1.88 | -0.14 |

CUADRO # 13

DEMANDA NACIONAL DE PRODUCTOS PETROLEROS: PROYECCIONES AÑO 1995

ESCENARIOS 4a y 4b

1.000 TEP

| PRODUCTOS | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | | % | 4a | % | 4b | % | 4a% | 4b% |
| GASOLINA | 1.339 | 32.24 | 1.512 | 32.81 | 798 | 24.34 | 0.94 | -3.90 |
| MEDIANOS | 1.451 | 34.94 | 1.740 | 37.76 | 1.695 | 51.71 | 1.41 | 1.20 |
| RESIDUO | 1.363 | 32.82 | 1.356 | 29.43 | 785 | 23.95 | -0.04 | -4.16 |
| T O T A L | 4.153 | 100 | 4.608 | 100 | 3.278 | 100 | 0.80 | -1.80 |

CUADRO # 14

DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE PETROLEO POR AREAS DE CONSUMO
ESCENARIO 3a y 3b.

1.000 TEP

| A R E A S | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|------------------------------------|-------|------|-------|------|-------|------|--------|------|
| | | % | 3a | % | 3b | % | 3a% | 3b% |
| DEMANDA FINAL | 3.209 | 77.3 | 4.984 | 94.2 | 3.797 | 93.2 | 3.4 | 1.3 |
| CONSUMO DEL SEC- TOR ENERGETICO | 944 | 22.7 | 307 | 5.8 | 279 | 6.8 | -8.3 | -9.0 |
| T O T A L | 4.153 | 100 | 5.291 | 100 | 4.076 | 100 | 1.9 | -0.1 |

CUADRO # 15

DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE PETROLEO POR AREAS DE CONSUMO

ESCENARIO 4a y 4b

1.000 TEP

| A R E A | 1982 | | 1995 | | 1995 | | T.C.I. | |
|---------------------------------------|-------|------|-------|------|-------|------|--------|------|
| | | % | 4a | % | 4b | % | 4a% | 4b% |
| DEMANDA FINAL | 3.209 | 77.3 | 4.317 | 93.7 | 3.018 | 92.1 | 2.3 | -0.5 |
| CONSUMO DEL SECTOR ENERGE TICO. | 944 | 22.7 | 291 | 6.3 | 260 | 7.9 | -8.7 | -9.4 |
| T O T A L | 4.153 | 100 | 4.608 | 100 | 3.278 | 100 | 0.8 | -1.8 |

CUADRO # 16

RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES HIDROCARBURIFERAS AL

31 - XII -84

CAMPO SIN EXPLOTACION

| COMPAÑIA | CAMPO | RESERVAS PROBADAS (Bbls) | RESERVAS PROBABLES (Bbls) |
|-------------|---------------------|-----------------------------|------------------------------|
| CEPE-TEXACO | COCA | 1'937.900 | - - - |
| TOTAL | | 1'937.000 | 0 |
| CEPE | CAPIRON | 2'672.000 | 619.000 |
| | SHIRIPUNO | 563.000 | 2'366.000 |
| | SHIRIPUNO CENTRO | 4'259.000 | 4'020.000 |
| | TIVACUNO | 10'927.000 | - - - |
| | TIGUINO | 11'209.000 | - - - |
| | OGLAN | 7'738.000 | 7'241.000 |
| | PUCUNA | 3'796.000 | - - - |
| | PRIMAVERA | 917.000 | - - - |
| | YUTURI | 397.000 | 1'507.000 |
| | TIPUTINI | 850.000 | 581.000 |
| T O T A L | | 43'328.000 | 16'334.000 |
| GRAN TOTAL: | | 45'265.900 | 16'334.000 |

CUADRO # 17

PROYECCION DE PRODUCCION DE PETROLEO 1985-1995
barriles/día

| COMPAÑIAS | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| CEPE-TEXACO | 237.720 | 243.050 | 240.031 | 233.830 | 234.840 | 230.710 | 194.830 | 164.785 | 141.030 | 121.500 | 106.630 |
| CEPE-CITY | 4.080 | 4.250 | 3.390 | 2.760 | 2.290 | 1.880 | 1.510 | 1.250 | 1.040 | 840 | 690 |
| CEPE | 41.600 | 54.900 | 60.690 | 65.620 | 68.630 | 57.490 | 48.350 | 40.690 | 34.070 | 28.800 | 24.700 |
| CEPE-PENINSU LA. | 1.140 | 1.090 | 1.000 | 920 | 850 | 780 | 720 | 680 | 640 | 600 | 570 |
| T O T A L | 248.540 | 303.290 | 30.511 | 302.130 | 306.610 | 290.860 | 245.410 | 207.035 | 207.405 | 151.740 | 132.590 |

CUADRO # 18

PROYECTOS DE INDUSTRIALIZACION 1984-1988

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
|---|---|---------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------|
| 1. ESMERALDAS | | | | | |
| - Ampliación Ref. de Esmeraldas. | Recep.de Ofertas Adjudic. Inicio de Observación Obra | Construcc. | Construcc. | Terminación de Obra y prueba. | -- |
| - Planta Aceites Básicos. | Construcción Econ. Mixta. Básica. | Ing. Básica | Ing. de Detalle Construcc. | Construcción | Construcción |
| - Optim. Ref. de Esmeraldas. | Emp. Asfaltos Oxid. TK de fuel Oil. | -- | -- | -- | -- |
| 2. REGION AMAZONICA | | | | | |
| - Industrialización Cru dos pesados. | Compra de Lab. | -- | -- | -- | -- |
| - Optimización Planta de gas SHUSHUFINDI. | TK de gasolina y propano y recup. de vapores de TKS de crudo. | -- | -- | -- | -- |
| - Utilización gas del Campo Libertador. | Estudios | Inst. de Equipos. | Construcc. e Inst. de Equipos. | -- | -- |
| - Refinería Amazonas | Diseño y construcc. | Diseño y Construcc. | Diseño y Construcc. | Construcción | -- |

Continuación Cuadro # 18

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 |
|---------------------------------------|---|---|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 3. PETROQUIMICA | | | | | |
| - Proyecto Petroquim. para Merc. Nac. | Estudios | Estudios | Construcc | - - | - - |
| - Planta de Polipropileno. | - - | Asistencia Técnica | Asistencia Técnica. | Constitución Emp.Eco. Mixta | Construcción |
| 4. GAS DEL GOLFO | | | | | |
| - Explotación | Asistencia Técnica. | Asistencia Tec. Const. de Cía. Mixta. | Asist.Tec. y Ejec. de Proyec. | Asist.Tec. y Ejec. de Proy. | Asist. Tec y Ejec. de Proy. |
| 5. REFINERIA ATAHUALPA | | | | | |
| - Ref. Atahualpa. | Estudios y Realiz. de Obras Complementarias | Asist. Téc. Continuación de Estudios Proyecto Paralizado. | Proyecto Realizado | - - | - - |

CUADRO # 19
PREVISIONES DE CONSUMO, GENERACION Y DEMANDA MAXIMA
ALTERNATIVA I

| AÑO | CORSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWh) | ENERGIA DE SUSTITUC. (GWh) | CORSUMO ENERGIA ELECTRICA (GWh) | AUTOPRO- DUCTORES DUCTORES (%) | RESERVA- DUCTORES (GWh) | CORSUMO SERVICIO PUBLICO (GWh) | f.p. (%) | GENERACION SERVICIO PUBLICO | f.c. (%) | D. M. MAX. S. PUBLICO |
|------|---|-------------------------------------|--|---|-------------------------------|---|-------------|-----------------------------------|-------------|--------------------------|
| 1984 | 3867 | - | 3867 | 8.01 | 310 | 3557 | 16.0 | 4235 | 59.5 | 812 |
| 1985 | 4095 | - | 4095 | 7.80 | 319 | 3776 | 15.6 | 4473 | 59.4 | 800 |
| 1986 | 4321 | - | 4321 | 7.50 | 324 | 3997 | 15.3 | 4719 | 59.1 | 912 |
| 1987 | 4565 | - | 4565 | 7.19 | 328 | 4237 | 14.9 | 4979 | 58.5 | 972 |
| 1988 | 4834 | - | 4834 | 6.90 | 334 | 4500 | 14.5 | 5264 | 57.9 | 1030 |
| 1989 | 5136 | - | 5136 | 6.60 | 339 | 4797 | 14.2 | 5591 | 57.5 | 1110 |
| 1990 | 5457 | 1 | 5456 | 6.30 | 344 | 5112 | 13.8 | 5931 | 57.3 | 1181 |
| 1991 | 5817 | 35 | 5782 | 6.11 | 353 | 5429 | 13.5 | 6270 | 57.1 | 1255 |
| 1992 | 6213 | 67 | 6146 | 5.80 | 356 | 5790 | 13.1 | 6662 | 57.2 | 1330 |
| 1993 | 6654 | 97 | 6557 | 5.50 | 361 | 6196 | 12.7 | 7098 | 57.4 | 1412 |
| 1994 | 7132 | 136 | 6996 | 5.20 | 364 | 6632 | 12.4 | 7571 | 57.5 | 1503 |
| 1995 | 7678 | 171 | 7507 | 4.90 | 363 | 7139 | 12.0 | 8113 | 57.7 | 1605 |
| 1996 | 8295 | 202 | 8093 | 4.60 | 372 | 7711 | 12.0 | 8763 | 57.6 | 1731 |
| 1997 | 8959 | 229 | 8730 | 4.30 | 375 | 8355 | 12.0 | 9494 | 58.0 | 1809 |
| 1998 | 9702 | 250 | 9452 | 4.10 | 388 | 9064 | 12.0 | 10301 | 58.2 | 2000 |
| 1999 | 10521 | 262 | 10259 | 3.90 | 400 | 9859 | 12.0 | 11203 | 58.3 | 2194 |
| 2000 | 11420 | 266 | 11154 | 3.70 | 413 | 10741 | 12.0 | 12206 | 58.5 | 2362 |
| 2001 | 12407 | 258 | 12149 | 3.50 | 425 | 11724 | 12.0 | 13322 | 58.6 | 2595 |
| 2002 | 13488 | 238 | 13250 | 3.50 | 464 | 12786 | 12.0 | 14530 | 58.6 | 2821 |
| 2003 | 14671 | 200 | 14471 | 3.50 | 510 | 14051 | 12.0 | 15967 | 58.9 | 3095 |
| 2004 | 15965 | 267 | 15698 | 3.50 | 549 | 15149 | 12.0 | 17214 | 59.1 | 3325 |
| 2005 | 17379 | 335 | 17044 | 3.50 | 597 | 16447 | 12.0 | 18690 | 59.2 | 3604 |
| 2006 | 18924 | 403 | 18521 | 3.50 | 648 | 17873 | 12.0 | 20310 | 59.4 | 3903 |
| 2007 | 20611 | 470 | 20141 | 3.50 | 705 | 19436 | 12.0 | 22086 | 59.5 | 4237 |
| 2008 | 22452 | 358 | 22094 | 3.50 | 767 | 21327 | 12.0 | 24031 | 59.7 | 4595 |
| 2009 | 24461 | 605 | 23856 | 3.50 | 835 | 23021 | 12.0 | 26160 | 59.8 | 4994 |
| 2010 | 26653 | 672 | 25981 | 3.50 | 909 | 25072 | 12.0 | 28491 | 60.0 | 5121 |

f.p. Factor de Pérdida
f.c. Factor de Carga

CUADRO # 20

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS REGIONALES
PERIODO 1984 - 1988. CALENDARIO DE INVERSIONES

| CONCEPTO | 1984 | | 1985 | | 1986 | | 1987 | | 1988 | | TOTAL | |
|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | DIVISAS | M.LOCAL | DIVISAS | M.LOCAL | DIVISAS | M.LOCAL | DIVISAS | M.LOCAL | DIVISAS | M.LOCAL | DIVISAS | M.LOCAL |
| | \$ | S/. | \$ | S/. | \$ | S/. | \$ | S/. | \$ | S/. | \$ | S/. |
| 1. GENERAC. | 8234 | 414978 | 2039 | 94480 | 4334 | 11061 | - | 6700 | - | 800 | 14607 | 629939 |
| 2. SUBTRAN. | 10039 | 644088 | 23672 | 569386 | 16535 | 667229 | 4890 | 349473 | 2651 | 141098 | 57787 | 2371274 |
| 3. DISTRIB. | 6305 | 1165690 | 9582 | 652050 | 5211 | 557800 | 5285 | 555010 | 5354 | 554570 | 30828 | 3505120 |
| 4. INV. GEN. | 2146 | 215636 | 368 | 103495 | 548 | 87846 | 291 | 78496 | 499 | 74270 | 3852 | 559743 |
| 5. TOTAL | 26814 | 2440392 | 35662 | 1419411 | 26628 | 1443036 | 10466 | 989679 | 8504 | 770738 | 108074 | 7063256 |

C U A D R O No. 21

EXPORTACION DE PETROLEO SEGUN ALTERNATIVAS DE PRODUCCION Y ESCENARIOS
DE CONSUMO INTERNO

(10⁶ Bbls)

| | 1982 | 1985 | 1990 | 1995 |
|----------------------|-------|--------|--------|-------|
| Producción D.N.H. | 77.00 | 98,30 | 89,20 | 68,00 |
| Demanda: | | | | |
| - Escenario 3a. | 30.20 | 28.70 | 32.80 | 38,50 |
| - Escenario 3b. | 30.20 | 28.20 | 28.00 | 29.60 |
| Explotación: | | | | |
| - Escenario 3a. | 46.80 | 69.60 | 55.40 | 29.50 |
| - Escenario 3b. | 46.80 | 70,10 | 61,20 | 38,40 |
| Producción Optimista | 77,00 | 105,00 | 105,00 | 69,00 |
| Demanda | | | | |
| - Escenaria 3a. | 30,20 | 28,70 | 33,80 | 38,50 |
| - Escenario 3b. | 30,20 | 28,20 | 28,00 | 29,60 |
| Explotación | | | | |
| - Escenario 3a. | 46,80 | 76,30 | 71,20 | 30,50 |
| - Escenario 3b. | 46,80 | 76,80 | 77,00 | 39,40 |

C U A D R O No.22

UTILIZACION DE LAS CAPACIDADES DE REFINACION PARA EL CONSUMO INTERNO (1995)

(10³ TEP)

| | Residuo | Medianos | Gasolina | Gas Licuado |
|------------------------------|---------|----------|----------|-------------|
| Capacidad 1* | 2.261 | 1.902 | 1.407 | 206 |
| Capacidad 2** | 2.557 | 3.257 | 2.904 | 403 |
| Consumo | | | | |
| Escenario 3a | 1.556 | 2.022 | 1.713 | 310 |
| Escenario 4b | 785 | 1.695 | 798 | 254 |
| Utilización de Capacidad (%) | | | | |
| Capacidad 1 | | | | |
| Escenario 3a | 69 | 106 | 122 | 150 |
| Escenario 4b | 35 | 89 | 57 | 123 |
| Capacidad 2 | | | | |
| Escenario 3a | 61 | 62 | 59 | 77 |
| Escenario 4b | 31 | 52 | 27 | 63 |

* Refinería de Atahualpa (si para esa fecha se decide construirla)

**Con Refinería de Atahualpa

CUADRO # 23

UTILIZACION DE LA POTENCIA GARANTIZADA

| | 1 9 9 0 | | | | 1 9 9 5 | | | | | |
|----------------|------------------|----------------|------|--------------------|---------|------------------|----------------|------|---------------------|----|
| | CAPACIDAD Mw. | DEMANDA MW. | | UTILIZA- CION % | | CAPACIDAD Mw. | DEMANDA MW. | | UTILIZA- CION %. | |
| | | 3b | 4a | 3b | 4a | | 3b | 4a | 3b | 4a |
| POTENCIA TOTAL | 1.441 | | | | | 1.887 | | | 105 | 70 |
| HIDRAULICA | 780 | 1379 | 1199 | 100 | 100 | 1.427 | 1978 | 1316 | 100 | 92 |
| TERMICA | 641 | | | 93 | 65 | 460 | | | 100 | -- |

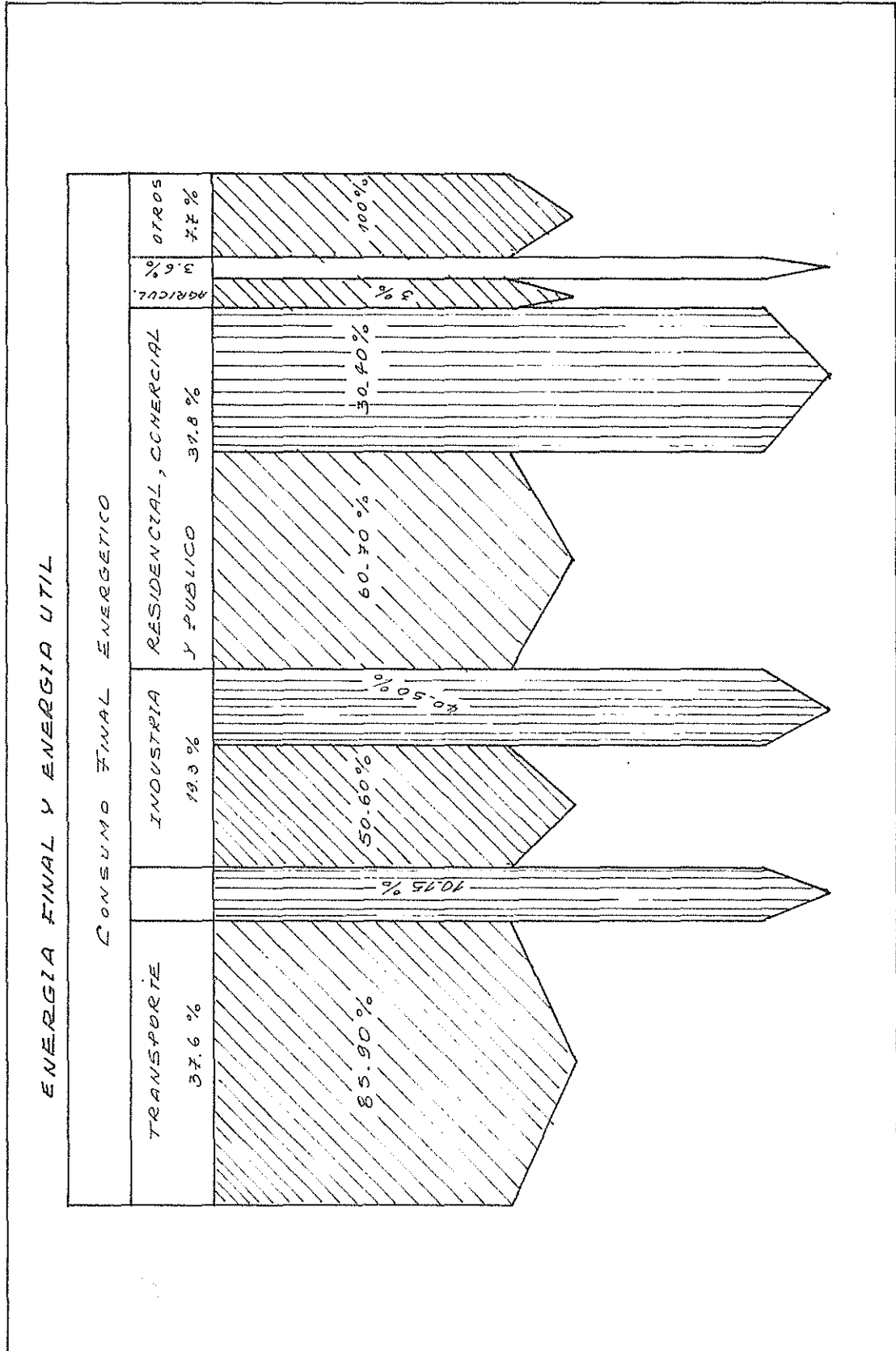
CUADRO # 24

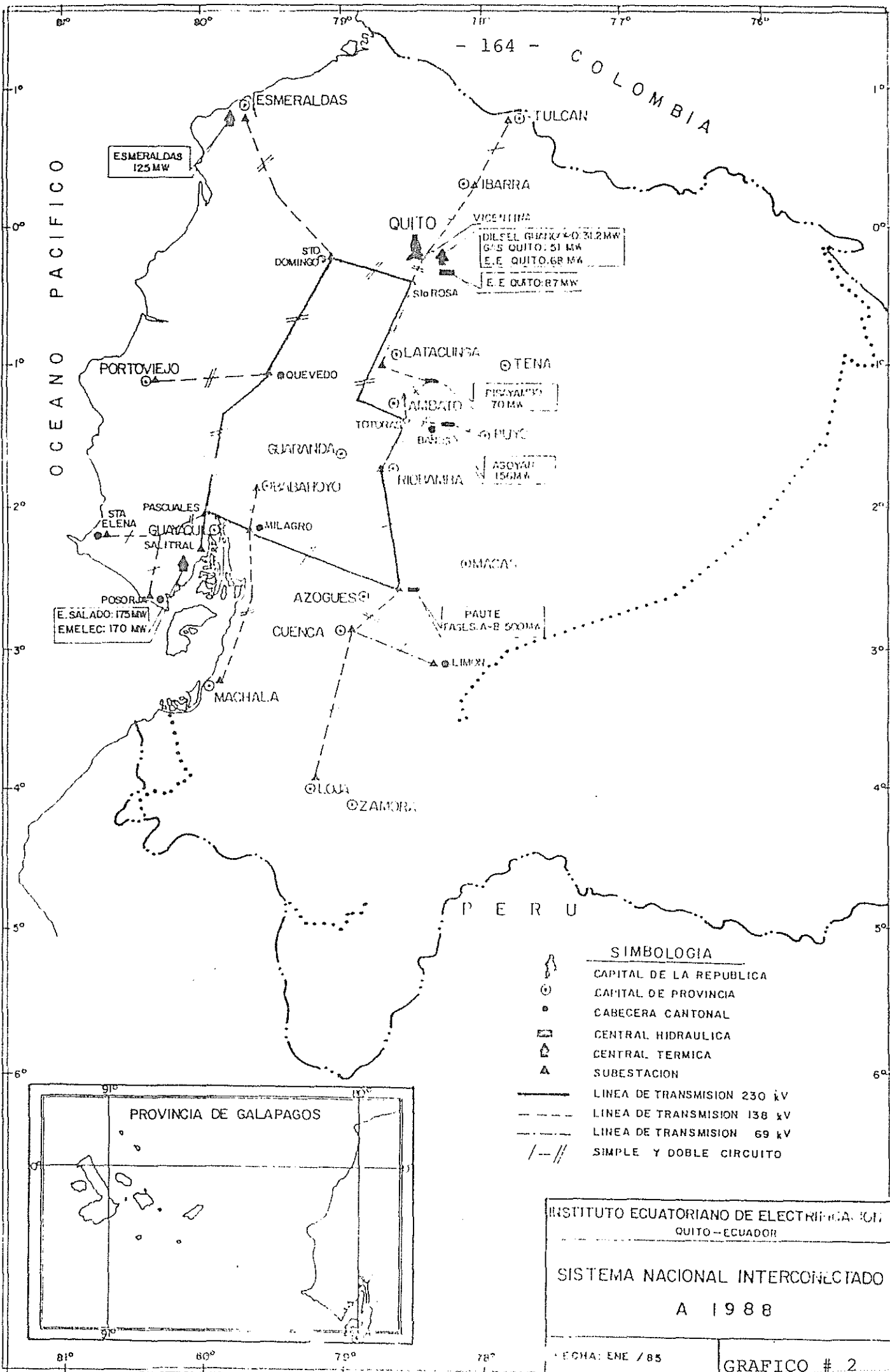
UTILIZACION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ELECTRICA.

ENERGIA FIRME Y MEDIA

| | CAPACIDAD GWh. | 1990 | | | | 1995 | | | | |
|--|-------------------|-----------------|-------|-------------------|-----|----------------|-----------------|------|------------------|-----|
| | | DEMANDA GWh. | | UTILIZA CION % | | CAPACI GWh. | DEMANDA GWh. | | UTILIZACION % | |
| | | 3b | 4a | 3b | 4a | | 3b | 4a | 3b | 4a |
| ENERGIA FIRME | | | | | | | | | | |
| HIDRAULICA | 1.529 | | | 100 | 100 | 5.502 | | | 100 | 100 |
| (I) TERMICA | 3.922 | | | 59 | 36 | 2.591 | | | 100 | 41 |
| TOTAL. | 8.451 | | | 81 | 70 | 8.093 | | | 100 | 81 |
| | | 6.835 | 5.945 | | | | 9873 | 6569 | | |
| MEDIA HIDRAULICA | 6.100 | | | 100 | 97 | 8.874 | | | 100 | 74 |
| TERMICA | 3.922 | | | 19 | | 2.591 | | | 39 | |
| (II) TOTAL | 10.022 | | | 68 | 59 | 11.465 | | | 86 | 57 |
| Parte de la demanda cubierta con energía Hidráulica: | | | | | | | | | | |
| (I) CON ENERGIA FIRME | 4.529 MW | | | 66 | 76 | 5.502MW | | | 56 | 84 |
| (II) CON ENERGIA MEDIA | 6.100 MW | | | 89 | 100 | 8.874MW | | | 90 | 100 |

GRAFICO # 1





COLOMBIA

OCEANO PACIFICO

ESMERALDAS
125 MW

VICE-LINA
DIESEL GUAYAS: 40.2 MW
G/S QUITO: 51 MW
E.E. QUITO: 68 MW
E.E. QUITO: 87 MW

FISVALDES
70 MW

ASOYANI
150 MW

E. SALADO: 175 MW
EMELEC: 170 MW

PAUTE
TAGLES A-B 500 MW

SIMBOLOGIA

- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- CAPITAL DE PROVINCIA
- CABECERA CANTONAL
- CENTRAL HIDRAULICA
- CENTRAL TERMICA
- SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION 230 kV
- LINEA DE TRANSMISION 138 kV
- LINEA DE TRANSMISION 69 kV
- SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO

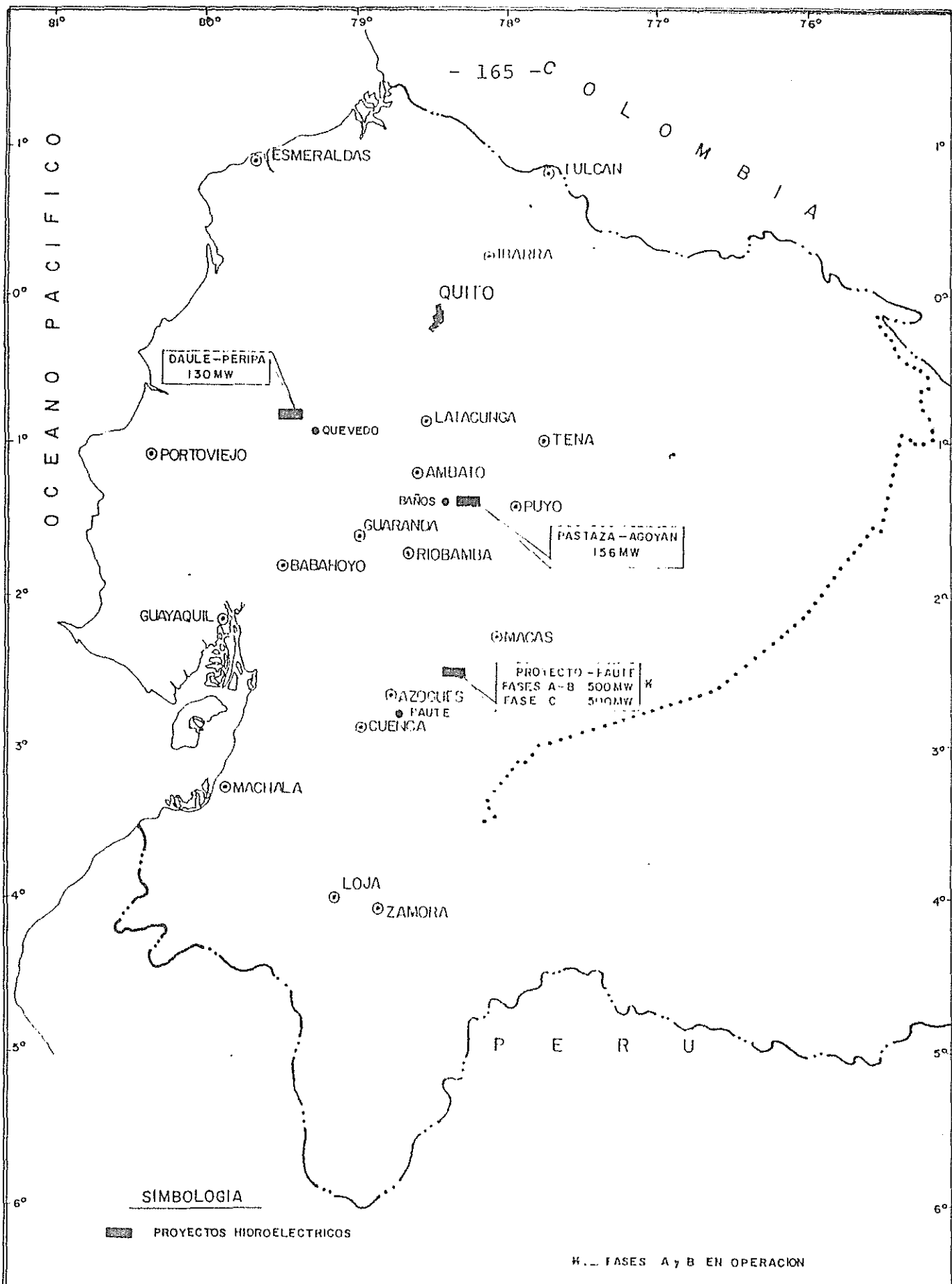
PROVINCIA DE GALAPAGOS

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
A 1988

FECHA: ENE / 85

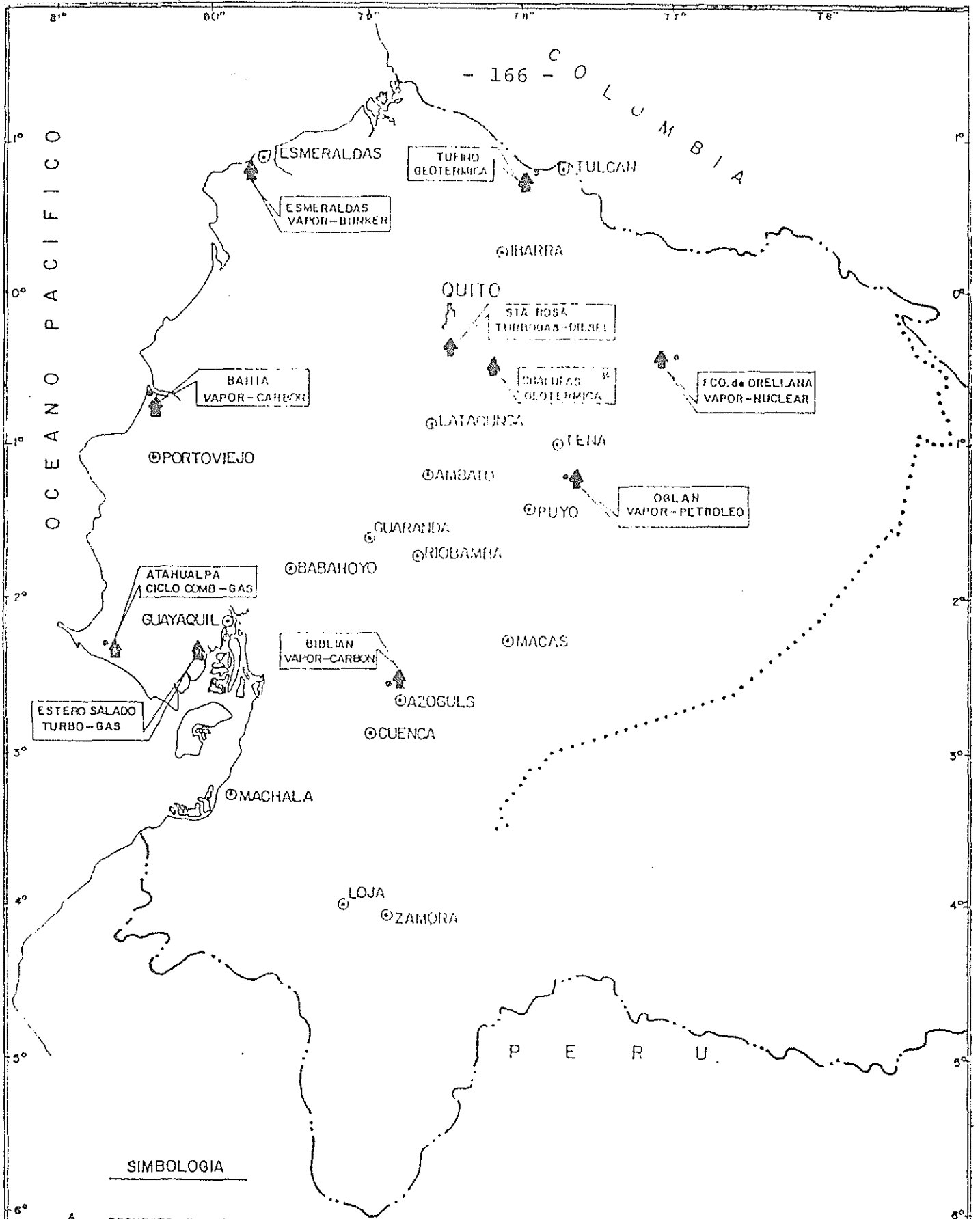
GRAFICO # 2



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
 EXTENSION DEL SISTEMA DE GENERACION
 UBICACION GEOGRAFICA DE PROYECTOS
 HIDROELECTRICOS PROGRAMADOS
 CORTO PLAZO

FECHA: ENE / 85

GRAFICO # 3



SIMBOLOGIA



PROYECTO CENTRAL TERMICA



(ALTERNATIVA)

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION

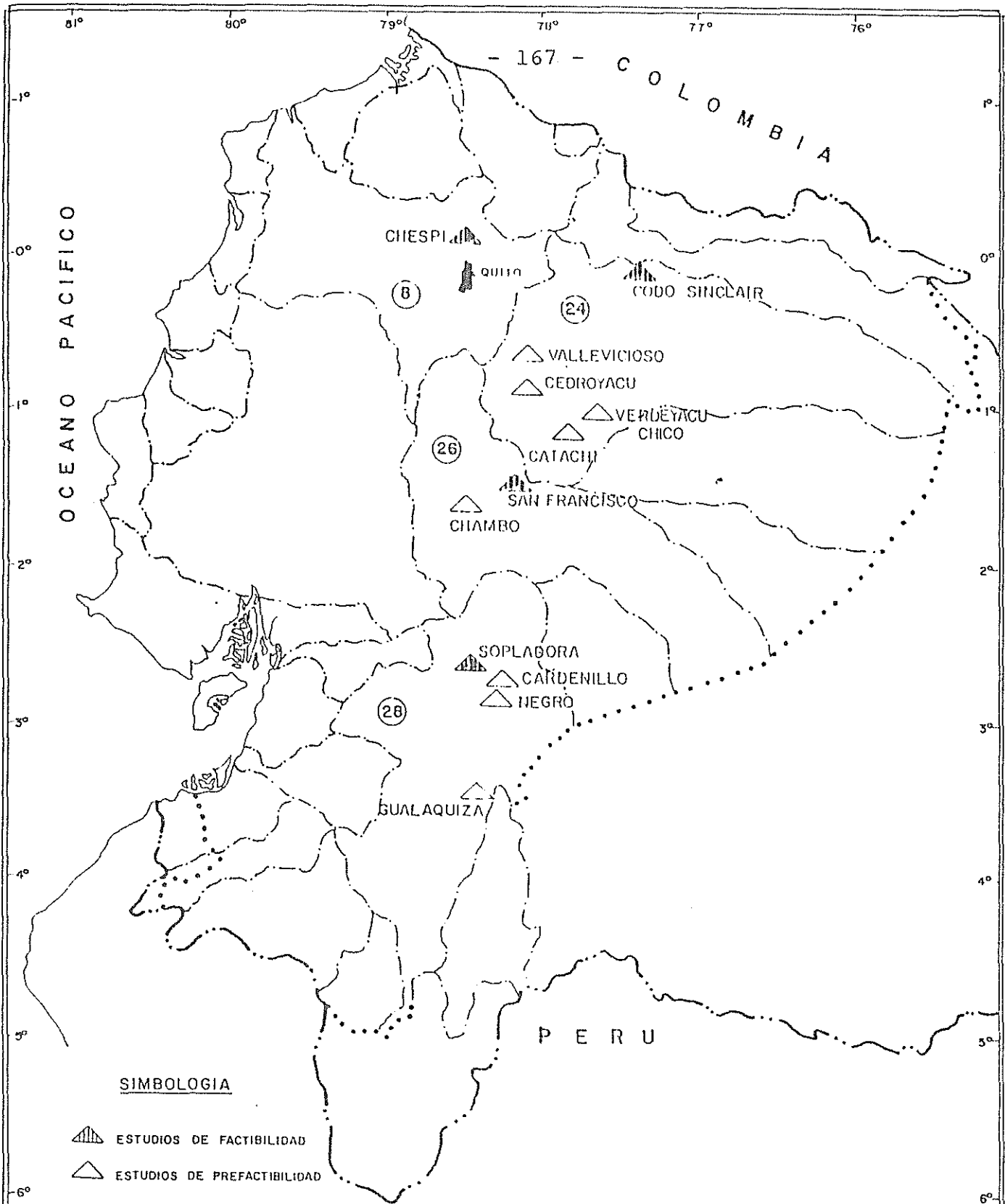
QUITO - ECUADOR

CATALOGO DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS



UBICACION GEOGRAFICA

FECHA: 11E / 85

GRAFICO # 4



SIMBOLOGIA

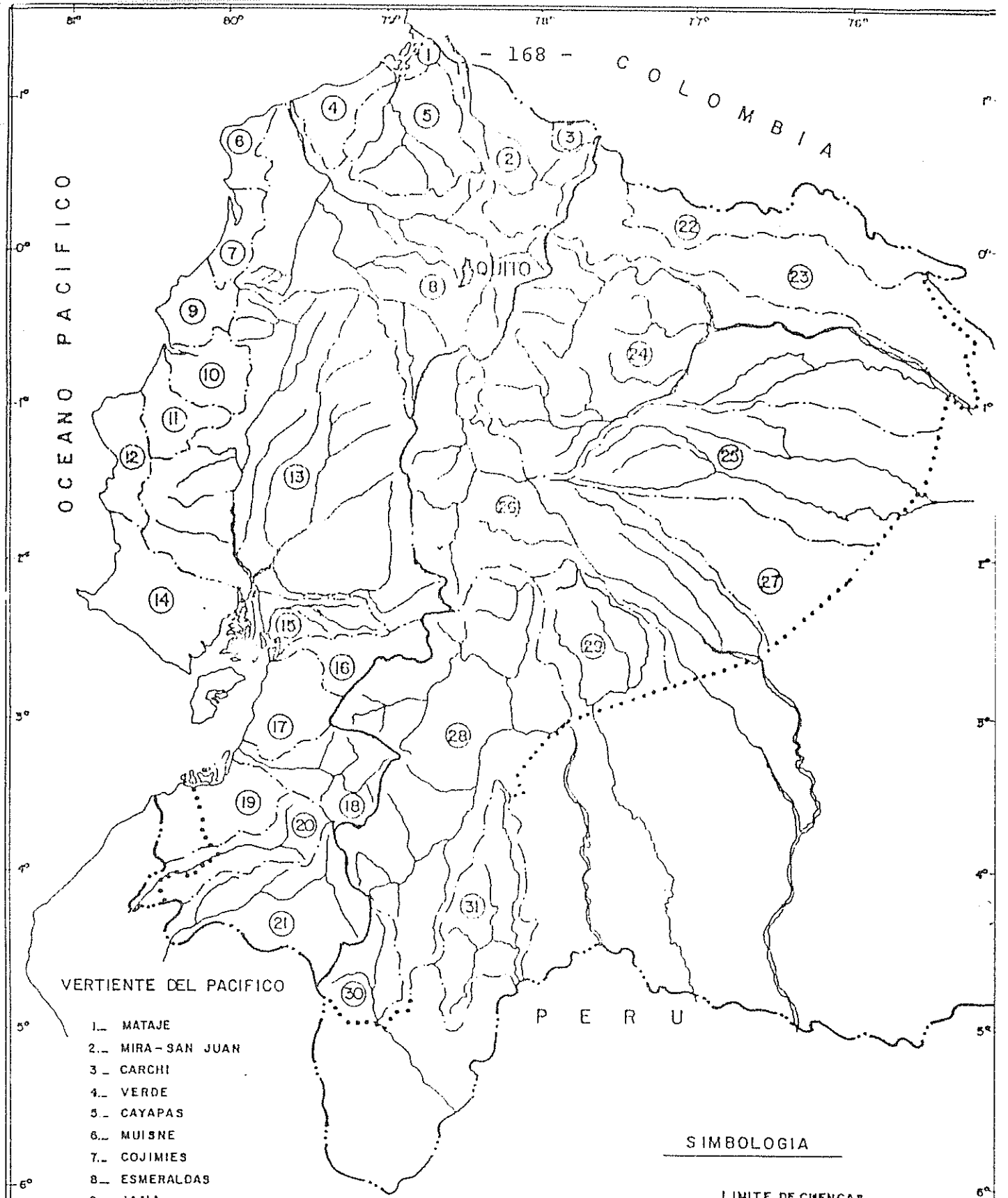
-  ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD
-  ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD

| Nº CUENCA | APROVECHAMIENTO | POTENCIA |
|-----------|------------------------|----------|
| 8 | ESMERALDAS CHESPI | 165 MW |
| 24 | NAPO CODO SINCLAIR | 3000 MW |
| | CATACHI | 720 MW |
| | CEDROYACU | 350 MW |
| | VALLEVICIOSO | 293 MW |
| | VERDEYACU CHICO | 1120 MW |
| 26 | PASTAZA CHAMBO | 260 MW |
| | SAN FRANCISCO | 210 MW |
| 28 | SANTIAGO CARDENILLO | 840 MW |
| | GUALAQUIZA | 840 MW |
| | NEGRO | 103 MW |
| | SOPLABORA | 500 MW |

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR
EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION
UBICACION GEOGRAFICA DE PROYECTOS
HIDROELECTRICOS A SER ESTUDIADOS
1984 - 1988

FECHA: ENE / 85

GRAFICO #5



OCEANO PACIFICO

COLOMBIA

QUITO

PERU

VERTIENTE DEL PACIFICO

VERTIENTE DEL AMAZONAS

- 1. MATAJE
- 2. MIRA-SAN JUAN
- 3. CARCHI
- 4. VERDE
- 5. CAYAPAS
- 6. MUISNE
- 7. COJIMIES
- 8. ESMERALDAS
- 9. JAMA
- 10. CHONE
- 11. PORTOVIEJO
- 12. JIPIJAPA
- 13. IGUAYAS
- 14. ZAPOTAL
- 15. TAURA
- 16. CAÑAR
- 17. BALAO
- 18. JUBONES
- 19. ARENILLAS
- 20. PUYANGO-TUMBEZ
- 21. CATAMAYO

- 22. SAN MIGUEL-PUTUMAYO
- 23. AGUARICO
- 24. NAPO
- 25. CURARAY
- 26. PASTAZA
- 27. TIGRE
- 28. SANTIAGO
- 29. MORONA
- 30. MAYO-CHINCHIPE
- 31. CENEPA

SIMBOLOGIA

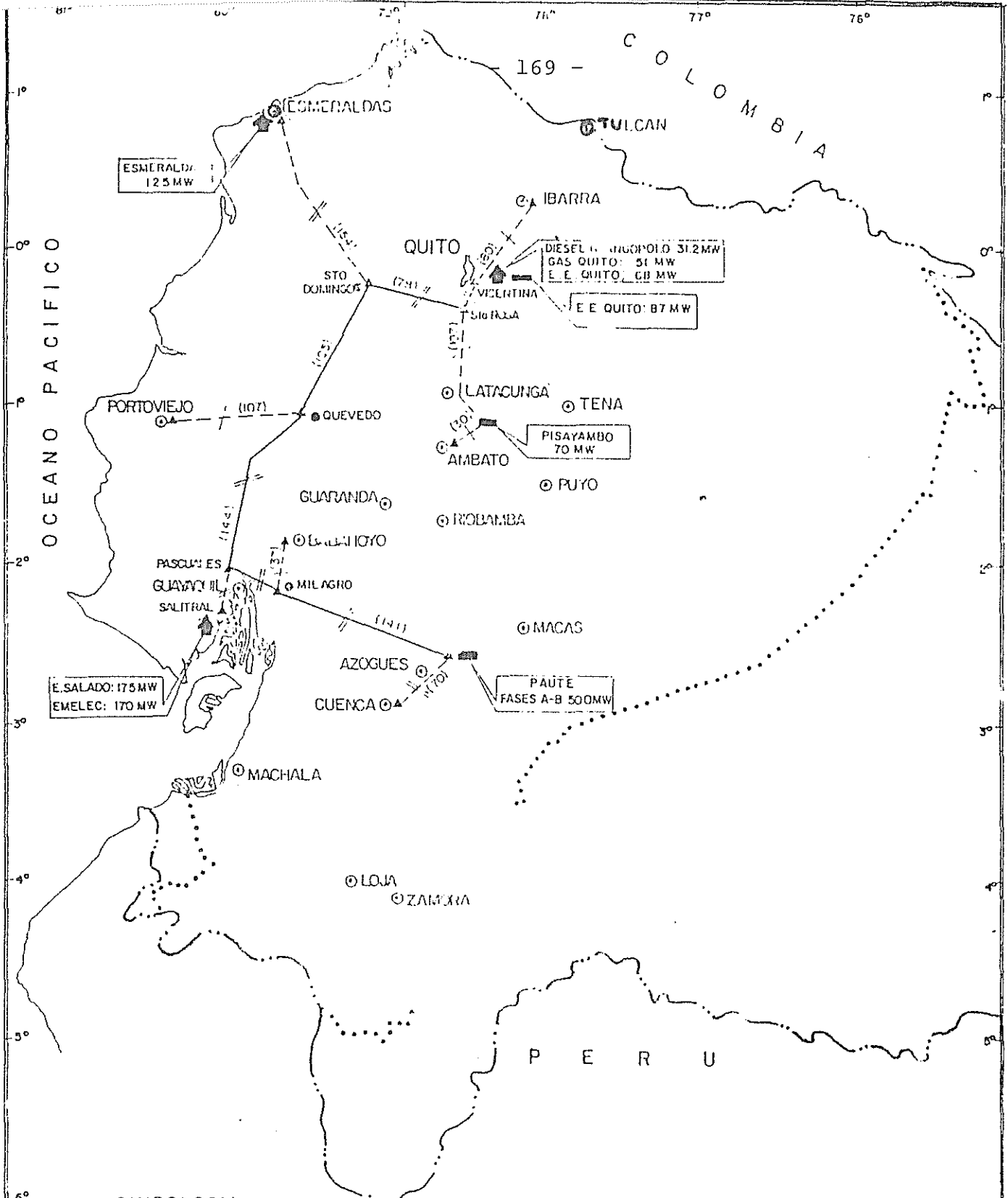
- LIMITE DE CUENCAS
- DIVISION DE VERTIENTES

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR











RECURSOS ENERGETICOS
RECURSOS HIDRICOS
Y DIVISION DE CUENCAS

FECHA: ENE / 85

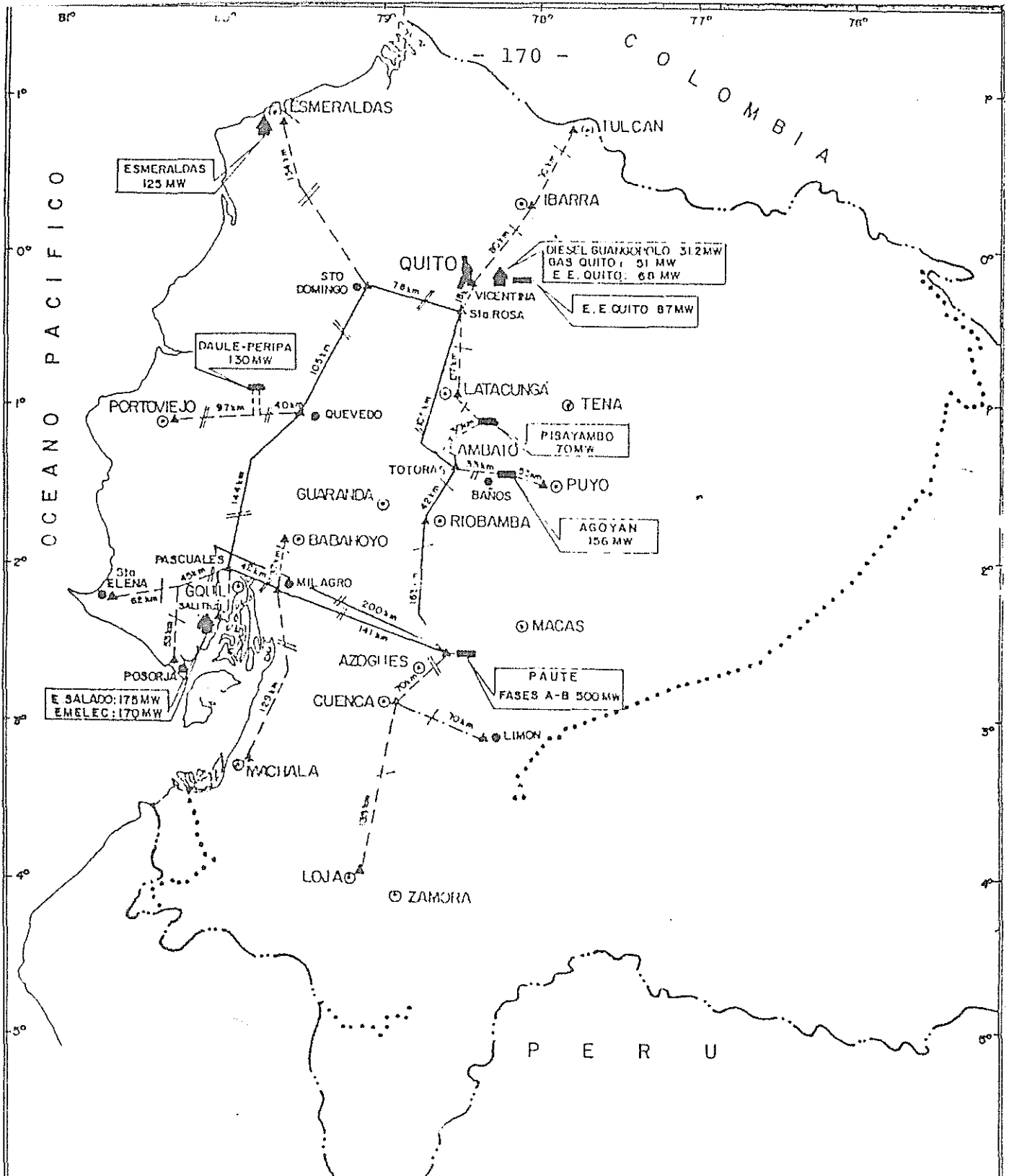
GRAFICO # 6



SIMBOLOGIA

-  CAPITAL DE LA REPUBLICA
-  CAPITAL DE PROVINCIA
-  CABECERA CANTONAL
-  CENTRAL HIDROELECTRICA
-  CENTRAL TERMICA
-  SUBESTACION
-  LINEA DE TRANSMISION 230 kV
-  LINEA DE TRANSMISION 138 kV
-  SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO
-  (80) LONGITUD EN KILOMETROS

| | |
|---|-------------|
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR | |
| SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION A 1984 | |
| FECHA: ENE / 85 | GRAFICO # 7 |

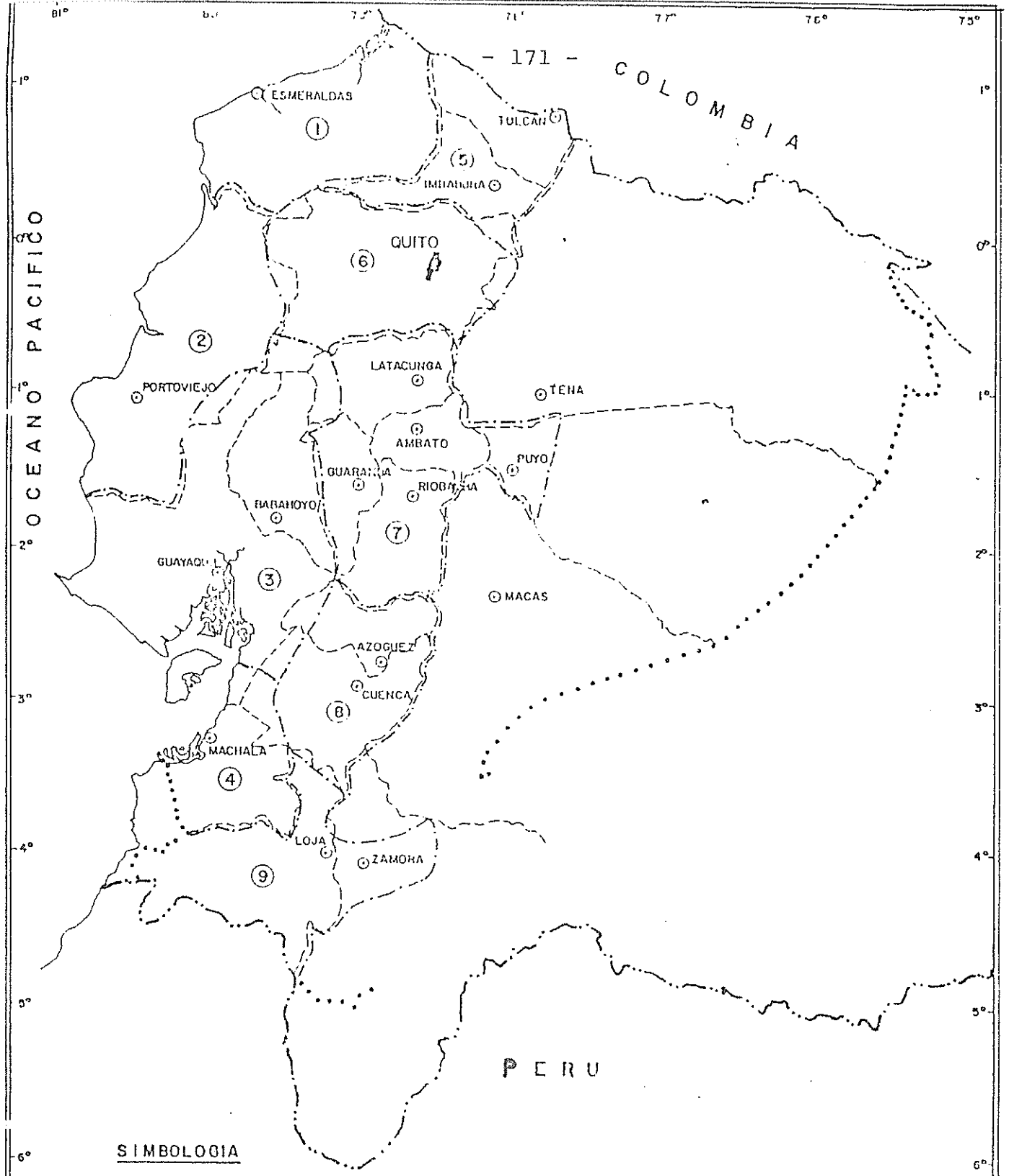


SIMBOLOGIA

- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- CAPITAL DE PROVINCIA
- CABECERA CANTONAL
- CENTRAL HIDROELECTRICA
- CENTRAL TERMICA
- SUBESTACION

- LINEA DE TRANSMISION 230 kV
- LINEA DE TRANSMISION 138 kV
- LINEA DE TRANSMISION 69 kV
- SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO

| | |
|---|-------------|
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR | |
| SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION HASTA FASE E | |
| FECHA: ENE / 85 | GRAFICO # 8 |

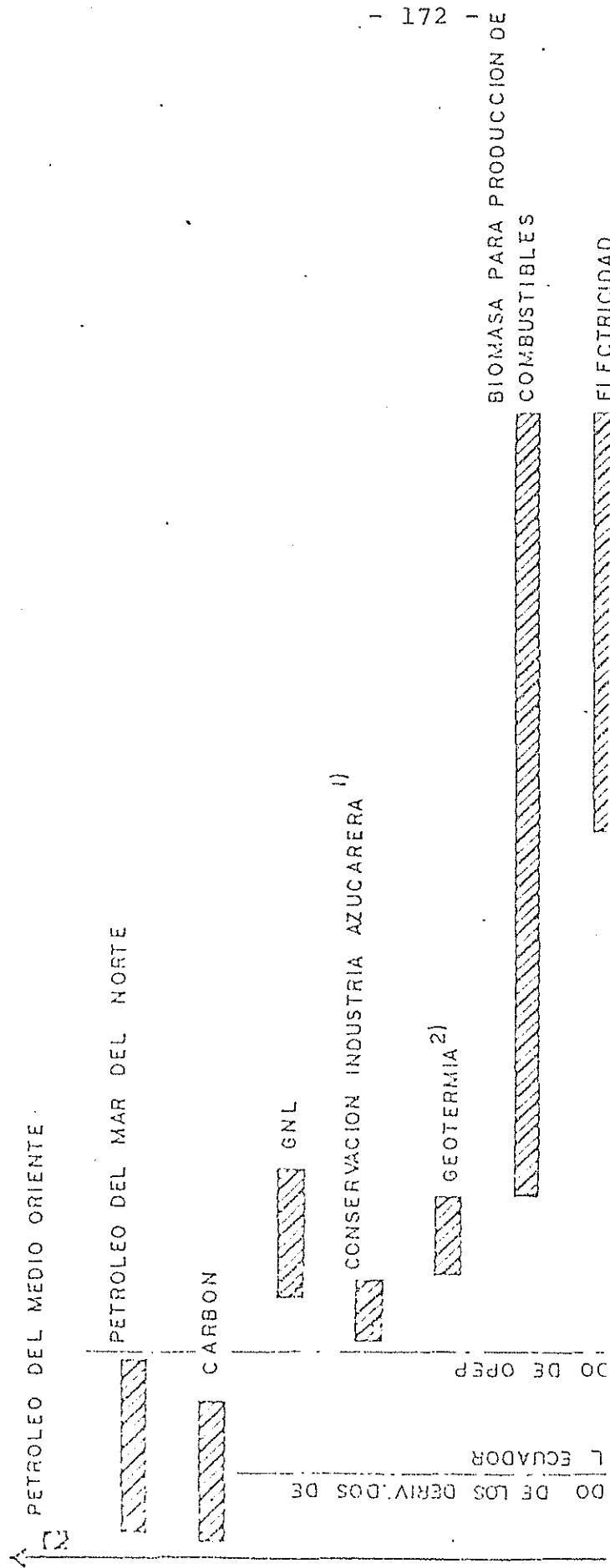


SIMBOLOGIA

- 1.- SISTEMA ESMERALDAS
- 2.- SISTEMA MANABI
- 3.- SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS
- 4.- SISTEMA EL ORO
- 5.- SISTEMA REGIONAL NORTE
- 6.- SISTEMA REGIONAL PICHINCHIA
- 7.- SISTEMA REGIONAL CENTRO NORTE
- 8.- SISTEMA REGIONAL CENTRO SUR
- 9.- SISTEMA REGIONAL SUR
- LIMITE SISTEMAS REGIONALES
- LIMITE PROVINCIAL
- CAPITAL DE PROVINCIA

| | |
|---|-------------|
| INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION QUITO - ECUADOR | |
| EXPANSION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION | |
| SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES | |
| FECHA: ENE/85 | GRAFICO # 9 |

COSTOS DE PRODUCCION DE VARIOS ENERGETICOS (EN US \$: POR TEP)



ANEXO # 1

FACTORES DE CONVERSION

| | | |
|---------------------|----------------------------------|-----------------|
| Electricidad: | 1 Mwh | 0.086 TEP |
| Energía Solar: | 1 gr.cal/m ² día..... | 100.145 TEP |
| Energía Eólica: | 1 Km/hora..... | 0.0000002566TEP |
| Energía Geotérmica: | 1 Pozo..... | 2.636 TEP |
| Energía Hidráulica: | 1 Mwh..... | 0.0859 TEP |
| Leña: | 1 M ³ | 0.1542 TEP |
| Bagazo: | 1 Tonelada..... | 0.150 TEP |
| Biomasa: | 1 Tonelada..... | 0.07092 TEP |
| Petróleo Crudo: | 1 Barril..... | 0.143 TEP |
| Gas Natural: | 1 Pie cúbico..... | 0.000036 TEP |
| Uranio: | 1 Tonelada..... | 1977,644 TEP |
| Carbón Mineral: | 1 Tonelada..... | 1,048 TEP |

G L O S A R I O

1. ENERGIA PRIMARIA: Es aquella que se presenta tal como existe en forma natural o con tratamiento para utilizarla que no cambie sus características físico-químico intrínsecas.
2. ENERGIA DERIVADA O ENERGIA SECUNDARIA: Es una forma de energía derivada que proviene de un proceso de transformación de otra energía con características físico-químicas diferentes.
3. PERDIDAS: Las pérdidas de energía son las diferencias entre producción y utilización. Existen pérdidas por transporte, distribución, almacenamiento, etc., por un lado, y por otra, pérdidas de carácter termodinámico en los procesos de transformación de una forma de energía a otra.
4. CONSUMO PROPIO DEL SECTOR ENERGETICO: Este consumo incluye toda la energía consumida por las actividades de producción, transformación y transporte por medio de ductos de las diferentes formas de energía.
5. CONSUMO FINAL: Este consumo, medido en térmicos de poder calorífico de las diferentes formas de energía, representa la energía efectiva puesta a la disposición de una formación socio-económica, fuera del Sector Energético.
6. CONSUMO NO ENERGETICO: Algunos productos energéticos son utilizados con fines no energéticos como por ejemplo: lubricantes, solventes asfaltos, etc., otros son utilizados, como materia prima, como por ejemplo: en la petroquímica, carboquímica o gasoquímica.
7. ENERGIA UTIL: La energía final que entra a un sistema consumidor que no es completamente utilizada. Depende

del rendimiento de los aparatos consumidores. La parte realmente utilizada para trabajo o calor, se llama energía útil.

8. PODER CALORIFICO: Cada forma de energía tiene poder calorífico medible cuando se transforma una unidad de esta energía en calor. En base de los poderes caloríficos se establece los factores de conversión a TEP.
9. ENERGIA MEDIDA: Generación media anual de una central, o sistema de centrales hidroeléctricas, durante un cierto período de operación real o simulado.
10. ENERGIA FIRME: Energía eléctrica disponible en una empresa, para atender el consumo previsto con una garantía predeterminada. Corresponde a la suma de la energía primaria de las centrales hidroeléctricas más la generación máxima admisible de las plantas termoeléctricas.
11. POTENCIA GARANTIZADA: Máxima potencia media horaria disponible en una central hidroeléctrica en condiciones cúbicas de afluencia hídrica y/o de golfo. Será el menor valor entre la potencia mínima disponible y la máxima potencia colocable en la curva de carga con la energía primaria disponible.

B I B L I O G R A F I A

BIBLIOGRAFIA

A. ESTUDIOS DE INVESTIGACIÓN

- Trabajo de Investigación Individual. Ing. Galo Sarmiento R. El Problema Energético. Panorama Nacional, Alternativas. Quito, 1982

B. LIBROS

- Ministerio de Energía y Minas: Instituto Nacional de Energía, INE. Plan Maestro de Energía. Quito 1985

- Ministerio de Energía y Minas: Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL. Gestión de INECEL en el período agosto 79-agosto 84. Quito 1985.

- Ministerio de Energía y Minas; Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL. El Desarrollo Eléctrico en el Ecuador. Propuesta para el período 1984-1988. Quito 1985.

- Ministerio de Energía y Minas: Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL. Plan Maestro de Electrificación del Ecuador. Documento Síntesis. Período 1985-2010. Quito, 1986.

- Ministerio de Energía y Minas: Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH. Estadística Hidrocarburífera 1984 Quito, 1985.

- Ministerio de Energía y Minas: Corporación Estatal - Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Evaluación Plan Operativo 1985. Primer y Segundo Semestre. Quito, 1986.

- Ministerio de Energía y Minas: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Informe Estadístico de la actividad hidrocarburífera del país: Período 1972 - 1984. Quito, 1985.

- Ministerio de Energía y Minas; Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Informe Estadístico . Quito, 1985.

- Ministerio de Energía y Minas: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Plan Quinquenal 1984-1988. Quito, 1985.

C. REVISTAS

- Ecuador, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Informe Anual 1984, Quito 1985.

- Ecuador, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE. Comercialización de Gas Licuado de Petróleo. (G.L.P.) Memorias de Actividades 1973-1984. Quito 1985.

- Ecuador, Banco Central del Ecuador. Memoria Anual de 1984 del Banco Central del Ecuador. Quito 1985.

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo de Investigación Individual, de su Bibliografía y Anexos, - como artículo de la revista o como artículos para Lectura Recomendada.

Quito, a junio de 1986



Ing. Petr. Jorge E. Arboleda J.
CURSANTE