

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



XVII Curso Superior de Seguridad Nacional
y Desarrollo

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

EL SISTEMA ENERGETICO DEL ECUADOR

ING. EDUARDO SALVADOR J.

1989 - 1990

INDICE GENERAL

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINAS</u>
CAPITULO I: EL SISTEMA ENERGETICO	
1. Elementos básicos del sistema energético	1
1.1 El sistema energético y el sistema socio-económico	1
1.2 Abastecimiento de energía	1
1.3 Usos energéticos y sectores consumidores	4
1.3.1 Sector transporte	7
1.3.2 Sector industrial	8
1.3.3 Sector residencial	10
1.3.4 Sector agropecuario	10
1.3.5 Sector comercial y público	10
2. Estructura actual del sistema energético ecuatoriano	15
2.1 Recursos energéticos y su producción	17
2.1.1 Producción: aspectos técnicos del subsector hidrocarburos	44
2.1.2 Producción: aspectos técnicos del subsector eléctrico	48
2.2 Sectores consumidores de energía	54
2.2.1 Consumo final energético por productos	55
2.2.2 Consumo final energético por sectores	58
3. Instituciones del sector energético	61
4. La legislación energética	63
CAPITULO II: EVOLUCION DEL SISTEMA ENERGETICO 1980-1988	
1. Tendencias generales	70
2. Producción	71
2.1 Petróleo	73
2.2 Gas licuado de petróleo	75
2.3 Hidroelectricidad	76
2.4 Producción de energéticos no convencionales	77
2.5 Transformación	81

INDICE GENERAL

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINAS</u>
3. Evolución del consumo de energía	84
3.1 Aspectos generales	84
3.2 Consumo final	88
3.3 Autoconsumos y pérdidas del sector energético	89
3.4 La incidencia de los precios y regulaciones de la demanda	90
3.5 Distribución regional y por clases sociales	95
 CAPITULO III: LAS PERSPECTIVAS PARA EL SECTOR ENERGETICO	
1. Logros del sistema actual y problemas a solucionarse en el futuro	97
2. Requerimientos energéticos del futuro	98
2.1 Crecimiento económico y necesidades energéticas	98
2.2 Agentes energéticos requeridos en el futuro	101
2.3 Demanda del sector externo	102
3. Apreciación de la contribución potencial de los energéticos para satisfacer requerimientos a largo plazo	103
3.1 Antecedentes	103
3.2 Fuentes convencionales	104
3.3 Energías nuevas	109
3.4 Los efectos de la conservación energética sobre los requerimientos de energía primaria	112
3.5 Fuentes con posibilidades de producción descentralizada y bajos costos	113
3.6 Inversiones y costos de aprovechamiento de las diferentes fuentes energéticas	114
 CAPITULO IV: ENERGIA PARA EL AÑO 2.010	
1. Escenarios de desarrollo socio-económico	121
2. La transición del sistema energético y la política energética	121
2.1 Antecedentes	121
2.2 La exportación de energía	124

INDICE GENERAL

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAGINAS</u>
2.3 El rol de los precios	126
2.4 El acceso adecuado a la energía El problema regional y social.	128
 CAPITULO QUINTO: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 Conclusiones	133
5.1.1 Hidrocarburos	133
5.1.2 Electricidad	133
5.1.3 Conservación y fuentes renovables de energía	144
5.2 Recomendaciones	147
5.2.1 Hidrocarburos	147
5.2.2 Energía eléctrica	149
5.2.3 Conservación y fuentes alterna de energía	151
 ANEXO: Ley especial de la empresa estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) y sus empresas filiales.	

INDICE DE CUADROS

<u>CONTENIDO</u>	<u>PÁGINAS</u>
CAPITULO PRIMERO	
1.3.1 Energía primaria, final y útil para los usos de cocción y transporte	5
1.3.2 Categorías de los usos específicos	6
1.3.3 Principales usos de la energía, sectores consumidores, áreas de utilización	12
2.1.1 Potenciales de aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y no renovables	19
2.1.2 Reservas probadas iniciales y remanentes	22
2.1.3 Reservas probables	23
2.1.4 Reservas posibles	24
2.1.5 Resumen de reservas totales	24
2.1.6 Potencial teórica y económicamente aprovechable	28
2.1.7 Catálogo de centrales grandes	30
2.1.8 Catálogo de centrales medianas	31
2.1.9 Catálogo de pequeñas y minicentrales	33
2.1.10 Regiones con radiación solar. Significativa en el Ecuador	40
2.1.11 Distribución de la producción promedio baja	45
2.1.12 Estructura del parque generador existente	49
2.1.13 Resumen de datos básicos del subsector eléctrico	51
2.1.14 Subsector electricidad estructura del mercado	53
2.1.15 Número de abonados	53

CAPITULO SEGUNDO

2.1.1	Producción de petróleo en el Ecuador	74
2.4.1	Producción de indicadores eléctricos	78
2.4.2	Sistema nacional interconectado Generación de energía	79
2.5.1	Rendimiento de refinerías	83
3.1.1	Estructura del PIB real	85
3.1.2	Precios relativos de la energía en los sectores residencial e industrial	87
3.3.1	Evolución de la eficiencia primaria de transformación	89
3.4.1	Estructura final de precios de los combustibles	91
3.4.2	Costo de la energía solar para calentamiento de agua	95

CAPITULO TERCERO

2.1.1	Potencial de conservación para automotores livianos	100
2.1.2	Necesidades de energía final para cocción con diferentes agentes energéticos	100
3.2.1	Eficiencia energética de leña y carbón vegetal	107
3.2.2	Perspectivas de producción y utilización de bagazo como combustible	108
3.4.1	Potencial de conservación en base del consumo	113

CAPITULO CUARTO

4.1	Estructura de producto interno bruto por sectores	119
-----	---	-----

LISTADO DE GRAFICOS

- 1.1. Relaciones entre sistema socio-económico, sistema energético y sistema natural
- 1.2. Representación esquemática de la cadena energética
- 1.3 Flujo de energía 1988
 - 1.3.A Balance energético del Ecuador
- 2.1 Estructura del sistema energético ecuatoriano
 - 2.1.2 Cuencas hidrográficas
 - 2.1.3 Areas de interés geotérmico
- 2.2 Reservas primarias totales
 - 2.2.1 Consumo de energía por habitante en los mayores sectores económicos del Ecuador, Perú y Colombia
 - 2.2.2 Consumo final energético por productos y sectores leña y bagazo
 - 2.2.3 Consumo final energético por productos y sectores gas licuado de petróleo
 - 2.2.4 Estructura del consumo final por productos energéticos
 - 2.2.5 Consumo final por sectores
 - 2.2.6 Estructura del consumo final por productos energéticos en los sectores residencial y servicios
 - 2.2.7 Consumo final energético por sectores
 - 2.2.8 Estructura del consumo final y energético por sectores
 - 2.2.9 Estructura del consumo final por energéticos en el transporte
 - 2.2.10 Estructura del consumo final por energéticos en la industria
 - 2.2.11 Estructura del consumo final por energéticos en los sectores agrícola y pesquero

- 3.1 Escenarios de producción de gas licuado de petróleo
- 3.2 Sistema nacional demanda máxima (NW)
- 4.1 Evolución demanda final total por escenario
- 4.2 y
- 4.3 Cuadros complementarios del 4.1.

EL SISTEMA ENERGETICO

DEL

ECUADOR

INTRODUCCION

La energía es elemento vital de los pueblos y por lo mismo resulta indispensable el conocimiento cabal y profundo de su disponibilidad presente y futura, en cuanto se refiere al potencial de cada uno de los recursos energéticos y a su aprovechamiento técnico y económico para el desarrollo del país.

La información estadística, que permite no sólo una mejor interpretación del desarrollo pasado, sino también mejorar los criterios de planificación y toma de decisiones sobre políticas energéticas y futuros proyectos, por lo general altamente costosos, que a veces implican riesgos de gran magnitud para el sector energético y el país en su totalidad, será la base para el presente estudio.

Se parte del conocimiento de la realidad de la situación energética del país, cubriendo todos los sectores productores y consumidores, para en base a ello plantear alternativas de acción a seguirse en el corto, mediano y largo plazo, para lo cual se analizan los problemas y restricciones del sector, definiendo metas técnicas y económicas a alcanzar, mediante estrategias y medidas adecuadas para el desarrollo en las distintas fases de la actividad hidrocarburífera, eléctrica, de energías no convencionales, conservación energética y en políticas de precios de la energía.

Las alternativas y recomendaciones planteadas tienden a solucionar la problemática del sector energético nacional, tratando de minimizar los efectos que pueden producir, especialmente en los sectores de más bajos ingresos.

CAPITULO PRIMERO

EL SISTEMA ENERGETICO

1. ELEMENTOS BASICOS DEL SISTEMA ENERGETICO

1.1 EL SISTEMA ENERGETICO Y EL SISTEMA SOCIO-ECONOMICO

La relación fundamental del Sistema energético con el Sistema socio-económico, es que el primero se origina y suministra energía para satisfacer un conjunto de necesidades personales y actividades de producción dentro del sistema socio-económico.

A más de esta relación directa, existen otras relaciones, tales como los requerimientos de capital, mano de obra, tecnología, etc. que son suministrados por el Sistema socio-económico, a fin de que sistema energético, pueda desarrollar sus actividades. Es decir, la relación entre ambos sistemas no es unidireccional, sino que es necesario considerar las acciones y reacciones mutuas entre ellos.

También es importante mencionar las interacciones que se producen entre el Sistema energético y el Sistema natural o medio ambiente.

Las diferentes fuentes energéticas son utilizadas por el hombre mediante la explotación o captación de los recursos energéticos de la naturaleza. Y, por otro lado, las características básicas de la naturaleza o medio ambiente (clima, vegetación, etc.) condicionan los requerimientos de energía y determinan las posibilidades de diversificación de las fuentes energéticas (petróleo, hidroelectricidad, energía solar).

También en este caso, la relación entre los sistemas no es unidireccional. El desarrollo de las actividades del sistema energético provoca impactos a su vez, positivos o negativos, sobre el sistema natural. Ver gráfico No. 1.1.

1.2. ABASTECIMIENTO DE ENERGIA

El estudio global del Sistema energético toma en cuenta todas las etapas del proceso mediante el cual los productos o recursos energéticos son extraídos (o producidos),

transportados, distribuidos y utilizados, considerando, además, todas las articulaciones internas, actuales y potenciales, para lo cual se representan en el sistema los diversos flujos energéticos que circulan por él.

El abastecimiento de energía se origina en las reservas y potenciales energéticos que posee el país, y a partir de los cuales se generan las actividades de explotación y producción de fuentes primarias de energía (petróleo, gas natural, hidroelectricidad, leña, etc.). El abastecimiento puede darse también desde el exterior del país (importación de energía primaria), o generarse excedentes disponibles para otro país (exportación de energía primaria).

En la mayoría de los casos, las fuentes de energía no son utilizadas en forma directa por el consumidor final, sino que se someten a procesos físicos-químicos de transformación o conversión. Dichos procesos tienen la finalidad de mejorar la calidad de la fuente energética primaria o adaptarla a las características técnicas de ciertos requerimientos de energía. El resultado de estas transformaciones o conversiones son las energías secundarias o derivadas (derivados de petróleo, electricidad, carbón, vegetal, etc.).

Los sitios donde la energía primaria es transformada o convertida en energía secundaria se denominan comúnmente, en el sistema energético, centros de transformación, pudiendo ingresar en ellos uno o varios flujos de energía primaria y salir de los mismos uno o varios flujos de energía secundaria.

A manera de ejemplo, se citan algunos de los más importantes centros de transformación:

- Refinerías de petróleo, en las cuales pueden ingresar varios tipos de crudo y obtenerse una gran variedad de productos derivados (gasolina, kérex, fuel oil, diesel oil, asfaltos, etc.).
- Centrales hidroeléctricas: transformación de la potencia hídrica en electricidad.
- Centrales eléctricas térmicas, en las cuales ingresan comúnmente derivados del petróleo

(fuel oil, diesel oil) para producir energía eléctrica.

- Plantas de tratamiento de gas natural, en las cuales ingresa gas natural para la producción de gasolina natural, gas licuado de petróleo y gas seco.
- Hogueras, para la producción de carbón vegetal a partir de la leña.

En todos los procesos de transformación se producen pérdidas de energía, a veces muy importantes (65 a 80%), y consumos propios para el funcionamiento de las instalaciones.

Si se realizara un balance calórico, desde el punto de vista puramente físico, no tendría sentido someter a algunas fuentes de energía a un proceso de transformación o conversión para obtener menor cantidad de energía. En realidad de lo que se trata es de obtener una diferente calidad de energía. No son lo mismo las calorías disponibles en un galón de petróleo que en un galón de gasolina. Si bien las pérdidas por transformación son elevadas, como contrapartida se obtienen fuentes energéticas de mayor calidad, diversidad, rendimiento y adaptación a diferentes usos específicos.

La satisfacción de una necesidad puede ser alcanzada con cantidades físicas de energía muy distinta, dependiendo lo anterior de la calidad de la energía y del equipamiento en que se usa la energía.

El equipamiento es un componente fundamental del uso. Se puede afirmar que no hay utilización posible de energía sin recurrir a un equipamiento, por rudimentario que éste sea.

En el transcurso de la utilización de la energía, se producen pérdidas que, sustraídas del consumo de energía final o neta para el uso, dan como resultado la energía útil, cuya magnitud determina la intensidad energética del uso. Finalmente, las anotaciones anteriores se sintetizan en el concepto de "cadena energética", que se refiere a la representación global de las etapas sucesivas de energía primaria, energía neta o final, y energía útil.

La cadena energética describe, asimismo, los flujos físicos de productos energéticos, a lo largo de las fases de extracción o captación, transformación, transporte, distribución y uso. Ver gráfico No. 1.2.

1.3 USOS ENERGETICOS Y SECTORES CONSUMIDORES

El uso energético es el nexo entre la energía y la satisfacción de las necesidades socio-económicas y, en gran parte, es él quien define los requerimientos de energía. Así, por ejemplo, el uso en cocción implica disponer de energía calórica, y, para satisfacer este requerimiento, serán necesarias diferentes cantidades físicas de energía final, dependiendo del equipamiento empleado en la utilización y la fuente energética.

A título de ejemplo, en el cuadro (1.3.1) se dan los requerimientos de energía primaria, final y útil para los usos de cocción y transporte abastecido por distintas fuentes energéticas.

En un plano general, se ha realizado un intento que categorizan los distintos usos, definiéndose cinco categorías generales y 22 categorías específicas que se enlistan en el cuadro (1.3.2).

CUADRO 1.3.1

Energía primaria, final y útil requerida para los usos de cocción y transporte

USO ENERGETICO	ENERGIA UTIL	ENERGIA FINAL	ENERGIA PRIMARIA
KEP			
Cocción (a) electricidad	62	78	300 (c) 0' 900 (d)
G.L.P.	62	103	112
Kérex	62	138	150
Leña	62	690	690
Transporte gasolina	9.4	65.0	72.2
Terrestre (b) diesel	9.4	52.0	56.5
electricidad	9.4	14.5	56.1 (c) 0'18.6 (d)

KEP Kilo equivalente a petróleo

(a) Consumo promedio de una familia al año

(b) Consumo para 1.000 Tn-Km. en vehículo de mediano tamaño

(c) Termo electricidad

(d) Hidroelectricidad.

CUADRO 1.3.2

Categorías de los usos específicos

CATEGORIAS GENERALES		CATEGORIAS ESPECIFICAS	
1.	Iluminación	1.	Iluminación
2.	Calor	2.	Calor
		3.	Agua caliente
		4.	Cocción
		5.	Planchado
		6.	Calor de proceso a baja temperatura
		7.	Calor de proceso a media temperatura
		8.	Calor de proceso a alta temperatura
3.	Frio	9.	Ventilación
		10.	Refrigeración
		11.	Conservación de alimentos
		12.	Frio de proceso
4.	Fuerza Motriz	13.	Motores eléctricos
		14.	Motores diesel
		15.	Motores Otto
		16.	Turbinas
		17.	Motores a vapor
		18.	Energía mecánica
		19.	Trabajo animal
		20.	Trabajo humano
5.	Electrónico y electroquímico	21.	Electrónico
		22.	Electroquímico

Fuente: Instituto de Economía -IDEE- Balances energéticos

S.C. de Bariloche 1985.

Juntamente con el tema de los usos a los que destina la energía, se ha introducido el concepto de "calidad de la energía". Esto se debe a que no cualquier fuente energética puede suministrar energía de una temperatura dada. Por ejemplo, un proceso que requiere una temperatura de 300°C., necesitará una fuente de energía de calidad superior que aquel cuya temperatura necesaria fuese de 60°C.

Existen además, a nivel de utilización, ciertos procesos, como algunos procesos electroquímicos (p.e. niquelado cromado) y aparatos electrónicos, donde sólo un tipo de energía, la electricidad, puede satisfacer sus necesidades. En general, este tipo de usos recibe la denominación de "específicos".

El uso de la energía también va asociado con las características del consumidor. Son claras las diferencias, por ejemplo, entre un consumidor industrial o una familia, ya que el tipo de necesidades de energía, en cada caso, así como los usos asociados, son diferentes.

Para el Ecuador, el consumo y los requerimientos de energía se ha desagregado en los siguientes grandes sectores:

1. Sector transporte
2. Sector industrial
3. Sector residencial, comercial y público
4. Sector agropecuario

1.3.1 Sector transporte

En este sector se consideran los requerimientos energéticos vinculados al transporte de personas y carga, sea por vía terrestre, marítima o aérea.

El sector transporte, al igual que el resto de sectores, a su vez puede dividirse en grupos o módulos homogéneos de consumidores, que tengan comportamiento similar, tanto en el uso de

la energía como cuanto a las fuentes energéticas a las que recurren.

En un primer paso, se puede descomponer a este sector en transporte de personas y transporte de carga. El transporte de personas a su vez, podrá subdividirse en transporte individual y colectivo, y el transporte colectivo, en urbano e interurbano.

La desagregación del sector puede continuar, por ejemplo, distinguiendo en el transporte individual a los automóviles a gasolina y a diesel. En general, mientras más desagregado sea el sector, con mayor exactitud se podrán identificar los diferentes requerimientos energéticos.

1.3.2 Sector Industrial

La disponibilidad de energía es un factor determinante del desarrollo industrial, y el nivel que alcanza éste incide en gran parte en el nivel y estructura de los requerimientos energéticos. Una manera de visualizar este impacto es a través de una de las relaciones más estudiadas, que asocia la evolución del consumo de energía al producto interno bruto (PIB).

En general, los países en vías de desarrollo, la tendencia de cambio de estructura productiva es hacia la industrialización, y como el sector industrial presenta un mayor consumo de energía por unidad del PIB que, por ejemplo, el sector agropecuario o el transporte, el desarrollo industrial tiende a incrementar el consumo de energía por unidad del PIB a nivel de toda la economía.

Junto con el impacto que genera un proceso de industrialización sobre los requerimientos de energía, es necesario considerar el tipo de industrias que presentan un mayor desarrollo relativo. Tal es el caso de las industrias básicas, como la siderúrgica, el cemento o la petroquímica, de gran poder industrializante y, al mismo tiempo, grandes consumidores de energía, en las cuales la disponibilidad de este insumo es una precondición para su

desarrollo.

Si bien es importante para el desenvolvimiento industrial de un país tener el suficiente abastecimiento de energía, por otra parte, también se debe destacar que el sector energético está fuertemente ligado al sector industrial, en la medida que este último abastece de insumos y equipos al primero.

Un aspecto relevante del sector industrial tiene que ver con la calidad de la energía. En general, en este sector se presenta una alta concentración de usos energéticos que requieren temperaturas altas y, por tanto, de fuentes energéticas de gran calidad. De ahí que, prácticamente, el sector se abastece en su totalidad de energías derivadas (fuel oil, diesel oil, electricidad, etc.).

Los usos de la energía en la industria son de una variedad tal que podría decirse que cada tecnología de fabricación tiene asociado un patrón de uso de energía, pero en forma agregada se puede distinguir los siguientes usos:

a) Energía mecánica, destinada a proveer el movimiento y la fuerza en la actividad industrial.

b) Energía térmica, destinada a proporcionar calor en diversas formas y condiciones. Se distinguen los siguientes grupos principales.

- Producción a vapor, que constituye un medio de transporte y abastecimiento de calor; puede usar una gran variedad y calidad de combustibles (diesel oil, fuel oil, bagazo, etc.) como fuente de una energía térmica homogénea, limpia y flexible.

- Hornos

- Radiación

c) Energía eléctrica específica, que corresponde a la empleada en iluminación, electrónica y electroquímica.

1.3.3 Sector Residencial

Dentro de este sector se consideran los requerimientos de energía derivados de las actividades domésticas de las familias, es decir, aquellas actividades que se realizan en los límites de la vivienda familiar, por tanto no se consideran los consumos energéticos de las personas en transporte, o aquellos que se efectúan en otro sitio fuera del ámbito antes indicado.

La cantidad de energía requerida por el núcleo familiar, así como fuentes que lo abastecen, están vinculadas a características económicas, sociales, culturales, tecnológicas y ambientales.

Estas características son importantes, sobre todo en el caso del Ecuador, donde se presentan marcadas diferencias en los distintos grupos sociales. Así, por ejemplo, entre la población rural se puede determinar que la energía se destina a usos básicos, como iluminación y cocción, utilizando principalmente fuentes energéticas de apropiación directa, tal es el caso de la leña; mientras que en las zonas urbanas las fuentes energéticas son generalmente la electricidad del gas licuado, siendo los usos más comunes: iluminación, cocción, calentamiento de agua y electrodomésticos.

Existen, además, diferencias entre los requerimientos energéticos de una u otra zona "biogeográfica", costa o sierra.

1.3.4 Sector Agropecuario

En este sector se consideran los consumos o requerimientos energéticos de las actividades agrícolas, ganaderas, forestales y de pesca, para la producción de materias primas destinadas a la alimentación humana y/o animal, los cultivos industriales y la silvicultura, tanto a nivel comercial como para auto consumo.

1.3.5 Sector comercial y público

Este sector abarca los requerimientos o consumos energéticos vinculados a todo tipo de servicios no incluidos en los sectores anteriores ni tampoco en el sector energético.

La estructura del Sector Comercial y Público es muy variable, debido a la diversidad de sus actividades, tales como educación, salud, comercio, turismo, finanzas, gobierno, etc.

Dentro del mismo sector, se dedica un análisis especial al caso del alumbrado público y del abastecimiento de agua potable.

Además de los sectores consumidores descritos anteriormente, es necesario tomar en cuenta los requerimientos energéticos de la producción y transformación de energía, que se dan en refineries, centrales térmicas, plantas de tratamiento de gas, etc. clasificados en general como consumos propios del sector energético.

En el Cuadro (1.3.3) resumen algunos de los usos de la energía, los principales sectores en que se presentan estos usos y las mayores áreas de utilización, las fuentes energéticas actualmente utilizadas y las fuentes energéticas alternativas disponibles.

CUADRO (1.3.3)

Principales usos de la energía, sectores consumidores, áreas de utilización: fuentes energéticas actuales y alternativas

USO DE LA ENERGIA	MAYORES AREAS DE UTILIZACION	ENERGETICO UTILIZADO	ENERGETICO ACTUALMENTE DISPONIBLE
Fuerza Motriz	Transporte: automóviles, Aviones, barcos, trenes. Industrial: motores de combustión y eléctricos. Agrícola: maquinaria agrícola	Derivados petróleo Derivados y electricidad Derivados y electricidad	Electricidad, GLP. Biogas
Calor	Industria: Calderos, hornos. Residencial: cocción, calentamiento de agua, aire acondicionado.	Derivados, leña, bagazo, electricidad Derivados: leña, electricidad	GLP, energía solar, energía-geotérmica Gas natural energía solar
Iluminación y usos específicos	Residencial: iluminación electrodomésticos. Servicios: alumbrado público Industria: iluminación, equipo electrónico	Electricidad Electricidad Electricidad	Energía fotovoltaica Energía fotovoltaica Energía fotovoltaica

Las estadísticas energéticas se sintetizan en el llamado "Balance Energético". En él se encuentra las diferentes formas de energía relacionadas con los diversos agentes socio-económicos en forma de entradas-salidas de energía, expresada en una unidad común.

Los balances energéticos son utilizados como instrumentos de análisis en la gestión del sistema energético. Ellos son igualmente indispensables para elaborar previsiones sobre la evolución futura del sistema o planificar su desarrollo.

Para la gestión del sistema energético, el balance debe dar la posibilidad de establecer ciertos criterios sobre la "eficacia" de este sistema:

- Ya sea en el sentido estricto de la eficacia energética
- Ya sea asociado a informaciones económicas, en un sentido más general de eficacia económica.

En general, dentro de una perspectiva a corto plazo, el balance permite conocer las diferentes alternativas energéticas (en favor de tal o cual forma de energía), según la utilización final de las grandes categorías de consumidores. Por otra parte, se puede establecer la correspondencia entre demanda final y los recursos naturales de energía primaria, conociendo además que la estructura de la demanda condiciona la gestión del sector.

Dentro de una perspectiva a largo plazo, el balance es una herramienta indispensable en la previsión o planificación del desarrollo del sector energético. La previsión se apoya en las tendencias o determinaciones preestablecidas, mientras que la planificación necesita de opciones y medidas político-económicas precisas. Esta gestión a largo plazo apunta a satisfacer la demanda de energía al menor costo, considerando otros objetivos sociales.

En el Balance Energético ecuatoriano se consideran cinco energéticos primarios: leña, otros residuos vegetales, petróleo crudo, gas natural asociado, hidroenergía.

Dentro de la Energía Secundaria o Energía derivada, para el Ecuador se tiene ocho productos energéticos: gas licuado, gasolinas y naftas, kérex, jet fuel, diesel oil, pesados. De uso no energético, electricidad.

En el ámbito internacional predominan dos unidades para unificar los valores de las distintas formas de energía, y son, la Tonelada Equivalente de Carbón (TEC) y la Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP). La primera de uso común en Europa y la segunda en América.

En términos simples, una TEP es la cantidad de calor producida al quemar 7 barriles (294 galones) de petróleo estándar.

Factores de conversión utilizados:

Leña	0.300	TEP/T
Bagazo	0.200	TEP/T
Gas natural asociado	0.0360	TEP/T (miles de pies cúbicos)
Petróleo crudo	0.143	TEP/BL
Gasolina natural	0.0975	TEP/BL
Gas licuado (LPG)	0.0966	TEP/BL (1.14 TEP/T)
Gasolinas	0.1221	TEP/BL
Kerosene (Kérex)	0.1329	TEP/BL
Turbo combustible	0.1324	TEP/BL
Diesel	0.1387	TEP/BL
Pesados	0.1530	TEP/BL
Otros derivados	0.1343	TEP/BL
Electricidad	0.086	TEP/MWh
1 TEP =	909	kg. de GLP
	3.300	kg. de leña

344 galones de gasolina
316 galones de kérex
317 galones de diesel
11.628 KWh
100.000 Kcal.

En el gráfico (1.3) se ha realizado una desagregación del flujo energético nacional. En ella constan las distintas fuentes de energía primaria y su destino, sea directamente hacia los sectores consumidores o a los centros de transformación.

Constan también, las diversas pérdidas y consumos propios del sector energético.

Este Gráfico, representa el balance energético del Ecuador de (1988), en forma de flujos de energía en una unidad común, la TEP.

2. ESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ENERGETICO ECUATORIANO

La estructura del sistema energético del Ecuador, está representado en el gráfico (2.1) en el cual se describe en forma sintética las principales características físicas del sistema.

Los recursos naturales de que dispone el Ecuador, es decir, las fuentes primarias de energía que abastecen el sistema, son principalmente los siguientes:

1. Yacimientos de petróleo
2. Recursos hídricos
3. Recursos forestales y agrícolas (desechos de la caña de azúcar)

Del primer recurso indicado se genera la principal fuente de abastecimiento de energía primaria, el petróleo.

En el caso del Ecuador, el petróleo no sólo es la principal fuente de energía, sino que los excedentes exportables constituyen en gran medida la base de su sistema económico.

El petróleo que se destina al consumo interno, en su totalidad, es sometido a procesos físicos-químicos de transformación para la producción de formas secundarias de energía (derivados de petróleo). Estos procesos se efectúan en las refinerías del país.

Los derivados de petróleo pasan directamente al consumo final. Sin embargo, la disponibilidad de los mismos, especialmente en el caso de los derivados livianos, no es suficiente para abastecer todos los requerimientos nacionales, por lo cual el Ecuador debe suplir esta deficiencia mediante la importación. Por otra parte, los procesos de refinación generan excedentes de derivados pesados (fuel oil), que se destinan a la exportación. Una parte de los productos de refinación, el fuel oil y el diesel oil, principalmente, son sometidos a transformaciones secundarias, para la generación de otra forma de energía secundaria, la electricidad. Estas transformaciones se realizan en las centrales eléctricas térmicas, tanto del sector público como del privado.

Conjuntamente con las reservas de petróleo, el Ecuador dispone de otro recurso energético, el gas asociado de petróleo.

En el caso de gas asociado, se distinguen tres destinos:

El primero, es la reinyección en los mismos pozos de petróleo, para mejorar el aprovechamiento de la explotación. El segundo, es destinar el gas asociado a la producción de gas licuado de petróleo, proceso que se realiza en la planta de gas de Shushufindi; y finalmente, en el tercer caso, el gas asociado es combustionado o venteado una vez que es extraído del pozo petrolero. Lo último constituye una no utilización de este energético.

Otro gran recurso natural lo constituyen los aprovechamientos de recursos hídricos para la generación de electricidad. En la actualidad, gran parte de la electricidad ecuatoriana es generada mediante este recurso, el resto es aportado por centrales térmicas.

Finalmente, el Ecuador dispone de recursos forestales y agrícolas (desechos de caña de azúcar) para el abastecimiento de energía primaria.

Los recursos forestales son fuente de energía principalmente en el medio rural, a través de la explotación de la leña. Se lo consume en su forma primaria, es decir, tal cual se presenta en la naturaleza.

La leña también puede ser sometida a transformaciones para la producción del carbón vegetal.

Como recurso energético se ha incluido también a los desechos de caña de azúcar. Esto se debe a que en el proceso de producción del azúcar se genera un importante desecho agroindustrial, el bagazo, que generalmente es combustionado en los propios ingenios para la generación de vapor.

2.1 RECURSOS ENERGETICOS Y SU PRODUCCION

Los recursos energéticos son clasificados habitualmente en no renovables y renovables. Los primeros forman el conjunto de fuentes energéticas (petróleo, gas natural, carbón mineral) acumuladas a lo largo de millones de años, y, por tanto, no son renovables en escala de tiempo vinculadas al desarrollo del hombre, por lo que su utilización en el presente implica, necesariamente, su no disponibilidad en el futuro.

Las reservas de recursos energéticos no renovables corresponden a una existencia, esto es, se define como una fracción del volumen total identificado factible de extraer en las condiciones técnicas y económicas del momento en que han sido estimados.

Los recursos renovables (hidroelectricidad, energía solar), por el contrario, se presentan en forma continua en la naturaleza y no son agotables. A diferencia de los recursos no renovables, no corresponden a existencias, sino a flujos anuales aprovechables.

Los flujos anuales aprovechables definen un potencial anual, que corresponde a la porción del flujo total anual que es posible captar, para fines energéticos, en las condiciones técnicas y económicas del momento en que se realiza la estimación.

La masa forestal que da origen a la leña es un caso intermedio entre los dos tipos de recursos analizados. Este recurso requiere de un cierto número de años antes de que pueda ser explotado, que depende de la especie que integra el bosque y las condiciones climáticas del lugar.

Al cabo de dicho período, se dispone de una existencia de masa boscosa que podría ser explotada en forma total sin renovación, hasta su agotamiento. En este caso, se estaría explotando el recurso como no renovable, y esto sucede lamentablemente en muchas oportunidades.

Por el contrario, el bosque se considera como recurso renovable, si se extrae de él, anualmente, una cantidad equivalente a su productividad promedio anual, es decir, un volumen igual a la masa forestal generada durante el año.

En el Ecuador, constituyen fuentes tradicionales, el petróleo, el gas asociado, la hidroelectricidad, la leña y el bagazo, y como nuevas o alternas, el petróleo pesado, el gas libre, el carbón mineral, la biomasa, la energía solar y la energía eólica.

En el cuadro (2.1.1) se presentan las relaciones entre el potencial de aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y el de los no renovables, considerando un período de 25 años para el aprovechamiento de los energéticos renovables.

Cuadro (2.1.1)

Potenciales de aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y no renovables.

RECURSOS	POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO	
	Millones de TEP	%
Petróleo liviano	157	15.2
Petróleo pesado	500	48.3
Gas asociado	7	0.7
Gas libre	16	1.5
Carbón mineral	20	1.9
Hidroelectricidad	158	15.3
Leña	150	14.5
Biomasa/bagazo	18	1.7
Energía solar	9	0.9
TOTAL	1.035	100

En el caso del petróleo, los recursos se han dividido entre petróleo liviano y petróleo pesado. Esto se debe a que no todos los crudos son semejantes y bien pueden considerarse como productos no homogéneos.

A los crudos se los clasifica en el mercado internacional según su densidad y contenido de azufre. A los crudos con un 1% o más de azufre se les denomina "Crudos Agrios".

Según la densidad, se los clasifica en:

- Ligeros y medianos, de más de 200 API.
- Pesados, de menos de 200 API.

Siendo también ese orden decreciente de su valor comercial:

- Petróleo liviano.
- Potencial teóricamente acumulado

En el Ecuador se ha contabilizado aproximadamente 190.000 Km² de áreas sedimentarias localizadas en: la región Amazónica 90.000 Km² (51.38%), en la región litoral 67.700 Km² (35.50%) y en la plataforma Continental 25.000 Km² (13.11%).

Considerando estas áreas sedimentarias como posibles acumuladoras de hidrocarburos (Cuencas), bajo condiciones específicas, se puede realizar estimaciones globales de acumulación de petróleo por regiones.

REGION	POTENCIAL Millones de Barriles
Amazónica	706.300
Litoral	107.500
Plataforma Continental	No cuantificado
TOTAL	813.800

- Reservas

Las reservas se clasifican en probadas, probables y posibles.

En la determinación de reservas de un Yacimiento de petróleo, influyen varios parámetros (volumétricos, siendo el Factor de Recuperación uno de los más importantes) también el de mayor dificultad de estimación, ya que puede ser determinado con exactitud únicamente el momento que el Yacimiento ha dejado de producir.

- Reservas probadas

Son las que han sido cuantificadas con un alto grado de confiabilidad con la perforación de pozos.

Las "reservas probadas", cuantificadas al 19 de enero de 1987, en el Ecuador, se encuentran en campos en explotación, (96.84%) y en campos no en explotación (3.16%).

Para 1987 se prevé un incremento en las Reservas Probadas debido, fundamentalmente a perforaciones a realizarse por parte de las diferentes compañías que se encuentran operando en el país.

Existen dos clases de "reservas probadas": las "iniciales" cuando no se ha producido ni un solo barril y las "remanentes" que corresponden a las iniciales menos la producción acumuladas.

CUADRO (2.1.2)

Reservas probadas iniciales y remanentes (al 88/01/01)

VOLUMEN PROBADO Miles de bbl.	F.R. %	RESERVAS INICIALES	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
Campos en explotación				
8.928.010,25	25.94	2.341.860,39	1.122.718,50	1.219.141,89
Campos no en explotación				
259.972,18	11.52	39.986,57		39.986,57
TOTALES				
9.286.384,38	25.65	2.381.846,96	1.122.718,50	1.259.128,46

En las reservas remanentes, de acuerdo al Estudio "Potencial Petrolero del Ecuador a Largo Plazo", el 37.24% corresponden a petróleos de excelente calidad (300 API); el 60.39% a petróleo de calidad mediana (entre 250 y 299 API) y el 2.37% restante corresponde a petróleos menores a 250 API.

- Reservas probables

Se dan para campos en explotación y no en explotación y sus cuantificaciones son de menor certeza, ya que su determinación ha sido realizada en base a datos técnicos no muy precisos.

CUADRO (2.1.3)

Reservas probables a 88/01/01

VOLUMEN PROBABLE	F.R.	RESERVAS PROBABLES		DENSIDAD AP1
Miles de bbl.	%	Miles de bbl.	%	
Campos en explotación				
464.289,53	22.2	103.077,00	14	29,28
Campos no en explotación				
5.538.457,20	11.34	627.925,13	86	15,59
TOTALES				
6.002.747,73	12.18	731.002,13	100	17,62

Fuente: "Estudio Potencial Petrolero a Largo Plazo"

Comisión Interinstitucional CEPE-DNH-IME

Agosto 1988.

- Reservas Posibles

Son aquellas que se encuentran en áreas que aún no han sido perforadas, pero que, por estudios geológicos y geofísicos se ha determinado la posible existencia de hidrocarburos.

CUADRO (2.1.4)

Reservas posibles a 88/01/01

VOLUMEN POSIBLE (Miles de barril)	F.R. % %	RESERVAS POSIBLES (Miles de barril)	DENSIDAD API
Región Litoral			
7.117.911,60	14.53	891.005,80	31,4
Región Amazónica			
10.169.469,72	13.15	1.337.429,00	18,6
TOTALES			
17.287.381,32		2.229.334,80	

CUADRO (2.1.5)

Resumen de Reservas Totales al 88/01/01
(Millones de barriles)

PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES
1.259,13	731,00	2.229,33	4.219,46

Ver Gráfico (2.1.1)

- Crudos Pesados PUNGARAYACU

Las reservas de petróleo para el campo Pungarayacu se sitúan en alrededor de 7.000 millones de barriles con una densidad menor a 100 API, ubicados en el tipo de crudos pesados. Se

encuentran atrapados en el Yacimiento Hollín, tanto en la parte norte del campo como en la del Sur, con volúmenes en sitio de 3.761 millones y 3.255 millones de barriles respectivamente.

Con el fin de que las reservas de crudos pesados puedan incorporarse a la producción, en plazos cortos, es indispensable la definición de una estrategia de cuantificación y evaluación de las reservas, del desarrollo de la recuperación y de la industrialización.

- El Gas Natural Asociado

La producción de gas natural en el Ecuador ha estado, desde su comienzo, estrechamente ligado a la actividad petrolera, como consecuencia de ésta y no por necesidades de este producto asociado al petróleo, lo que ha determinado que grandes volúmenes de este recurso hayan sido desaprovechados por muchos años, hasta que en los últimos tiempos se ha logrado reducir su desperdicio utilizando este gas para mejorar la energía de los yacimientos, obteniéndose una mayor recuperación de crudo y también sometiénolo a procesos de industrialización.

Acciones encaminadas a lograr una mayor y mejor utilización del gas constituye la instalación y luego la puesta en marcha de la planta de gas de Shushufindi, la construcción de gasoductos, de plantas compresoras y más facilidades para el tratamiento y procesamiento del gas.

- Reservas de Gas Natural Asociado de Petróleo

La región Amazónica es una importante cuenca sedimentaria. Las formaciones geológicas Napo y Hollín contienen los principales reservorios hidrocarburíferos, constituyendo éstos la fuente de mejor producción comercial del País. Las reservas de gas asociado de petróleo se calculan utilizando la relación gas/petróleo (GOR).

Esta relación revela el volumen de gas, en pies cúbicos, disuelto en cada barril de petróleo. La GOR es una característica individual de cada yacimiento, dependiente del

origen de la cuenca, de su presión y de la temperatura. La GOR cambia durante la vida productiva del yacimiento.

El total para el Oriente Ecuatoriano llega a las 261.714.83 (M M. P C) de gas asociado.

- Carbón Mineral

De acuerdo con el diagrama Tipo de Mc Kelvey, para recursos minerales y reservas, se puede señalar que el Ecuador cuenta con reservas probables y posibles de carbón mineral, que se localizan en diferentes regiones.

Las reservas probables de carbón mineral se localizan entre las cordilleras de los Andes, especialmente en la provincias del Cañar - Azuay y Loja. Sobre las cuales se ha establecido un potencial de unas 30.33 millones de Toneladas Métricas.

- Recursos Renovables

Los recursos renovables son las fuentes de energía que se regeneran y las que son virtualmente inextinguibles en la escala humana de tiempo. En el primer caso se puede mencionar la biomasa, la energía potencial de las caídas de agua, entre otras, en tanto que las inextinguibles se encuentran la energía solar y la energía geotérmica.

- Recursos Hidroenergéticos

Los ríos en el Ecuador se originan en la Cordillera de los Andes, y descienden hacia el océano Pacífico o hacia la cuenca Amazónica. A pesar de que las superficies de drenaje son casi iguales, la costa recibe solamente el 29% de los caudales y el Oriente el 71% debido a la desigual distribución de las precipitaciones.

El caudal medio total estimado del País es del orden de 15.000 m³/seg. lo que representa un rendimiento alto de 57 lts/s - km². Sin embargo la distribución de los caudales es muy desigual en el transcurso del año.

En 1980, INECEL inició el estudio del Plan Maestro de Electrificación, para planificar la utilización de los recursos energéticos, establecer un programa de expansión del sector

Eléctrico y fijar las políticas necesarias para su ejecución. Para conseguir estos objetivos fue indispensable preparar un inventario de los aprovechamientos hidroeléctricos.

El País fue dividido en 31 cuencas hidrográficas que se analizaron en función de su potencial lineal teórico, que, calculado con el caudal medio, es igual a 93.436 MW.

Las cuencas fueron clasificadas en función de su potencial lineal específico, en la forma siguiente (Gráfico 2.1.2).

- Alto interés hidroeléctrico (mayor a 6 MW/km): Napo, Pastaza (bajo), Santiago y Aguarico.
- Mediano interés hidroeléctrico (3 a 6 MW/km): Mayo, Mira, Esmeraldas, San Miguel de Putumayo, Cenepa y Cayapas.
- Bajo interés hidroeléctrico (1 a 3 MW/km): Curaray, Pastaza, Morona, Guayas (Babahoyo), Cañar, Jubones, Puyango y Cata Mayo.

Las cuencas de alto y mediano interés tienen el 79.2% del Potencial teórico del País, mientras que en los sistemas fluviátiles sin interés, éste solo llega al 1.8%.

Fueron seleccionados, once cuencas con un potencial teórico de 73.390 MW. Con los índices económicos establecidos en el estudio, se consideró que se tendría una potencia técnico y económicamente aprovechable de 21.520 MW. De esta potencia el 90% se encuentra en la cuenca Amazónica y el 10% en la del Pacífico. El mayor potencial hidroeléctrico se encuentran entre las cotas 300 y 1.200 m.s.n.m. (Cuadro 2.1.6).

- Centrales grandes

Dentro de las cuencas seleccionadas fueron identificados 1.215 sitios de presas, que por consideraciones geológicas se redujeron a 253.

Una evaluación económica permitió seleccionar los mejores esquemas en cada cuenca. Los aprovechamientos que participan en ellos conforman un inventario de 114 proyectos. De

POTENCIAL TEORICA Y ECONOMICAMENTE APROVECHABLES

VERTIENTE DEL PACIFICO

CUENCAS HIDROGRAFICAS	AREA	POTENCIAL	POT. TEC.	POT. ECON.
	(Km ²)	TEORICO	APROVECHA	APROVECHA
	a	MW	MW	MW
		b	c	d
1 NIRA	6.022,00	2.887,20	488,50	-
2 ESMERALDAS	21.418,00	7.530,40	1.878,50	1.194,00
3 GUAYAS	32.675,00	4.204,70	310,70	-
4 CAÑAR	2.462,00	1.338,60	112,20	-
5 JUBONES	4.326,00	1.122,70	687,10	590,00
6 PUYANGÓ	4.965,00	960,90	298,70	229,00
7 CATAMAYO	11.012,00	1.085,90	459,60	-
SUBTOTAL	82.880,00	19.130,40	4.235,30	2.013,00

VERTIENTE DEL AMAZONAS

8 NAPD - COCA	5.641,00	7.643,59	6.355,00	4.640,00
NAPD - NAPD	26.987,00	13.125,00	5.929,50	3.833,00
9 PASTAZA	20.543,00	11.101,70	1.434,00	1.121,00
10 SANTIAGO-NAMANGOZA	14.321,00	11.259,70	5.810,60	4.006,00
SANTIAGO-ZANORA	11.806,00	9.395,50	5.857,60	5.401,00
11 MAYO	3.720,00	1.733,90	859,00	500,00
SUBTOTAL	83.018,00	54.259,30	26.245,70	19.507,00
TOTAL	165.898,00	73.389,70	30.481,00	21.520,00

éstos el 70% tiene una potencia menor de 200 MW y solamente el 10% una potencia mayor de 600 MW. (Cuadro 2.1.7).

El costo por KW instalado de los proyectos más atractivos da valores inferiores a los US.\$ 1.000. Un costo superior a los US.\$ 2.000 se ha considerado aceptable solamente en los proyectos de uso múltiple como Minas o Marcabellí.

Una evaluación preliminar indica que los proyectos más atractivos, fuera de aquellos cuyos estudios ya han sido contratados (Chespi, Codo Sinclair, San Francisco, Sopladora) son los siguientes:

Gualaquiza, San Miguel de Conchay, Indanza y San Antonio en el río Zamora, y Naiza en el río Namangoza; Cedroyacu, Catachi, Verdechico en la cuenca del río Napo, Cascabel en el río Upano, Cardenillo en el río Paute y Lligua-Muyo en el río Pastaza.

- Centrales medianas

El alto volumen de inversiones de los proyectos grandes y la dificultad de conseguir financiamiento en las circunstancias actuales, hacen ver la conveniencia de analizar proyectos de mediana potencia (entre 5 MW y 50 MW) que implican menores inversiones y cuyos estudios y construcción podrían ser realizados por compañías nacionales.

Se seleccionaron 29 centrales, las principales características están dadas en el Cuadro (2.1.8). El costo por KW instalado, nivel de precios a enero de 1988, para centrales estudiadas, varía entre US.\$ 1.000 y US.\$ 3.000.

Una evaluación hecha a base de costos preliminares ha permitido seleccionar siete proyectos que aparecen como los de mayor interés. Estos son los siguientes: Apaquí, Angamarca, Sigchos y Alambi en la vertiente del Pacífico y Abitagua, Cuyes y Sabanilla en la vertiente del Amazonas.

- Minicentrales

CATALOGO DE CENTRALES GRANDES

NOMBRE DEL PROYECTO	NOMBRE DEL RIO	NOMBRE DE LA CUENCA	CAUDAL REGUL. m ³ /s.	CAIDA POND. BRUJ. m.	POTENCIA INST. MW
1 QUININDE	Esmeraldas	Esmeraldas	234,40	22,00	83
2 PALMA REAL	Guayllabamba	Esmeraldas	67,40	230,00	348
3 CHESPI	Guayllabamba	Esmeraldas	40,30	255,50	167
4 VILLADORA	Guayllabamba	Esmeraldas	76,70	175,00	300
5 CHONTAL †	Guayllabamba	Esmeraldas	77,30	61,00	95
6 TOACHI-PILATON	Toachi	Esmeraldas	36,40	293,00	165 (1)
7 MINAS	Jubones	Jubones	29,80	735,50	350
8 CHARCALOMA	Jubones	Jubones	14,70	736,00	175
9 LOYOLA	Loyola	Mayo	18,90	482,00	146
10 YACARA	Mayo	Mayo	101,80	122,00	206
11 COCA	Coca	Napo	250,10	51,00	152
12 COBO-SINCLAIR	Coca	Napo	128,50	621,00	983
13 HUAHUI	Huahui	Napo	17,80	976,00	202
14 CLAVADERO	Hualaringo	Napo	16,40	897,00	242
15 MACHACUYACU	Machacuyacu	Napo	33,10	621,00	327
16 CATACHI	Mulatos	Napo	73,40	438,00	720
17 AHUANO	Napo	Napo	672,60	47,00	486
18 VALLEVICIOSO	Vallevicioso	Napo	17,40	754,00	266
19 CEDROYACU	Verdeyacu	Napo	27,70	768,00	250
20 VERDECHICO	Verdechico	Napo	144,60	480,00	1.120
21 ABITAGUA	Pastaza	Pastaza	134,30	42,00	68
22 CHAMBO	Chambo	Pastaza	33,10	345,40	240
23 LLIGUA MUYO	Pastaza	Pastaza	55,00	168,50	100
24 TOPO	Pastaza	Pastaza	110,80	123,00	300
25 CHIGUAZA	Pastaza	Pastaza	272,20	33,00	105
26 SAN FRANCISCO	Pastaza	Pastaza	68,90	218,30	210
27 MARCABELI	Puyango	Puyango	50,00	349,00	155
28 CASCABEL	Abanico	Santiago	33,70	706,00	280
29 NAIZA	Namangoza	Santiago	423,60	123,00	840
30 NEGRO	Negro	Santiago	28,90	278,70	90
31 SOPLADORA †	Paute	Santiago	94,40	331,00	400
32 CARDENILLO	Paute	Santiago	96,40	446,00	700
33 MAZAR	Paute	Santiago	66,60	136,80	180
34 INDANZA	Zamora	Santiago	523,60	97,50	650
35 SAN MIGUEL †	Zamora	Santiago	580,60	103,00	656 (2)
36 SAN ANTONIO †	Zamora	Santiago	603,00	106,20	694 (2)
37 GUALAQUIZA	Zamora	Santiago	527,20	99,90	628 (2)
38 EL RETORNO	Zamora	Santiago	25,50	628,00	280

† Centrales con caudales integrados dentro de la cuenca.

Todas las demás se consideran aisladas

(1) Valor de PM

(2) Nuevos estudios de la cuenca del Zamora

CATALOGO DE CENTRALES MEDIANAS

No.	NOMBRE DEL PROYECTO	NOMBRE DEL RIO	PROVINCIA	CAUDAL m ³ /s.	CAIDA m. NETA	POTENCIA MW
1	ALAMBI (S)	ALAMBI	Pichincha	3,14	245,00	6.158
2	ANGAMARCA (C)	ANGAMARCA	Cotopaxi	6,83	299,00	50.000
3	APAQUI (C)	APAQUI	Carchi	4,08	527,00	36.000
4	BOMBUSCARA (S)	BOMBUSCARA	Zamora-Chin.	4,47	433,00	15.507
5	CALICHE (S)	CALICHE	Imbabura	38,80	107,00	33.365
6	CALUMA (C)	CALUMA	Bolívar	3,00	124,00	12.000
7	CUYES (C)	CUYES	Morona-Sant.	14,18	163,00	28.562
8	CHOTA (S)	CHOTA	Carchi	18,80	210,00	31.610
9	GUARUMAL (S)	TOACHI	Cotopaxi	5,07	297,00	122.047
10	LA UNION	JUBONES	El Oro	19,20	183,00	37.000
11	LAS JUNTAS (S)	TOACHI	Cotopaxi	8,00	251,00	16.077
12	LOS BANCOS (S)	BLANCO	Pichincha	19,04	171,00	26.042
13	LUCARQUI (S)	CATAMAYO	Loja	10,30	75,00	6.156
14	MILPE (S)	BLANCO	Pichincha	18,06	129,00	28.755
15	MINDO (C)	MINDO †	Pichincha	15,69	70,00	13.595
16	OSA (S)	OSA †††	Azuay	4,65	515,00	19.178
17	PAPALLACTA (S)	PAPALLACTA	Napo	4,75	248,00	9.432
18	PARAMBAS (S)	MIRA	Carchi	40,25	89,00	28.678
19	PILATON-TAND (C)	PILATON	Pichincha	6,30	248,00	19.702
20	PILATON-YAMB (S)	PILATON	Pichincha	4,40	302,00	10.645
21	PUELA 2 (S)	PUELA 2	Chimborazo	4,42	255,00	9.010
22	PTO. MISAHUALLI	MISAHUALLI	Napo	113,80	32,00	34.000
23	RIO LUIS (C)	RIO LUIS	El Oro	2,13	290,00	15.000
24	SABANILLA (S)	SABANILLA	Zamora-Chin.	7,20	290,00	17.760
25	SHINCATA (C)	SHINCATA	Azuay	3,40	267,00	14.361
26	SIGCHOS (S)	TOACHI	Cotopaxi	4,36	313,00	11.054
27	SOÑADEROS (S)	ZAMORA	Zamora-Chin.	26,80	67,00	15.260
28	TISAY (C)	CAÑAR	Cañar	9,10	155,00	17.317
29	UDUSHAPA 1 (S)	UDUSHAPA 1 ††	Azuay	4,15	286,00	9.505
30	UDUSHAPA 2 (S)	UDUSHAPA 2 ††	Azuay	4,22	237,00	8.004
31	UDUSHAPA 3 (S)	UDUSHAPA 3 ††	Azuay	4,15	258,00	8.562
						600.342

† Con trasvase del Cinto y Solaya (C) = con reservorio
 †† Con trasvase del Shincata y Udushapa (S) = sin reservorio
 ††† Con trasvase del Shincata

Existen zonas rurales que no están servidas por los Sistemas Regionales y su integración eléctrica no está contemplada para el futuro cercano.

Se realizó un inventario de minicentrales para satisfacer la necesidad de estas poblaciones rurales.

Una vez definidas las poblaciones y sus posibles demandas, se procedió a examinar los recursos hidroeléctricos cercanos y a evaluar las posibilidades de su aprovechamiento.

Se presentan las características de 16 minicentrales que fueron preseleccionadas para ser estudiadas a un nivel superior (Cuadro 2.1.9).

Las minicentrales no representan un aporte significativo para la satisfacción de la demanda energética del país, pero tienen una gran importancia social para elevar el nivel de vida y de la productividad del sector rural.

- Biomasa

La biomasa incluye todas las formas de plantas y sus derivados, los residuos de bosques y cultivos, desechos de animales, desechos municipales (aguas servidas y basura). Para objeto de evaluación del potencial energético de la biomasa se puede clasificarla en:

- Biomasa de árboles y arbustos
- Biomasa de cultivos agrícolas y sus residuos
- Biomasa de desechos pecuarios, municipales (aguas servidas y basura) e industriales.
- Biomasa acuática.

La utilización de los productos de la biomasa se conocen en el país como resultado de los procesos de reacción química como combustión, pirolisis, fermentación, vaporización hidratada, etc.

- Biomasa de árboles y arbustos.

CATALOGO DE PEQUEÑAS Y MINI-CENTRALES

No.	NOMBRE DEL PROYECTO	NOMBRE DEL RIO	PROVINCIA	CAUDAL m ³ /s.	CAIDA NETA m.	POTENCIA MW
1	AYAPAMBA	ICALERA	El Oro	0	55	155
2	BLANCO	BLANCO	Chimborazo	1	290	3.000
3	CAROLINA	SAN JERONIMO	Imbabura	1	87	600
4	CHAUCHA	MALACATOS	Azuay	0	120	170
5	CHICAL	BLANCO	Carchi	1	44	330
6	CUYES	S.N.	Morona-Sant.	0	120	340
7	GOALTAL	BOLONDRINAS	Carchi	0	40	57
8	JATUNCAMA	JATUNCANA	Cotopaxi	1	40	196
9	MANU	HUAFAMALA	Loja	0	484	1.500
10	MOLLETURO	UTUL-SITICAY	Azuay	0	90	168
11	M.J. CALLE	CAÑAR	Cañar	10	18	1.440
12	OYACACHI	S.N.	Napo	0	160	42
13	RIO LUIS	LUIS	El Oro	2	45	590
14	SAN VICENTE	SAN VICENTE	Cañar	1	60	528
15	YACUAMBI	CAMBANA	Zamora-Chin.	2	30	340
16	ZUMBAHUA	HUANTUPULUG	Cotopaxi	0	90	192
						9.648

En este grupo se evaluó el potencial teórico de la biomasa proveniente de los bosques naturales y de las plantaciones forestales; para su cuantificación se considera una productividad media para los bosques de 110 m³ (metros cúbicos) por hectárea y para las plantaciones forestales un incremento medio anual de 15 m³ por hectárea y por año.

Potencial Bioenergético de Bosques Naturales

1986

<u>Región</u>	<u>Bosque Natural</u>		<u>Potencial Bioenergético (Millones de TEP)</u>
	<u>Superficie (Miles de Ha.)</u>	<u>Volumen (m³)</u>	
SIERRA	859	94.49	20.32
COSTA	1.615	177.65	38.19
ORIENTE	9.931	1.092.41	234.48
TOTAL:	12.405	1.364.55	293.38

Se ha considerado un valor calórico de 0.215 TEP por metro cúbico de madera, obteniéndose, para los bosques naturales, un potencial de 293.38 millones de TEP.

- Biomasa de cultivos agrícolas y sus necesidades

En el país no existen cultivos agrícolas con fines energéticos propiamente dichos; y para el establecimiento del potencial energético teórico de los residuos se ha seleccionado aquellos cultivos intensivos y, con el correspondiente rendimiento por hectárea, se ha procedido a determinar el volumen de los residuos.

POTENCIAL BIOENERGETICO DE PLANTACIONES FORESTALES
1986

AÑO	PLANTACIONES FORESTALES		Volumen (Miles de m3)	POTENCIAL Bioenergético (Miles de TEP)
	Superficie (Ha.)	Período Crecimiento (Años)		
1962	980	24	352,8	75,85
1963	1.320	23	455,4	97,91
1964	1.301	22	429,3	92,30
1965	1.398	21	440,4	94,69
1966	2.696	20	808,8	173,89
1967	2.580	19	735,3	158,09
1968	2.469	18	666,6	143,32
1969	1.833	17	467,4	100,49
1970	2.640	16	633,6	136,22
1971	2.728	15	613,8	131,97
1972	3.143	14	660,0	141,90
1973	4.040	13	787,8	169,39
1974	4.408	12	793,4	170,58
1975	3.780	11	623,7	134,10
1976	4.716	10	707,4	152,07
1977	4.000	9	540,0	116,10
1978	2.102	8	252,2	54,22
1979	2.772	7	291,1	62,59
1980	6.435	6	579,2	124,53
1981	10.069	5	755,2	162,37
1982	13.282	4	796,9	171,33
1983	12.083	3	543,7	116,90
TOTAL	90.775			2.774,82

De la superficie plantada aproximadamente un 28% está en la Costa, un 70% en la Sierra y un 2% en la región Amazónica. El potencial a 1986, de las plantaciones forestales, según el cuadro está en el orden de los 2.77 millones de TEP.

COEFICIENTES TECNICOS Y CARACTERISTICAS DE LOS RESIDUOS AGRICOLAS
1.986

RESIDUOS	VOLUMEN RESIDUO		PODER CALORICO
	(Ton/Ha/Años)	% Humedad	Volumen (TEP/Ton)
Paja y cáscara de arroz	4	20	0,35
Trigo y cebada paja	2	20	0,35
Tusa de maíz	2	20	0,30
Tallo de maíz	2,5	20	0,35
Cáscara de café	0,4	20	0,38
Banano y plátano fibra	60,0	65	0,14
Caña de azúcar	20,0	50	0.18
Palma africana	7,5	50	0.18

Potencial Energético Teórico de Residuos Agrícolas
1986

RESIDUOS	HA. COSECHADAS (Miles de Ha.)	VOLUMEN DE POTENCIAL ENERGETICO	
		Residuo (miles de (Ton.)	Teórico (miles de TEP)
Paja y cáscara de arroz	221,7	886,8	310,38
Trigo y cebada paja	105,3	210,6	73,71
Tusa de maíz	479,5	959,0	287,70
Tallo de maíz	479,5	1.198,8	419,56
Cáscara de café	420,5	168,2	63,92
Banano y plátano fibra	189,9	11.394,0	1.595,16
Caña de azúcar	42,2	844,0	151,92
Palma africana	44,0	330,0	59,40
TOTAL:			2.961,75

Se establece el potencial energético teórico de los diversos productos en base a las hectáreas cultivadas y al volumen de residuo respectivo. El total nacional llega a los 2.96 millones de TEP, en términos de combustible directo.

- Biomasa de los desechos pecuarios, municipales e industriales.

La valorización energética de los residuos y desechos orgánicos de diferentes orígenes dependen de la tecnología empleada y de las condiciones física y químicas de la materia prima. Su evaluación se basa en las técnicas de fermentación anaeróbica y combustión.

Coeficientes Técnicos y Características de los Desechos Pecuarios para la Producción de BIOGAS a 200 C.

<u>Ganado</u>	<u>Cantidad de Desechos</u> (Ton/ejemplar/año)	<u>Producción de Biogas</u> (m ³ /ton)	<u>Poder Calórico</u> (TEP/1000 m ³)
Vacuno	7.30	37	0.55
Equino	4.70	57	0.55
Porcino	2.20	52	0.55
Ovino y Caprino	0.80	150	0.55
Aves (pollos)	0.02	91	0.55

Potencial Energético Teórico de los Desechos Pecuarios y características de los desechos

Pecuarios como Biogas
1986

<u>Ganado</u>	<u>No. de Cabezas</u> (miles)	<u>Volumen de desechos</u> (miles Ton)	<u>Potencial Energético Teórico</u> (Miles de TEP)
Vacuno	3.157.7	23.051.21	469.09
Equino	638.9	3.002.83	94.14
Porcino	1.226.5	2.698.30	77.17
Ovino y Caprino	1.422.7	1.138.16	93.90
Aves (pollos)	40.751.0	815.03	40.79
TOTAL			775.09

En cuanto a los desechos municipales se ha establecido que únicamente amerita tomar en cuenta al habitante urbano del país quien produce aproximadamente 1 kg. de basura por día con un poder calórico de 0.2 TEP por TON., y también aguas servidas que generan 0.05 m³ de biogas por día. La población rural se encuentra dispersa y tiene hábitos diferentes a los de la población urbana.

De acuerdo con la proyección poblacional en el país, para 1988. se estimó una población total aproximada de 10.20 millones; de los cuales el 54.19% corresponden a la población urbana y el 45.80% a lo rural.

Potencial energético de Desechos Municipales
Potencial energético Teórico

<u>Total</u> <u>Habitantes</u>	<u>Población</u> <u>Urbana</u>	<u>Basura</u> <u>TEP</u>	<u>Aguas servidas</u> <u>TEP</u>
10.204.000	5.530.000	403.690	55.300

El potencial energético teórico de los desechos municipales de la basura y de las aguas servidas, éste último como biogas, obteniéndose para 1988 un potencial del orden de los 403,69 mil TEP para basura y de 55,3 mil TEP, para aguas servidas

No se dispone de información sobre el volumen de residuos y desechos que genera el sector industrial, motivo por el cual no se incluye su valorización; sin embargo, cabe destacar la importancia no solo energética de este rubro sino también su incidencia en aspectos ambientales y ecológicos.

- Biomasa acuática

La biomasa acuática está integrada principalmente por algas, sin embargo, la falta de información confiable no permite establecer el potencial energético teórico de este rubro.

Es importante señalar que el potencial (biomasa) es teórico, por lo que se debe efectuar la evaluación del potencial técnicamente recuperable y económicamente aprovechable, a objeto de planificar el futuro desarrollo de esta importante fuente de energía renovable.

- Energía solar

En el aprovechamiento de este recurso contrastan las ventajas con las dificultades a vencer. Entre las ventajas, se podría anotar la siguientes.

- Es un recurso prácticamente inagotable, a diferencia de otras fuentes usadas hasta ahora.

- Permite disponer de energía en el mismo lugar en que se necesita, sin tener que instalar líneas de distribución, lo cual es particularmente útil en regiones apartadas, de baja densidad demográfica.

- No produce contaminación ambiental en el lugar de uso.

Entre las dificultades, se puede mencionar:

- La energía disponible por metro cuadrado de superficie de captación de la radiación solar es relativamente baja, necesitándose, por ejemplo, una área de 8 m² para generar en un día la energía contenida en un galón de gasolina. Esto se traduce en altos costos de los equipos de captación de la radiación solar.

- Variabilidad del recurso, producida por la sucesión de días y noches, o por la aparición de nubes.

La disponibilidad de radiación en un lugar depende de varios factores como: latitud del lugar, época del año, altura del lugar y condiciones climatológicas. Estos factores son favorables en el Ecuador y le permiten disponer de excelentes niveles de radiación durante casi todo el año.

CUADRO (2.1.10)

Regiones con Radiación Solar Significativa en el Ecuador

Período promedio anual de Radiación Solar Global

Área (Km ²)	1.600 h/año	Área (Km ²)	2.000 h/año
	Radiación Global (Mw/m ² -día)		Radiación Global (Mw/m ² -día)
Alrededores de Ibarra y Quito aprox. 9.000	4.250	aprox. 2.500	4.850
Entre Latacunga/Cuenca aprox. 10.000	4.250	aprox. 900	4.900
En el suroeste de Loja hasta la frontera aprox. 4.000	4.250	aprox. 500	4.650
Entrecho Litoral en el suroeste de Portoviejo aprox. 1.500	4.000	---	---
Galápagos	--	Todas las islas	4.700

De acuerdo a los métodos de captación de la energía solar, los sistemas de colección se pueden dividir en térmicos y de conversión directa o electricidad. Los primeros se los aplica principalmente en los siguientes usos: calentamiento de agua para uso sanitario, calentamiento ambiental de viviendas, secado de productos agrícolas y calentamiento de agua para usos industriales. Los segundos, convierten la energía solar en energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas.

En el país ha tenido mucho impulso la instalación de Sistemas Solares para calentamiento de agua, tanto para uso sanitario como para piscinas. Una prueba de ello es la creación de empresas privadas que se dedican a la construcción e instalación de dichos Sistemas.

Según información estadística sobre viviendas, para 1988, se estimó 810.000 casas o villas habitadas que cuentan con un Sistema Solar de aproximadamente 4 m² con una producción efectiva de energía de 7KW-h/día/casa (eficiencia del 50%) o su equivalente de 0.22 TEP/año/casa, lo que significa un potencial teórico de 178.2 mil TEP para dicho año.

También el secado solar de productos agrícolas en el agro ecuatoriano es una importante aplicación de este recurso, mientras que los Sistemas fotovoltaicos se encuentran a nivel de proyectos demostrativos o experimentales, sin que exista una implementación todavía a nivel comercial.

- Energía Eólica

En el presente siglo, se daría inicio al desarrollo de las turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica, que en la actualidad dan a la energía eólica la vanguardia en cuanto a energías no convencionales.

Por su evolución, las turbinas eólicas se encuentran ya en la etapa de comercialización y pueden competir, desde el punto de vista económico, con la energía generada por grupos electrógenos en las poblaciones aisladas, a donde no llega la red de distribución.

Se estima que las turbinas eólicas actuales necesitan de una velocidad mínima del viento de 4 a 6 m/seg, y permite extraer aproximadamente el 40% de la potencia disponible en una corriente de aire. Hasta el momento, a nivel de investigación, se ha llegado a construir turbinas de hasta 2 MW.

El aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad en sitios aislados, puede ser una solución válida al problema de electrificación rural ecuatoriana.

La información existente en el país sobre el recurso eólico es deficiente, como para establecer su potencial y llegar a definir las áreas de mayores posibilidades de desarrollo y la tecnología más aconsejable para su utilización con fines energéticos.

- Recurso Geotérmico

La energía geotérmica es la energía térmica contenida en el interior de la tierra, que se manifiesta como flujos de calor hacia la superficie sea en la forma de volcanes, manantiales de agua caliente, géysers, etc.

Para la utilización de esta energía, parcialmente renovable, es necesario realizar perforaciones y transportar a la superficie en forma controlada y en cantidades suficientes los gases y vapores de agua o agua caliente.

Los yacimientos que permiten una eficiente utilización para electrificación son aquellos que tienen un alto nivel energético, con temperaturas superiores a 200°C y se encuentran a profundidades no mayores de 5.000 m.

El país, por sus características geológicas dispone de recursos geotérmicos, tanto para la generación de electricidad (geotermia de alta entalpía), como para usos térmicos directos en los sectores consumidores de calor (geotermia de media y baja entalpía).

El Recurso Base para el Ecuador se ha cuantificado en el orden de los 95.8×10^{23} TEP (4.01×10^{23} Jouls), que se divide en recurso geotérmico Base Accesible, evaluado en 13.9×10^8 TEP y en Recurso Geotérmico Base Inaccesible que comprende la diferencia.

En función del potencial se han delimitado tres zonas de estudio según sus prioridades.

Zona A: Areas de mayor prioridad que se localizan entre Quito y Latacunga, al Sur de Ibarra y en el límite con Colombia.

Zona B: Areas de mediana prioridad ubicadas en los alrededores de Cuenca y entre Riobamba y Ambato.

Zona C: Areas de tercera prioridad, las comprendidas por las cordilleras de los Andes desde la frontera con Colombia hasta Cuenca. Estas áreas se muestran en el Gráfico (2.1.3).

2.1.1 Producción: aspectos técnicos del subsector hidrocarburos

El Ecuador inició su vida petrolera en 1911, con el descubrimiento del pozo Ancón No. 1 en la Península de Santa Elena, en el litoral del Pacífico. Por cerca de medio siglo fue exportador neto de petróleo, y había producido más de 100 millones de barriles cuando entró en una nueva era hidrocarburífera con las exportaciones de petróleo por Balao, Esmeraldas, en 1972.

En la siguiente década, la producción se mantuvo con pequeños altibajos en el orden de 175-210 mil b/d. Con la incorporación de los campos de CEPE en el Nororiente Amazónico, la producción aumenta a 236 mil b/d en 1983 y a 255 mil b/d en 1984. A causa de la caída de los precios en el mercado internacional, se comienza una política "liberada" de producción, como mecanismo de compensación a la disminución de los ingresos de las exportaciones, y es así como la producción alcanza 278 mil barriles por día en 1985, y 291 mil barriles por día en 1986.

Como consecuencia del terremoto de marzo de 1987, el bombeo se suspendió varios meses, al destruirse más de 11 km. del oleoducto transecuatoriano. La producción en este año declinó en un 40%, a un promedio de 174 mil b/d; pero, si se considera la exportación por encargo de 14.5 millones de barriles, que realizaron Venezuela y Nigeria, el descenso de la producción fue de tan solo 26% con respecto a las cifras de 1986. El promedio diario de producción enero-abril de 1988 alcanzó 307 mil barriles diarios.

Mientras en 1972-1973, la producción provenía de tres campos del Consorcio Texaco-Gulf: Lago Agrio, Shushufindi y Sacha, la producción actual se origina en 23 campos, de los cuales 22 se encuentran en la Región Amazónica, 12 pertenecen al Consorcio CEPE-TEXACO, 7 a CEPE, 3 a la Asociación CEPE-CITY; y, el otro se encuentra en la Península de Santa Elena, pertenece a CEPE y agrupa los subcampos del área de Ancón.

De la región Amazónica proviene el 99.68% de la producción del país. En esta región, el

Consortio CEPE-TEXACO produce el 78.31%, CEPE el 19.73% y CEPE-CITY el 1.96% de la producción nacional, tal como puede apreciarse en el siguiente cuadro.

CUADRO (2.1.11)

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION PROMEDIA BAJA

(enero-abril/1988, BPD)

CANPO	PRODUCCION DIARIA (BPD)	APORTE NACIONAL (%)
Shushufindi-Aguarico	110.990	36.23
Sacha	66.961	21.86
Otros	61.922	20.22
Subtotal CEPE-TEXACO	239.923	78.31
Libertador	41.257	13.47
Otros	19.176	6.26
Subtotal CEPE	60.433	19.73
Subtotal CITY	6.009	1.96
Subtotal ORIENTE	306.365	99.68
Península	990	0.32
GRAN TOTAL	307.355	100.00

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

De 439 pozos perforados en la región amazónica hasta el momento, tan solo 295 se encuentran en producción (67% de ellos por levantamiento artificial: neumático, hidráulico y eléctrico), y el resto por flujo natural. Los otros 144 pozos han sido abandonados, cerrados por incapacidad de flujo o por problemas mecánicos, o transformados en pozos inyectoros de agua. En la Península de Santa Elena, apenas unos 560, de algo más de 1800 pozos perforados desde comienzos de siglo, se hallan en operación y aportan una producción de 1.000 barriles de petróleo por día.

Gran parte de la producción petrolera del país sigue dependiendo de los campos Sacha y Shushufindi-Aguarico, los mismos que han aportado con el 74% del consorcio CEPE-TEXACO, que contribuye el 78.3% de la producción nacional.

Si se consideran los 1.083 millones de barriles de reservas probadas, remanentes que aún quedan en los campos en explotación, y la producción promedio para 1988 de 310 mil b/d, la relación reservas/producción del país es de 9.6 años.

Gas Natural

Puesto que los campos de petróleo en el Oriente se encuentran dispersos y algunos de ellos presentan muy bajas relaciones gas/petróleo, solamente el gas asociado en los campos de Shushufindi-Aguarico y Libertador podría ser económicamente incorporable. La producción esperada de gas asociado de estos campos en 1988 alcanza 53 MMPCD, pero disminuirá a 38 MMPCD en 1995 y a 15 MMPCD en el año 2005.

La planta de extracción de GLP en Shushufindi está funcionando al 60% de su capacidad (o sea, 15 MMPCD), a causa de la insuficiencia de recolección; pero podría procesar 25 MMPCD a inicios del próximo año, con el aumento de la capacidad de compresión. A plenitud, la planta podría producir 3600 BPD de GLP y 1.200 BPD de gasolina natural, además de 14 MMPCD de gas seco (parte del cual está actualmente utilizando para generación de electricidad y reinyección).

Refinación

En el Ecuador existen 5 refinerías, con una capacidad operativa total de 137 MBDC. La nueva refinería Amazonas y la ya existente de Lago Agrio son unidades de "topping", que operan a plena capacidad (10 MBDC en conjunto, para el suministro de su área de influencia). La modernización reciente de la refinería Esmeraldas, que tiene unidades de conversión, ha aumentado el nivel de procesamiento a 85 MBDC. En la Península de Santa

Elena hay dos refineries con unidades de "topping" (ANGLO y REPETROL) y capacidad de 34 MBDC y 8 MDC, respectivamente.

Sistemas de distribución

El oleoducto Transecuatoriano transporta el crudo producido en el Oriente al Terminal de las Costa del Pacifico en Balao, cerca de la Refineria de Esmeraldas. El oleoducto tiene una extensión de 500 km. y una capacidad nominal de transporte de 320 MBPD. Existe también una conexión con el oleoducto colombiano Puerto Asis-Tumaco, que permite transportar 50 MBPD adicionales; esta capacidad podría ser ampliada a 70 MBPD si fuera necesario, con una pequeña inversión. Sin embargo, si se considerase el escenario optimista de exploración/producción, el máximo nivel de producción esperada podría llegar a 347 MBPD, es decir, un volumen menor que la presente capacidad de transporte de los oleoductos. El GLP de la planta de extracción de Shushufindi, y el excedente de gasolina de la refineria Amazonas son enviados hacia Quito, a través de un poliducto con una capacidad de 6.7 MPD. Los derivados de petróleo de la refineria Esmeraldas son transportados a Quito por un poliducto de productos limpios con una capacidad de 56 MBPD; a Ambato, por otro de 14.4 MBPD; del área de Guayaquil por vía marítima y al norte del país por auto-tanques. Los derivados de las refineries Anglo y Repetrol son transportados al sur del país y a Guayaquil por medio de buque-tanques y auto-tanques. Una parte de los productos para Guayaquil se desembarca en Tres Bocas y se bombea a Pascuales por un poliducto de 108 MBPD. Hay 16 buque-tanques con una capacidad total de 300 mil toneladas, que son fletados para realizar la exportación de crudo, fuel-oil, el cabotaje de petróleo y sus derivados.

La capacidad de almacenamiento existente es de 1.6 MMB, distribuida entre los 9 principales terminales, más 2.8 MMB adicionales en las refineries. Empero, existe actualmente una carencia crítica de almacenamiento de GLP, que apenas permite mantener un stock de 8 días de suministro en el terminal El Salitral y en las plantas envasadoras (de 14 días cuando se incluye el almacenamiento en las refineries).

Demanda de Derivados

La demanda actual de derivados de petróleo es aproximadamente de 91 MBPD y requiere una carga de crudo del orden de 108 MBPD. Esto produce un excedente de fuel-oil equivalente a 14 MBPD, que es exportado. El déficit en la producción de GLP (4 MBPD) es importado por el terminal de El Salitral de Guayaquil.

Precios Internos

Los precios internos de los derivados de petróleo en el Ecuador son establecidos en base a la Ley de Hidrocarburos, que especifica que los mismos deben ajustarse a los costos históricos de producción, industrialización y transporte, más un margen de utilidad razonable. La interpretación corriente de la Ley ha dado origen a la fijación de precios muy bajos, tanto en relación a los niveles internacionales (costos de oportunidad) como al nivel de precios internos, a causa que los precios nominales, que reajustados muy esporádicamente, se han erosionado rápidamente por la inflación. De allí que en 1988, los precios internos de los derivados alcanzan apenas a un tercio de los precios mundiales y se ubican en un nivel absoluto más bajo que en 1980.

Esta política de precios ha llevado al desarrollo de un contrabando muy activo de derivados de petróleo. El INE estima que un 10% de las ventas internas de derivados de petróleo (o sea un 10 MRD, aproximadamente) son exportados ilegalmente hacia países en los cuales los precios de los derivados de petróleo son sustancialmente más altos que los ecuatorianos.

2.1.2 Producción: aspectos técnicos del subsector eléctrico

Generación

La potencia nominal instalada al inicio de 1988 era de 1764 MW, de los cuales 1100 MW corresponden al Sistema Nacional Interconectado y el resto a las empresas regionales. Sin embargo, aquella se reduce a 1444 MW de potencia garantizada o efectiva, teniendo en cuenta

el factor de disponibilidad u otras limitaciones de las instalaciones. De la potencia garantizada, el 52% corresponde a centrales hidroeléctricas. Las pérdidas por transmisión reducen la potencia hasta 1.320 MW, valor disponible en las subestaciones principales del S.N.I, para cubrir una demanda de punta coincidente máxima de 1.020 MW en 1987. El resumen de la estructura del parque de generación a enero de 1988 se presenta en el siguiente cuadro.

CUADRO (2.1.12)

ESTRUCTURA DEL PARQUE GENERADOR EXISTENTE (ENERO 1988)

(VALORES EN MW EN BORNES DEL GENERADOR)

TIPO DE CENTRAL	INECEL		EMPRESAS REG.		TOTAL 3)		RELACION PE/PI
	PI	PE	1)	2)	PI	PE	
HIDROELECTRICA	725	660	165	103	890	763	85.7
TERMOELECTRICA	375	353	499	328	874	681	77.9
T O T A L :	1.100	1.013	664	431	1.764	1.444	81.8

PI - Potencia instalada

PE - Potencia efectiva o garantizada

1) Se incluyen algunas pequeñas centrales hidroeléctricas.

2) Incluye EMELEC

3) No se consideran grupos de Oriente, Galápagos y Municipios.

(PI - 22 MW, PE - 15 MW)

Fuente: INECEL, Informe Interno, 1988.

También hay posibilidades de rehabilitar una parte importante del parque térmico existient en las empresas regionales.

Transmisión y Distribución

El sistema de transmisión en servicio tendrá, hasta fines de 1988, una configuración radial. Está planificado para 1989 el cierre del primer anillo de 230 KV, que tiene sus tres polos más importantes en la central de Paute y las cargas de Quito y Guayaquil. La actual configuración presenta problemas de confiabilidad y obliga al funcionamiento de los grupos térmicos de Guayaquil, por problemas de voltaje. El sistema tiene un total de 1734 km. de líneas de transmisión de alta tensión (615 km de 230 KV y 119 Km de 138 KV). La red de subtransmisión y distribución tiene un total de 3300 km. la mayor parte a 69 KV.

Las 17 empresas distribuidoras, más una cooperativa operan los sistemas de subtransmisión y distribución y prestan servicio a un total de 1'181.000 abonados (a diciembre 1987). A más de lo anterior, estas Empresas e INECEL están ejecutando un Programa de Electrificación Rural, con financiamiento del BID, a fin de integrar al servicio a 38.000 nuevos abonados para finales de 1989. Frente a las bajas tarifas en vigencia, el resultado del programa en el corto y mediano plazo contribuirá a aumentar los perjuicios financieros de las empresas y de INECEL.

Pérdidas y Consumo

Las pérdidas de energía en las redes de distribución son bastante elevadas, con un promedio del 17% (valor registrado en Quito y Guayaquil) y hasta del 32% en algunas empresas. Esto indica tanto la presencia de problemas técnicos en las instalaciones como deficiencias en los mecanismos de medidas y facturación. En el cuadro siguiente se presenta un resumen del desarrollo histórico del sector eléctrico.

CUADRO (2.1.13)

RESUMEN DE DATOS BASICOS DEL SUBSECTOR ELECTRICO
 DEMANDA DE POTENCIA DE PUNTA (MW)
 GENERACION Y VENTAS (GWh)

	AÑOS					
	1970	1980	1984	1985	1986	1987
Demanda de Punta (MW)	193	673	798	867	940	1020
Gener (GWh)	822	3101	4220	4547	4975	5345
Hidro	372	856	3207	3251	3978	4532
Térmica	450	2245	1013	1296	997	813
Ventas (GWh)	662	2615	3290	3540	3831	4211
Residencial	270	1050	1332	1390	1508	1660
Comercial	102	382	514	547	607	662
Industrial	210	930	1062	1193	1266	1360
Otros	80	253	382	410	450	530
Consumos						
Propios (GWh)	-	84	75	77	81	84
Pérdidas (GWh)	160	402	855	930	1063	1050

Fuente: INECEL

EL consumo de energía eléctrica ha tenido una tasa de crecimiento promedio anual del 10.5% en el período 1965 - 1970, del 14.3% entre 1970-1980 y del 8% en los años 1980-1987. La participación hidroeléctrica en la generación total se incrementó fuertemente desde 1983, con la entrada en servicio del proyecto Paute - AB, con 500 MW de potencia instalada, y alcanzó el 85% en 1987. La producción posible de los tres principales proyectos hidroeléctricos de INECEL en servicio a junio de 1988, es de 3840 GWh en año de hidrología media y de 3254 GWh en año seco.

La estructura de mercado se mantuvo aproximadamente constante, con el mayor consumo de electricidad para uso residencial (40% del consumo) seguido por el uso industrial (33%). La distribución por empresas presenta asimetrías y predomina el consumo industrial en la zona de Guayaquil (EMELEC). Las ventas de energía por empresa y sector, en 1986, fueron las siguientes (Cuadro 2.1.14)

CUADRO (2.1.14)

SUBSECTOR ELECTRICIDAD
ESTRUCTURA DEL MERCADO EN 1986 (1)
VENTAS (GWh) (%)

TOTAL	E.E. QUITO (GWh) 1002	QUITO (%) 26.2	EMELEC (GWh) 1490	EMELEC (%) 38.9	OTRAS EMPRESAS (GWh) 1339	OTRAS EMPRESAS (%) 34.9
Residencial	440	43.9	530	35.6	538	40.2
Comercial	146	14.6	248	16.6	213	15.9
Industrial	287	28.6	586	39.3	393	29.4
Otros	129	12.9	126	8.5	195	14.5

Fuente: (1) INECEL, Unidad de Estudios Económicos-Financieros, Banco de Datos Históricos del Mercado Eléctrico.

EMELEC significa cerca del 40% de las ventas totales y con la E.E.QUITO representan el 65%, el 35% se reparten las otras 16 empresas.

CUADRO (2.1.15)

NUMERO DE ABONADOS, REPARTICION POR SECTOR Y EMPRESA
(Valores al 31 de diciembre de 1987)

SECTOR	E.E. QUITO	EMELEC	OTRAS EMPRESAS	TOTAL
Residencial	223.606	197.681	581.273	1.003.010
Comercial	34.283	29.076	86.685	150.044
Industrial	4.789	3.602	8.257	16.648
Ent. Oficiales	2.293	1.059	7.215	10.567
Otros	1	1	829	831
TOTAL	264.972	231.419	684.709	1.181.100

Fuente: INECEL, DDC, Boletín Estadístico No. 22.

Es importante resaltar que, del total de abonados el 85% son residenciales y solo 1.4% son abonados industriales. ENELEC y la E.E. QUITO, en conjunto, tienen el 42% del total de abonados. El volumen de ventas y el número de abonados que les corresponde a las 16 empresas restantes es demasiado pequeño para justificar la existencia de un número tan elevado de empresas distintas, por lo que su reducción podrá mejorar la eficiencia y calidad de servicio, además de una posible reducción de costos.

2.2 SECTORES CONSUMIDORES DE ENERGIA

Antes de entrar a analizar detalles referentes al consumo de energía por sectores, se proporcionarán algunos datos referenciales sobre el tema, en cuanto a la ubicación del Ecuador en el contexto latinoamericano.

En general, América Latina presenta índices bajos de consumo de energía, que se han visto disminuidas en los períodos de crisis económica. Sin embargo, ello no cambia el hecho de que el desarrollo creciente de la región requiere de cantidades cada vez mayores de energía.

Así, en 1982 el consumo per cápita promedio de energía primaria comercial en América Latina fue de 0.90 TEP, en tanto que en el Ecuador fue de 0.70 TEP, con la particularidad de que gran parte de ese consumo se encontró en los hidrocarburos.

En general, la estructura productiva y las formas de vida en Latinoamérica descansan en la utilización intensiva del petróleo, características que se presentan acentuadas en el Ecuador. Por otra parte, el predominio de una fuente de energía, ha inducido a la conformación centralizada de una estructura física, tecnológica e institucional asociada a esa fuente de energía.

Con respecto a los sectores consumidores, en el gráfico (2.2.1) se presentan datos relativos al consumo por habitante en los principales sectores económicos del Ecuador,

Perú y Colombia.

Comparando el consumo per cápita en el sector industrial de Ecuador, Colombia y Perú, se observará que en el Ecuador se presenta el índice más bajo, lo que refleja en cierta manera su menor desarrollo industrial relativo.

Por el contrario, en el sector transporte, Ecuador presenta el índice de consumo per cápita más alto de los tres países. Esto se debe a que casi la totalidad de ese sector es excesivamente dependiente del abastecimiento de derivados del petróleo. Si bien en el Ecuador este abastecimiento es más ventajoso que en Colombia y Perú, ha provocado que en el sector transporte del país los hábitos o patrones de consumo se caractericen por grandes despilfarros y bajos niveles de eficiencia, con una gran preferencia por los sistemas de transporte individual.

El consumo final energético se define como energía utilizada por todos los sectores de consumo en la realización de sus actividades.

2.2.1 Consumo final energético por productos

La actual estructura del Consumo Final Energético ecuatoriano obedece a varias causas, entre ellas a las siguientes:

Modernización de la economía, cuyos sectores para poder desarrollarse, prefieren la utilización de combustible provenientes de los hidrocarburos y el uso de la electricidad.

Los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad tradicionalmente han sido bajos, lo que ha incentivado su consumo masivo.

La facilidad de utilización que tiene el LPG y la electricidad, ha permitido su creciente penetración en el Consumo Final Energético.

El hecho de que el país es un productor neto de petróleo, ha contribuido a que su estructura energética se incline hacia un mayor consumo de derivados.

- Leña y otros combustibles vegetales

El Ecuador como la mayoría de los países en desarrollo, se caracteriza por mantener un fuerte consumo de energía no comercial (leña y otros combustibles vegetales); sin embargo, de acuerdo con las estadísticas, la participación de esas fuentes energéticas ha venido disminuyendo, para 1970 representan el 55% del consumo total, en tanto que en 1988 representó el 21.7%, esta disminución aparentemente refleja el proceso de sustitución de estos productos sobre todo por los derivados de los hidrocarburos y en un menor porcentaje, por la electricidad; pero todavía tienen gran importancia en el consumo total. El ritmo anual de crecimiento de estos productos, entre 1980 y 1988, fue de 1.53% como consta en el cuadro (2.2.2).

- Gas licuado de petróleo (LPG)

La tasa de crecimiento promedio anual, entre 1980 y 1988 fue de 24.4% que representa el porcentaje más alto de crecimiento en relación a los otros energéticos en razón de su rápida penetración en el mercado durante los últimos años, por su precio, fácil acceso y manejo. Cuadro (2.2.3).

En la estructura total del Consumo Final Energético, este producto en 1980 representó el 2.80% y en 1988 participó con el 6.52% del total. Cuadro (2.2.4)

La refinación de este producto no cubre el consumo nacional razón por la cual se tuvo que importar una cantidad considerable que representó el 54.0% del consumo total de este producto.

- Gasolina

En la estructura total del Consumo Final Energético, este producto, en 1980 participó con el 32.50% en tanto que en 1988 fue de 25.15%.

Es necesario señalar que este combustible tiene un gran porcentaje de "Consumo no identificado", que bien podría ser por el contrabando a los países vecinos, el que se

estima entre 10 y el 15% del consumo total de este producto. La gasolina de aviación, aunque en pequeñas cantidades se importa totalmente.

- Kerosene y turbo fuel

La tasa de decrecimiento promedio anual de estos energéticos entre 1980 y 1988, fue de 1.38%. En la estructura del Consumo Final Energético representaron, en 1988 el 6.17% porcentaje que está reducido con relación a años anteriores.

- Diesel

La tasa de crecimiento promedio anual entre 1980 y 1988 fue de 10.0%, en 1988 representó el 20.62% en el Consumo Final Energético del país.

- Pesados

El crecimiento promedio anual de consumo, entre 1980 y 1988 fue de 6.56%. El Consumo Final Energético de estos productos represento en 1988, el 12.41% del total.

El Fuel Oil es el producto principal entre los pesados y es el único derivado del petróleo que el Ecuador exporta. La exportación corresponde al 51.47% del total producido en refinerías.

- Electricidad

Tuvo un crecimiento promedio anual de 6.52% en el período 1980-1988. Su participación en la estructura de Consumo Final Energético en 1980, fue de 6.18% en tanto que en 1988 fue de 7.40%.

Por último el Consumo Final Energético total ha tenido el período analizado (1980-1988) una tasa de crecimiento promedio anual del 3.2%.

A los productos hasta aquí estudiados, había que añadir el consumo, aunque sea incipiente,

del Bio-Abono-Gas y del Calentamiento Solar del Agua.

- Bio-Abono-Gas

Por tratarse de una tecnología, de reciente implantación en el país, el consumo no es significativo, destacándose, más bien, su crecimiento y aceptación en el sector rural fomentado por el INE y otras entidades de desarrollo.

Una cuantificación del consumo no resulta adecuado, sin embargo, se estima que la tasa de crecimiento promedio anual de esta tecnología en los últimos años varía entre 10 y 15%.

- Calentamiento solar del agua

A partir de 1980 el INE dió inicio al desarrollo y fomento de nuevas formas de energía, entre las que si ha destacado el calentamiento solar de agua.

Se ha llegado a establecer que desde 1980 hasta 1986, se han producido y comercializado en el país unos 16.500 paneles, que se dividen en 12.300 para sistemas de calentamiento de agua de uso doméstico y 4.200 paneles para piscinas.

Los 12.300 paneles representan unos 4.420 sistemas solares de 50 galones de capacidad de almacenamiento, considerado suficiente para una familia de 5 personas.

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de paneles solares, es de 48% en el período 1982-1986.

2.2.2 Consumo final energético por sectores

De manera general, el sector transporte es el mayor consumidor de energía en el país a partir de 1977, mientras que en los años anteriores fue el sector residencial, como se observa en el Cuadro (2.2.5).

- Sector residencial y servicios

En el Cuadro (2.2.6) se observa que en 1988, la leña sigue siendo la fuente de mayor

consumo con el 50.65%; le sigue el LPG con el 17.81% y finalmente la electricidad, con el 14.85% del consumo final energético del sector. De acuerdo con el cuadro la leña ha ido perdiendo importancia en la estructura, en cambio, el GLP ha aumentado su participación del 8.06% en 1980, al 17.81% en 1988, al igual que la electricidad que ha crecido del 10.95% en 1980 al 14.85% en 1988. Este sector en el período analizado (1980-1988), una tasa de crecimiento promedio anual del 3.56%. Cuadro (2.2.7).

Su participación, dentro del Consumo Final Energético total, fue del 33% para 1988. Cuadro (2.2.8).

- Sector transporte

El sector transporte es el mayor consumidor de energía en el país; en 1988 consumió el 41.0% del total del consumo energético nacional (cuadro 2.2.8). Dentro del sector, como se observa en el Cuadro (2.2.9) la gasolina tiene una participación del 48.01%, el diesel, el 29.58%; los pesados el 15.91%; estos últimos consumidores casi exclusivamente por el transporte marítimo. El kéréx y el jet fuel tienen la menor participación en el sector con el 6.50% del total. Es interesante destacar que el consumo de diesel ha venido creciendo a lo largo de los últimos años, en cambio la gasolina ha tenido una baja participación en la estructura global, sin que esto quiera decir que hay una disminución en términos reales, del crecimiento de este combustible, fenómeno que se debe al proceso de "dieselización" en el parque automotor pesado del país.

En el período analizado (1980-1988) de acuerdo al Cuadro (2.2.7) la tasa de crecimiento promedio anual de este sector fue de 5.2%, y su participación en la estructura de Consumo Final Energético total país del 37.0% en 1980 al 41.0% en 1988.

- Sector industrial

En este sector se consume prácticamente todos los productos combustibles incluyendo el bagazo que es utilizado por el sector azucarero. Como se presenta en el cuadro (2.2.10)

el fuel oil en 1988, fue el combustible pesado de mayor consumo en el sector industrial, con el 33.88%, seguido del bagazo que se presentó el 20.79% del consumo total del sector; este producto tiene un crecimiento desordenado, dependiendo del volumen de sembríos, condiciones climáticas, políticas-agrarias, etc.

La electricidad y el diesel presentan un consumo más o menos similar, la primera con el 14.14% y el segundo el 15.65% del consumo total.

La tasa de crecimiento promedio anual entre 1980 y 1988 fue del 2.19% para el sector, y su participación en el Consumo Final Energético total fue del 18% en 1980 y de 17% en 1988

Cuadro (2.2.7 - 2.2.8)

- Sector agricultura y pesca

Este sector muestra una pequeña incidencia en el consumo energético nacional. El diesel es el combustible que más se ha consumido en el sector, durante 1988, con el 80.62% seguido de la gasolina y el kerosene, cuadro (2.2.11).

Para el período analizado (1980-1988) el sector ha tenido una tasa de crecimiento promedio anual del 8.9%.

- Otros

Dentro del rubro otros se contabilizan los consumos que difícilmente pueden ser identificados, entre los que se incluyen las del consumo ilícito de hidrocarburos (contrabando). En el cuadro (2.2.8) se observa que en 1986 este rubro se situó en 9% y en 1988 en 5%.

- Bio-abono-gas y Energía solar

Dentro de las energías no convencionales se considera el bio-abono-gas como el combustible que ha sustituido en parte a la leña en el sector residencial rural y kérex LPG en el

sector agrícola. Además, también se considera a la energía solar, utilizada para el calentamiento de agua, que ha sustituido parcialmente a la electricidad en el sector residencial urbano y al diesel en piscinas.

3. INSTITUCIONES DEL SECTOR ENERGETICO

Para coordinar las políticas energéticas con el desarrollo de los demás sectores económicos del país existe el Consejo Superior de Energía (CSE) cuyas principales funciones son: establecer la Política Energética Nacional y someterla a la aprobación del Presidente de la República, aprobar y controlar el desarrollo del Plan Maestro de Energía preparado por el Instituto Nacional de Energía y normar las actividades del Sector Energético. El Director Ejecutivo del Instituto Nacional de Energía actúa como Asesor con voz informativa y sin derecho a voto. Este Consejo no ha sido hasta ahora realmente operativo.

La ejecución y supervisión de las políticas energéticas son responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Las funciones de elaborar la política energética nacional, coordinar y orientar la gestión del sector corresponden al Instituto Nacional de Energía (INE). La planificación, ejecución, control de los planes y operación de los principales subsectores se han encomendado a las dos principales empresas sectoriales: la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) ahora "PETROECUADOR" y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL).

Instituto Nacional de Energía (INE)

INE fue creado en septiembre de 1978, como entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas. Está conformado por el Consejo Técnico, la Dirección Ejecutiva y las Dependencias Técnico-Administrativas. El Consejo Técnico está constituido por 9 representantes de diferentes instituciones del Estado y presidido por el Subsecretario del M.E.M. Sus principales funciones son establecer la bases, pautas y estrategias de las actividades del INE y de la política energética.

EL INE, como organismo de planificación, asesoramiento, evaluación y coordinación del Sector Energético, tiene la responsabilidad de preparar el Plan Maestro de Energía y los programas de corto, mediano y largo plazo, y tomando en cuenta la racionalidad del consumo de energía, el ahorro de combustibles y el mantenimiento del equilibrio ecológico. Adicionalmente, realiza estudios de planificación energética regional y promueve la investigación, el desarrollo, la demostración y transferencia de tecnología, con énfasis en las fuentes no convencionales y en la conservación de energía. Orgánicamente está compuesto por la Dirección Ejecutiva, las Direcciones de Planificación y Desarrollo Energético y la de apoyo Administrativa Financiera. En 1988, contó con con 59 funcionarios, de los cuales el 50% son de nivel técnico.

Como una de sus funciones de planificación y coordinación global del sector energía, el INE ejerce la Presidencia de la Comisión de Estudios de la Demanda Energética, creada por Acuerdo Ministerial y destinada a establecer y actualizar los escenarios más probables de la demanda energética nacional. Esta comisión está conformada por representantes de CEPE (PETROECUADOR), INECEL, Consejo Nacional de Desarrollo y Ministerio de Energía y Minas. Dentro de su papel de asesoría a la gestión del sector energía, el INE coordina también la preparación del presente estudio.

Corporación Estatal Petrolera (CEPE)

La Corporación Estatal Petrolera (CEPE) fue creada en junio de 1972, como Entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas. El Directorio de la Entidad está constituido por el Ministro de Energía y Minas, quien lo preside, el Presidente del CONADE, el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, el Ministro de Finanzas y el Ministro de Industrias. La organización administrativa de CEPE está compuesta por la Gerencia General, la Gerencia de Operaciones (Producción y Refinación), la Gerencia de Comercialización y Transporte y la Gerencia Administrativa Financiera.

Además de realizar las actividades propias de producción, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos, CEPE participa mayoritariamente en el Consorcio CEPE-TEXACO con el 62.5% de las acciones en la Asociación CEPE-CITY, en forma minoritaria en las Refinerías ANGLD Y REPETROL, con 12.50% como también en Austrogas y en la Empresa Siderúrgica Ecuasider. La Corporación es la principal empresa del país, con una facturación estimada en 1.400 millones de dólares en 1988 y 4.200 empleados, de los cuales un 12% corresponde a personal gerencial y profesional.

Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL)

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, fue creado en 1961, como organismo oficial encargado de la electrificación del país. INECEL, como responsable de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, constituyó 17 empresas eléctricas de distribución, organizadas como sociedades anónimas de distribución, de las cuales es accionista mayoritario, con excepción de la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC), que es privada con capital extranjero, y sirve al mercado de Guayaquil. INECEL se reserva la generación y transmisión de energía mediante el Sistema Nacional Interconectado (SNI). La administración de INECEL está integrada por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo preside, el Ministro de Finanzas y Crédito Público, el Ministro de Industrias, Comercio, Integración y Pesca, el Presidente del CONADE, el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, representante de las Empresas Eléctricas del país, un representante del Colegio de Ingenieros Eléctricos y un representante de los trabajadores de estas Empresas Eléctricas. En 1986 INECEL tenía 2.546 empleados, de los cuales el 37.5% corresponde a personal directivo y técnico y las empresas eléctricas tenían 6.748 empleados (con exclusión de EMELEC).

4. LA LEGISLACION ENERGETICA

El tema de la legislación energética vigente en el Ecuador podría ser objeto de un amplio debate nacional. Aquí no se entrará a analizarla en detalle, solo se indicarán los contenidos generales de las principales leyes que rigen las actividades del sector energético.

En primer lugar, habrá que referirse necesariamente a la Constitución Política del Ecuador, la misma que en su artículo 46 determina que son áreas de explotación económica reservadas al Estado, entre otras lo de los recursos naturales no renovables y lo de los servicios de fuerza eléctrica.

De esta manera se determina que los recursos energéticos pertenecen al sector público, el cual está compuesto por las empresas de propiedad exclusiva del Estado, las mismas que normarán y desarrollarán todas las actividades relacionadas con el sector energético.

El artículo indicado, establece además que eventualmente estas actividades se pueden delegar a la iniciativa privada, en los casos que la Ley establezca.

El sector energético, así como el resto de sectores económicos del País, está normado por una serie de leyes y reglamentos, cuya simple enumeración resultaría excesiva, pero se puede considerar como principales leyes relacionadas con el sector energético, a las siguientes:

1. Ley Básica de Electrificación;
2. Ley de Hidrocarburos; y,
3. Ley de Fomento de Energías no Convencionales.

La Ley Básica de Electrificación como disposiciones fundamentales que el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública, y que es deber del Estado satisfacer esta necesidad mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales. Además, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, es atribución privativa del Estado, que la ejerce a través del Instituto Ecuatoriano de

Electrificación -INECEL-. Sin embargo, para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de servicios y otorgar permisos.

En la Ley se delega a la Función Ejecutiva la formulación de la política de electrificación, para lo cual actuará a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos (actual Ministerio de Energía y Minas), de INECEL y del Ministerio de Defensa Nacional, en lo concerniente a la seguridad nacional.

Por su parte, INECEL, entre otras finalidades, es la institución encargada de elaborar y actualizar el Plan Nacional de Electrificación, para que el Ministerio de Energía y Minas lo someta a consideración y aprobación del Presidente de la República.

Entre las funciones asignadas por la Ley a INECEL, se puede mencionar a las siguientes:

- . Programar, coordinar, ejecutar y supervisar el desarrollo de todas las fases de la electrificación en el país.
- . Inventariar los recursos energéticos, para fines de producción de energía eléctrica.
- . Proyectar, financiar, construir, adquirir y operar obras de generación de transmisión y de distribución de energía eléctrica.
- . Promover la constitución de empresas eléctricas regionales, mediante la integración de las entidades de suministro de energía eléctrica.
- . Vender, intercambiar, comprar energía eléctrica o autorizar su negociación, dentro del territorio nacional; y, fuera del país, con la aprobación del Presidente de la República.

En lo referente a la estructura orgánica y funcional, se establece entre las funciones del Directorio de INECEL, la aprobación de las tarifas para los servicios de energía eléctrica que, según la ley, deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento, las cuotas de depreciación y la rentabilidad sobre la base tarifaria, de acuerdo a lo que al respecto establece el Reglamento sobre tarifas de servicios eléctricos.

Las tarifas que se apliquen para el suministro público de energía eléctrica, por parte de las empresas o entidades que queden sometidas al régimen establecido por el Reglamento, que quedan reguladas en la forma que lo establecen los artículos del Reglamento, y para su vigencia y aprobación deberán contar con la aceptación del Directorio de INECEL.

El régimen tarifario descansa en el principio básico de que la energía eléctrica es una mercancía cuyo costo y precio varía según los medios de producción y las circunstancias de tiempo y lugar, y que por otro lado, el servicio debe prestarse a su justo valor.

Por otra parte, las tarifas deberán permitir a las empresas cubrir sus costos y obtener una rentabilidad razonable, que según el reglamento no podrá ser superior al 8.5% .

Para efectos de aplicación de las tarifas, el Reglamento, en su artículo 24, divide a los servicios de energía eléctrica en las siguientes clases:

1. Residencial.- que son los servicios destinados exclusivamente a usos domésticos de la unidad familiar.
2. Comercial.- son los servicios de energía eléctrica suministrados a casas, edificios, departamentos, etc. destinados par fines de negocios o actividades profesionales o educacionales, y a los locales destinados a cualquier otra actividad por la cual sus propietarios perciban alguna remuneración.
3. General.- se denomina así al servicio suministrado a locales no comprendidos en ninguna de las dos clases de servicios anteriores, tales como embajadas, consulado, etc.
4. Industrial.- corresponde al servicio de energía eléctrica suministrado a fábricas, talleres, molinos, aserraderos, etc. destinados a la elaboración y/o transformación de productos, por medio de cualquier proceso industrial.
5. Alumbrado Público.- corresponde al servicio de energía eléctrica para alumbrado de calles, plazas, sitios de recreo, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación

por el público.

6. Servicios a entidades oficiales.- que es el suministro de energía eléctrica para usos generales en las oficinas o dependencias de asistencia social, de los Municipios, Consejos Provinciales y Gobierno Nacional.

La Ley Básica de Electrificación, así mismo en lo que respecta al régimen patrimonial y financiero de INECEL en el artículo 22, establece que, entre otros, será recurso financiero de INECEL, el "Fondo Nacional de Electrificación, destinado específicamente a realizar los estudios y la construcción de las obras del Sistema Nacional Interconectado de generación y transmisión de energía eléctrica y de los sistemas regionales, que estará integrado por el 47% de los ingresos que perciba el Fisco por concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del país, y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos.

También es recurso financiero de INECEL, el gravamen de cinco centavos de sucre por cada kilovatio-hora de energía eléctrica vendido por las empresas eléctricas.

En lo que respecta a la integración eléctrica regional, la Ley establece que INECEL integrará a las empresas, cooperativas y demás entidades de suministro de energía para el servicio público, con el objeto de formar empresas eléctricas regionales que cubran áreas de servicio cada vez mayores, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El cumplimiento del propósito anterior, INECEL está facultado para adquirir acciones y hacer aportes de capital en las empresas eléctricas. Por su parte, las empresas están obligadas, entre otros aspectos, a sujetarse a la política establecida en el Plan Nacional de Electrificación, a pagar el valor de la energía eléctrica recibida del Sistema Nacional Interconectado, y a cobrar su suministro y energía eléctrica según las tarifas aprobadas por el Directorio de INECEL.

En el campo de los hidrocarburos, las actividades están regidas por la Ley de Hidrocarburos, cuyas disposiciones fundamentales determinan, en primer lugar, la propiedad del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, situados en el territorio nacional, incluyendo a las zonas cubiertas por las aguas de mar territorial.

Entre las disposiciones fundamentales, además, se declara de utilidad pública la industria de los hidrocarburos en todas sus fases, esto es, el conjunto de operaciones para su obtención, transformación, transporte y comercialización; y que, los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el país.

En forma general, la Ley de Hidrocarburos norma los siguientes aspectos relacionados con estos recursos:

- Dirección y ejecución de la política de hidrocarburos.
- Formas contractuales.
- Petróleo crudo y gas natural
- Ingresos estatales
- Transporte.
- Comercialización.
- Fijación de precios.

En lo referente a la dirección y ejecución de la política de hidrocarburos, corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la misma, y para el desarrollo de esa política, su ejecución y la aplicación de la Ley de Hidrocarburos, el Estado actuará a través del Ministerio de Energía y Minas, de CEPE (hoy PETROECUADOR) y del Ministerio de Defensa Nacional, en lo concerniente a la seguridad nacional.

Según la Ley, corresponde al Ministro del ramo someter a consideración del Presidente de la República, la política de hidrocarburos, en los aspectos relativos a:

- Aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos.
- Conservación de reservas.
- Determinación de la política de precios de los hidrocarburos.
- Comercio exterior de los hidrocarburos.
- Bases de contratación que proponga CEPE (hoy PETROECUADOR)
- Inversión de utilidades de los contratistas; y,
- Regímenes monetario, cambiario y tributario relacionados con los hidrocarburos.

CAPITULO SEGUNDO

EVOLUCION DEL SISTEMA ENERGETICO 1980 - 1988

1. TENDENCIAS GENERALES

A partir de agosto de 1972 en que se realizó la primera exportación de petróleo, los ingresos provenientes de la comercialización de este producto han constituido la principal fuente de financiamiento de la economía. Con este recurso, se realizaron innumerables inversiones que diferencian radicalmente al Ecuador de hoy del de hace 16 años, particularmente en lo relacionado con la infraestructura de energía, comunicaciones, transporte, vivienda, salud y educación.

El elevado crecimiento de los subsectores Petróleo y Electricidad se explica por el considerable aumento de inversiones de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana y del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en la infraestructura petrolera e hidroeléctrica en los últimos años. Los ingresos petroleros han sido determinantes para lograr estos resultados. Es notorio el contraste entre la tasa de crecimiento de estos sub-sectores y la del promedio de la economía. Así, por ejemplo, en 1983, el Valor Agregado Bruto en la actividad petrolera crece al 27.2% y el eléctrico aumenta al 14.9%, estos hechos coinciden con el inicio de la producción de petróleo del Campo Libertador y de la puesta en marcha del Proyecto Paute. En cambio el PIB global cae en 2.8%. Para 1984, los crecimientos son del 9.2% y 28.8%, respectivamente, frente al 4.2% del PIB.

Durante los años 1970 y comienzos de 1980, los productos de exportación ecuatorianos en valores corrientes, estuvieron dominados por el petróleo, cuyas exportaciones aumentaron de un 0.4% del total de las exportaciones en 1970, al 48% en 1973 y casi al 60% en 1982. Las exportaciones de fuel-oil contaron con un porcentaje adicional de 5.2% puntos en los últimos años. Con la caída de los precios del petróleo, el valor de las exportaciones de crudo cayó a 44.9% del total de éstas en 1986. Únicamente las exportaciones de camarón y pescado, aparte del petróleo, incrementaron su participación en el total de exportaciones entre los años 1970 y 1986. En 1986, el camarón, con casi \$ 400 millones contribuyó con cerca del 17% del total de las exportaciones.

La influencia del sector energético en la economía, partiendo de la estructura económica actual (relaciones intersectoriales de 1986), determinan que un aumento del 10% en las exportaciones de petróleo implica un incremento del 1.1% en el PIB. Por el contrario, una disminución del 10% en la demanda interna de derivados, provocada por una elevación de los precios internos y otras medidas de conservación energética, causaría una disminución de solamente 0.1% en el PIB. Por lo tanto, por cada 10% de disminución del consumo interno de combustibles, se obtiene un aumento neto de 0.5% en el PIB o Valor Agregado Bruto del país.

Según el mismo análisis, una disminución del consumo eléctrico en un 10% disminuiría el PIB apenas en un 0.01% y causaría un ahorro de divisas un poco mayor al 0.02%, pero canalizaría recursos adicionales apreciables al subsector eléctrico.

2. PRODUCCION

El análisis de los principales indicadores del balance en el periodo considerado se lo realizará desde el punto de vista cuantitativo y no cualitativo: es decir, no habrá comentarios sobre determinadas causas del por qué de ciertos cambios que han sucedido en el periodo analizado y que generalmente obedecen a decisiones de política energética.

Producción de energía primaria

La producción de energía primaria en 1988 fue del 18.4 millones TEP, lo que representa un incremento del 50.4%, en relación a 1980, debido al aumento en la producción del petróleo crudo, que pasó de 10.7 millones TEP en 1980 a 15.3 millones TEP en 1988, (5% de crecimiento anual) y a la producción de gas natural asociado, directamente ligado a la explotación petrolera, que creció anualmente en un 10.1% pasando de 0.5 millones TEP en 1980 a 1 millón TEP en 1988, dando un total de crecimiento anual de 5.3% .

La hidroenergía fue la fuente que más alto crecimiento registró en la producción primaria,

pasó de 0.1 millones TEP en 1980 a 0.5 millones TEP en 1988, (crecimiento anual del 23.8%) en términos absolutos, su aumento fue de 5 veces. Estos altos índices obedecen a la incorporación de grandes proyectos hidroeeléctricos en la generación eléctrica (Paute en 1983 con 500 MW y Agoyán en 1987 con 156 MW).

Las demás energías primarias del balance son las llamadas no comerciales (leña y otros combustibles vegetales, básicamente bagazo), tuvieron un incremento del 12.3% en el período y pasaron, en conjunto, de 1 millón TEP en 1980 a 1.1 millones TEP en 1988 (lo que representa un crecimiento promedio anual de 1.5%).

En términos de la estructura por fuente de la energía primaria, los hidrocarburos en 1988 aportaron con el 91.5%, porcentaje casi idéntico al de 1980 que fue del 91.3%. La hidroenergía, que en el primer año de la serie participó en la estructura total con el 0.7%, en 1988 su participación pasó al 25%. Las energías no comerciales (leña y bagazo), que en 1980 representaban el 8%, en 1988 disminuyó al 6% .

Comercio exterior

Las exportaciones totales de energía en 1988 fueron de 11.5 millones TEP, lo que representó un 63% de incremento con relación a 1980, dando un crecimiento promedio anual de 6.3%.

Las exportaciones totales fueron el 62.2% del total de la producción de energía primaria en 1988 y en 1980 el 57.4% . Del total de las exportaciones de 1988, el petróleo crudo aportó con el 86.1% y los derivados de los hidrocarburos, con el resto; en 1980 la participación en las exportaciones de estos mismos productos fue de 80.6% y 19.4%, respectivamente, notándose un incremento promedio anual de la cantidad de petróleo crudo exportado del 7.2% . En cuanto a los derivados de los hidrocarburos, su crecimiento promedio anual en la exportación fue del 2.0% . En 1988 comienza la exportación de gasolina y diesel debido a la incorporación a la producción de la refinería Amazonas y a la ampliación de la refinería Esmeraldas, que permiten en estos casos existencia de excedente.

Las importaciones totales pasaron de 0.6 millones TEP en 1980 a 0.2 millones TEP en 1988; es decir, una disminución de 3 veces en términos absolutos y en índice promedio un decrecimiento anual del 13%. En el periodo analizado no se realizaron importaciones de petróleo, a excepción de 1987 en el que se importaron 0.8 millones TEP a causa del terremoto ocurrido en marzo de ese año.

Las importaciones de gas licuado son las que más han crecido, al pasar de 0.03 millones TEP en 1980 a 0.2 millones TEP en 1988, con un promedio anual de 24.5%; las de gasolina disminuyeron de 0.3 millones de TEP en 1980 a 0.01 millones TEP en 1988, y las importaciones de kéréx y diesel desaparecieron en 1988.

2.1 PETROLEO

En el siguiente cuadro se presenta la producción nacional de petróleo de las compañías que operan en el país para el período 1980-1988.

- CEPE-TEXACO

El Consorcio CEPE-TEXACO, en el periodo analizado, tuvo su máxima producción en 1988 con 86.546.236 BLS, que significó un incremento del 19.98% con respecto a la producción de 1980, de 72.738.671 BLS y representó el 78.30% del total producido en el país.

- CEPE-CITY

La Asociación CEPE-CITY, alcanzó su mayor producción en 1988 con 2.385.134 BLS, que significó un incremento de 61.63% con respecto a su producción de 1980 de 1.475.611 BLS. Su contribución fue del 2.15% del total producido en 1988.

- CEPE-ORIENTE

CEPE comenzó la producción de sus campos del Nororiente en 1982, con 1.464.696 BLS., que correspondió a una participación del 1.85% de la producción de ese año.

(CUADRO 2.1.1)

PRODUCCION DE PETROLEO EN EL ECUADOR
POR COMPAÑIAS

1980 - 1988

BARRILES

EMPRESA	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
CEPE	72,738,671	74,849,403	74,452,370	76,651,514	81,409,887	85,981,585	84,439,900	49,747,923	86,546,236
TEXACO	97.29%	97.49%	95.85%	88.78%	85.77%	83.95%	79.97%	79.99%	78.30%
CEPE	1,475,611	1,414,606	1,241,136	1,374,278	1,524,542	1,578,493	1,845,655	1,270,877	2,385,134
CITY	1.97%	1.84%	1.60%	1.59%	1.61%	1.54%	1.75%	1.99%	2.15%
CEPE	-	-	1,464,696	8,037,650	11,563,480	14,416,356	18,873,860	12,397,557	21,241,811
ORIENTE	-	-	1.85%	9.81%	12.66%	14.08%	17.87%	10.43%	19.2%
CEPE	549,705	511,119	519,395	519,395	416,652	439,146	412,302	369,072	361,696
PENINSULA	0.74%	0.67%	0.65%	0.65%	0.44%	0.43%	0.35%	0.57%	0.32%
TOTAL	74,763,967	76,775,126	77,677,597	86,340,946	94,914,861	102,424,597	105,585,009	63,785,429	110,534,876
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CRECIMIENTO:									
POR AÑO %	-2.50	2.69	1.18	11.15	9.93	7.83	3.09	-39.58%	73.29%

Fuente: D.N.H. INE BALANCES ENERGETICOS 1980-1988

Mostró un desarrollo espectacular en los años siguientes hasta llegar a una producción de 21.241.811 BLS. que significó una contribución del 19.2% de la producción total.

- CEPE PENINSULA

CEPE en la Península tuvo una producción descendente, pues en 1980 fue de 549.705 BLS con una participación del 0.74% de la producción nacional. EN 1988 su producción llegó a 361.695 BLS, que representó el 0.32% de la producción nacional.

En suma, la producción nacional de petróleo se incrementó paulatinamente en el periodo, desde 74.736.967 BLS en 1980 a 110.534.876 BLS en 1988.

2.2 GAS LICUADO DE PETROLEO

Durante 1988, la producción natural de Gas Licuado de Petróleo fue aproximadamente de 132.694.58 TM, volumen que fue insuficiente para poder cubrir las necesidades del país; por lo que la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana "CEPE" recurrió a importaciones (159.055.64 TM) las mismas que disminuyen en un 13.7% con relación al año anterior.

OFERTA NACIONAL DE G.L.P DURANTE LOS AÑOS 1988 Y 1987 (EN T.M.)

	1988	% PARTICIPACION	1987	% PARTICIPACION
Refinería Anglo	1.133.47	0.06	909.68	1.29
Refinería Esmeraldas	87.033.33	65.59	49.115.25	69.41
Refinería Shushufindi	44.080.20	33.22	20.660.66	20.20
Refinería Amazonas	442.58	0.33	76.77	0.10
SUBTOTAL	132.694.58	100.00	70.762.36	100.00
IMPORTACIONES	159.055.64	-	184.367.29	-
TOTAL:	291.750.22	-	255.129.65	-

Tanto el GLP de producción nacional como el producto importado, es vendido por CEPE a las Compañías Liquigas, Duragas, Congas, Autogas, Austrogas, las mismas que se encargan de envasarlo y de comercializarlo dentro del mercado nacional.

2.3 HIDROELECTRICIDAD

El Sector Eléctrico Público, dispone de 1812 MW de potencia instalada, de la cual sólo es posible disponer de la potencia firme de generación, que es de 1462,32 MW que garantiza el servicio, compuesto por equipos hidráulicos y térmicos, que dispone el Sistema Nacional Interconectado (SNI), las Empresas Eléctricas, los Municipios y los Sistemas Menores de Oriente y Galápagos.

	POTENCIA FIRME (MW)	
S.I.N.	1013.15	69.3%
E.E. Y OTROS	449.17	30.7%
TOTAL	1462.32	100.0%

HIDRAULICOS	762.35	52.1%
TERMICOS	699.97	47.9%
TOTAL	1462.32	100.0%

El Sistema Nacional Interconectado está conformado por grandes centrales de generación con una potencia instalada de 1.100.7 MW de los cuales el 66% es hidráulico y el 34% térmico y un Sistema de Transmisión conformado por líneas a 230 KV, (615 km.), tendientes a conformar un anillo troncal y líneas radiales a 138 KV (1.147 km.) y sus correspondientes subestaciones de transformación con una capacidad nominal total de 3.358 MVA (1.754 MVA de reducción y 1.604 MVA de elevación), sirviendo de esta manera a todas las empresas Eléctricas del País.

Las líneas de subtransmisión correspondientes a las Empresas Eléctricas tienen una longitud de 3.167 Km, de las cuales 2.048 km, operan a 69 KV; 174 km a 46 KV; 455 km a 34.5 KV; y 490 km a 22 KV. La capacidad nominal total en subestaciones es de 1993 MVA

Uno de los hechos más importantes en el desarrollo del Sector Eléctrico Ecuatoriano, constituye la sustitución de energía térmica por hidráulica, al haber intensificado la construcción de Centrales Hidroeléctricas y poner en práctica la operación optimizada de estas centrales; obteniendo como resultado que la energía hidráulica, que en el año 1989 llegó a 85%, pase a ser la base de generación de energía eléctrica a nivel nacional y consecuentemente haber conseguido minimizar el consumo de combustibles.

En los cuadros siguientes se resume los principales indicadores eléctricos para el periodo de "1965-1988", así como el estado de operación actual del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

2.4 PRODUCCION DE ENERGETICOS NO CONVENCIONALES

(Leña y bagazo)

Este grupo comprende a lo proveniente de la Biomasa como leña, bagazo, biogas, y también el calentamiento de agua por energía solar. Las energías eólicas y fotovoltaica no se consideran dentro de la oferta energética del país, por cuanto su desarrollo está en la fase de implementación.

- Leña

La oferta de este recurso proviene de la explotación, de los bosques naturales y de las plantaciones forestales. Según datos estimados por DINAF la deforestación en el país es el orden de los 182.800 ha. anuales, que significan unos 20 millones de metros cúbicos de bosques aprovechables en forma de leña, en tanto que la explotación de bosques para la industria maderera según AIMA es del orden de las 75.181 ha. que significa 9.27 millones de metros cúbicos de madera, de los cuales 6.0 millones de metros cúbicos son aprovechables como leña. Esto quiere decir que dicha oferta llega a los 26 millones de metros cúbicos de

(CUADRO 2.4.1)

PRODUCCION DE INDICADORES ELECTRICOS "1965-1988"
DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

INDICADORES ELECTRICOS	UNIDAD	1965	1989	T. de C. (%)
Potencia instalada	MW	141	1,812	12.3
Demanda máxima	MW	117	1,086	10.3
Generación bruta	Gwh	492	5,770	11.5
Consumo finales	Gwh	411	4,413	11.2
Población total	MILES	5,162	10,490	3.0
Población servida	MILES	878	7,702	9.8
Número de abonados	MILES	161	1,303	9.8
Energía generada por hab.	Kwh/hab.	95	552	8.5

ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

Potencia instalada	H-892.600 Kw (49,3%) T-1919.400 Kw (50,7%)
Potencia instalada	SNI 1.100.700 Kw (60,7%) EE + M - 711.300 Kw (39,2%)
Potencia firme	1.325.100 Kw (A nivel de S/E Principal) (73,1%)
Demanda máxima	1.024.000 Kw (77,3%) 22,7% RESERVA
Energía generada bruta	H 4.803 Gwh (85,1%) T - 832 Gwh (15%)
Energía generada bruta	SNI-4.447 Gwh (78,9%) EE + M - 1.188 Gwh (21,1%)

Consumo por sectores y pérdidas G w h	Residencial	1,695	(30%)
	Industrial	1,404	(25%)
	Comercial	685	(12,1%)
	Otros	535	(9,5%)
	Pérdidas	1,316	(23,4%)

Población total	10.202.00 h.	P. servida	6,693,000 h. (65,6%)
Población urbana	5.455.000 h.	P. servida	4,670,000 h. (85,6%)
Población rural	4.748.000 h.	P. servida	2,023,000 h. (42,6%)

ETAPAS DE DESARROLLO CON RESPECTO AL CONSUMO FINAL

Primera etapa	1965-1973 con un crecimiento del	10,1%
Segunda etapa	1974-1980 con un crecimiento del	16,7%
Tercera etapa	1981-1989 con un crecimiento del	6,0%

(CUADRO 2.4.2)

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
GENERACION DE ENERGIA AÑO 1989

CENTRALES DE GENERACION	ENERGIA GENERADA GW-H	PORCENTAJE
HIDRAULICAS		
Molino	2,833.98	62.81
Pucará	243.32	5.39
Agoyán	1,040.82	23.07
Total Hidráulicas	4,118.02	91.27
VAPOR		
Gonzalo Zevallos	353.45	7.83
Esmeraldas	13.57	0.30
Total Vapor	367.02	8.13
GAS		
Gonzalo Zevallos	-	-
Santa Rosa	9.61	0.20
Total Gas	9.61	0.20
Guangopolo	17.58	0.40
TOTAL GENERADO	4,512.21	100.00

leña en el país.

- Bagazo

La oferta del bagazo proviene de los residuos de la industria azucarera y de la producción de alcohol, derivados de la caña de azúcar.

Según cifra dadas para 1986, el área cultivada de caña de azúcar fue de 42.2 mil hectáreas, con un rendimiento de 60 toneladas por ha. Si se considera que por hectárea se obtiene 20 toneladas de Bagazo, la oferta bruta fue de 844.000 toneladas de bagazo.

- Bio-abono-gas

La oferta de biogas, para 1986 proviene de 65 biodigestores construidos en el país, cuya producción promedio es de 5 metros cúbicos de biogas por día, lo que significa una capacidad disponible de unos 117.000 metros cúbicos de biogas, equivalente a unos 53.000 kg. de L.P.G. en el servicio doméstico.

Cabe anotar que conjuntamente con el biogas se obtiene abono de buena calidad como subproducto, que no se ha cuantificado su oferta.

- Calentamiento solar del agua

La oferta de ésta forma de energía no depende del recurso sino, más bien, de la capacidad de aprovechamiento del mismo. En la práctica, ha estado limitado por la falta de divulgación de la tecnología, por la necesidad de utilizar materiales importados y por la capacidad de producción de las empresas fabricantes.

Los fabricantes con un turno diario de trabajo, indican que se podría incrementar dicha capacidad al aumentar las horas de trabajo, para 1986 la demanda de Sisteams solares representó el 54% de la capacidad instalada.

- Otras energías no convencionales

En relación con otras nuevas formas de energía, como la eólica y fotovoltaica, se debe expresar que la oferta ha sido muy limitada y más bien se ha orientado a la ejecución de proyectos demostrativos, como paso previo para el fomento de estas tecnologías a mayor escala.

2.5 TRANSFORMACION

La mayor parte de la energía consumida por los diferentes sectores económicos y sociales del país surge de un proceso de transformación que se efectúa, principalmente en:

- Refinerías para convertir petróleo crudo en derivados
- Plantas termoeléctricas, que transformen combustibles en electricidad, y
- Plantas de gas, que separan los componentes licuables del gas de petróleo de los componentes no licuables.

Oferta neta de energía

La oferta neta de energía primaria en 1988 fue de 7.9 millones TEP, y el consumo nacional bruto fue de 6.3 millones TEP. La diferencia entre estos dos rubros, 1.6 millones TEP, es lo que se comercializa en el mercado exterior, como energía secundaria.

La oferta neta de energía primaria en 1988 creció en un 32.2% con respecto a 1980. Dentro de la estructura de la oferta neta es necesario recalcar el incremento de la participación de la hidroenergía del 1.4% en 1980 al 5.8% en 1988.

Transformación

En 1988, la energía que ingresó a los centros de transformación fue de 6.7 millones TEP, cantidad mayor en 1.7 millones TEP a la de 1980. La cifra de 1988 representó el 84.3% de la oferta neta de energía primaria; la diferencia, 15.7%, está formada por el 13.9% de la leña y bagazo que son consumidos directamente por los diferentes sectores de consumo, el 1.8% restante está formado por el consumo propio del sector y las pérdidas por transporte,

transformación y distribución.

Las refineras procesaron el 90.7% del total de la energía recibida en los centros de transformación en 1988, en cambio en 1980 procesaron el 97.5% y las centrales hidráulicas, que en 1980 representaban el 1.7%, en 1988 representaron el 6.9%.

La energía secundaria que se obtuvo en los centros de transformación en 1988 fue de 6.3 millones TEP superior a los 4.9 millones TEP de 1980 (un incremento del 27%). En 1988, el gas licuado de petróleo representó el 2.4%, la gasolina el 21.3%, el kérex el 3.1%, el turbo combustible el 2.8%, el diesel el 19.2%, los pesados el 41.2%, los no energéticos el 2.3% y la electricidad el 7.7%.

Del total de la energía secundaria obtenida en 1988, el 4.2% (0.3 millones TEP) se distribuyó entre las centrales térmicas para la generación de electricidad.

Las centrales eléctricas tuvieron como pérdidas de transformación 0.5 millones TEP en 1980, mientras que para 1988 estas pérdidas disminuyeron hasta 0.2 millones TEP; de éstas últimas, el 82.2% correspondió a las plantas térmicas y 17.8% a las centrales hidráulicas. Las centrales eléctricas del país en su globalidad tuvieron, en 1988, una eficiencia del 66.8% contra los 36.3% registrados en 1980.

En cuanto a las refineras y plantas de gas, registraron un consumo por transformación de 0.4 millones TEP, lo que da una eficiencia del 94.2% en 1988 y 97.2% en 1980.

El consumo propio y las pérdidas por transformación, transporte y distribución en 1988 sumaron 0.4 millones TEP, lo que representa el 6.5 % de la oferta neta total. Para 1980 este rubro fue de 7.7% .

- Transporte de crudo

Para el transporte de la producción, se cuenta con el sistema del oleoducto

transecuatoriano, SOTE, que va de Lago Agrio, en la provincia de Sucumbios a Balao, en la provincia de Esmeraldas, con una longitud de recorrido de 503 km; y una capacidad de transporte de 350.000 - 400.000 Bls/d; se completa con ductos secundarios y estaciones de recolección en el oriente, que se extienden principalmente a los campos Shushufindi, Coca, Sacha, Auca, Tarapoa y del Nororiente.

Del crudo procedente de Lago Agrio, una parte se entrega antes de Balao a la refinería de Esmeraldas por un ramal del oleoducto y, desde Balao, otra parte se envía a las refinerías de la Península mediante cabotaje y el resto se destina a la exportación.

- Refinación

La refinación de petróleo se realiza en 5 refinerías con una capacidad total de 144.900 Bls/d, conforme se aprecia en el siguiente cuadro.

(CUADRO No. 2.5.1)

RENDIMIENTO DE REFINERIAS

REFINERIAS	CAPACIDAD DIARIA SEGUN DISEÑO	CARGA PROMEDIO	RENDIMIENTO % 1988
Esmeraldas	90.000	79.804	88.67
Anglo	34.900	23.288	66.73
Repetrol	9.000	5.068	56.31
Amazonas	10.000	7.807	78.07
Lago Agrio	1.000	924	92.4
TOTAL	144.900	116.891	80.67

- Transporte de derivados

El abastecimiento de derivados del petróleo se efectúa a través de tres sistemas: transporte por ductos, autotanques y buquetanques.

El poliducto principal que actualmente funciona en el país, es el Esmeraldas-Santo Domingo-Quito, con una longitud de 256 km y una capacidad de bombeo de 57.000 BLS/día. El transporte de derivados por autotanques, se realiza desde las refineries hasta los depósitos de CEPE y desde estos a las 562 gasolineras, existentes en el país en 1988, para expender a los consumidores.

3. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA

3.1. ASPECTOS GENERALES

Durante los últimos 25 años, el Ecuador ha presentado una tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto del orden del 6.7%, comparable al evidenciado por el Brasil para este mismo período. Sin embargo, este crecimiento ha estado ligado casi exclusivamente a la productividad del sector petrolero, a causa de una política cambiaria y monetaria que mantuvo por casi 10 años el sucre sobrevaluado y la tasa de interés real negativa. Estos dos factores impidieron la diversificación de las actividades económicas. Con la caída de los precios de petróleo ocurrida a fines de 1985, el Ecuador crece apenas a una tasa superior a la de la población, gracias al aporte de otras actividades económicas, tales como la pesca, en particular del camarón, la producción agropecuaria y, en menor medida, la minería. El peso relativo del sector petrolero desciende en el último año, mientras los sectores agrícola, forestal y de pesca presentan una dinámica ligeramente ascendente, como se aprecia en el cuadro:

(CUADRO 3.1.1)

ESTRUCTURA DEL PIB REAL, 1982, 1986 Y 1987
(porcentajes totales) (A)

	1982	1986	1987
Agricultura y ganadería	12.5	12.2	14.0
Forestación y pesca	2.4	3.1	3.7
Minería	0.3	0.7	0.8
Petróleo y refinación	9.7	14.2	6.9
Manufactura	19.1	16.6	17.6
Servicios	56.0	53.2	57.0
TOTAL	100.0	100.0	100.0

Fuente: Instituto Nacional de Energía, Banco Mundial
(A) Basado en suces a valores 1975.

En particular, los subsectores con mayor dinámica en la economía del Ecuador son: servicios, industrias alimenticias, petróleo y gas; industrias manufactureras, agropecuarias y de construcción. Las tasas de crecimiento promedio anual, durante la década 1977-1986, de los subsectores Petróleo (9.22%) y electricidad (7.13%), más altas que la del PIB total (3.37%) demuestran la importancia del sector energético en la economía.

La actividad económica durante los últimos años presenta un menor crecimiento (en 1987 un crecimiento negativo de 5.2%), lo cual refleja el impacto de la baja de los precios internacional del petróleo y los efectos del sismo de marzo de 1987, que causó la suspensión de las exportaciones de petróleo durante varios meses. La situación descrita se observa también a nivel del PIB per cápita, el cual disminuye de 1668 dólares en 1981 a 960 en 1987, en términos corrientes, valor inferior al alcanzado antes de 1978.

En el período 1986-1987, la economía no petrolera creció apenas al nivel del aumento poblacional y algunos sectores aún por debajo de éste, como la agricultura de exportación, que en 1986 creció al 1.1% y en 1987 decreció en 10.3% .

El comportamiento del sector industrial revela crecimientos menores e incluso negativos, como los registrados durante los años 83, 84 y 86.

En lo que se refiere a la demanda interna de energía y al contenido energético global y sectorial del PIB, las cifras disponibles indican una intensidad de uso energéticos netamente superior a la de Latinoamérica, como resultado lógico de las políticas de precio seguidas desde 1972. En base a los datos de 1986, el contenido energético del Producto Interno Bruto se calcula en el orden de 400 kg.e.p por miles de US.\$ del Producto el cual es evidentemente uno de los mayores niveles de intensidad energética en América Latina, cuya media fue de 290 kg.e.p por los miles de US.\$ del PIB, para el mismo año. La rama principal de consumo es del sector transporte, con una incidencia del 41% sobre el consumo final total.

En los últimos años, se ha acentuado en la economía ecuatoriana una tendencia de aumento del Consumo de Bienes y Servicios, en relación a la Demanda Final Total: su participación crece del 63.8% en el año 1980 al 67.6% en 1987, en contraste con la disminución pronunciada de la Formación Bruta de Capital, la cual, del 20.3% en 1980, desciende al 14.4% en 1987.

La demanda de energía comercial en el período 74-86 ha sido cubierta sustancialmente con hidrocarburos (en un promedio del 93% del consumo final). En efecto, en 1977 la proporción de demanda satisfecha con hidrocarburos fue del 94% que descendió al 92% en 1986, en virtud de una mayor penetración de la energía eléctrica. En la composición del consumo de hidrocarburos, se destaca el aumento de la participación del GLP, que del 1% del total de la demanda en 1980 alcanza casi el 6% en 1986, con un consumo anual por habitante de 230 kg., cifra sensiblemente superior a la media de países latinoamericanos con similar desarrollo económico (150 kg. por habitante).

La producción de energía eléctrica por habitante en 1987 es de 540 kWh/año, inferior a la

media de consumo de América Latina (700-800 kWh por habitante y por año). En cambio, el consumo de electricidad por abonado es de 1600 kWh por año, y ha alcanzado niveles comparables a países europeos como España y Austria, pero en neta expansión (crecimiento en el periodo 65-87 del 8.1% por año), a pesar de precios relativos más altos respecto a los de los hidrocarburos (en usos potencialmente sustituibles). Por ejemplo, como se visualiza en el cuadro siguiente, los costos del GLP y kerosene doméstico, expresado en energía útil para cocción, son cuatro veces inferiores al de la energía eléctrica y seis veces más bajos que la leña (sobre todo en función de la baja eficiencia de esta última). En el sector industrial, por otro lado, y como fuerza motriz, la energía eléctrica expresada en términos útiles cuesta dos veces más que usando diesel como combustible.

(CUADRO 3.1.2)

PRECIOS RELATIVOS DE LA ENERGIA EN LOS SECTORES
RESIDENCIAL E INDUSTRIAL
AÑO 1987

	COSTO ENERGIA UTIL (US.\$ 87/TEP)	NIVEL COSTO RELATIVO (L)
SECTOR RESIDENCIA (2)		
- Electricidad	477	3.60
- Kerosene doméstico	133	1.02
- G.L.P.	131	1.00
- Leña	821	6.20
SECTOR INDUSTRIAL (3)		
- Electricidad	477	1.86
- Diesel 1	256	1.00

(1) Base: GLP en el Sector Residencial; diesel en el Sector Industrial

(2) Uso en cocción

(3) Fuerza motriz

Fuente: INE-Organización Latinoamericana de Energía y Estudio Sector Energético Banco Mundial.

El consumo energético final alcanza en 1986 a 51 millones de TEP, con una tasa de crecimiento media anual del 4% (periodo 1980-86). Este valor, que se puede considerar alto, se debe en parte a una modernización importante de la economía, y a la influencia de precios internos bajos de los derivados del petróleo y de la electricidad.

Entre los sectores de consumo sobresale el de transporte, con el 41% del total en 1986, contra sólo el 16% en 1974 y una tasa creciente del 19%, favorecida por la indiscriminada política de subsidios en el precio de los hidrocarburos. Es interesante considerar que la media latinoamericana del consumo del sector transporte, sobre el consumo total, es de 25%, con tendencia decreciente en el mediano plazo. Los sectores comercial y público absorben el 31% de la demanda de 1986, seguidos por la industria con el 18%, mientras la agricultura, la pesca y otros suman el 10% restante.

3.2 CONSUMO FINAL

El consumo final total en 1988 fue de 5.2 millones TEP, cifra que representó un incremento del 28.9% si se compara con 1980, (crecimiento promedio anual de 3.2%). De este total, el 97.2% correspondió al consumo final energético: 33.3% en el sector residencial y servicios, 40.5% en el transporte, 16.9% en la industria, 2.1% en la agricultura, 2.4% en la pesca y el 4.8% en el sector otros o consumo no identificado.

El consumo final energético en 1980 fue de 3.9 millones TEP, de los cuales, el 32.9% correspondió al sector residencial y servicios, 36.54% al sector transporte, 18.2% a la industria, 2% a la agricultura, 1.3% a la pesca y el restante 9.1% correspondió al consumo no identificado.

La estructura del consumo final energético por tipo de producto ha sufrido ciertas modificaciones, así: los combustibles no comerciales (leña y bagazo) que en 1980 representaron el 21.7%; el gas licuado de 2.8% pasó a 6.5% en 1988; las gasolinas, del 32.5% en 1980 pasaron al 25.2% en la estructura de 1988; el kérex, del 6.2% en 1980 al

3.5%; el diesel incrementó su participación al pasar del 14.5% al 20.6%; el turbo del 2.9% bajó al 2.6%; los pesados subieron del 10.3% al 12.4%; y finalmente la electricidad, tuvo un incremento del 6.2% al 7.4% en 1988.

3.3 AUTOCONSUMOS Y PERDIDAS DEL SECTOR ENERGETICO

La relación entre la oferta de energía final y la energía primaria producida (restando la exportación) es un indicador para determinar la eficiencia del sector energético. La diferencia entre las dos formas de energía es el consumo energético del propio sector, el cual, para el sistema energético, constituye una pérdida. Por eso se subsumen todos los consumos del sector, más las demás pérdidas no explícitamente identificados, bajo el rubro "pérdidas". La evolución de las mismas entre los años 1980-1988 se muestran en el siguiente Cuadro.

(CUADRO 3.3.1)

EVOLUCION DE LA EFICIENCIA PRIMARIA DE TRANSFORMACION

RELACION ENERGIA PRIMARIA/ENERGIA FINAL

ANOS	CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (1.000 TEP)	CONSUMO ENERGIA FINAL (1.000 TEP)	EFICIENCIA
1980	5.895	3.996	0.67
1981	5.638	4.242	0.75
1982	6.017	4.382	0.72
1983	5.011	4.315	0.84
1984	6.094	4.656	0.76
1985	6.019	4.960	0.81
1986	6.522	5.057	0.77
1987	5.989	4.874	0.81
1988	7.765	5.077	0.65

Las pérdidas del sistema constituyen una parte bastante significativa del consumo total de energía primaria.

Se observa una tendencia variable de las pérdidas, tanto en términos absolutos como en términos relativos hasta el año 1988.

Las razones de este desarrollo:

- El aumento de la producción nacional de derivados, que incrementó las pérdidas en refinación relativas al consumo interno.
- La expansión de la red eléctrica, al llevar a distancias cada vez más largas en transporte de electricidad, incrementó las pérdidas en transmisión de este energético.
- El incremento de la producción petrolera, con un consumo significativo de energía en explotación y transporte.

3.4 LA INCIDENCIA DE LOS PRECIOS Y REGULACIONES DE LA DEMANDA

Sobre los efectos de los precios de la energía respecto a la evolución del sistema energético, no existe prácticamente análisis hasta ahora. Además, otras medidas de carácter administrativo que pueden haber afectado a la demanda, se superponen con los posibles efectos de los precios, lo que hace difícil separar lo uno de lo otro.

Al ser fijados por el Estado, principalmente en base de los costos de producción, los precios no han tenido la función de regular el mercado de energía.

Este esquema permitió a varios sectores de la economía aprovechar por muchos años un creciente diferencial entre los precios y el valor real de los energéticos.

- Estructura final de precios de los combustibles.

La estructura del precio incluye: costos, impuestos y margen de utilidad de cada galón de derivados, en promedio y porcentaje, como se indica en el siguiente cuadro.

(CUADRO 3.4.1)

1. COSTOS	PROCENTAJE %
- Materia prima	30.29
- Refinación	6.02
- Importaciones	13.44
- Transporte y almacenamiento	10.63
- Comercialización	5.06
TOTAL COSTO	65.45
2.- IMPUESTOS	10.45
3.- MARGEN DE UTILIDAD	
- Refinación	6.32
- Distribución	17.91
TOTAL (1+2+3)	100.00

- Evolución de los precios de los combustibles

En el Ecuador los precios de los combustibles se han mantenido por mucho tiempo por debajo de sus valores reales, mediante subsidios que han significado ingentes erogaciones al Estado, debido a la falta de políticas energéticas tendientes a impedir el crecimiento desmesurado e irracional del consumo de derivados.

Como efecto de los precios sobre consumo, se puede suponer que:

- Hay poca evidencia de que la baja continua de precios reales haya incentivado directamente el consumo de energía; más bien, por las condiciones favorables para adquirir equipos, se aumentó significativamente el parque de éstos, lo que produjo el crecimiento del consumo de energía.

- Los bajos precios, ciertamente, produjeron ciertas ineficiencias, incluso despilfarros en el uso de energía, como resultado de la falta de conciencia sobre el valor de este

recurso y del reducido impacto de los costos de la energía en los costos de producción y en la vida cotidiana.

- Los bajos precios de los hidrocarburos facilitaron la sustitución de energías no comerciales por energías comerciales pero, en cambio, desincentivaron la producción y la utilización de energías renovables, lo que comprueba, por ejemplo, la poca incidencia de la energía solar hasta ahora.

- Las subidas de los precios a partir de 1981 no han podido producir un decremento significativo del consumo interno; los precios reales no subieron tan drásticamente para obligar a los consumidores a cambiar su modo de vida; el diferencial de los precios frente al mercado internacional subsistió; manteniéndose la demanda para hidrocarburos del sector transporte internacional y del contrabando.

- Electricidad

Las grandes diferencias, entre las tarifas y los costos, continúan incrementándose con el tiempo y se evidencia muy claramente en la situación financiera.

Dado el bajo nivel de ingresos de la población y el grado de politización que ha alcanzado el sector Eléctrico, no es posible políticamente aplicar tarifas a nivel de costo marginal que aconsejaría la técnica, sino que el sector se ve obligado a aplicar tarifas con cierto nivel de subvención.

Al momento, en Ecuador el costo marginal de la energía es del orden de US.\$ cents. 6.0/Kwh y el valor de la tarifa promedio nacional es de US.\$ cents. 3.0/Kwh, es decir que la tarifa en el Ecuador, cubre el 50% del costo real.

- Energías no convencionales

En relación con los costos y precios de las energías no convencionales, es importante señalar que, cada recurso energético tiene su propia forma de utilización; para la

determinación de costos, debiéndose considerar aspectos propios de sus aplicaciones.

- Leña

Si bien es cierto que la leña es considerada un combustible no comercial, a nivel mundial, lo que implica que no tiene costo; en el país se dan varias formas de adquirir este energético, por lo que se ha procedido a estimar sus costos.

En efecto, se ha establecido que una familia media rural (5 o 6 personas) destina, para recolectar la leña necesaria, el equivalente a 4 días, incluyendo corte y acarreo.

Si se considera que el consumo promedio de leña, por persona es de 2.2 kg al día, una familia consumiría un promedio de 370 kg de leña al mes, en la cocción de alimentos. Asumiendo que el jornal promedio diario, en el sector rural, es de 400, los 4 días de trabajo representan 1.600 al mes, para recolectar los 370 kg de leña, lo cual significa que cada kg de leña llega a costar S/4.32.

Al considerar la comercialización de la leña para la cocción de alimentos, en aquellas zonas donde el recurso es deficitario, los precios varían de un lugar a otro; así, por ejemplo, en sitios de fácil acceso al recurso, el precio es de unos S/ 2.60 por kg y del orden de los S/ 4.50/kg en la ciudad de Quito.

- Residuos vegetales

Los residuos vegetales, utilizados como combustible, se producen "in situ", en actividades agrícolas; se destacan la tusa de maíz y el bagazo de la caña de azúcar. La primera es utilizada con mayor frecuencia, en el sector residencial rural, en tanto que el bagazo, como energético, en la elaboración de azúcar, aguardiente y panela, como autoconsumo.

El costo de estos residuos, como combustibles, es cero, ya que su valor está incluido en actividades económicas primarias.

- Carbón vegetal

Acorde con el lugar donde se prepara el carbón vegetal se determina el precio de venta del producto que oscila entre los S/ 500 y S/ 800 las 150 libras. Tomando el valor más alto, se determina un promedio de S/ 11.73 el kg.

- Biogas

Para establecer el costo del biogas, a precios constantes se ha contemplado digestores de proceso continuo de varias capacidades (8,15 y 40 m³ que incluye gasómetro (tipo hindú) y emplean desechos pecuarios; bajo las siguientes consideraciones:

- Vida útil de 30 años

- Reposición del gasómetro cada 10 años (40% de la inversión inicial)

- Costos anuales de operación y mantenimiento de S/ 7.000,00 , S/ 10.000,00 y S/ 12.000,00 para digestores 8, 15, 40 m³ respectivamente.

El costo de producción de biogas depende de la capacidad del biodigestor y de la materia prima utilizada siendo su inversión inicial entre S/ 120.000 y S/ 220.000.

En el cuadro siguiente, se presenta los costos del Kw-h de la energía solar, para el calentamiento de agua de uso doméstico a precios constantes en el que se observa que los sistemas de 50 y 150 galones son los más convenientes, en relación con los de 30 y 90 galones.

(CUADRO 3.4.2)

COSTO DE LA ENERGIA SOLAR
PARA EL CALENTAMIENTO DE AGUA

SISTEMA	Nº. PANELES	INV. INIC. (SUCRES)	COSTO OP. Y MAN. (SUCRES)	COSTOS S/Kw-H
30 galones	1.00	80.000	1.500	4.90
50 galones	2.00	129.000	2.000	3.79
70 galones	3.00	212.000	2.500	3.96
150 galones	5.00	319.000	3.500	3.53

En lo que se relaciona con los sistemas fotovoltaicos, para la generación de electricidad y cuya inversión inicial sería del orden de los \$/ 400.000, se ha establecido un costo de \$/ 16.50 por Kw-h, con una vida útil de los equipos de 20 años, a precios constantes.

3.5 DISTRIBUCION REGIONAL Y POR CLASES SOCIALES

Respecto a la distribución regional, las mayores diferencias se encuentran entre áreas rurales y áreas urbanas. En las áreas urbanas se observa:

- Un mayor consumo específico de electricidad (consumo por abonado)
- Un mayor consumo de derivados de petróleo por habitante
- Un consumo mínimo de leña.

En las grandes aglomeraciones de población, en las provincias de Pichincha y Guayas, se consume el 65% del total de derivados y el 70% de la electricidad, mientras que la población representa poco más del 40% de la población total del país.

El consumo por habitante de estas regiones es de tres a cinco veces el consumo de las demás regiones. Aparte de la concentración de la actividad industrial, los más altos requerimientos provienen del transporte de la población. En estas provincias también se da una concentración de clases medias y altas, con un consumo promedio elevado:

- El consumo de electricidad por abonado residencial es en dos o tres veces más alto que en el resto del país.
- El número de automóviles por 1.000 habitantes es más elevado: 57 en la provincia de Pichincha, 36 en Guayas y 16 en el resto del país.
- En el área urbana, 86% de la población tiene acceso a combustibles comerciales para cocción; en el área, solo un 24%.

No obstante que se observa un creciente abastecimiento con energías comerciales, tanto en los centros urbanos de Quito y Guayaquil, así como en otros y también en las áreas rurales, y a la existencia de programas explícitamente dedicadas a mejorar el suministro de energía en áreas dispersas, (por ejemplo, el Programa de la Electrificación Rural), la población de ciertas partes del país (en particular en la Sierra) tiene cada vez más problemas energéticos; incluso respecto al acceso a las fuentes tradicionaels, es decir, la leña. El consumo de energía comercial por familia de clase alta es de 12 veces el consumo de una de la clase baja. El consumo elevado de la primera resulta sobre todo de la alta proporción del transporte privado automotor.

Distribución de ingresos y consumo de energía comercial

9%	Ingresos altos	-----	46% consumo total
24%	Ingresos medios	-----	25% consumo total
66%	Ingresos bajos	-----	25% consumo total

CAPITULO TERCERO

LAS PERSPECTIVAS PARA EL SECTOR ENERGETICO

1. LOGROS DEL SISTEMA ACTUAL Y PROBLEMAS A SOLUCIONARSE EN FUTURO

Resumiendo el análisis del período (1980-1988) de desarrollo del sistema energético, hay que destacar importantes logros:

- Se ha podido satisfacer el aumento de la demanda de energía comercial por habitantes, triplicado la oferta.
- Se ha acoplado al sistema eléctrico más de 10 mil establecimientos industriales, más de 550 mil unidades residenciales y miles de establecimientos comerciales y públicos, y se ha construido la correspondiente capacidad de generación de energía eléctrica.
- Se ha facilitado el acceso a combustibles "modernos" a casi el 60% de los hogares.
- Se preveyó energía para permitir la circulación de cinco veces más automotores en el país.
- Con la energía barata, se ha facilitado la participación creciente de Compañías Nacionales en el transporte internacional.

En cambio, habría que admitir que el sistema energético en este mismo período:

- Absorbió grandes capitales de inversión para alcanzar su nivel de producción, establecer la red de distribución, y compensar la disminución del excedente exportable de petróleo, causada por el crecimiento acelerado del consumo interno.
- Por la dependencia de casi una sola fuente de energía, que es el petróleo, Ecuador ha disminuído significativamente sus reservas no renovables.
- Por no ofrecer otras alternativas, se obligó al consumidor a satisfacer su demanda de energía de manera creciente con hidrocarburos; los precios bajos no permitieron que el consumidor se formara la conciencia necesaria para darle su valor real a este recurso, produciendo niveles muy bajos de eficiencia en el consumo.
- Por su rápido crecimiento, el sistema energético no ha podido llegar a eficiencias que requerirá el manejo de recursos tan valiosos.

- El sistema no llevó todavía la energía apropiada a todos, dejando a una gran parte de la población con problemas energéticos sustanciales.

El desarrollo de estos años, caracterizado por una extensión rápida del servicio energético, sustentada por la abundancia de petróleo y por la disponibilidad de recursos financieros, ciertamente no puede servir como modelo para el futuro.

Los problemas que habrá que afrontar son diferentes a los que estaban vigentes cuando el objeto era, sobre todo, "satisfacer la demanda energética". Hay que tomar en cuenta ahora:

- Las inminentes restricciones financieras, que requieren priorizaciones de todos en proyectos infraestructurales.
- Los crecientes costos de la producción de energéticos tradicionales.
- El agotamiento previsible de los energéticos no renovables tradicionales.

Sin poner en peligro el abastecimiento de energía requerida por una economía y una sociedad en desarrollo, entre las metas que deben considerarse para el futuro están:

- La racionalización del consumo final, asignado a la energía un valor más alto como factor productivo.
- La racionalización de la producción de energía para reducir las pérdidas
- La búsqueda de fuentes nuevas, que tienden a sustituir a los recursos energéticos tradicionales agotables.
- La búsqueda y el desarrollo de fuentes apropiadas y baratas de energía para las clases de menores ingresos.

2. REQUERIMIENTOS ENERGETICOS DEL FUTURO

2.1 CRECIMIENTO ECONOMICO Y NECESIDADES ENERGETICAS

El desarrollo del consumo energético, en la mayoría de los países, importadores de petróleo, en los últimos 10 años, evidenció que, no solo existían grandes potenciales de sustitución del petróleo, sino que si se puede lograr crecimiento económico sin que aumente el consumo de energía, incluso con una baja del mismo.

En el Ecuador, sin embargo, donde no se produjo el encarecimiento de los energéticos, el consumo, incluso en los años 80, siguió subiendo. Sólo entre 1982 y 1984 se observa una baja del consumo de energía primaria y un crecimiento del Producto Interno Bruto, resultado de la sustitución de termo por hidroelectricidad, mientras el consumo final siguió en alza. No obstante, este es un indicio de que también en el Ecuador se puede llegar a un desacoplamiento entre energía y desarrollo.

Los determinantes del consumo específico de energía para una actividad, una rama o un sector económico son varios, y en la realidad sus efectos se superponen produciendo para el analista una elasticidad promedio del consumo energético relativo al nivel de actividad económica, compuesto de varias tendencias, algunas hacia arriba, otras hacia abajo.

Habría que distinguir entre algunas áreas, en donde el aumento del consumo específico aparece aceptable, incluso necesario para el desarrollo, y otras donde el consumo puede considerarse "manejable" según las circunstancias vigentes.

- La sustitución de la leña por derivados de petróleo u otras energías comerciales para la preservación de la ecología.
- Sustitución de energía humana o animal por fuerza motriz, para aumentar la productividad de actividades económicas o mejorar el nivel de vida: mecanización (= "energización") de la artesanía o pequeñas industria, de agricultura, etc.
- Fomento de aquellas ramas dentro de un sector que, su naturaleza técnica, tienen un consumo específico de energía más elevado, por ejemplo, en la industria, la producción de metales o de químicos básicos.

En cambio, en la mayoría de la áreas, el consumo específico es variable dentro de ciertos límites, dados por las tecnologías aplicadas y la factibilidad económica:

- Introduciendo procesos energéticos más eficientes; éste se aplica a todos los sectores económicos, sea para el consumo final (por ejemplo, mejoramiento de la eficiencia de los automotores, o en el sector energético mismo, ver cuadro siguiente:

(CUADRO 2.1.1)

POTENCIAL DE CONSERVACION PARA AUTOMOTORES LIVIANOS
CONSUMO PROMEDIO EN LITROS POR 100 Km

	1980	2000	Potencial de Conservación %
Alemania	10.7	7.5	30
Ecuador	13.6	7.5	45

- Cambiando los patrones de consumo hacia energéticos más eficientes (por ejemplo, sustituir cocinas a kérox/gasolina por GLP (ver cuadro), o motores de combustión por motores eléctricos.

(CUADRO 2.1.2)

NECESIDAD DE ENERGIA FINAL PARA COCCION CON DIFERENTES
AGENTES ENERGETICOS (EN TEP POR FAMILIA POR AÑO)

ENERGETICO	ENERGIA UTIL	EFICIENCIA DE USO	ENERGIA FINAL	INDICE
Kérex	0.15	0.45	0.33	1.00
G.L.P	0.15	0.60	0.25	0.76
Electricidad	0.15	0.90	0.19	0.58

- Aumentando la productividad de ciertos sectores, lo que incide al mismo tiempo en la eficiencia energética: en la industria, la mejor adopción de la capacidad a la producción efectiva, o a la reducción de desechos y pérdidas del producto final; en transporte aumentar el factor de carga, es decir, reducir viajes vacíos.

Como se puede imaginar, algunos de estos parámetros son "manejables" dentro del marco de una política tendiente a mejorar la eficiencia energética. Esto significa que no debe parlirse de una supuesta relación fija entre el desarrollo económico y el crecimiento del consumo de energía; más bien, este consumo depende de alto grado de políticas y estrategias dentro o fuera del sector energético.

2.2 AGENTES ENERGETICOS REQUERIDOS EN EL FUTURO

Si bien el consumidor está interesado, en primer lugar, en el "servicio energético" que le permite lograr los efectos deseados, también tiene ciertas preferencias por algunos energéticos.

Además, la tecnología aplicada requiere cierto tipo de agentes energéticos, que no son fácilmente sustituibles. Finalmente, los costos de producción, y consecuentemente, los precios para el consumidor, varían mucho entre los energéticos. En general, casi todas la formas de energía actualmente utilizadas son sustituibles entre si, y también sustituibles por nuevos energéticos, todavía no utilizados en el país.

El consumidor toma su decisión por un cierto energético, según los siguientes criterios:

- Costos
- Requerimiento del proceso
- Facilidades de acceso
- Facilidades de manejo
- Por tradición.

Cambios dentro de estos parámetros podrían modificar las preferencias significativamente en el futuro. La subida de los precios de los hidrocarburos, y una oferta más amplia de energéticos de sustitución, podrían hacer bajar la participación de los primeros. La electricidad, por tener características tan versátiles, podría ganar mucho en la preferencia de los consumidores de energía, cuando los costos se vuelven más competitivos.

En resumen, de parte del consumidor no existen requerimientos fijos por ciertos energéticos, siempre y cuando los energéticos de sustitución tengan costos competitivos y la misma facilidad de acceso. Consecuentemente, las políticas y estrategias de la oferta tienen un rol muy importante para la determinación de la futura estructura del consumo.

2.3 DEMANDA DEL SECTOR EXTERNO

La demanda de energéticos por parte del sector externo (exportación directa o indirecta), se manifiesta en diferentes formas:

- Exportación de crudo
- Exportación directa de residuos
- Compra de compañías extranjeras de transporte (bunker, diesel, jet fuel)
- Contrabando de gasolina, diesel, kérex.

En el pasado, sólo se asignó a la exportación directa el excedente de energías, que no se consumió internamente. En consecuencia, no existió competencia entre la demanda del mercado interno y la del sector externo.

Sin embargo, se podría imaginar una política de priorización de la exportación, para estabilizar los ingresos de divisas; por ejemplo, mediante fijación de cuotas. Así se configuraría una demanda independiente del sector externo, con impacto sustancial sobre los patrones de consumo interno, excluyendo también un desabastecimiento en el país.

Las restantes demandas externas dependen casi exclusivamente de la relación de los precios

nacionales/internacionales de combustible. En el transporte marítimo, por ejemplo, las compañías internacionales bajaron sus compras en puertos ecuatorianos en un 60% entre 1984-1987 (la carga bajó en solo 12%). Como consecuencia del alza de los precios de combustibles marítimos en más de tres veces en base a dólares.

El llamado contrabando reaccionaría de la misma manera, muy sensiblemente, frente a un cambio del diferencial de los precios internos y aquellos vigentes en los países vecinos.

3. APRECIACION DE LA CONTRIBUCION POTENCIAL DE LOS ENERGETICOS PARA SATISFACER REQUERIMIENTOS A LARGO PLAZO

3.1 ANTECEDENTES

Por experiencia, los patrones de la oferta y de la demanda de energía no cambian rápidamente. A corto y mediano plazo, el sistema energético tiene cierta rigidez tanto por la incidencia de la demanda, cuanto por el tiempo que lleva la implantación de proyectos de producción.

A corto y mediano plazo, pueden producirse ciertos ajustes (por ejemplo, sustituciones moderadas, sobre todo entre los combustibles tradicionales, por cambios de precios de costos, o como consecuencia de ciertas políticas). Sin embargo, cambios significativos solo se producen a más largo plazo, considerando el tiempo requerido para:

- La búsqueda y el desarrollo de nuevas fuentes, hasta su disponibilidad por el consumidor;
- La reorientación de los consumidores y la adopción de las nuevas tecnologías del uso.

Para un país exportador neto de energía, como todavía lo es el Ecuador, los problemas de suministro de energía no parecen muy evidentes. Existe preocupación más bien respecto a la eficiencia de la operación de los sistemas y del financiamiento de los proyectos de

necesidad inmediata.

El panorama cambiará drásticamente cuando el petróleo liviano se agote. Por tal motivo, la siguiente evaluación del futuro del sistema energético ecuatoriano se centra en:

- Las perspectivas de la producción de petróleo liviano, incluyendo el gas asociado
- Las posibilidades de sustitución de estas fuentes no renovables, ya parcialmente aprovechadas.
- Las potenciales de producción y aplicación de nuevas fuentes de energía.

Para explorar el futuro panorama del sector energético, en vista de las incertidumbres que todavía existen respecto a varios parámetros claves, hay que esbozar diferentes "escenarios", de los cuales cada uno representa un conjunto de alternativas y/o de aspectos de desarrollo.

3.2 FUENTES CONVENCIONALES

- Petróleo liviano y gas asociado

El punto clave del desarrollo de la oferta de energía es la futura perspectiva de las reservas de petróleo liviano, la fuente más importante en el actual patrón del consumo, y, además, el recurso más difícil a sustituir como producto de exportación y generador de divisas.

Las buenas perspectivas a mediano plazo, se basan en los siguientes criterios:

- Resultados positivos en la actividad exploratoria respecto a la tasa pozos productivos/pozos perforados.
- El área prospectada y explotada hasta ahora solo representa una fracción menor del área con posibilidades petrolíferas. (Aproximadamente 1.2 millones de hectáreas frente a 7-15 millones de hectáreas).

Las reservas actualmente probadas alcanzan a unos 1.5 mil millones de barriles. Para la década de los 90, se espera aumentar las reservas bajo supuestos incrementos, 800 millones de barriles, permitiendo una producción de 400.000 barriles (diarios) con tasas decrecientes, bajando la producción a la mitad a fines de la década.

Asumiendo un crecimiento promedio del consumo relativamente moderado de 3.7% por año (correspondiente a un crecimiento de la economía también de 3.7% anual), el excedente exportable de petróleo desaparece en la primera década del 2.000. En el caso más pesimista, de no encontrar reservas adicionales a las actuales, ya a fines de la década del 90 habría que importar petróleo (o reducir el consumo)

En cuanto al gas asociado, que se produce al ritmo de la producción de petróleo liviano, las actuales reservas se estiman en 238 millones de MPC, en base de las reservas petroleras actualmente probadas. Se mantendrá una producción de gas de 17-19 millones de MPC por año, con una caída brusca a sólo 5 millones de MPC en el año 2.000.

La tasa de aprovechamiento de G.L.P en base del gas asociado depende mucho de las condiciones y la ubicación de los futuros campos petroleros. Para el fin de una proyección indicativa, se ha tomado una tasa relativamente optimista del 21% (rendimiento del G.L.P. al volumen de gas producido) como se muestra en el gráfico (3.1) en ninguno de los escenarios de reservas y producción el gas asociado podrá satisfacer la demanda a largo plazo. En el año 2.000, se va a cubrir sólo entre el 10 y 15% de la demanda con una rápida tendencia a la baja en los años siguientes.

- Hidroelectricidad

La hidroelectricidad constituye la fuente más abundante del país y, además, es renovable. Sin embargo, su aprovechamiento es costoso y requiere altas inversiones.

El potencial factible de aprovechamiento (factible en comparación con la termoelectricidad, no con otros agentes energéticos) fue identificado en unos 23.000 MW, con el cual se podría

producir el equivalente de 7 millones de TEP (es decir casi el 140% de la energía primaria total consumida en el año 1988).

Asumiendo un crecimiento promedio del consumo de 9% anual, con este potencial se podrá cubrir la demanda total de electricidad en las próximas cuatro décadas exclusivamente en base de hidroenergía.

Este enorme potencial no sólo podría cubrir la creciente demanda de energía eléctrica, sino también sustituir -en tanto económicamente factible- una parte del consumo de energías no renovables, aumentando la participación de hidroelectricidad, de solo el 7.4% actual, a niveles más altos.

En los planes de INECEL se prevé una expansión del sistema hidroeléctrico hasta el año 2.010 en más de 3.500 MW.

Asumiendo un crecimiento de la demanda de entre 7 y un 9% anual, el aumento promedio anual de la capacidad tendría que ser de entre 100 y 120 MW para el año 2.000 y de entre 150 y 250 MW para 2.010.

Cabe mencionar que estas cifras no incluyen los pequeños potenciales hidroeléctricos, hasta 100 MW, los cuales podrían tener cierta importancia. (Ver gráfico de Demanda).

- Leña, carbón, vegetal, bagazo

Casi la mitad de la población ecuatoriana todavía depende de la leña para cocción de su dieta diaria. En cambio, la deforestación en grandes partes de la Sierra, a parte de ser un problema inminente en lo ecológico, ya comenzó a poner en peligro el suministro de este energético. Esta escasez contrasta con el potencial total de producción de leña.

El problema de la leña no radica tanto en la falta global de recursos forestales, sino en el desenvolvimiento local y en las escasas posibilidades de la distribución de sus productos. Según el Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG) cada año se talan unas

300 mil hectáreas de bosques. Como consecuencia, cada año se pierde un potencial de producción de 3 millones de metros cúbicos de leña y madera, equivalente a 450 - 500 mil TEP de energía.

La reforestación sólo llega a unas 5-7 mil hectáreas al año. Al continuar este ritmo de reforestación, dentro de menos de 50 años, todas las reservas forestales estarían agotadas.

Asumiendo un aprovechamiento de un 20% de los bosques naturales remanentes, una tasa de reforestación que alcance sólo a la mitad de lo previsto, y la utilización de los desechos forestales, aún en el año 2.010 se podría contar con un potencial total de leña equivalente a casi 6 millones de TEP.

El carbón vegetal no tiene mucho uso en el país. Por su bajo peso por unidad energética y su mejor eficiencia en el uso, este combustible es más apto para la distribución que la leña. En procesos de transformación mejorados, el carbón vegetal incluso podría dar una mejor eficiencia energética que la utilización directa de la leña, como se puede ver en el cuadro siguiente:

(CUADRO 3.2.1)

EFICIENCIA ENERGETICA DE LEÑA Y CARBON VEGETAL

	MATERIA PRIMA (TM leña)	EFICIENCIA DE CONVERSION	ENERGIA FINAL		ENERGIA UTIL	
			TM	TEP	EFICIENCIA	TEP
Leña	1.00	1.00	1.00	0.35	1.10	0.04
Carbón vegetal						
Método tradicional	1.00	0.15	1.15	0.10	0.30	0.03
Método moderno	1.00	0.25	0.25	0.17	0.30	0.05

No obstante el alto potencial de recursos energéticos forestales aun posiblemente en el año 2.010 habría que reconocer las dificultades de su aprovechamiento por:

- Altos costos y los problemas administrativos de un amplio programa de reforestación.
- Los problemas de recopilación de desechos.
- Los costos de la transformación, distribución y comercialización.

Todo el bagazo actualmente producido, sirve como combustible en los ingenios de azúcar. Con medidas para mejorar la eficiencia de la combustión del bagazo (sobre todo con un presecado), se podría generar un excedente, el cual podría servir como combustible en otros procesos: en calderas, para la generación de electricidad, hasta unos fogones residenciales, después de transformarlo en briquetas.

Una proyección de la producción de bagazo se muestra en el cuadro siguiente:

(CUADRO 3.2.2)

PERSPECTIVAS DE PRODUCCION Y UTILIZACION DE BAGAZO COMO COMBUSTIBLE

	1984	2010
Producción de caña (1.000 TM)	3.670	5.800
Producción de bagazo (1.000 TM)	1.101	1.740
Contenido energético (1.000 TEP)	187	296
Utilización (1.000 TEP)		
- en azucareras	187	251
- otros fines energéticos	0	44

Rendimiento bagazo (TM/TM caña):	0.30	
Contenido energético (TEP/TM):	0.17	
Potencial de uso para otros fines (%):	15	

3.3 ENERGIAS NUEVAS

- Petróleo pesado.

Con reservas estimadas entre 3.000 y 5.000 millones de barriles, de crudo pesado supuestamente constituye la fuente energética no renovable más importante para el futuro.

Como petróleo pesado se clasifica el petróleo de menor de 20º API. Dependiendo de las características del yacimiento y del producto, este crudo se recupera mediante bombeo convencional o con métodos "mejorados", sea la aplicación de calor, usando vapor o inflamación quemando parte del producto, o con la inyección de dióxido de carbono, métodos que reducen la viscosidad del petróleo para agilizar el flujo.

Los más importantes yacimientos de crudos pesados hasta ahora identificados se encuentran en el área de Pungurayacu, en la forma de arenas petrolíferas con una gravedad de menos de 60 API.

Por los altos costos de producción, de la transformación y del transporte, la explotación de crudos pesados hasta ahora no resultó factible en el Ecuador.

La eventual declinación de la producción del crudo liviano, posiblemente ya en la próxima década (2.000), podría hacer factible la gradual sustitución de este petróleo por el crudo pesado. Sin embargo, esta factibilidad depende altamente de los precios entonces vigentes en el mercado internacional de petróleo y los costos de la producción. El diferencial entre costos y precios supuestamente va a incidir mayormente en el nivel de producción, parámetro en base del cual se puede esbozar los siguientes escenarios:

1. Diferencial alto: el petróleo crudo va a servir para cubrir la demanda interna y como producto de exportación.
2. Diferencial bajo o cero: se justificaría a lo más el abastecimiento para el mercado interno, sin exportación.
3. Diferencial negativo: la producción de crudo pesado no se justifica; resulta más

económico importar petróleo.

- Gas natural libre

Las reservas de gas natural libre (metano) en el golfo de Guayaquil están estimadas entre 280 y 440 millones de MFC (10-16 millones de TEP) con una tasa de recuperación del 80%.

El gas podrá utilizarse para fines energéticos, por ejemplo: para la generación de electricidad, o como combustible para la industria y los hogares y hasta emplearse para medios de transporte.

Asumiendo una tasa de producción factible de 40-50 mil MFC por día, se aprecia la posible contribución del gas al sector energético en los próximos 25 años. Así el gas libre podría cubrir de un 5 a 10% del consumo de energía primaria, por lo menos en las próximas dos o tres décadas.

- Carbón mineral

Comparadas con las de otros países latinoamericanos, como Colombia o Perú las reservas carboníferas probadas del Ecuador (30 millones de toneladas) son relativamente pequeñas. Colombia cuenta con 7 mil millones, Perú con mil millones de toneladas. Sin embargo con tasa de explotación razonable, este combustible podría contribuir con un 5 a 10% del suministro energético del país, por un lapso de por lo menos de 30 años.

Para un cálculo hipotético, se parte de una producción mínima inicial de 500.000 TM por año, capacidad que justifica una infraestructura adecuada, incluyendo construcción de un ferrocarril para transporte del carbón, etc. para después aumentar a 900.000 TM por año (equivalente a 500-600 mil TEP).

Con costos de producción relativamente bajos, el carbón mineral podría convertirse en una de las fuentes energéticas con mayores posibilidades de sustituir algún día al petróleo

liviano en el consumo interno.

Las minas de carbón mineral constituyen una fuente de trabajo significativa. Los requerimientos de mano de obra son mucho más altos que en la explotación de petróleo. La productividad en minas no mecanizadas es de 0.3 a 0.5 TM por trabajador y turno. Consecuentemente, una producción de 900 mil TM anual puede dar empleo a 7-12 mil personas.

- Energía solar

La tecnología más apropiada para el aprovechamiento de la energía solar es el calentamiento de agua mediante paneles colectores planos. Costos más competitivos y políticas tendientes a la difusión de la tecnología, podrán producir desde ahora una penetración más amplia en los sectores residencial, industrial, de servicios y en la agricultura (secado de cultivos).

El mayor potencial para la aplicación de la energía solar lo ofrecen los sectores residencial e industrial. Para el sector residencial, se asume una participación creciente de hogares que utilicen agua caliente, lo cual se puede generar exclusivamente con energía solar. Para la industria, se estima el número de plantas que por su tamaño y rama podrían utilizar energía solar para calentar agua de proceso. En total, la contribución potencial de la energía solar al consumo total de energía primaria no parece muy significativa. Tomando solo el consumo de electricidad, a la cual la energía solar sustituye principalmente, este potencial significaría un 10% de la demanda estimada.

Sin embargo, al predominar la hidroenergía en la futura generación de electricidad, con la energía solar se sustituirá una fuente renovable por otra, lo que solo en el caso de menores costos de la energía solar significaría una ventaja para el sistema energético.

- Biomasa

Aparte de la biomasa ya utilizada para fines energéticos (leña y bagazo), otro tipo de

biomasa podrá además, ofrecer un potencial de energía relativamente grande: los desechos agrícolas y animales, hasta la basura y las aguas servidas de las grandes aglomeraciones poblacionales.

Mediante procesos termo-químicos y bio-químicos, se puede producir combustibles sólidos y gaseosos, aptos para el consumo energético final de casi todos los sectores.

Si bien el contenido energético de la producción total de esta biomasa parece bastante grande, el potencial realmente aprovechable es limitado, tomando en cuenta un factor de recolección razonable.

Se esperan las mejores perspectivas a largo plazo en el aprovechamiento de:

- Biogas, en base a desechos animales en áreas rurales por su posibilidad de generación descentralizado.
- Biogas y electricidad en base a desechos urbanos por la concentración de estos desechos.
- Combustión directa de desechos agrícolas, en ciertas agroindustrias.

3.4 LOS EFECTOS DE LA CONSERVACION ENERGETICA SOBRE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA PRIMARIA

Una de las opciones más prometedoras para satisfacer los requerimientos energéticos del futuro, frente a recursos energéticos (y económicos) limitados, es el mejoramiento de la eficiencia en el uso de la energía. A veces, la conservación energética se clasifica como fuente alternativa. A más de ser "renovable" tiene las ventajas de:

- Tener un potencial significativo respecto a la demanda total de energía.
- Poseer un potencial asegurado, mientras las reservas aprovechables del petróleo, del gas, del carbón y otros energéticos son relativamente inciertas.
- Necesitar menores inversiones y costos -hasta cierto grado de aprovechamiento- que otros energéticos.

Estimaciones tentativas del potencial de ahorro para cada uno de los sectores consumidores, se muestran en el cuadro siguiente:

(CUADRO 3.4. 1)

POTENCIAL DE CONSERVACION EN BASE DEL CONSUMO 1988
(ESTRUCTURA)

	CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA 1988 (%)	POTENCIAL DE AHORRO (%)	REDUCCION DE CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA (%)
Consumo final	100.0		
- Transporte	41.0	25-30	32.1 - 30.0
- Residencial			
Comercial, público	33.0	10-20	21.4 - 19.0
- Industria	17.0	20 -25	13.1 - 12.3
- Agricultura y pesca	4.0	0-10	10.3 - 9.3
- Otros	5.0	80-100	1.3 - 0.0

3.5 FUENTES CON POSIBILIDADES DE PRODUCCION DESCENTRALIZADA Y BAJOS COSTOS

Los agentes energéticos "modernos" tienen ciertas características que los impiden llegar a gran parte de la población de ciertas regiones y estratos sociales. Así:

- La centralización de la producción, que requiere sistemas sofisticados y costos de distribución, los cuales no cubren grandes partes del país.
- Su precio, al constituir combustibles comerciales, que requieren cierto poder económico para utilizarlos.

Las fuentes energéticas que podrían contribuir a solucionar estos problemas son:

a) Algunos energéticos de biomasa, como:

- El biogas en base a desechos animales (biodigestores familiares, multifamiliares o a nivel de haciendas, etc.)
- Combustibles sólidos, en base a desechos agrícolas (combustión directa o en forma de briquetas, en fogones, cocinas o calderos).

b) La leña en forma de:

- Forestaciones regionales para fines energéticos ("bosques energéticos") bajo la responsabilidad de los usuarios (bosques comunitarios).
- Carbón vegetal, en base de leña o desechos forestales producidos a nivel regional.

c) Electricidad en base a:

- Minicentrales hidroeléctricas, capaces de aprovechar pequeños caudales de agua y suministrar la energía eléctrica a poblaciones alejadas del sistema central.
- Sistemas fotovoltaicos, que permiten por lo menos satisfacer algunas necesidades básicas en lugares donde falta tanto el acceso a la red pública como la hidroenergía.

3.6 INVERSIONES Y COSTOS DE APROVECHAMIENTO DE LAS DIFERENTES FUENTES ENERGETICAS

Punto clave de desarrollo de las diferentes fuentes energéticas y de la respectiva estructura de la producción y del consumo, son los costos de producción en cada caso: los costos del uso alternativo (costos de oportunidad) y los costos por unidad de energía útil a nivel del consumidor. Hay que considerar los diferentes conceptos, por cuanto cada uno da diferentes estructuras y, por consiguiente, otras preferencias en el uso y la producción:

- Los costos promedios de producción por unidad de energía, constituyen efectivamente un indicador relativamente confiable y calculable para fines de comparación, a nivel de balances energéticos globales, pero no permiten en todos los casos juzgar sobre priorizaciones.

- En ciertos casos hay que aplicar el concepto de "costos marginales" para fines de comparación; estos son normalmente los costos para la unidad más cara, los cuales pueden exceder significativamente los costos promedio de un energético, y así cambiar la estructura del conjunto de opciones.

- Los costos de oportunidad permiten apreciar mejor el "valor real" de cada uno de los energéticos, por ejemplo, un TEP de derivados de petróleo tiene costos de producción de 80 US.\$ (en base de 8 US.\$/barril de crudo, más 4 US.\$ de procesamiento, etc, etc.); el costo de biogas es de 90 US.\$, lo que favorecería el uso de los primeros. En cambio, en el mercado internacional, por ejemplo: en 1986 se pagó 190 US.\$/TEP de petróleo; así, hubiera sido más ventajoso para el país utilizar biogas y exportar más petróleo.

- El costo para el consumidor (de los energéticos comerciales) no es sólo función de los precios por unidad de combustibles, sino también de la eficiencia del uso.

Para cocción, si la leña de reforestación cuesta 130 US.\$/TEP y la hidroelectricidad 700 US.\$ por la diferencia de eficiencia (0.1 contra 0.8) el TEP de energía útil en base de leña cuesta 1.300 US.\$ frente a 870 US.\$ de la electricidad.

Igual como sus costos de producción y utilización, también las inversiones inciden sobre futuras perspectivas de cada uno de los energéticos.

Si bien los costos de producción ya reflejan parcialmente el costo de inversión (a través de depreciaciones e intereses), las inversiones por sí solas constituyen un parámetro importante para la decisión en favor o en contra de uno y otro energético, ya que en algunos casos:

- Las inversiones iniciales por unidad son muy elevadas, no obstante sus costos de producción relativamente bajos, debido a una larga vida útil del proyecto (por ejemplo las energías de biomasa)

- El monto total de la inversión que requiere la iniciación de la explotación de una nueva

fuelle es muy alto, por la necesidad de contribuir la infraestructura (por ejemplo para el aprovechamiento del gas libre o del carbón mineral)

- El consumidor tiene que financiar las inversiones, lo cual puede poner serios obstáculos a la utilización de ciertas fuentes (por ejemplo la energía solar o la biomasa).

CAPITULO CUARTO

ENERGIA PARA EL AÑO 2.010

2. ESCENARIOS DE DESARROLLO SOCIO-ECONOMICO

Condición previa a la proyección de la demanda energética, es el conocimiento de la evolución del PIB. Para ello es necesario explorar las perspectivas del crecimiento económico.

- Determinantes del PIB

Históricamente, las fluctuaciones, en el crecimiento del PIB, se han debido, sobre todo, a las variaciones del valor de las exportaciones y de las transferencias netas de capital extranjero. Al momento, la economía nacional no cuenta con un sector que sostenga el desarrollo autónomo y que reduzca la importancia del sector externo.

Una de las variables que determinará el crecimiento del PIB, en el período 1988-2010, será el valor de las exportaciones petroleras y no petroleras.

Otra determinante del crecimiento económico es la política de pago de la deuda externa. Si el Ecuador adopta, a corto plazo, la política de asignar el pago de la deuda, una fracción de las exportaciones, tal fracción puede utilizarse como la segunda variable que afecta al crecimiento del PIB.

- Crecimiento del PIB

Se ha establecido, en forma normativa, dos tasas de crecimiento del PIB, como probable gama de variaciones en el período 1988-2010:

A: tasa del 4.5% anual

E: tasa del 3.3% anual

La tasa de crecimiento del 4.5% podría alcanzarse si cumplen las siguientes condiciones:

- a) Que las exportaciones no petroleras crecieran al 2% anual durante el período.
- b) Que las exportaciones petroleras sean las previstas por la unidad de Contratación petrolera de "Petroecuador" en su escenario "optimista".

c) Que la fracción de pago de la deuda pública sea del 15% de las exportaciones, en el periodo 1988-2010.

La tasa de crecimiento de 3.3%, podría resultar de las circunstancias que se anotan a continuación:

a) Que las exportaciones no petroleras crecieran al 2% anual

b) Que las exportaciones petroleras sean las previstas por la unidad de Contratación petrolera de "Petroecuador" en su escenario "moderado".

c) Que las fracciones de pago de la deuda pública sea del 15% en 1988, 10% desde 1989 hasta 1992 y 8% desde 1993 en adelante.

Para los dos escenarios se asumen precios del petróleo ecuatoriano de 16.5 dólares por barril en 1988 y de 26 dólares a partir del año 2.000.

- Proyección de la demanda de energía

La proyección de la demanda de energía ha sido elaborada mediante modelos de simulación, que permiten predecir la demanda final de energía, a partir de un conjunto de hipótesis sobre la evolución de la actividad económica, modos de vida de la población, y cambios tecnológicos de los equipos consumidores de energía.

- Principales parámetros para las proyecciones.

Escenarios macroeconómicos.

Para la previsión de la demanda energética se ha escogido escenarios macroeconómicos basados en el análisis de las perspectivas económicas.

Como se indicó el escenario A supone un crecimiento del 4.5% anual del PIB y el escenario E, el del 3.3%. La evolución de la estructura del PIB planteada en el modelo se presenta en el cuadro (4.1.).

CUADRO (4.1.)

ESTRUCTURA DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO POR SECTORES

ESCENARIO A

	1985	1987	1990	1995	2.000	2.005	2.010
PIB (10 sucres 1975)	164.258	163.913	187.052	233.101	290.486	361.998	431.116
Agricultura-pesca (%)	14,4	15,4	14,4	14,6	14,8	14,9	15,0
Construcción (%)	4,1	4,3	4,3	4,3	5,0	5,3	5,6
Industria (%)	18,5	19,6	19,0	19,5	19,7	20,0	20,0
Servicios (%)	48,3	51,2	48,4	48,6	48,8	49,0	50,0

ESCENARIO E

	1985	1987	1990	1995	2.000	2.005	2.010
PIB (10 sucres 1975)	164.258	163.913	187.991	218.993	255.108	297.179	346.188
Agricultura-pesca (%)	14,4	15,4	14,4	14,6	14,8	14,9	15,0
Construcción (%)	4,1	4,3	4,3	4,5	5,0	5,3	5,6
Industria (%)	18,5	19,6	10,0	19,5	19,7	20,0	20,0
Servicios (%)	48,3	51,2	48,4	48,6	48,8	49,0	50,0

† No incluye el sector energético.

El transporte está incluido en sector servicios.

- Escenarios energéticos

Para modelizar la evolución del sistema energético, en el escenario I), se asume la "ausencia" de políticas definidas de conservación energética y la "continuación" de las tendencias históricas. Para el escenario (II) se asume algunas medidas de política energética, tendientes a modificar la demanda y a conseguir un ahorro energético todo el periodo. Los dos escenarios económicos han sido combinados para obtener 4 alternativas.

ESCENARIOS PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA

ESCENARIOS	AI	AII	EI	EII
Conocimiento anual del PIB	4.5%	4.5%	3.3%	3.3%
Políticas de conservación	NO	SI	NO	SI

- Resultados

La evolución de la demanda final de energía, resultante de los cuatro escenarios establecidos, se presentan en los cuadros (4.2; 4.3) y el gráfico (4.1).

En el escenario, con el crecimiento económico del 4.5% sin conservación de energía, la demanda final total en el año 2010, será 2.37 veces la demanda de 1985.

Aplicando políticas de conservación energética, la demanda final será 2.14 veces con relación al año base (1985).

Para el escenario con crecimiento económico del 3.3%, para el año 2010, la demanda final total será de 1.91 veces la demanda de 1985, siempre que continúe el desarrollo espontáneo del sistema. Con políticas de conservación energética, la demanda final total será 1.72 veces con relación al año base (1985).

Estos resultados demuestran, a más de la influencia del crecimiento del PIB, en la evolución de la demanda, que es posible reducir la demanda final de energía en el año 2010,

entre el 9% y el 11% tomando medidas de conservación.

TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGIA
EN FUNCION DEL CRECIMIENTO DEL PIB

ESCENARIOS	TCA PIB	TCA Demanda final de energía	ELASTICIDAD Demanda/PIB
AI	4.5	3.5	0.78
AII	4.5	3.1	0.69
EI	3.3	2.6	0.79
EII	3.3	2.2	0.67

A más de la conocida relación entre el crecimiento del PIB y el de la demanda, las políticas de conservación energética permiten disminuir el determinismo del PIB sobre la demanda de energía, como se evidencia en el cuadro anterior, por la menor elasticidad de la demanda con respecto al PIB en los escenarios conservacionistas (II) en comparación a los de evolución espontánea (I).

2. LA TRANSICION DEL SISTEMA ENERGETICO Y LA POLITICA ENERGETICA

2.1 ANTECEDENTES

En términos globales, el país dispondrá de suficientes recursos energéticos propios para satisfacer los requerimientos energéticos del sistema socio-económico a largo plazo. Sin embargo, la evaluación técnico-económica tentativa, llevada a cabo en los capítulos anteriores, no permite dar respuesta sobre el camino realmente a tomar ni la manera en que habría que desarrollar la transformación del actual sistema energético hacia el sistema que requiere el país a mediano y largo plazo.

Es la política energética y las instituciones encargadas de relacionar y llevar adelante

esta política las que decidirán sobre una transición oportuna, eficiente y socialmente equilibrada y justa.

La política energética se manifiesta principalmente en tres niveles:

- El nivel del marco político básico
- El nivel legal.
- El nivel institucional-operativo.

El marco político general es el que tiene que definir los objetivos para el sistema energético dentro de las estrategias de desarrollo socio-económico. Por constituir parte del sistema socio-económico del país, el sistema energético no puede ser considerado independiente. El mismo tiene que someterse a los requerimientos que impone el camino de desarrollo elegido por la sociedad para satisfacer sus necesidades. El "consenso político" alcanzado en cuanto al tipo de desarrollo, tiene que reflejarse también en las metas políticas para el sistema energético. Ello significa, que la política energética no sólo es el manejo netamente técnico de los recursos disponibles, sino la búsqueda de una coherencia entre las metas energéticas y no energéticas, lo que requiere de un consenso entre los diferentes sectores vinculados directa o indirectamente con el sistema energético en cualquiera de las etapas de transición.

En este marco se definen cuestiones como:

- La importancia de la energía como tal o de ciertos energéticos para el desarrollo socio-económico (por ejemplo: exportación o consumo interno, electrificación).
- El rol de los precios de la energía.
- El marco organizacional-institucional (empresa privada versus control estatal).
- Funciones indirectas del sector de energía (por ejemplo: generación de divisas y de empleo, impulsar el progreso tecnológico nacional).

El marco legal, el cual establece las normas y reglamentos jurídicos para el funcionamiento

del sistema, puede entenderse como vínculo entre el marco político general y el nivel institucional-operativo.

El marco legal fundamentalmente debería ser expresión del marco político general, y así sustentar y facilitar los cambios necesarios del sistema energético o de partes del mismo. Sin embargo, por controversias sobre el marco político general, el marco legal frecuentemente no se ajusta a la dinámica que requeriría la transición adecuada del sistema.

El marco legal se refiere tanto al sector energético mismo, como productor de energía (constitución orgánica, financiamiento, obligaciones de suministrar ciertos energéticos, limitaciones de explotación, etc.), como a las modalidades del consumo, sea en forma directa (por ejemplo: manipuleo del nivel de actividad de un sector) o indirecta (por ejemplo: respecto a la eficiencia del uso).

El marco institucional-operativo comprende las estrategias a aplicarse dentro de los diferentes sectores que constituyen el sistema energético. Aún suponiendo que cada uno actúa dentro del marco político y legal, los factores como la organización interna, los instrumentos de planificación y ejecución, la capacidad de la gente que lo maneja, e incluso la coordinación entre los sectores, indican sobre el funcionamiento y desarrollo eficaz de los varios componentes del sistema.

Una de las cuestiones importantes en este marco, es el grado de centralización/descentralización de las decisiones y operaciones de un sector. Sin embargo, la conveniencia de un mayor o menor grado de centralización depende del caso. Por ejemplo, un mayor grado de centralización en la operación de una red eléctrica pública, da ventajas de eficiencia. Un sector consumidor, como es el de transporte, que se compone de una variedad de ramas con mayor grado de centralización, podría estar más fácilmente sujeto a una política energética coherente.

En cambio, los problemas energéticos rurales, requerirían de un esfuerzo de instituciones regionales para planificar, implementar y mantener sistemas energéticos más adecuados a este nivel.

De la amplia gama de metas y parámetros que tiene que manejar la política energética en las transiciones futuras, se escogen unos pocos para una breve evaluación: la conveniencia de exportación, el rol de los precios y el problema de la distribución equilibrada de la energía.

La transición que experimentó el sector en los años 70-80, fue acompañada por varios desequilibrios y deficiencias, de los cuales algunos resultaron costosos para el país. La consideración de estas experiencias para la planificación y la política energética, podría ayudar a solucionar problemas de las transiciones futuras.

2.2 LA EXPORTACION DE ENERGIA

Actualmente, la capacidad de exportación de petróleo se da como excedente de la capacidad de producción sobre el consumo interno. El aumento de la producción, además de ser necesario para satisfacer el creciente consumo interno, incrementa la capacidad de exportación. Esta estrategia sólo considera como límite los aspectos geológicos, más no el posible valor del energético a largo plazo, en vista de la disponibilidad limitada del recurso.

Una política a largo plazo se ve enfrentada con el conflicto entre la posibilidad de explotar el petróleo en tanto técnicamente sea posible para mantener un alto saldo exportable, o conservarlo para extender la vida del recurso, a fin de que pueda satisfacer por un tiempo más largo los requerimientos internos. En otras palabras: producir máximos ingresos actuales a costa de un abastecimiento probablemente más costoso en el futuro, como se mostró en los diferentes escenarios.

Económicamente, la decisión dependería sobre todo de la apreciación del futuro desarrollo de los precios del petróleo a nivel mundial. Si se estima que el precio por barril de petróleo continuará subiendo al ritmo de los años 70, principio de los 80, habría que dejar el petróleo, en tanto sea posible, en el suelo, para sacar mayor provecho en el futuro. Ninguna otra inversión que se hiciera en base del ingreso del barril exportado a precios del presente, podría dar el mismo rendimiento económico.

En realidad, las opciones a escoger son muy limitadas a mediano plazo:

- La tendencia alcista de los precios del petróleo paró a partir del año 1980; más bien hasta 1984, el precio del crudo ecuatoriano bajó en más de 20% comparado su precio más alto en 1980; parecería poco racional asumir que volvería a mediano plazo la tendencia de los años 70.
- Las posibilidades de sustituir el petróleo como fuente de divisas son limitadas a mediano plazo, lo que obliga al país a seguir exportando petróleo.
- Los ingresos del mismo petróleo son necesarios para financiar el proceso de transformación del sistema energético hacia fuentes renovables y nuevas que garanticen el abastecimiento energético adecuado en el futuro, una vez agotado el petróleo liviano.

El encontrar más reservas de las actualmente probables, le daría al país un margen más amplio de decisión para extender la vida útil del recurso, limitando la producción y exportación a favor de un futuro más lejano, permitiendo además una adaptación más flexible del sistema energético a las necesidades "post-petroleras".

Otro energético con posibilidades de exportación constituye la hidroelectricidad. Para realmente apreciar las ventajas de la exportación, hay que distinguir las siguientes opciones:

- La puesta a disposición de capacidad ociosa al país vecino; considerando la actual sobrecapacidad del sector, que resulta muy costosa para el país, esta opción podría

disminuir las pérdidas en costos de capital para la capacidad no utilizada. Sin embargo, esta opción solo tiene validez hasta que la demanda interna requiera la plena capacidad instalada, lo que permitiría una exportación sólo por cierto tiempo. Además esta actual sobrecapacidad resulta en gran parte de plantas térmicas, ya que casi no existe sobrecapacidad en la potencia hídrica con un crecimiento de un 7% anual de la demanda, en base de los proyectos hidroeléctricos ya terminados y en construcción, la capacidad de exportar hidroenergía estaría limitada a sólo pocos años, lo que pone en duda la factibilidad de esta opción para el potencial importador, considerando los altos costos de las líneas de transmisión.

- El incremento de capacidad, especialmente para fines de exportación; en vista del gran potencial de hidroenergía del país, esta opción parece ventajosa. Sin embargo, las altas inversiones requeridas constituyen un obstáculo grande para su realización; aparte de la generación de divisas, esta opción puede, además, bajar los costos de la energía eléctrica para el consumo interno, aprovechando la economía de escala en el diseño de los futuros proyectos hidroeléctricos.

2.3 EL ROL DE LOS PRECIOS

Los precios de la energía, además de servir para recuperar los costos de producción de cualquier energético, pueden jugar un papel importante en la política energética y en el manejo de la transición del sistema energético, e incluso en la política económica del país.

Por varias razones a veces se considera conveniente anular los mecanismos del mercado (donde oferta y demanda inciden sobre el precio). Por ejemplo para:

- Manejar la demanda en general, considerando que precios más elevados incentivan el uso más racional y métodos de conservación
- Incentivar el uso y/o la producción y distribución de ciertos energéticos en los casos

donde los costos o la disponibilidad, por si mismo, no logran alcanzar la estructura o demanda deseadas.

- Facilitar el uso básico de energía por razones sociales, subvencionando ciertos energéticos.
- Incentivar ciertas actividades económicas
- Controlar la inflación, congelando los precios de energía
- Generar ingresos para el estado mediante impuestos sobre el consumo de la energía, etc.

Es evidente que con una sola política (precios altos o precios bajos) no se logra cumplir con todos los objetivos. Más bien siguiendo una política considerada como ventajosa en una de las áreas, ésta tendría efectos negativos en otras, lo que exigiría nuevamente de un esquema sofisticado de medidas colaterales, tales como diferenciaciones de precios (por energéticos, por sector o por uso), o compensaciones financieras.

No obstante que los precios solo constituyen un parámetro, entre otros, de la política energética -y no se debería sobrevaluar su contribución para el mejoramiento de la eficiencia en el uso y para incentivar ciertos cambios estructurales en la oferta y el uso- no cabe duda que este parámetro influyó claramente en el desarrollo del sistema energético en los países industrializados, como consecuencia de la "crisis petrolera". Por ejemplo, en la Comunidad Europea produjo decrecimiento de la intensidad energética -energía/PIB-, crecimiento de la producción interna de energía primaria, decrecimiento del consumo de hidrocarburos, creciente proporción de gas y carbón.

En cambio una política de muy bajos precios no produce efectos significativos respecto al fomento de la economía o de sectores; más bien, da lugar a varias distorsiones en el uso de la energía (despilfarro, contrabando, etc.)

Gran parte del actual sistema energético del Ecuador está en manos, o controlado, por empresas estatales, por lo cual no requiere de incentivos a través de los precios

para cambios de los patrones de la producción de energía deseados para el futuro. Sin embargo, por existir paralelamente un sector privado de producción de energía (leña, bagazo, otras energías renovables, autogeneración de electricidad) -y en algunos casos-, de comercialización (más bien informal en regiones dispersas) habría que "armonizar" los precios entre ambos sectores para alcanzar los patrones pretendidos; tal sería, disminuir la actual predominancia del petróleo.

Para países exportadores de petróleo, el Banco Mundial recomienda, por ejemplo, fijar los precios al consumidor nacional en base de "costos de oportunidad". Esta fórmula asigna al petróleo de consumo interno el precio de exportación, considerando que éste sea el valor real de dicho energético.

Con la aplicación de este concepto, los precios de los energéticos dejan de reflejar los costos de producción, pero reflejarían, en cambio, otro fenómeno: el de la escasez relativa de este producto y la posible abundancia -a precios entonces más competitivos- de otras fuentes y de los atractivos de las medidas de conservación.

Sin embargo, la aplicación de este concepto tiene grandes incidencias a nivel macro-económico, sobre todo en tiempos con altos precios del petróleo a nivel mundial, por los efectos de la redistribución de ingresos: el Estado acumula a través de su empresa petrolera todo el diferencial entre costos y precios a costa de los consumidores, lo que posiblemente no resulta conveniente para aspectos de desarrollo global, sectorial y social.

2.4 EL ACCESO ADECUADO A LA ENERGÍA: EL PROBLEMA REGIONAL Y SOCIAL

Hace algún tiempo el Instituto Nacional de Energía, con el lema "Energía para todos", quería llamar publicitariamente la atención sobre que, no obstante los enormes recursos de energía de que dispone el país, todavía existen amplios sectores de la sociedad que carecen de este servicio elemental: regiones aisladas de la infraestructura de distribución del sector de energía pública; regiones en que cada día desaparecen más y más

los recursos forestales; estratos sociales que no poseen el poder económico de abastecerse de energía comerciales.

Si bien los recursos energéticos del país permiten de varias maneras satisfacer la demanda aparente de energía a largo plazo, el desequilibrio regional y social que ya existe, y que está por agravarse aún más, requiere de medidas específicas.

Los problemas radican sobre todo en que:

- Los costos de transporte por unidad de energía suben sensiblemente en la medida en que el consumidor vive en regiones más apartadas de los centros de producción y con baja densidad poblacional (por ejemplo: mientras el precio oficial del kéréx era de 14 sucres por galón, en San Lorenzo se lo vendía en 45 sucres).
- La población rural, que en gran parte vive de una economía de subsistencia, no dispone de ingresos "en efectivo" para comprar los energéticos comerciales.
- Ciertas actividades económicas y sociales requieren de un servicio energético específico, que sólo proporciona la electricidad, por lo cual la inversión de transmisión a las zonas remotas y de baja densidad poblacional es altísima.

En el pasado, mediante subvenciones del precio de los energéticos de "consumo popular" se ha tratado de facilitar el acceso de energía comercial a los sectores de escasos ingresos (kéréx, gasolina "regular" de bajo octanaje, electricidad para el consumo marginal). Con estas medidas se amortiguó el problema en las regiones urbanas, más no en las regiones rurales, ya que dichas medidas además causaron grandes distorsiones en el uso de la energía subvencionada.

En vista de los altos costos, tanto de inversiones para la infraestructura de transporte de energía hacia zonas dispersas, como para la subvención indiscriminada de ciertos energéticos, habrá que desarrollar e implantar soluciones de servicio energético, que tengan las siguientes características:

- Producción cerca del lugar de consumo y por los consumidores mismos, para disminuir los costos de transporte e integrar la producción en los esquemas de la subsistencia.
- Mejorar la eficiencia de los medios de transformación final de energía (sobre todo en las cocinas), para reducir la necesidad de energía final para el mismo servicio de energía (energía útil).
- Diferenciar los energéticos subvencionales de tal manera, que realmente sólo los sectores necesitados puedan aprovecharlos.

Algunos proyectos y medidas, que parcialmente ya se han venido desarrollando, pueden cumplir con estos objetivos, tales como:

a) Mini y microcentrales hidroeléctricas y plantas fotovoltaicas pequeñas, para abastecer poblaciones o instituciones aisladas con un servicio mínimo de electricidad.

El concepto de una difusión masiva de microcentrales con tecnología nacional, ha sido propugnado por el Instituto Nacional de Energía, señalando costos mucho más bajos que con la integración convencional de partes del sector rural a la red eléctrica pública.

Plantas fotovoltaicas para suministrar energía eléctrica a hospitales, para fines de refrigeración indispensable de ciertas medicinas, entre otros usos.

b) Biodigestores rurales. Con estos productores de energía, se puede cumplir con varios de los objetivos arriba mencionados: son aptos para producir energía en regiones remotas y pueden ser manejados por los consumidores mismos; la inversión inicial, el mayor obstáculo para su implantación, podría ser subvencionada directamente, sin el problema que las subvenciones llegaran a sectores no necesitados.

c) Plantaciones energéticas. Comparadas con forestaciones o reforestaciones a gran escala, las pequeñas plantaciones de árboles para fines energéticos en terrenos comunitarios o propios de los campesinos, no aptos para otros cultivos y cuidadas por los consumidores mismo de la leña, pueden producir energéticos menos costosos, y no comercial.

d) Fogones mejorados para leña. Mientras las cocinas rurales tradicionales (fuegos abiertos de 3 piedras o construcciones similares) sólo tienen una eficiencia de un 10% de promedio, con los fogones mejorados se alcanza hasta un 30%, aprovechando más el calor del fuego, mediante mejor conducción, radiación y convección. Estos sistemas permiten reducir el consumo de leña hasta un 60 o 70%. El tipo de fogón mejorado, que se empezó a difundir a través del Instituto Nacional de Energía, es barato y fácil de construir.

e) El fomento de la producción y comercialización de energéticos de uso específico para cocción, para hogares de menores ingresos. Mientras los combustibles actualmente subvencionados son utilizados tanto en sectores de mayores ingresos (gas licuado), como en sectores no residenciales (kérex, gasolina, "regular") con la consecuente mala utilización de estas subvenciones, energéticos como el carbón vegetal o briquetas en base a desechos forestales o agrícolas, comercializados a precios favorables (posiblemente subvencionados), podrían solucionar problemas de acceso a la energía de una gran parte de la población, y a menor costo para el Estado.

El fomento de estas alternativas, además de contribuir a solucionar problemas energéticos de la población marginada, al mismo tiempo fortalece la participación de energías renovables dentro de la oferta de energía del futuro y a frenar la deforestación en algunas regiones críticas.

De igual manera, como se establecen programas de exploración/explotación de petróleo, de refinación, de electrificación, habría que implantar programas coherentes a nivel nacional para el fomento de estas alternativas dedicados a:

- . Evaluar los problemas y recursos regionales específicos;
- . Investigar las técnicas bajo las condiciones locales y adaptarlas; y,
- . Difundir técnicas y conceptos para distintas regiones y sectores sociales.

Considerando el ahorro significativo que representaría evitar las distorsiones derivadas de

los tradicionales esquemas de subvenciones, las ventajas sociales y ambientales, la creación de fondos adecuados y de instituciones regionales tendientes a llevar a cabo estos programas, parecen bien justificados.

CAPITULO QUINTO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En los capítulos anteriores, se demuestra, como los problemas del sector energético inciden directamente en la economía general del país. En el desarrollo del presente capítulo, se tratará de centralizar los problemas del sector energético como conclusiones de lo visto anteriormente.

5.1.1 Hidrocarburos

Caída de los precios mundiales del petróleo y de los precios reales internos de los hidrocarburos

La caída de los precios del petróleo a fines de 1985 causó un sinnúmero de problemas. En primer lugar, la balanza de pagos fue drásticamente afectada, ya que el valor de las exportaciones de petróleo y sus derivados cayó de US.\$ 1927 millones en 1986 y a US.\$ 817 millones en 1987. Aún cuando los precios se recuperaron ligeramente en 1987, el terremoto de marzo de este año interrumpió las exportaciones de petróleo que fueron parcialmente compensadas con préstamos en petróleo por parte de Venezuela y Nigeria.

Otro efecto negativo importante de la caída de los precios mundiales del petróleo y de la suspensión de las exportaciones de este producto, se dio en los ingresos del sector público. La participación de los ingresos petroleros en el total de los ingresos públicos cayó del 52.6%, en 1985, al 41.5% y al 31.7% durante los años 1986 y 1987, respectivamente.

Al mismo tiempo, los precios internos de los derivados descendieron vertiginosamente a causa de la inflación interna y de la depreciación del sucre. Los precios de los derivados del petróleo en el Ecuador son, sustancialmente inferiores a los precios internacionales (33% del precio CIF más los costos de transporte y distribución, en 1988). Entre 1981 y 1987, esta relación aumentó del 21% al 46%, debido exclusivamente al descenso del precio del petróleo en el mercado internacional. Esto se debe a que, por una parte, los precios de los derivados se basan en costos históricos conforme a la Ley de Hidrocarburos, por lo

que, el precio interno del petróleo crudo, apenas alcanza un 50% del precio internacional, y, por otra, a que no se han efectuado los reajustes periódicos necesarios en una situación inflacionaria. A pesar que los precios de los derivados del petróleo se han elevado en cuatro ocasiones durante la década 80, se han mantenido a un nivel bajo respecto de los precios internacionales, situándose a la fecha entre los más baratos de América Latina y del mundo.

Es así como en 1988 el precio promedio ponderado, en términos reales, de los derivados del petróleo, se han reducido en una tercera parte, desde 58 sucres/balón en 1987, a 39 sucres/galón en 1988, por la inflación de estos años, estimada en el 50 por ciento (en sucres de 1987). Como resultado de esta coyuntura particularmente desfavorable, el consumo interno crece, la producción se ubica en un nivel que no será superado significativamente en el corto plazo.

El nivel promedio de los precios de los derivados del petróleo en el Ecuador, en dólares de 1987, ha fluctuado durante la presente década entre 10 y 12 dólares/barril. Debido a la ausencia de reajustes, los precios descendieron a partir del año 1984 alcanzado en 1988 a US.\$ 8.1/barril el nivel más bajo de la década con excepción del año 1980.

En cuanto a los precios individuales de los derivados a excepción del precio de la gasolina extra que en abril de 1987 alcanza su nivel internacional han permanecido subvencionados entre 1980 y 1988. EL GLP ha perdido en el periodo un 53% de valor, pasando a ser del derivado más caro al más subvencionado. El precio de diesel carburante hasta mediados de la década fue inferior al precio promedio en ese periodo y en la actualidad no representa sino un 60% del precio de la gasolina extra, originando una grave distorsión, que se agudiza si se considera que este producto tendrá problemas de oferta en el corto plazo. El precio del fuel-oil se ha mantenido en un 60% del precio promedio durante el periodo.

Los niveles de precios de los derivados vigentes en el Ecuador han dado origen a ingentes pérdidas, por el tráfico ilícito de combustibles (estimado por el INE, en el 10% del consumo o aproximadamente unos 8.000-10.000 barriles diarios). A julio de 1988 los precios de la gasolina extra y del diesel equivalen a una cuarta parte de los de Colombia. El monto del subsidio (incluyendo lucro cesante) de los precios de los derivados en el Ecuador, calculando con relación al costo de oportunidad, manteniendo la estructura de márgenes de utilidad de la Ley de Hidrocarburos, alcanzaría el valor estimado de US.\$ 620 millones en 1988.

La principal limitante de la política de precios de los derivados en el Ecuador se origina en la interpretación de la Ley de Hidrocarburos, según la cual éstos únicamente deben cubrir los costos históricos y una utilidad razonable, no definida, lo cual impide considerar otros conceptos costos, tales como: costo de reemplazo del barril consumido, margen de agotamiento de las reservas y costo de oportunidad.

Reservas, nivel de producción, demanda interna y saldos exprotables

En junio de 1988, la producción promedio fue de 307 mil-barriles por día de petróleo crudo, mientras el consumo diario (incluido el contrabando) alcanzaba una cifra de 107 mil BPD y dejaba un excedente exportable de aproximadamente 200 mil BPD.

- Reservas

La industria petrolera del país se apoya en una frágil estructura de reservas, si se consideran las necesidades presentes y futuras de este recurso no renovable. La tendencia de las reservas probadas ha sido descendente, al bajar de 1500 MMB en 1972 a 1023 MMB en 1979, y a 882 MMB en 1983. En el periodo 1984-1987, se aprecia una modesta aunque paulatina mejora (1083 MMB), debido especialmente a que el comportamiento de los dos más importantes campos del Oriente, Shushufindi-Aguarico y Sacha, resultó ser mejor de lo esperado.

Evidencia de ello es la represurización que experimentaron los yacimientos durante el cierre de los pozos, luego del terremoto de marzo de 1987, a causa de la acción del empuje natural del agua de formación. Concomitantemente, la relación reservas/producción disminuyó de 55 años en 1972, a 15 años en 1979, a 11 años en 1983 y a 9.6 años, en 1987. Desde 1972 a 1987 el Oriente produjo 1186 MMB de petróleo. Las reservas de gas natural asociado se estiman en 270.000 MMPC.

Las cifras de las reservas probadas oficiales han sido incrementadas en forma sustancial, de 882 MMB en 1983 a 1557 MMB en 1987, aduciendo cambios en el factor de recuperación de los dos principales campos antes indicados, por haberse iniciado proyectos de inyección de agua en las arenas "U" y "T" de la formación Napo. Este criterio no tiene suficiente sustento técnico, ya que difícilmente podría hablarse de recuperación secundaria en yacimientos sujetos a un activo empuje hidrostático natural.

Según la DNH, las reservas añadidas por el descubrimiento de nuevos campos en el periodo 1972-1987 son de 378 MMB, frente a una producción acumulada de 1186 MMB. Esto hace suponer que la posibilidad de descubrimientos importantes va disminuyendo aparentemente, y las inversiones exploratorias devendrán más costosas, al localizarse en zonas más profundas, más alejadas de la infraestructura y en condiciones geológicas menos conocidas.

El costo de reposición de un nuevo barril en el nor-oriente se estima en 7.5 US.\$/bbl; aumenta a 10.2 US.\$/bb en el centro oriente y a 13.7 US.\$/bbl en el sur oriente; frente a un precio de venta de 12.7 US.\$/bbl para fines de junio de 1988.

Para suplir la deficiencia de reservas, desde inicios de la década se implementaron reformas legales y tributarias para atraer a compañías internacionales. Desde 1986 estas empresas iniciaron una intensa campaña exploratoria -se han suscrito 13 contratos de prestación de servicios- con un compromiso de inversión de 400 millones de dólares, que incluye la realización de 20 mil km. de líneas sísmicas y unos 50 pozos exploratorios hasta

1992.

Nueve de los 12 pozos perforados por estas compañías han encontrado hidrocarburos. La DNH estima los hallazgos, por cierto modestos, en 20 MMB probados y en 115 MMB de reservas probables. Es evidente que buena parte del futuro petrolero del Ecuador a corto y mediano plazo, así como la capacidad de financiamiento de Petroecuador para la exploración, dependerá de los resultados de esta campaña exploratoria.

Según las proyecciones esperadas para este estudio, el país extraería cerca de 1150 MMB hasta el año 2.000. Reemplazar estas reservas requeriría de un intenso esfuerzo exploratorio en que es indispensable la participación de empresas internacionales (para complementar las actividades de Petroecuador más aún si se considera que el descubrimiento de nuevos campos a futuro tendría que triplicar la tendencia histórica). Asimismo, tendrán que hacerse inversiones crecientes en el desarrollo de campos y en la optimización de la extracción del petróleo, a fin de recuperar las reservas probables del orden de 670 MMB.

Respecto al gas natural seco, el Campo Amistad, situado al suroeste de la isla Puná del Golfo Guayaquil es el único descubierto. La complejidad geológica y tectónica del área, además de la limitada información, han sido las razones para originar incertidumbre y diversidad de cifras de reservas. Según un reciente estudio (abril/88), elaborado por una Comisión INE-CEPE-DNH, con una asistencia de la Comunidad Económica Europea, se estimaron como probadas 160 mil MMPC. Este volumen no es suficiente para asegurar la rentabilidad del campo, que requeriría un mínimo de 365 mil MMPC, o sea una producción de 50 MMPCD para 20 años.

De existir reservas necesarias, se estima que al momento hay un mercado en la zona industrial de Guayaquil para 38 MMPCD, de los cuales 22 millones serían para reemplazar el fuel-oil en la industria y 16 millones en termoelectricidad. La utilización térmica

aumentaría a 42 MMPCD en 1992 y a 48 MMPCD en el año 2000. Otros mercados potenciales serían las refinerías de la península (4.7 MMPCD) y las industrias de las zonas de Chanduy y Posorja (8-14 MMPCD) no se ha considerado la utilización de gas en proyectos industriales (fertilizantes, siderúrgica) por falta de justificación económica. En resumen, hay un importante mercado potencial de gas natural en Guayaquil y en la península de Santa Elena.

- Producción de petróleo

La producción (1988) de petróleo de 307 mil b/d y se aproxima a los niveles históricos más altos y a la capacidad operativa máxima del oleoducto transecuatoriano, la cual es de 320 MBPD. De existir descubrimientos importantes en el futuro, la producción podría extraerse a través del ramal a Colombia, con capacidad actual de operación de 50 MBPD, y que con pequeñas inversiones podría expandirse a 70 MBPD. El análisis anterior sugiere que no sería necesario ampliar la capacidad del oleoducto transecuatoriano, en razón de que la producción máxima que se esperaría en el escenario optimista, de 347 MBPD en 1984, sería inferior a la capacidad combinada de los oleoductos ecuatoriano y colombiano.

El creciente aumento de la producción que ha experimentado el Ecuador en los últimos años no guarda relación con el reducido descubrimiento de nuevas reservas. Gran parte de la producción del país continúa dependiendo de los campos Sacha y Shushufindi, que hasta el momento han aportado con el 74% de la producción del Consorcio CEPE-TEXACO, que a su vez contribuye con el 78.3% de la producción nacional.

A corto plazo el Ecuador habrá alcanzado sus niveles máximos de producción, a no ser que se den descubrimientos sustanciales de nuevas reservas. Los pronósticos más probables son que la producción irá decreciendo en forma constante hasta el año 2000, cuando llegaría a 145 MBPD.

Según las previsiones de demanda de PETROECUADOR y considerando el escenario medio de descubrimiento de nuevas reservas petroleras del Estudio, el Ecuador se convertiría en

importador de petróleo hacia el año 2002 hasta el año 2007, bajo las condiciones del escenario optimista de descubrimiento de reservas.

La producción futura provendrá de campos cada vez más distantes y dispersos, con el correspondiente aumento de inversiones y costos. Se ha considerado que Petroecuador incorporará el próximo año los campos de Coca, Payamino, Paraíso, Tiguino y Pucuna.

5.1.2 Electricidad

Introducción general al subsector

Recapitulando los principales datos sobre el subsector eléctrico, cabe destacar que en 1987 el sistema presentó una demanda de punta de 1020 MW y un consumo de 4211 GWh. Para atender este consumo el sistema generó 5345 GWh, de los cuales el 85% es de origen hidroeléctrico y 15% de origen térmico. Las pérdidas totales (transmisión/distribución) representaron el 21.2% de la generación, lo que denota graves problemas de pérdidas y la necesidad de identificar sus causas y establecer programas de reducción de las mismas. Para atender el consumo, el sistema dispone de una potencia total instalada de 1.764 MW, equivalente a una potencia total efectiva (o garantizada), a bornes de generadores, de 1444 MW, de los cuales 763 MW son hidroeléctricos y 681 MW térmicos.

La información disponible para el periodo enero-mayo de 1988 denota una disminución importante en la tasa histórica de crecimiento de consumo del 8%, hasta un valor promedio anual (estimado) de sólo 3.5%. En el mismo periodo, la demanda máxima alcanzó a 983 MW, o que indicó una demanda máxima (en diciembre de 1988) de 1070 MW. La potencia efectiva ofrece un amplio margen de reserva para cubrir las necesidades de la demanda 1988. Al final de diciembre de 1987, el sistema tenía 1'181.100 abonados, y se estimaba en 63.5% el porcentaje de cobertura de la población servida.

Los problemas que afectan al subsector eléctrico son variados y lo colocan en una situación económico-financiera muy difícil que exige la toma de medidas urgentes a corto plazo y la

preparación simultánea de programas de recuperación a mediano y largo plazo. En orden decreciente de importancia, los problemas pueden ser agrupados de la siguiente forma:

- a) Nivel tarifario muy bajo y estructura tarifaria desajustada, que no propicia una utilización racional y equilibrada de energía. Medidas gubernamentales insuficientes.
- b) Situación financiera del subsector y sobre todo de INECEL deteriorada, con una degradación progresiva y acelerada en los últimos años.
- c) Problemas técnicos graves en la mayor planta hidroeléctrica (Paute): incertidumbre sobre los costos y la eficiencia de las medidas propuestas, potenciales implicaciones no cuantificadas sobre otros proyectos hidroeléctricos en construcción (Paute, fase C) o en estudio (Sopladora).
- d) Plan de expansión excesivo (en relación a la demanda prevista), desfinanciado y con necesidad de revisión. Dificultades en la comparación de alternativas de revisión por distinto nivel de detalle en los estudios de los proyectos de generación.
- e) Deficiencia en la organización, funcionamiento y gestión del subsector. Insuficiente coordinación entre INECEL y empresas. Marco legal inadecuado.

Tarifas de electricidad

- Objetivos

La política tarifaria es probablemente el problema más delicado del subsector eléctrico, con un impacto directo en sus ingresos y en su capacidad de financiar los planes de expansión. El análisis de las tarifas en Ecuador tiene que hacerse con criterios contables, mientras no se establezcan los lineamientos generales de los costos marginales a largo plazo, que permitan estructurar los pliegos tarifarios de acuerdo a estos costos.

La Ley Básica de Electrificación determina que corresponde al Directorio de INECEL aprobar

las tarifas que deberán ser aplicadas por las empresas de operación y mantenimiento, las cuentas de depreciación, y lograr una razonable rentabilidad. El reglamento para la fijación de tarifas estipula necesidad de una rentabilidad anual que permita una "adecuada" contribución a la inversión, cuyo porcentaje es determinado anualmente para cada empresa por el Directorio de INECEL.

En la práctica, el estado nunca ha diseñado una política tarifaria coherente con lo establecido en los textos legales, frenando los ajustes o incrementos indispensables para una situación económica-financiera sana del sector. De allí que las tarifas, desde por lo menos 1980, no han cubierto el costo de explotación, menos aún han contribuido para el autofinanciamiento de la expansión. El proceso culminó con la reciente suspensión de los incrementos mensuales de 2% y 3% a partir de julio de 1988.

Situación financiera

- Evolución del subsector

La situación financiera del subsector eléctrico y sobre todo de INECEL se ha degradado progresiva y aceleradamente desde el inicio de los años 80. Las causas principales son las siguientes:

- a) Elevado nivel de inversión en nuevos proyectos hidroeléctricos (Paute A B, Agoyán, Paute C).
- b) Tarifas deprimidas.
- c) Disminución de los fondos asignados al subsector provenientes de regalías petroleras.
- d) Creciente endeudamiento externo.
- e) Aumento de la cartera vencida de empresas distribuidoras a INECEL, principalmente ENELEC.
- f) Incremento de los costos por inflación y por la devaluación monetaria.

- Regalías petroleras

Una de las principales fuentes de financiamiento del sector es la asignación, por parte del Estado, de fondos provenientes de la exportación petrolera. Estos aportes han ido disminuyendo, no sólo por la caída de los precios de petróleo y la suspensión de la producción en 1987, sino principalmente por la congelación de la tasa de cambio a S/ 66.50 por dólar desde 1983; en tanto que la tasa de cambio para el servicio de la deuda y pago de la componente importada de los proyectos en construcción, se mantuvo a valores oficiales. Las rentas petroleras pasaron de 6165 millones de sucres a 2.639 millones de sucres entre 1982 y 1987.

Problemas técnicos

- Sedimentación del Embalse Amaluza (Paute)

En el campo técnico, el principal problema es la sedimentación del embalse Amaluza, que amenaza las fases A y B de la Central Paute, y que servirá también a la fase C con una potencia total instalada de 1000 MW. El problema se agrava por el diferimiento de la construcción del proyecto Paute-Mazar aguas arriba, una de cuyas finalidades es detener los materiales de arrastre del río. La magnitud de la carga financiera que la construcción con un proyecto, como el mencionado, impondría en la ya deteriorada situación de INECEL hace imperiosa la búsqueda de soluciones alternativas al proyecto Mazar.

Con la postergación de la construcción de Mazar, la solución del problema de sedimentos en el embalse Amaluza se agudizó. La alternativa escogida consiste en el dragado profundo, dragado aguas arriba de la parte baja del embalse. El problema presenta todavía muchas incertidumbres, pues la solución a través de las dos etapas de dragado, tanto profundo - todavía experimental- como convencional (aguas arriba, entre 2 y 5 km. de la presa) puede causar costos muy significativos a la operación.

No hay estimaciones exactas del costo del dragado de Amaluza, pero las cifras mencionadas

hasta el momento oscilan entre US.\$ 2 y US.\$ 6 por m³ de sedimento. Como se estima el volumen de dragado anual en cerca de 3 millones de m³, eso significaría costos anuales de dragado entre 6 y 18 millones de dólares. Los costos de equipamiento estimados para la primera fase (dragado profundo) son de 12 millones de dólares.

- Pérdida de energía

Las pérdidas de energía en los sistemas de subtransmisión y distribución situándose, en los últimos años, en un promedio del 17-18% de la energía disponible, en las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional. A nivel individual, hay variaciones muy marcadas de pérdidas entre empresas, aunque las estadísticas no ofrezcan mucha confiabilidad para algunas de ellas, que presentan cambios inexplicables de gran magnitud entre dos años consecutivos, lo que se podría deber más bien a deficiencia de medición y cálculo. Sin embargo, mientras los centros de Quito y Guayaquil, que constituyen el 65% del mercado total, tienen pérdidas del orden del 16-17%, existen empresas regionales con pérdidas superiores al 30%. Este alto nivel de pérdidas puede ser causado no sólo por redes de distribución antiguas, en los centros poblados, y por sistemas de subtransmisión inadecuadas (sobrecargados), sino también posiblemente por usuarios sin medidor, por mediciones deficientes o por fraudes (contrabandos). Por otro lado, el mejor valor porcentual de pérdidas en Quito y Guayaquil se explica por una generación interna importante, a nivel de la red de media tensión, lo que contribuye a reducir las pérdidas totales.

En los sistemas de distribución, las inversiones aparentemente prioritarias (con mayor contribución a la reducción de pérdidas) estarían en Guayaquil, porque EMELC ha reducido sus inversiones al mínimo desde hace varios años, probablemente por la terminación de su concesión en 1985. Una definición detallada y actualizada de los estudios y programas de inversión que este sistema requiera, necesitaría previamente de una determinación del esquema institucional para el futuro del área de EMELEC.

- Operación del Sistema Interconectado

La operación del sistema de generación, considerando este como la suma de la generación de INECEL y a la de las empresas, no está optimizada. Eso lleva a la operación de centrales térmicas ineficientes en lugar de las más eficientes, e incluso, esporádicamente, a la operación de centrales térmicas con descargas de agua en centrales hidráulicas. El principal problema reside en que las centrales térmicas de EMELEC son las más ineficientes del sistema. El rendimiento de estas plantas es del orden de 9.93 KWh/galón mientras que las de Empresa Eléctrica Quito producen cerca de 14.9 KWh/galón y las de INECEL cerca de 13.3 KWh/galón (sin Esmeraldas).

5.1.3 Conservación y fuentes renovables de energía

La aplicación de medidas de conservación de energía y el desarrollo de las fuentes renovables de energía, como parte integral de la política energética, podría contribuir a solucionar los problemas más apremiantes del sector.

Déficits energéticos en áreas rurales

Cocción de alimentos. La leña y la biomasa constituyen los principales energéticos utilizados en cocción en las áreas rurales del país (68% de la respectiva energía final), y predominan en los hogares de bajos ingresos económicos. La mayoría de los usuarios recolectan leña sin desembolso económico. Dadas las desiguales distribuciones del recurso forestal y de la población del país, se encuentran déficits entre los requerimientos energéticos de leña, y la producción anual de los bosques, en las provincias centrales (Chimborazo, Tungurahua, Cotopaxi y Bolívar) y en Loja. Esta situación provoca una deforestación acelerada de las mencionadas provincias, con secuelas erosivas y escases de la energía para cocción, particularmente en los hogares más pobres.

Una alternativa económica podría ser la utilización de estufas más eficientes (como la

desarrollada por el INE, con la concurrencia de la GTZ, que incrementa la eficiencia por un factor de 2.2) y la reforestación, como lo que se viene haciendo con el "Plan Bosque".

Energía eléctrica en áreas rurales

Mientras en las áreas urbanas el servicio eléctrico es prácticamente universal, en las rurales apenas cubre el 42% de los hogares (1988). Sería posible descentralizar el sistema eléctrico aprovechando los recursos hidráulicos del país (mediante minicentrales próximas a los puntos de demanda) y utilizando equipo de fabricación nacional. La minicentral hidráulica en ciertos casos es muy económica que una extensión de la red eléctrica. Para servicios esenciales que requieren poca energía, como comunicaciones y salud, la energía fotovoltaica podría ser una opción en ausencia de los recursos energéticos antes citados. Los costos de ésta por unidad de energía útil son de 1.1 US.\$/KWh en comunicaciones, y el doble en salud.

Comodidad interior en las residenciales rurales

La aplicación de la energía solar pasiva, como se ha demostrado en varios proyectos del INE, tanto para clima frío como para cálido-húmedo, permite mejorar notablemente las condiciones de comodidad interior, sin consumo energético convencional y con muy poco incremento en los costos de construcción.

Obstáculos del desarrollo de fuentes de energía nuevas y renovables

Hay obstáculos legales, institucionales y financieros para el desarrollo de las fuentes nuevas y renovables de energía. Estos pueden impedir el aprovechamiento de las energías localmente disponibles (hidráulica, biomasa, solar, eólica, geotérmica, etc.) y la adaptación de suministros a los usos finales. Estos obstáculos, reforzados por los precios subsidiados de los energéticos convencionales, han conducido a un sistema

energético centralizado y poco diversificado en cuanto a sus fuentes primarias (hidrocarburos, biomasa e hidroelectricidad) volviéndolo por tanto más vulnerable. La falta de opciones alternativas del usuario, en cuanto a la energía final, ha provocado un uso de formas de energía de calidad superior a los requerimientos finales. A continuación se examinan estas situaciones por sectores de consumo.

- Residencial

La problemática residencial rural fue ya examinada. En cuanto a la urbana, ésta es la mayor consumidora de energía eléctrica, por lo cual los hábitos de consumo afectan considerablemente a la curva de carga y a la demanda eléctrica máxima. Estudios realizados indican que hay la tendencia de los estratos económicos medio y alto a utilizar electricidad, por la comodidad que ofrece, en usos térmicos y en las cuales otras fuentes de energía serían más eficientes.

- Industria

La industria consume el 17% (1988) del consumo final de energía; su mayor concentración y forma de organización facilita la aplicación de conservación de energía. Auditorías energéticas del INE muestran un potencial de ahorro del 13% con los precios de mercado interno (1987). Con establecimiento de precios más realistas, la conservación de energía se pondría rentable y merecería un apoyo especial por parte del Gobierno y del INE.

- Transporte

Este es el principal consumidor de productos petroleros. El transporte terrestre es el mayor consumidor de energía del sector (70%), y dentro de éste, el de carga, seguido del transporte liviano y luego del transporte público de pasajeros. Mayor potencial de ahorro específico ofrece el de carga (48%) y el de buses (urbanos 46%), a través de empleo de motores a diesel, mejoramiento del mantenimiento y del factor de ocupación (sobre todo en

el de carga) y mayor tamaño de las unidades. En cuanto a los vehículos livianos, el ahorro estimado para el año 2000, de un 19% específico, proviene de una mejor eficiencia y menor tamaño de las unidades. En el transporte marítimo, el consumo se triplicó entre 1979 y 1984, esto podría también indicar comercio ilícito de combustibles, por lo que se presume hay un importante potencial de ahorro.

Deforestación y deterioro ecológico

El país sufre un grave proceso de deforestación; las estimaciones del "Plan Bosque" son de 300 mil ha/año. El consumo energético representaría un 11% de esa cifra, de manera que a escala nacional no tendría mayor responsabilidad. Sin embargo, se mencionó que en 5 provincias, los consumos de leña superan el crecimiento de los bosques, lo que provoca en aquellas un acelerada deforestación causada por el uso energético de la leña. La deforestación trae secuelas de erosión y destrucción de suelos, lo cual amerita una política efectiva de protección ambiental, particularmente en las zonas más frágiles, y cuyo componente importante es un agresivo programa de reforestación (Plan Bosque), complementando por una difusión de estufas eficientes y la sustitución de combustibles en las áreas críticas.

5.2 RECOMENDACIONES

5.2.1 Hidrocarburos

Medidas para el subsector

A causa de las características de la planificación del sector petrolero que no dispone de un enfoque a largo plazo y de las decisiones inmediatas que deben ponerse en marcha, a continuación se presentan únicamente las recomendaciones a corto plazo.

- Precios internos de los derivados del petróleo

Ajustar los precios de los derivados, tomando en consideración el costo de reemplazo del petróleo crudo en lugar del costo histórico, las depreciaciones y amortizaciones calculadas con relación al valor revalorizado de los activos para las fases de transporte, refinación y distribución de los derivados y un "margen de utilidad" de rentabilidad real de las inversiones en dichas fases. Para este efecto se recomienda una inmediata revisión de los sistemas contables y financieros de PETROECUADOR que permita determinar el valor de los activos revalorizados.

- Determinar una nueva estructura de los precios de los derivados, en la cual el precio del diesel carburante se acerque al de la gasolina extra y el gas licuado de petróleo (GLP) al precio promedio. El kerosene doméstico debe tener un precio inferior al GLP, para incentivar su consumo en áreas rurales, mediante un sistema de comercialización al detal (bidones de 5 galones).

- Aspectos técnicos

1) Para asegurar valores confiables de reservas probadas y de proyecciones de producción, sería recomendable la conformación de un grupo interinstitucional de especialistas imparciales para que realicen la simulación y el seguimiento del comportamiento de los yacimientos de los diferentes campos petroleros. Para ello se utilizarían las facilidades de computación disponibles en el país, y en la fase inicial, se contratarían los programas y el asesoramiento técnico del exterior.

2) Debe darse especial énfasis a la extracción de petróleos medios, de 15 y 25 grados API, aprovechando la presencia de crudos más livianos, ya que es probablemente la única alternativa que permitiría la extracción y el transporte de estos crudos.

3) Debe continuarse con el estudio y evaluación de los crudos pesados (API de 8-15f) en los campos de Pungarayacu, Oglan, etc. por la importancia de sus reservas.

4) Actualizar las tasas de producción de los antiguos campos del Consorcio, ya que algunas

de las tasas oficiales de producción no han sido modificadas desde 1978 y no se ajustan a las condiciones actuales de los yacimientos.

5) En razón del alto riesgo, la exploración en la zona del Campo Amistad y otras áreas costa afuera deberán dejarse para inversionistas del exterior.

6) Reevaluar el proyecto de rehabilitación de los campos de la península de Santa Elena a la luz de las condiciones económicas actuales.

5.2.2 Energía Eléctrica

Medidas para el subsector eléctrico

La situación actual sólo puede ser solucionada por la implementación de un conjunto consistente en medidas, algunas de las cuales deben tomar a muy corto plazo y otras a través de programas a mediano plazo. A continuación se presenta un resumen de las medidas recomendadas para el Subsector Electricidad.

Plan de expansión

Reducción de inversiones, con las siguientes consideraciones:

- a) Diferimiento del proyecto Paute-Mazar, y en su reemplazo considerar una central térmica a vapor de 125 Mw para 1996 o 1997.
- b) Revisión de la proyección de la demanda
- c) Reprogramación de obras en ejecución
- d) Ejecución de obras previstas indispensables Daule - Peripa, dragado, transmisión, estudios.
- e) Reducción de inversiones en otras actividades.

Tarifas: fijar un nivel adecuado de tarifas que permita cubrir costos en el corto plazo y contribuir a la inversión en el mediano plazo. Para tal efecto se recomienda incrementar

puntualmente la tarifa en bloque en 100% y la tarifa a los usuarios en un 40%, y luego mantenerla en valor real con incrementos periódicos que sigan a la inflación.

- Reducir las pérdidas de energía de las empresas eléctricas del 17 al 15% en 1989-1990 y luego al 12-13% en 1992-1993.

- Capitalización del subsector: es indispensable que el Gobierno realice aportes anuales de capital a INECEL, de acuerdo con las necesidades de inversión. Eliminar el tope cambiario de S/ 66.50/\$ para las regalías del petróleo.

- Estructuración del subsector: integración de EMELEC al sector de acuerdo a la Ley al contrato para evitar problemas de cartera vencida y optimizar la generación de energía.

- Disminuir el número de empresas distribuidoras a un total de 9.

- Generación

a) Construcción de Daule-Peripa y su entrada en servicio en 1993 (igual al Plan Maestro)

b) Realización de la primera fase de dragado (dragado profundo) del embalse Amaluza (igual al Plan Maestro) y estudio de soluciones alternativas definitivas para la sedimentación del Embalse Amaluza.

c) Diferimiento de la ejecución del proyecto Mazar.

d) Rehabilitación, entre 1989 y 1993, de una parte del parque de generación térmica de las empresas distribuidoras, permitiendo diferir, por lo menos en un año, la entrada en servicio de nuevas plantas importantes.

Tarifas

El nivel de tarifas tiene que fijarse en un valor que permita cubrir los costos de servicio en el corto plazo y contribuir a la inversión en el mediano plazo. Las medidas deben incluir mecanismos que eviten el deterioro futuro de la tarifa por efectos inflacionarios y

- Diversificar las fuentes y las tecnologías, a fin de lograr mayor armonía de la oferta de energía con los requerimientos de la demanda.
- Incluir la protección ambiental, como factor en la selección de proyectos energéticos y como objetivo en la gestión del sector energético.

Medidas políticas

1) Actualizar los objetivos de la política energética, en la forma siguiente:

La disminución de los subsidios a los energéticos convencionales, y la continuación de las actividades de desarrollo por parte del INE, si bien coadyuvarán a la promoción de la conservación y de las fuentes alternativas de energía, requieren complementarse con la actualización de la política y de la organización del sector energético a través de las siguientes medidas políticas.

La realización de los beneficios de la conservación y de las fuentes alternativas de energía, en favor del sistema energético y de la economía nacional, requiere la efectiva integración de su desarrollo dentro de la política energética nacional.

5.2.3 Conservación y fuentes alternativas de energía

Reducción de pérdidas de distribución

Las pérdidas de distribución deben ser reducidas a valores aceptables (alrededor del 15% en 90-91 y del 12-13% en 1992-93, promedio de las pérdidas en varias empresas). Con esta finalidad, deberían iniciarse campañas de medida y de identificación de las principales causas de pérdidas a través de programas específicos.

considerar una estructura diferenciada por nivel de tensión, hora del día y período del año del uso del servicio.

2) Actualizar la legislación y organización del sector energético, a fin de permitir, cuando sea justificable la utilización de fuentes energéticas descentralizadas.

3) Establecer mecanismos financieros ágiles (a través de las instituciones de crédito para el desarrollo) para inversiones en conservación y fuentes alternas de energía, en tanto que los beneficios macroeconómicos de las dos superen los beneficios microeconómicos.

Medidas específicas para promover la conservación de energía

- Sector industrial

- Continuar con el programa de promoción de la conservación de energía, a través de auditorías energéticas, capacitación, asesoría técnica al sector industrial, etc., que el INE lleva a cabo desde 1981.

- Promover el uso óptimo del calor de proceso en la industria y la cogeneración, particularmente en la industria azucarera, de papel, química y de vidrio. Elaborar el proyecto de reformas legales correspondientes y darle curso.

- Estudiar la factibilidad de sustituir productos petroleros por combustibles no comerciales (bagazo, desechos, industriales, llantas viejas, residuos municipales, etc.) y/o por fluido geotérmico (parques industriales en áreas con reservorios geotérmico, no expuestos a riesgos volcánicos, sino tomando en consideración la protección del medio ambiente).

- Sector transporte

- Actualizar las disposiciones legales a fin de mejorar la eficiencia y utilización del parque automotor, especialmente el de carga (que es el mayor consumidor de combustibles), que presenta un factor de ocupación relativamente bajo, el de transporte público de pasajeros (que tiene mayor potencial de mejoramiento del consumo específico de combustibles, por pasajero/km.).

- Reordenar el tráfico urbano, a fin de mejorar la fluidez del mismo.
- Estudiar detalladamente el consumo de transporte marítimo, que representa índices muy altos de carga de combustible, a fin de determinar una estrategia para el ahorro de combustible.

- Sector residencial
- El sector residencial urbano tiene potencial para reducción del consumo de electricidad, mediante el mejoramiento de la eficiencia del parque de aparatos, control de tiempo de utilización y sustitución por otras fuentes de energía.
- Factibilidad de producción nacional, en las plantas existentes, de lámparas, ventiladores, acondicionadores de aire, refrigeradores, estufas, bombas de calor, etc., de equipos con mejores eficiencias que las actuales.

Medidas específicas para promover las fuentes alternas de energía

- Energía solar
- Utilizar cuando sea posible y rentable, sistemas solares de calentamiento de agua, en proyectos auspiciados o construidos por el sector público.
- Considerar sistemas fotovoltaicos, en instalaciones de comunicaciones (IETEL) y de salud (IEOS), en lugares remotos.
- Elaborar manuales de diseño aplicando energía solar pasiva (INE), en coordinación con la Agencia Habitat de las Naciones Unidas.
- Capacitar a profesionales de la construcción en forma cíclica, en la aplicación de energía solar pasiva (INE).
- Continuar mejorando los secadores para granos, madera y pescado (INE).

- Micentrales hidráulicas
- Programar la ejecución de micentrales ya identificadas utilizando tecnología nacional

(INECEL-INE), previa su evaluación económica.

- Ampliar el conocimiento del potencial de las microcentrales hidráulicas.

- Geotermia: completar los estudios de factibilidad iniciados
- Proyecto de baja entalpía en el Valle de los Chillos (INE). Caso de tener resultados favorables, considerar la factibilidad de un parque industrial.
- Proyecto binacional (con Colombia) de alta entalpía (INECEL).
- Ampliar el estudio del potencial geotérmico (INECEL-INE-POLITECNICAS).

- Biomasa
- Coordinar (INE-Ministerio de Agricultura) un programa de incentivos, para plantaciones forestales en Chimborazo, Cotopaxi, Tungurahua, Bolívar, Loja, (provincias con mayores déficits de leña). Aparte del recurso industrial se aumenta el suministro de leña para usuarios residenciales y otros.
- Promover la capacitación en administración de bosques.
- Identificar proyectos de protección ambiental con generación de energía, tales como: Tratamiento de aguas servidas, utilizando tanques Imhoff. Procesamiento de desechos de canales y otras industrias. Tratamiento de basura sólida y generación de calor, etc.

LEY ESPECIAL DE LA EMPRESA ESTATAL PETROLEOS DEL ECUADOR (PETROECUADOR)

Y SUS EMPRESAS FILIALES

CAPITULO I

DE SU NATURALEZA Y OBJETIVO

Artículo 1: Naturaleza.- Créase la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, PETROECUADOR, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con domicilio principal en la ciudad de Quito.

En su gestión empresarial estará sujeto a esta Ley Especial a los reglamentos que expedirá el Presidente de la República, a la Ley de Hidrocarburos y a las demás normas emitidas por los órganos de la Empresa.

Créase una empresa estatal filial permanente para cada una de las siguientes actividades operativas:

- a) Exploración y producción
- b) Comercialización y transporte

Estas empresas filiales tendrán personalidad jurídica y autonomía administrativa y operativa.

PETROECUADOR, por sí o por medio de sus empresas filiales y dentro del ámbito de su gestión, podrá desarrollar actividades en el exterior.

Artículo 2: Objetivo.- PETROECUADOR, como depositaria de los derechos privativos que la ley confiere al Estado Ecuatoriano, tiene por objeto el desarrollo de las actividades que se le asigna la Ley de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria petrolera, lo cual estará orientado a la óptima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio

inalienable e imprescriptible del Estado, para el desarrollo económico y social del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos establecida por el Presidente de la República, incluyendo la investigación científica y la generación y transferencia de tecnología.

PETROECUADOR se encargará de planificar, coordinar y supervisar las actividades de las empresas filiales y controlar que las mismas sean ejecutadas de manera regular y eficiente.

En el ejercicio de sus actividades, PETROECUADOR y sus empresas filiales preservarán el equilibrio ecológico, para lo cual crearán una unidad específica, cuya labor fundamental consistirá en prevenir y controlar la contaminación ambiental, así como evitar que sus actividades afecten negativamente a la organización económica y social de las poblaciones asentadas en la zonas donde éstas sean realizadas.

La presente Ley fue publicada en el Registro Oficial No. 283 del 26 de septiembre de 1989.

En la Ley de Hidrocarburos se establece la extensión del área para cada contrato de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, las mismas que, en la superficie terrestre, no serán superiores a 200.000 hectáreas, mientras que en la superficie marina no superarán las 400.000 hectáreas.

Al término del período exploratorio, los contratistas no podrán retener más del cuarenta por ciento de la superficie total. En caso de que la superficie total de exploración fuera de 50.000 hectáreas o menos, se podrán retener hasta el cincuenta por ciento.

El transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos, tienen el carácter de servicio público, y en tal virtud, sólo el Estado o PETROECUADOR podrán, por sí mismos o mediante alguna de las formas contractuales establecidas en la Ley de Hidrocarburos, construir, operar y administrar oleoductos, gaseoductos y otros medios similares de transporte de

hidrocarburos.

El Ministerio del ramo será quien determine las tarifas de transporte de hidrocarburos por oleoductos o gaseoductos.

La comercialización de hidrocarburos para el consumo interno es un servicio público, que será efectuado por PETROECUADOR y estará sujeto al control, supervisión, regulación y fiscalización del Ministerio de Energía y Minas.

Por otro lado, el Ministerio de Energía y Minas es quien fijará los precios de los diversos tipos de petróleo que se requieran para las refinерías e industrias establecidas en el país, y también, este Ministerio, fijará los precios que recibirán las empresas refinadoras por los diversos productos derivados del petróleo destinado al consumo interno. Para la determinación de estos precios se toman en cuenta los costos de producción, incluyendo amortizaciones, los costos de transporte y una utilidad razonable.

En el área de las energías alternativas en marzo de 1983 se expide la Ley de Fomento de Energías no Convencionales, cuya finalidad es fomentar el desarrollo y uso de los recursos promoviendo e incentivando, de esta manera, el ahorro en el consumo de hidrocarburos, a fin de velar por la conservación de las reservas de ese recurso.

Para estos efectos, el Estado actúa a través de las instituciones de investigación y bajo la coordinación del Instituto Nacional de Energía -INE-, a fin de adoptar y desarrollar nuevas tecnologías para la utilización de recursos energéticos alternativos no convencionales.

Cabe señalar, que también se consideran como recursos energéticos no convencionales a todas las innovaciones tecnológicas que logren disminuir el consumo de energía basada en hidrocarburos o energía eléctrica.

El costo total de los sistemas de utilización de energías no convencionales, incluido su

instalación, en los sectores doméstico, artesanal, comercial, industrial, agroindustrial y otros, será considerado como valor deducible para el pago del impuesto a la renta, valor que no será superior al 50% del impuesto causado.

De otra parte, el Banco Nacional de Fomento, el Banco Ecuatoriano de Desarrollo, el Banco Ecuatoriano de la Vivienda y otras instituciones crediticias, establecerán líneas de crédito para la industrialización o adquisición de equipos que utilicen energía de fuentes no convencionales para uso doméstico, artesanal, comercial, industrial, agroindustrial y otros.

CUADRO 4.2

EVOLUCION DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGIA POR SECTORES
ESCENARIO CON EL 4,5 % DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB

(EN TEP)

CONCEPTO	1985 (año base)	%	2010 sin convs. (AI)	%	ICA %	2010 con convs. (AII)	%	ICA %
INDUSTRIAL	903.857	19,5	2.668.658	24,2	4,4	1.985.128	20,0	3,2
RESIDENCIAL	1.268.476	27,3	2.053.114	18,6	1,9	1.970.808	19,9	1,8
TRANSPORTE	1.992.894	42,9	4.910.052	44,6	3,7	4.574.440	46,1	3,4
TERCIARIO	247.932	5,3	742.807	6,7	4,5	742.807	7,5	4,5
AGRICULTURA Y PESCA	205.782	4,4	559.273	5,1	4,1	559.273	5,6	4,1
CONSTRUCCION	22.224	0,5	83.366	0,8	5,4	83.366	0,8	5,4
TOTAL	4.641.165	100,0	11.017.270	100,0	3,5	9.915.822	100,0	3,1

EVOLUCION DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGIA POR PRODUCTOS
ESCENARIO DE 4,5 % DEL CRECIMIENTO DEL PIB

(EN TEP)

CONCEPTO	1985 (año base)	2010 sin convs. (AI)	ICA %	2010 con convs. (AII)	ICA %
ELECTRICIDAD	312.416	903.820	4,3	827.974	4,0
DERIVADOS DE PETROLEO	3.051.645	7.790.528	3,8	7.015.244	3,4
GAS LICUADO	207.283	558.293	4,0	517.203	3,7
LEÑA	903.029	1.241.214	1,3	1.161.387	1,0
BAGAZO	166.537	517.604	4,6	388.203	3,4
ENERGIA SOLAR	255	5.811	13,3	5.811	13,3
TOTAL	4.641.165	11.017.270	3,5	9.915.822	3,1

CUADRO 4.3

EVOLUCION DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGIA POR SECTORES ESCENARIO CON EL 3,3 % DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB

(EN TEP)

CONCEPTO	1985 (año base)	%	2010 sin consv. (EI)	%	ICA %	2010 con consv. (EII)	%	ICA %
INDUSTRIAL	903.857	19,5	2.047.938	23,1	3,3	1.523.395	19,1	2,1
RESIDENCIAL	1.268.476	27,3	2.053.113	23,2	1,9	1.970.808	24,7	1,8
TRANSPORTE	1.992.894	42,9	3.690.558	41,7	2,5	3.435.720	43,0	2,2
TERCIARIO	247.932	5,3	570.033	6,4	3,4	570.033	7,1	3,4
AGRICULTURA Y PESCA	205.782	4,4	429.187	4,8	3,0	429.187	5,4	3,0
CONSTRUCCION	22.224	0,5	63.976	0,7	4,3	63.976	0,8	4,3
TOTAL	4.641.165	100,0	8.854.805	100,0	2,6	7.993.119	100,0	2,2

EVOLUCION DE LA DEMANDA FINAL DE ENERGIA POR PRODUCTOS ESCENARIO DE 3,3 % DEL CRECIMIENTO DEL PIB

(EN TEP)

CONCEPTO	1985 (año base)	2010 sin consv. (EI)	ICA %	2010 con consv. (EII)	ICA %
ELECTRICIDAD	312.416	771.357	3,7	712.801	3,4
DERIVADOS DE PETROLEO	3.051.645	5.945.057	2,7	5.349.689	2,3
GAS LICUADO	207.283	543.330	3,9	502.404	3,6
LEÑA	903.029	1.192.039	1,1	1.124.506	0,9
BAGAJO	166.537	397.211	3,5	297.908	2,4
ENERGIA SOLAR	255	5.811	113,3	5.811	113,3
TOTAL	4.641.165	8.854.805	2,6	7.993.119	2,2

BIBLIOGRAFIA

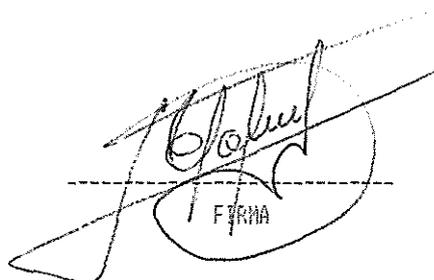
1. Instituto Nacional de Energía, Balances energéticos del Ecuador, (1974-1986).
2. Peter Kublank - Diego Mora, El sistema energético del Ecuador, (ILDIS-1987).
3. Instituto Nacional de Energía, Situación energética del Ecuador. Análisis de los problemas actuales, lineamientos de políticas a corto y mediano plazo y repercusiones sobre la economía.
Banco Mundial, Departamento de Industria y Energía. Unidad de estrategia y eficiencia energética
(Quito-Ecuador - Julio de 1988).
4. Instituto Nacional de Energía, Plan Maestro de Energía (1987). Diagnóstico y Perspectiva, (Quito-Ecuador - enero 1988).
5. Instituto Nacional de Energía, Balances energéticos del Ecuador, (1980-1988).
6. CEPE, Subgerencia de Planificación, Informe estadístico de la actividad hidrocarburífica del Ecuador, (Período enero-diciembre 1988),
7. Instituto Nacional de Energía, Diagnóstico de la situación del uso racional de la energía en el Ecuador, (Quito - septiembre-1988).
8. Instituto Nacional de Energía, Dirección de Desarrollo Energético, El rol actual del bosque en el balance energético del Ecuador, (Quito - junio-1988).
9. Instituto Nacional de Energía, Indicadores energéticos del Ecuador, (1980-1988).
10. Instituto Nacional de Energía, Política Energética del Ecuador. Lineamientos, (1988-1992).

11. Dirección de Planificación de INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador, periodo 1989-2000, (agosto-1989).
12. Empresa Estatal Petróleos del Ecuador-PETROECUADOR-, Subgerencia de Planificación, Demanda de derivados hidrocarburíferos, 1989-2010, (Quito - octubre-1989).
13. Instituto Ecuatoriano de Electrificación-INECEL-, La electrificación en el Ecuador, conferencia sustentada por el señor Ing. Marcelo Jaramillo A, Gerente General de INECEL, (Quito - mayo-1990).

A U T O R I Z A C I O N

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, junio 29 de 1990



FIRMA

ING. EDUARDO SALVADOR J.

GRAFICO I.1

RELACIONES ENTRE SISTEMA SOCIOECONOMICO, SISTEMA ENERGETICO Y SISTEMA NATURAL

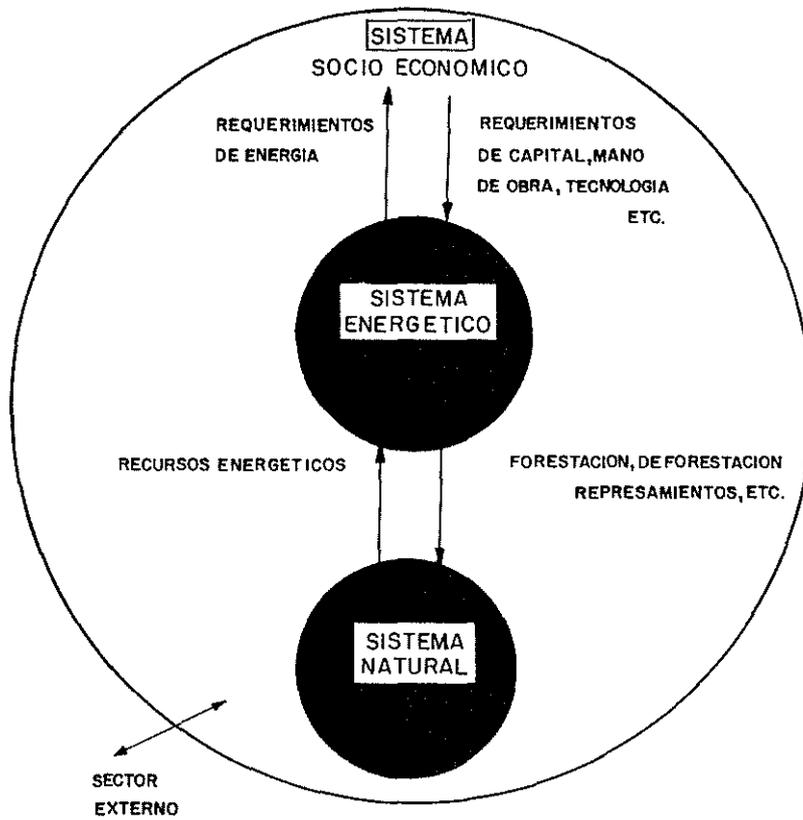


GRAFICO 1.2

REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA CADENA ENERGETICA

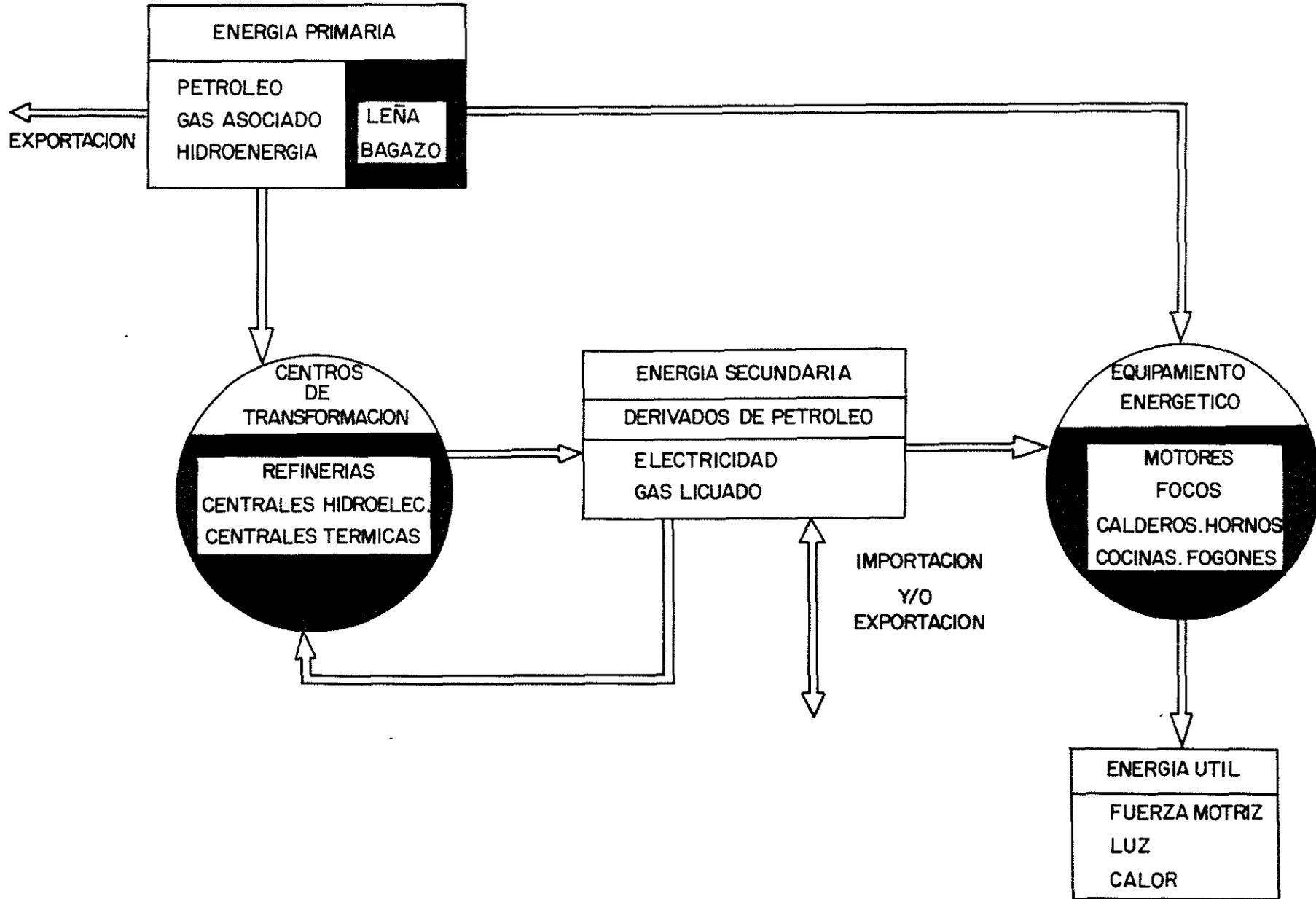


GRAFICO 1.3
FLUJO DE ENERGIA
1988

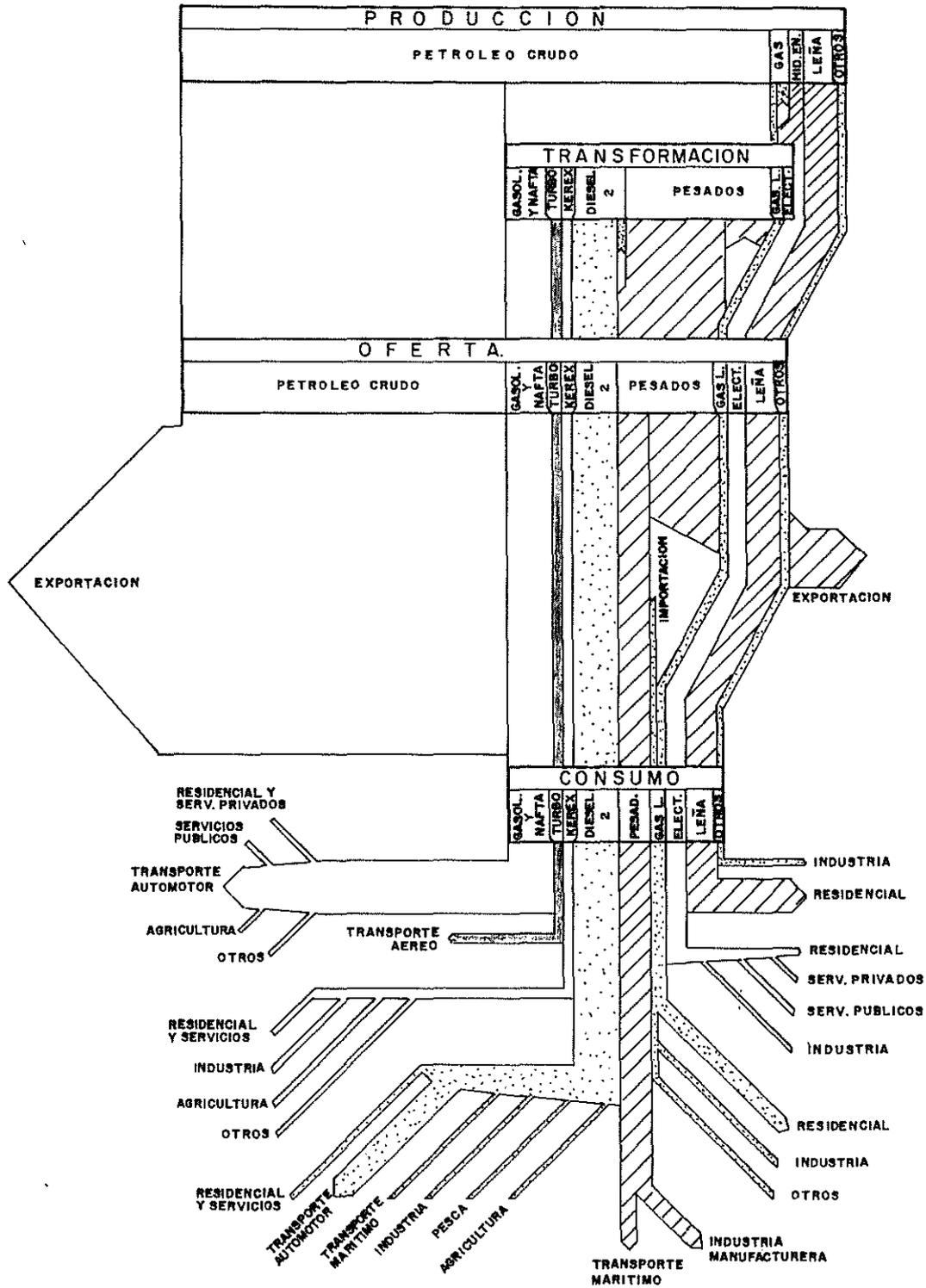


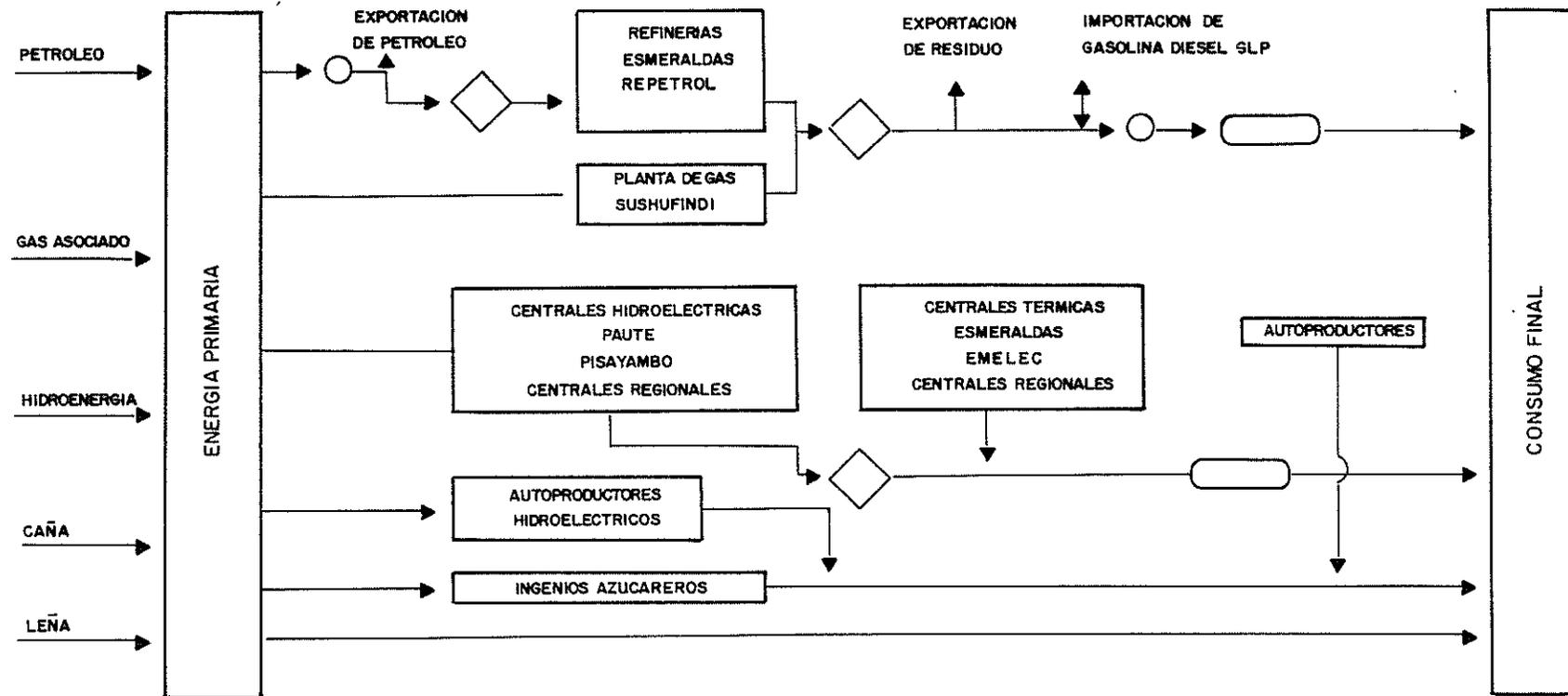
GRAFICO 1.3.A
BALANCE ENERGETICO DEL ECUADOR

AÑO 1988 (EN 1000 TEP)

INSTITUTO NACIONAL DE ENERGIA		ENERGIA PRIMARIA						ENERGIA SECUNDARIA									TOTAL
		1 LEÑA	2 OTROS COMBUS.	3 PETROL. CRUDO	4 GAS ASOCIAD	5 HIDRO- ENERGIA	6 TOTAL PRIMARIA	7 GAS LICUADO	8 GASOLIN Y NAFTA	9 KEREX Y DIESEL I	10 TURBO FUEL	11 DIESEL 2	12 PESADOS	13 OTROS NO ENER.	14 ELECTRI CIDAD.	15 TOTAL SECUNDARIA	16 TOTAL GENERAL
OFERTA	1 PRODUCCION	925	178	15807	1054	458	18422									18422	
	2 TRANSFERENCIA			217			217					-217			-217		
	3 IMPORTACION							179	6		5				190	190	
	4 EXPORTACION			-9867			-9867		-37		-60	-1342			-1439	11306	
	5 VENTAS A NAVES EXTRANJERAS									-46	-18	-91			-155	-155	
	6 VARIACION DE INVENTARIOS			23			23	2	6	-7	-3	5	-20		-17	6	
	7 TOTAL OFERTA BRUTA	925	178	6180	1054	458	8795	181	-25	-7	-44	-73	-1670		-1638	7157	
	8 NO APROVECHABLE				-891		-891									-891	
	9 TOTAL OFERTA NETA	925	178	6180	163	458	7904	181	-25	-7	-44	-73	-1670		-1638	6266	
TRANSFORMACION	10 TOTAL TRANSFORMACION			6041	-163	-458	-6662	152	1349	195	177	1189	2367	147	485	6061	-601
	11 CENTRALES HIDRAULICAS					-455	-455							412	412	-43	
	12 AUTOPRODUCCION HIDRAULICA					-3	-3							3	3		
	13 CENTRALES TERMICAS								-1		-27	-240		70	-198	-198	
	14 AUTOPRODUCCION TERMICA																
	15 REFINERIAS			-6041			-6041	102	1350	195	177	1216	2607	147	5794	-247	
	16 PLANTAS DE GAS				-163		-163	50							50	-113	
	17 CONSUMO PROPIO			-66			-66	-1	-6		-3	-58	-88	-3	-7	-166	-232
	18 PERDIDAS DE TRANSF. Y DISTR.			-73			-73							-102	-102	-175	
	19 OFERTA TOTAL	925	178				1103	332	1318	188	130	1058	609	144	376	4155	5258
20 AJUSTE							1	41	9	-4	11	-21	-3	34	34		
CONSUMO	21 CONSUMO FINAL TOTAL	925	178				1103	331	1277	179	134	1047	630	147	376	4121	5224
	22 CONSUMO NO ENERGETICO												147		147	147	
	23 CONSUMO FINAL ENERGETICO	925	178				1103	331	1277	179	134	1047	630		376	3974	5077
	24 TOTAL RESIDENCIAL Y SERVICIOS	856					856	301	80	70		120	12		251	834	1690
	25 RESIDENCIAL	856					856	291	37	57					148	533	1389
	26 SERVICIOS PRIVADOS							10	17	12		72			58	169	169
	27 SERVICIOS PUBLICOS								26	1		48	12		45	132	132
	28 TOTAL TRANSPORTE								990		134	610	328			2062	2062
	29 TRANSPORTE AUTOMOTOR								983			492				1475	1475
	30 TRANSPORTE MARITIMO										118	323				441	441
	31 TRANSPORTE AEREO								7	134						141	141
	32 TRANSPORTE FERROCARRIL											5				5	5
	33 TOTAL INDUSTRIA	69	178				247	16	7	41		134	290		121	609	856
	34 MANUFACTURA	69	178				247	16	5	29		134	290		121	595	842
	35 CONSTRUCCION								2	12						14	14
	36 AGRICULTURA								29	15		61				105	105
	37 PESCA											122				122	122
	38 OTROS							14	171	53					4	242	242

GRAFICO 2.1

ESTRUCTURA DEL SISTEMA ENERGETICO ECUATORIANO (1984)

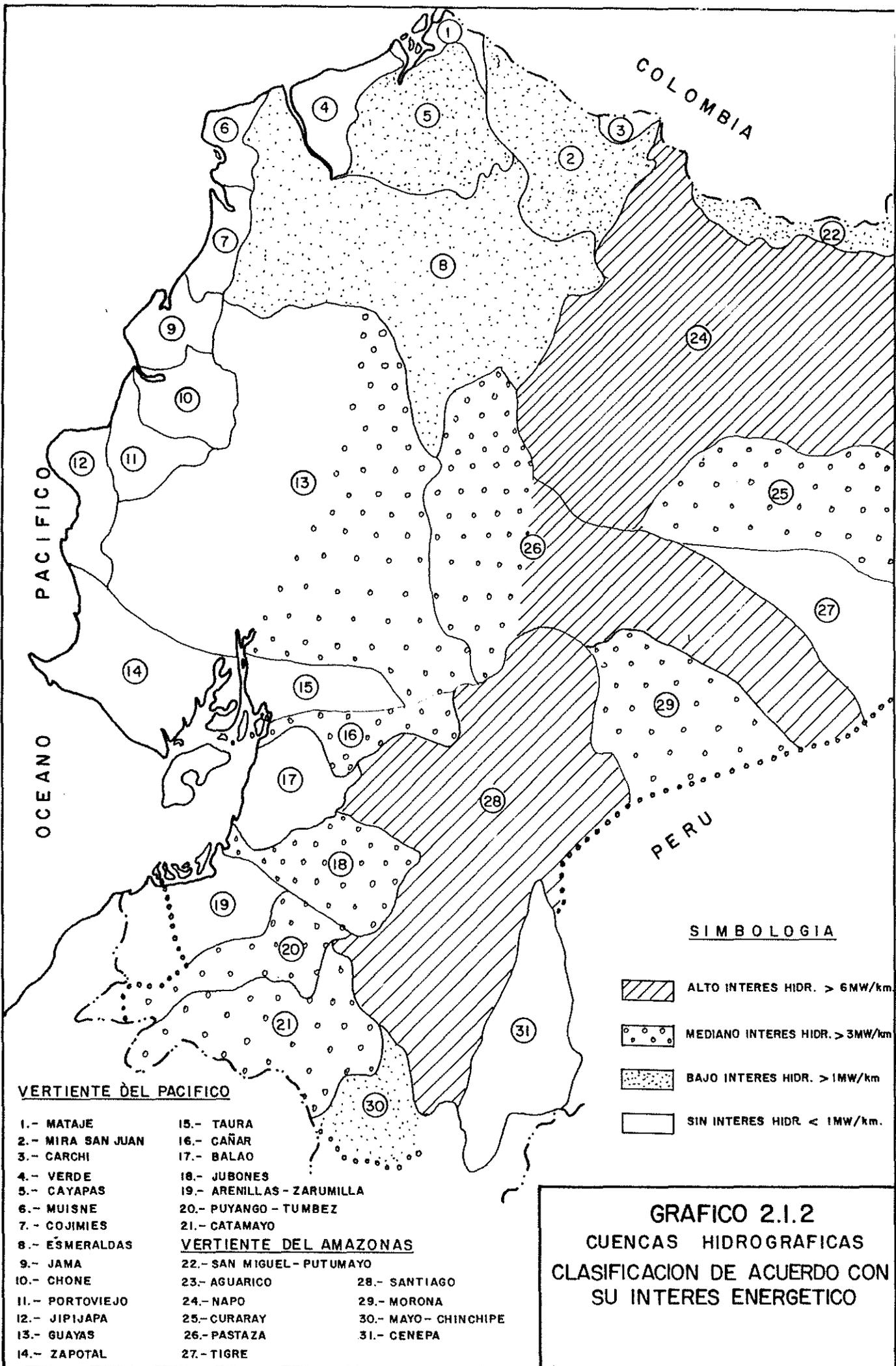


▭ CENTROS DE TRANSFORMACION

◻ DISTRIBUCION

○ ALMACENAMIENTO

◇ TRANSPORTE



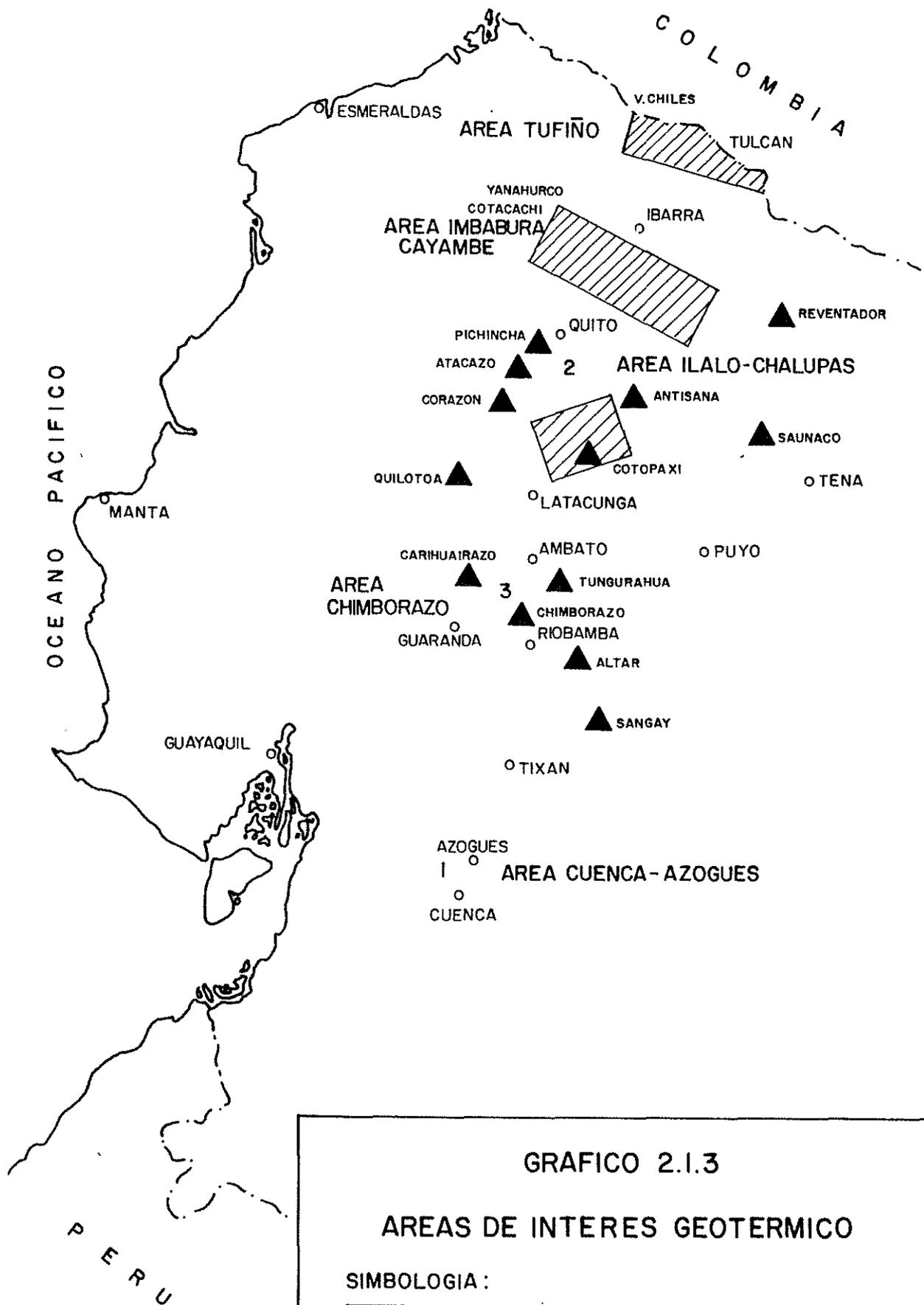


GRAFICO 2.1.3

AREAS DE INTERES GEOTERMICO

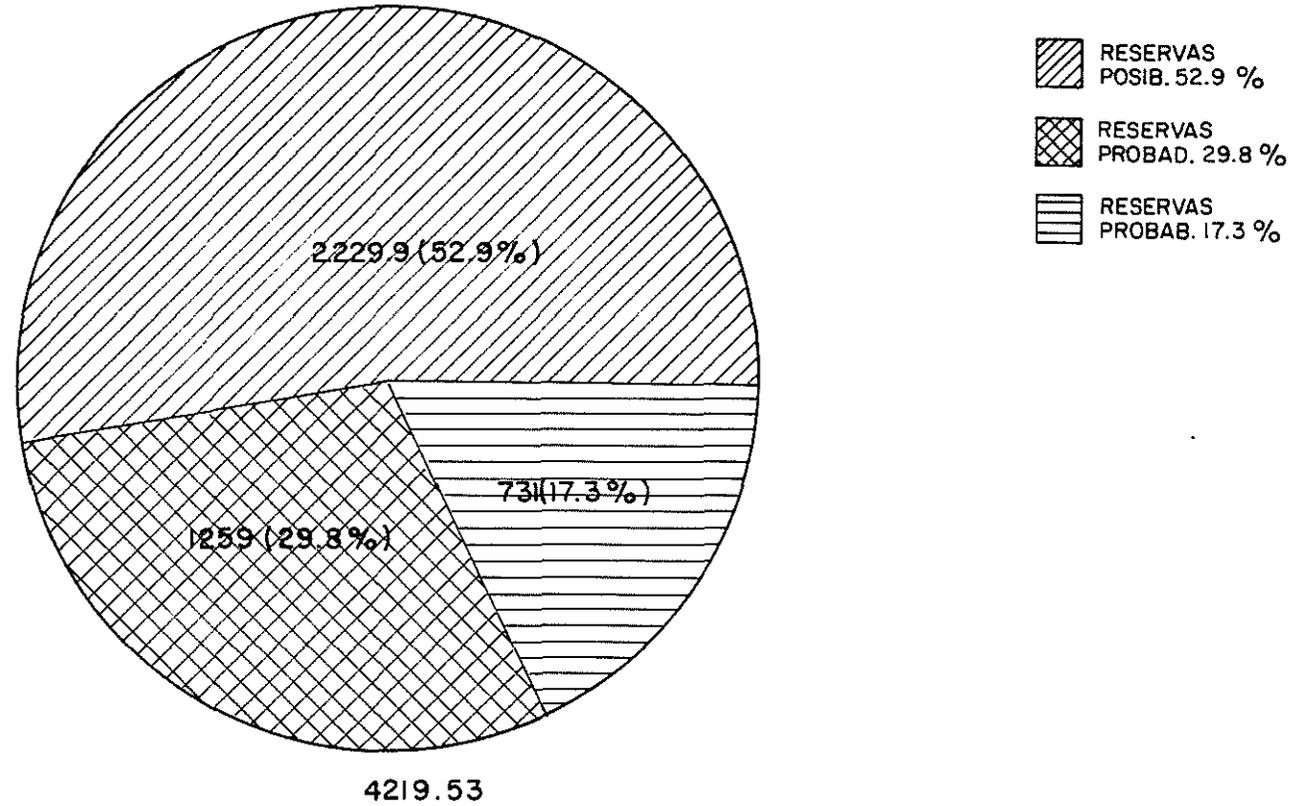
SIMBOLOGIA :

 PRIORIDAD A

 PRIORIDAD B

FUENTE : INECEL - OLADE. Proyecto geotermico. 1981

GRAFICO 2.2
RESERVAS PRIMARIAS TOTALES
MMbbI

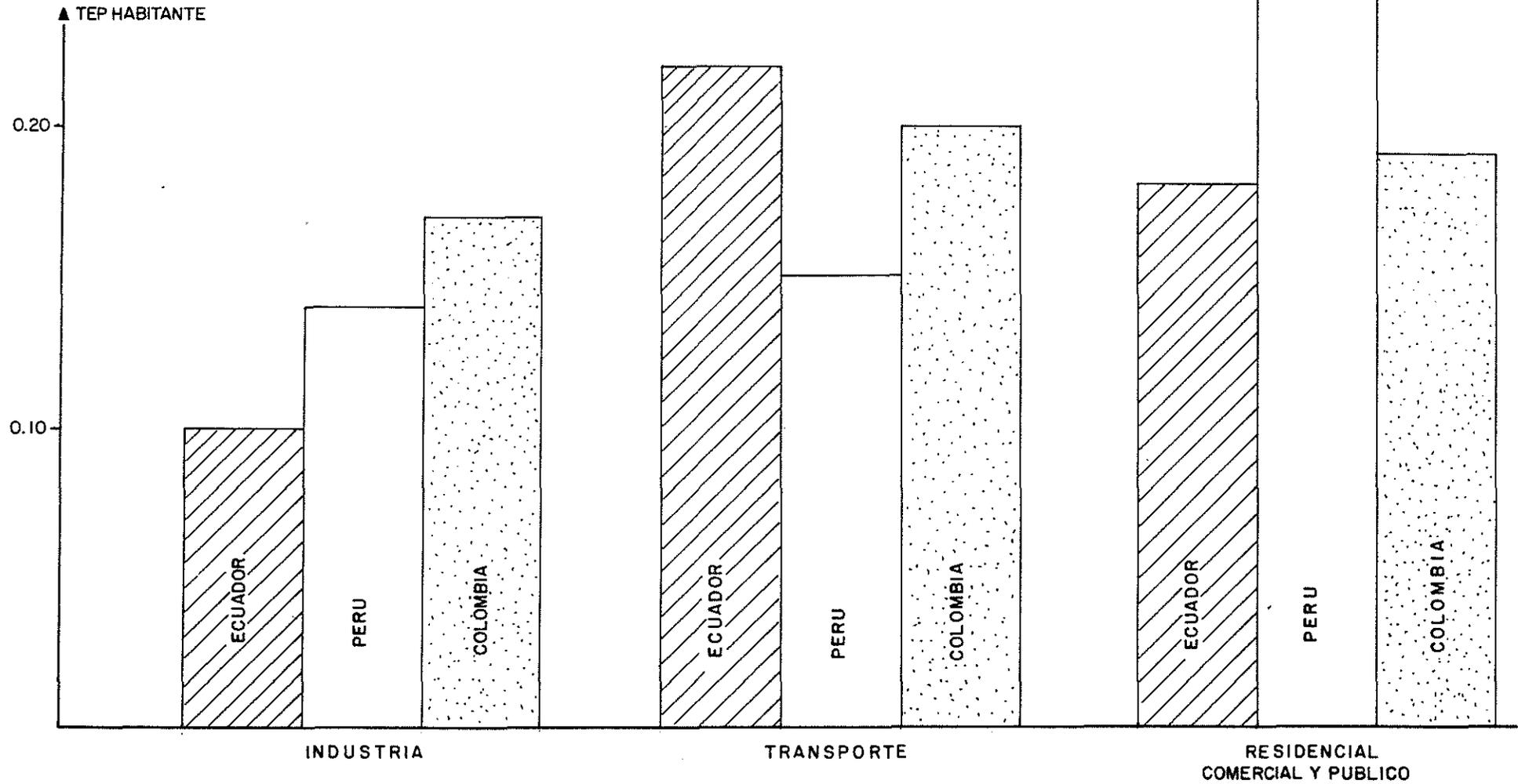


FUENTE : COMISION INTERINSTITUCIONAL

ELABORACION : INE. p 2

GRAFICO 2.2.1

CONSUMO DE ENERGIA POR HABITANTE EN LOS MAYORES SECTORES ECONOMICOS DEL ECUADOR, PERU Y COLOMBIA



FUENTE: OLADE. BALANCES ENERGETICOS DE AMERICA LATINA. 1985

GRAFICO 2.2.2
CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES
LEÑA Y BAGAZO
(1000 TEP)

AÑOS	RESIDENCIAL Y SERVICIOS	TRANSPORTE TOTAL	INDUSTRIA	AGRICULTURA Y PESCA	OTROS	TOTAL
1980	785		197			982
1981	779		171			950
1982	931		126			1057
1983	921		134			1055
1984	910		188			1098
1985	833		229			1062
1986	806		205			1011
1987	839		243			1082
1988	856		247			1103

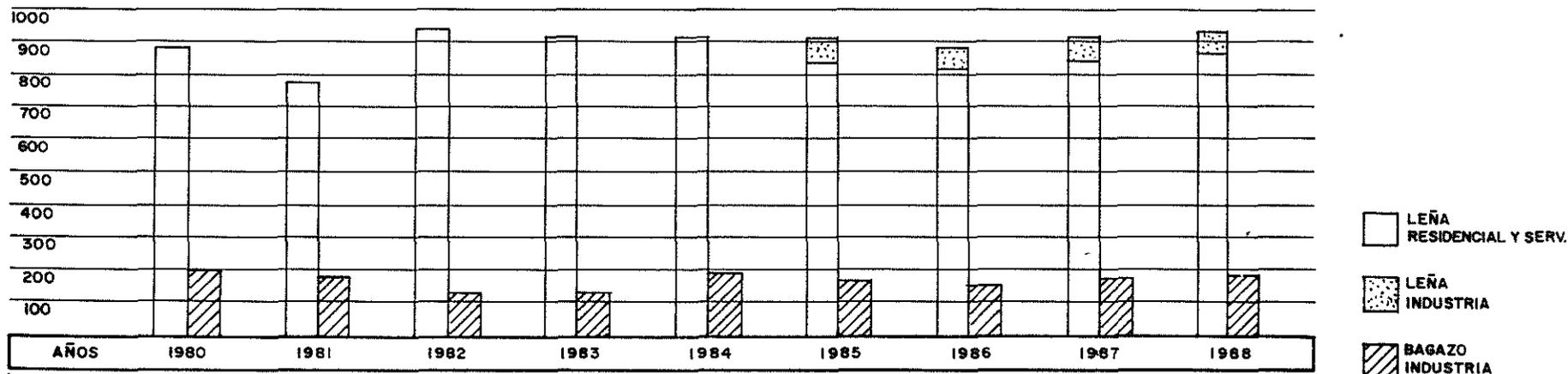


GRAFICO 2.2.3
CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES
GAS LICUADO DE PETROLEO
(1000 TEP)

AÑOS	RESIDENCIAL Y SERVICIOS	TRANSPORTE TOTAL	INDUSTRIA	AGRICULTURA Y PESCA	OTROS	TOTAL
1980	106		3		3	112
1981	120		3		2	125
1982	137		4			141
1983	143		4		10	157
1984	166		4		12	182
1985	191		7		11	209
1986	220		12		10	242
1987	257		19		7	283
1988	301		16		14	331

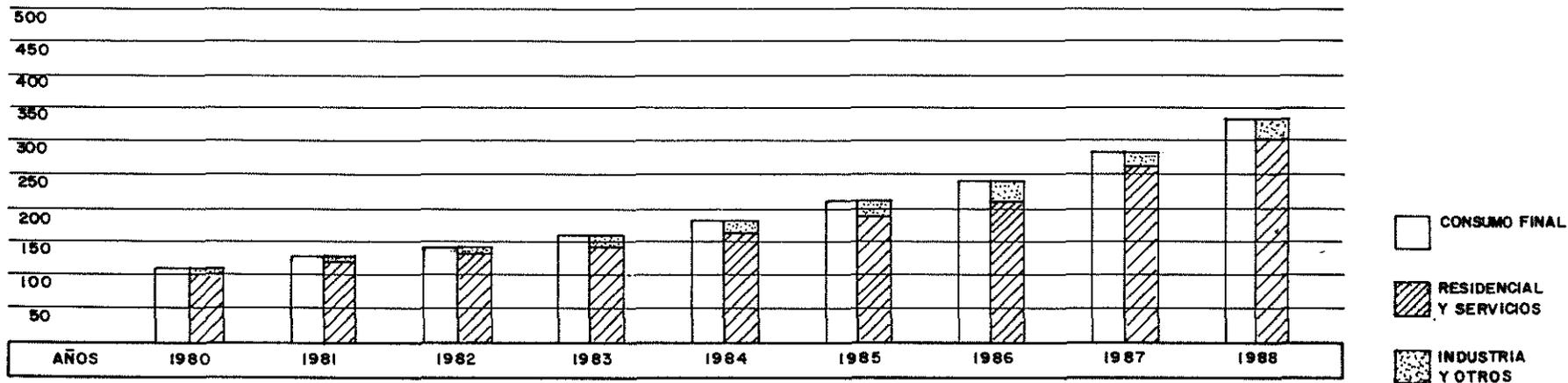


GRAFICO 2.2.4
RESUMEN
ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR PRODUCTOS ENERGETICOS
(PORCENTAJES)

AÑOS	LEÑA	BAGAZO	GLP	GASOLINA	KEREX Y TURBO	DIESEL	PESADOS	ELECTRICIDAD.	TOTAL
1980	19.64	4.93	2.80	32.51	9.06	14.54	10.34	6.18	100.00
1981	18.36	4.03	2.95	31.12	8.35	15.04	13.86	6.29	100.00
1982	21.25	2.87	3.22	30.63	8.06	15.22	12.18	6.57	100.00
1983	21.34	3.11	3.64	26.97	7.46	15.18	15.30	7.00	100.00
1984	19.54	4.04	3.91	26.27	7.58	16.13	15.87	6.66	100.00
1985	18.15	3.27	4.21	25.10	8.23	17.52	17.04	6.48	100.00
1986	17.22	2.77	4.79	25.68	9.02	18.63	15.42	6.47	100.00
1987	18.61	3.59	5.81	25.40	6.79	20.29	12.06	7.45	100.00
1988	18.22	3.51	6.52	25.15	6.17	20.62	12.41	7.40	100.00

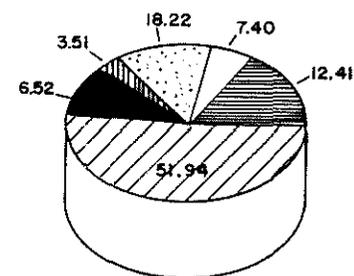
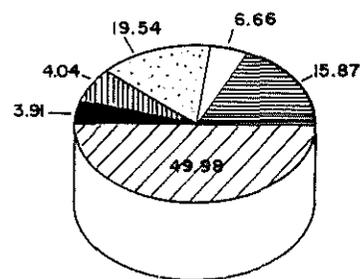
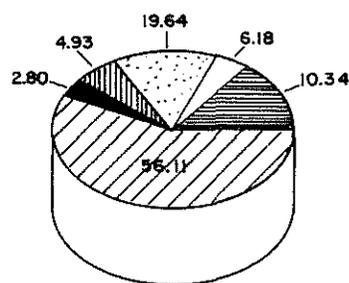
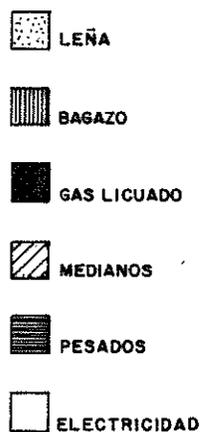


GRAFICO 2.2.5
CONSUMO FINAL POR SECTORES
(EN MILES DE TEP)

SECTORES	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
RESIDENCIAL Y SERVICIOS	1169	1198	1256	1259	1265	1297	1315	1339	1535	1510	1518	1509	1562
%	46	44	42	39	36	35	33	32	35	35	33	30	31
TRANSPORTE	789	939	1040	1287	1514	1314	1456	1641	1689	1702	1899	2014	2095
%	31	34	35	40	43	35	36	39	39	39	41	41	41
INDUSTRIA	430	459	504	531	596	708	728	757	679	726	751	924	898
%	17	17	17	16	17	19	18	18	15	17	16	19	18
AGROPECUARIA PESCA	115	127	138	148	158	131	132	148	157	134	179	205	223
%	5	5	5	5	4	4	3	3	4	3	4	4	4
OTRAS	19	19	23	17	17	264	365	357	322	243	309	308	279
%	1	1	1	1	0.5	7	9	8	7	6	7	6	6
TOTAL	2522	2742	2961	3242	3550	3714	3996	4242	4382	4315	4656	4960	5057
%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

TC TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL, 1980-1986, (%)

FUENTE: SERIE BALANCES ENERGETICOS 1974 - 1986, INE

GRAFICO 2.2.6

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR PRODUCTOS ENERGETICOS EN LOS SECTORES RESIDENCIAL Y SERVICIOS

(PORCENTAJES)

AÑOS	LEÑA	GLP	GASOLINA Y NAFTA	KEREX Y TURBO	DIESEL Y GAS OIL	PESADOS	ELECTRICIDAD	TOTAL
1980	59.69	8.06	3.95	6.77	8.37	2.21	10.95	100.00
1981	58.18	8.96	4.33	7.09	9.04	0.90	11.50	100.00
1982	60.65	8.93	3.52	6.45	6.51	2.80	11.14	100.00
1983	60.99	9.47	3.71	6.89	6.03	0.46	12.45	100.00
1984	59.95	10.94	3.36	6.13	5.93	0.98	12.71	100.00
1985	55.19	12.66	3.45	7.36	6.89	1.06	13.39	100.00
1986	51.60	14.08	5.19	8.07	6.91	0.96	13.19	100.00
1987	51.95	15.91	4.77	4.71	7.00	0.68	14.98	100.00
1988	50.65	17.81	4.74	4.14	7.10	0.71	14.85	100.00

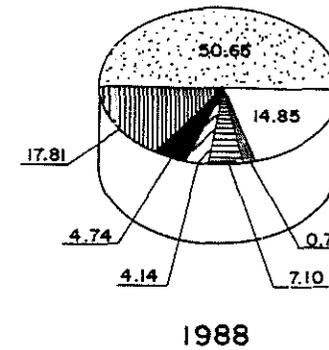
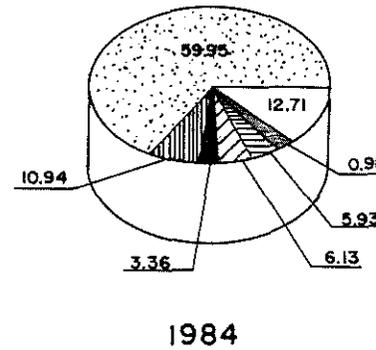
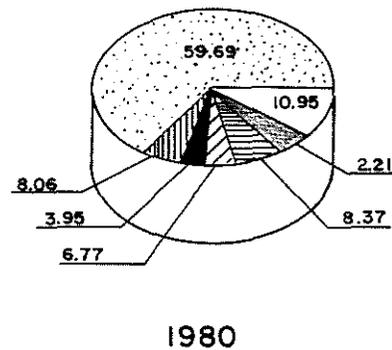


GRAFICO 2.2.7
RESUMEN
CONSUMO FINAL ENERGETICO POR SECTORES
(1000 TEP)

AÑOS	COMERCIAL RESID./ PUBLICO	TRANSPORTE	INDUSTRIA	AGROPECUARIA Y PESCA	OTROS	TOTAL
1980	1315	1456	728	132	365	3996
1981	1339	1641	757	148	357	4242
1982	1535	1689	679	157	322	4382
1983	1510	1702	726	134	243	4315
1984	1518	1899	751	179	309	4656
1985	1509	2014	924	205	308	4960
1986	1562	2095	898	223	279	5057
1987	1615	1977	828	220	234	4874
1988	1690	2062	856	227	242	5077

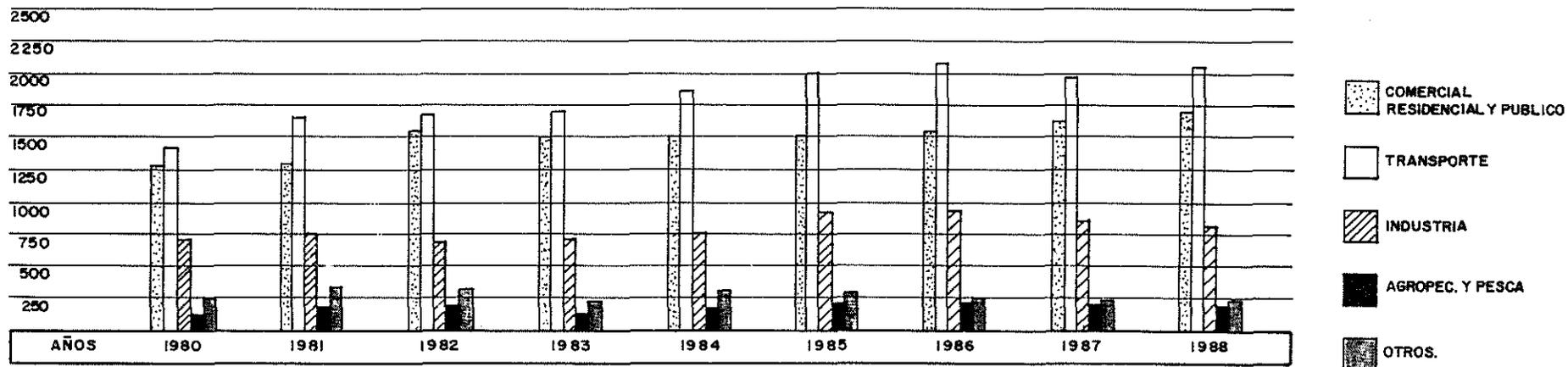


GRAFICO 2.2.8

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL Y ENERGETICO POR SECTORES (PORCENTAJES)

AÑOS	COMERCIAL RESID. PUBLICO	TRANSPORTE	INDUSTRIA	AGRICULTURA Y PESCA	OTROS	TOTAL
1980	33	37	18	3	9	100.00
1981	32	39	18	3	8	100.00
1982	35	39	15	4	7	100.00
1983	35	39	17	3	6	100.00
1984	33	40	16	4	7	100.00
1985	30	41	19	4	6	100.00
1986	31	41	18	4	6	100.00
1987	33	41	17	4	5	100.00
1988	33	41	17	4	5	100.00

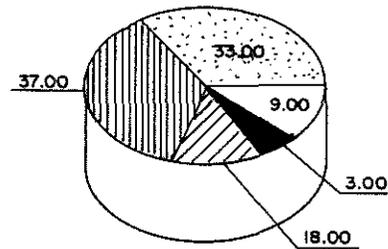
RESIDENCIAL . SERV.
PRIVADO Y PUBLICO

TRANSPORTE

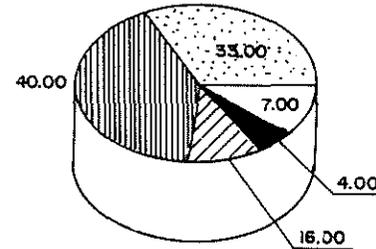
INDUSTRIA

AGROP. Y PESCA

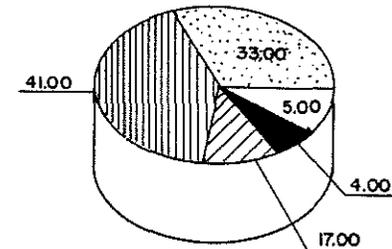
OTROS



1980



1984



1988

GRAFICO 2.2.9

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR ENERGETICOS EN EL TRANSPORTE
(PORCENTAJES)

AÑOS	GASOLINA Y NAFTA	KEREX Y JET FUEL	DIESEL	PESADOS	TOTAL
1980	66.00	7.90	14.77	11.33	100.00
1981	60.63	6.89	16.33	16.15	100.00
1982	59.21	6.57	19.36	14.86	100.00
1983	55.29	5.70	18.86	20.15	100.00
1984	50.82	5.63	21.75	21.80	100.00
1985	48.76	5.66	23.73	21.85	100.00
1986	48.06	6.35	26.21	19.38	100.00
1987	48.56	6.83	29.13	15.48	100.00
1988	48.01	6.50	29.58	15.91	100.00

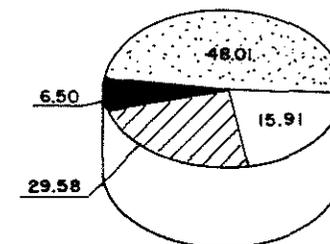
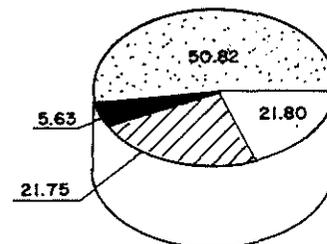
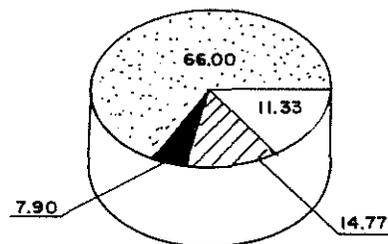


GRAFICO 2.2.10

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR ENERGETICOS EN LA INDUSTRIA (PORCENTAJES)

AÑOS	BAGAZO	LEÑA	GLP	GASOLINA Y NAFTA	KEREX Y JET FUEL	DIESEL	PESADOS	ELECTRICIDAD.	TOTAL
1980	27.06		0.41		9.89	20.74	27.75	14.15	100.00
1981	22.59		0.40		9.64	16.78	35.66	14.93	100.00
1982	18.56		0.59		11.05	18.70	33.87	17.23	100.00
1983	18.46		0.55		10.06	19.83	35.40	15.70	100.00
1984	25.03		0.53		9.59	7.99	41.28	15.58	100.00
1985	17.53	7.25	0.76		7.90	11.47	42.10	12.99	100.00
1986	15.59	7.24	1.34	0.78	8.24	13.36	39.98	13.47	100.00
1987	21.14	8.21	2.29	0.85	5.43	15.22	32.73	14.13	100.00
1988	20.79	8.06	1.87	0.82	4.79	15.65	33.88	14.14	100.00

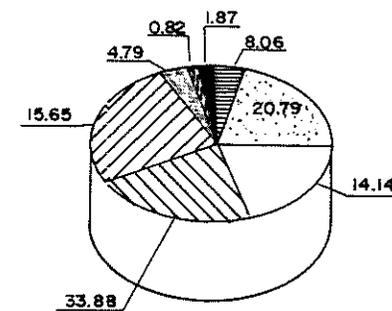
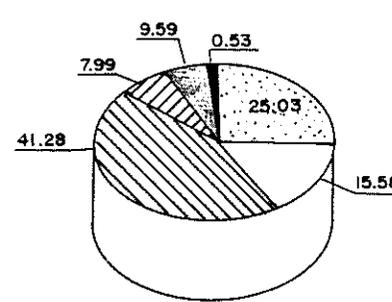
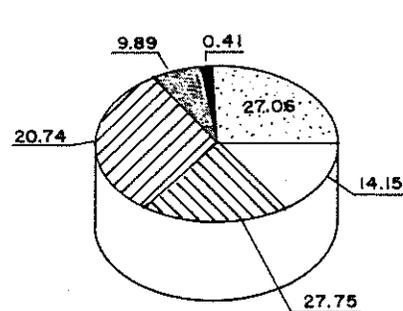
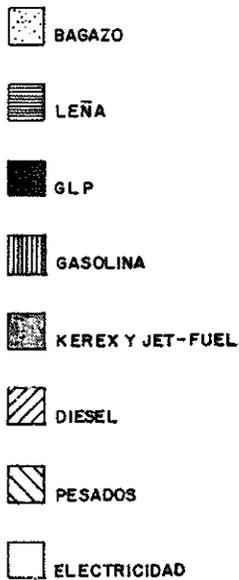


GRAFICO 2.2.11

CONSUMO FINAL ENERGETICO POR PRODUCTOS Y SECTORES

ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL POR ENERGETICOS EN LOS SECTORES AGRICOLA Y PESQUERO

(PORCENTAJES)

AÑOS	GASOLINA	KEREX	DIESEL	TOTAL
1980	19.70	5.30	75.00	100.00
1981	16.89	9.46	73.65	100.00
1982	15.93	12.10	71.97	100.00
1983	14.93	11.19	73.88	100.00
1984	13.97	10.61	75.42	100.00
1985	12.68	11.22	76.10	100.00
1986	13.45	12.56	73.99	100.00
1987	13.18	7.73	79.09	100.00
1988	12.77	6.61	80.62	100.00

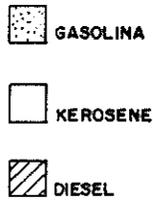
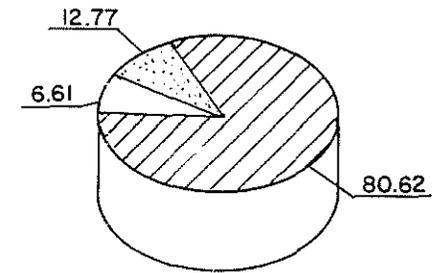
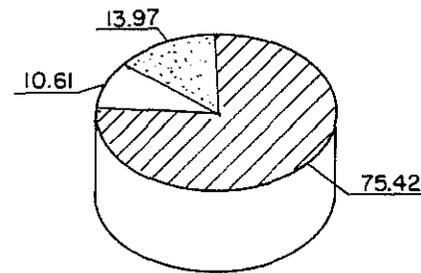
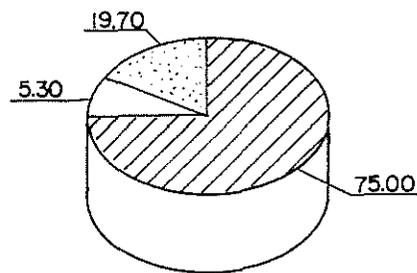


GRAFICO 3.1
ESCENARIOS DE PRODUCCION DE GAS LICUADO DE PETROLEO

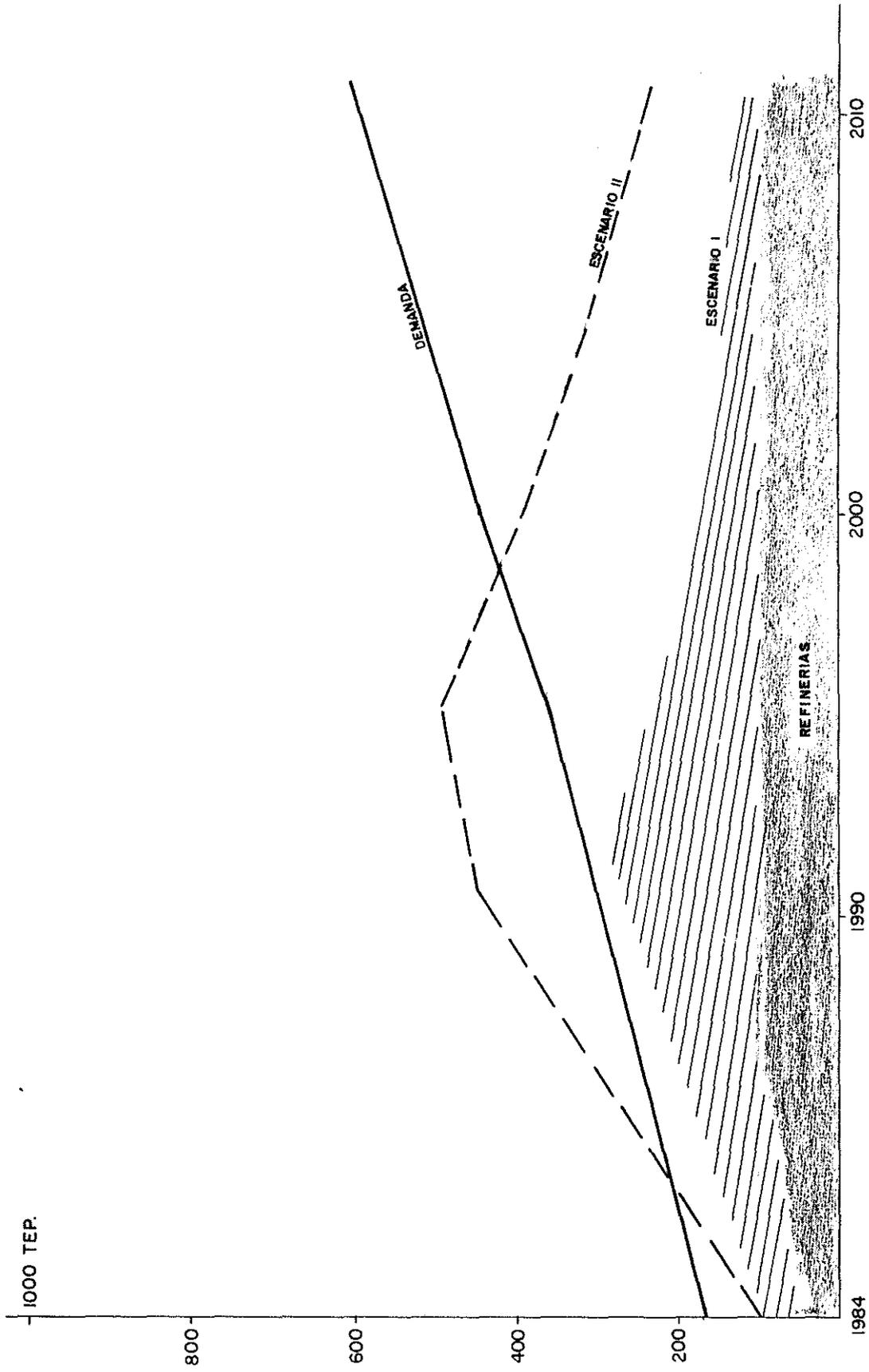


GRAFICO 3.2
SISTEMA NACIONAL
DEMANDA MAXIMA (MW)

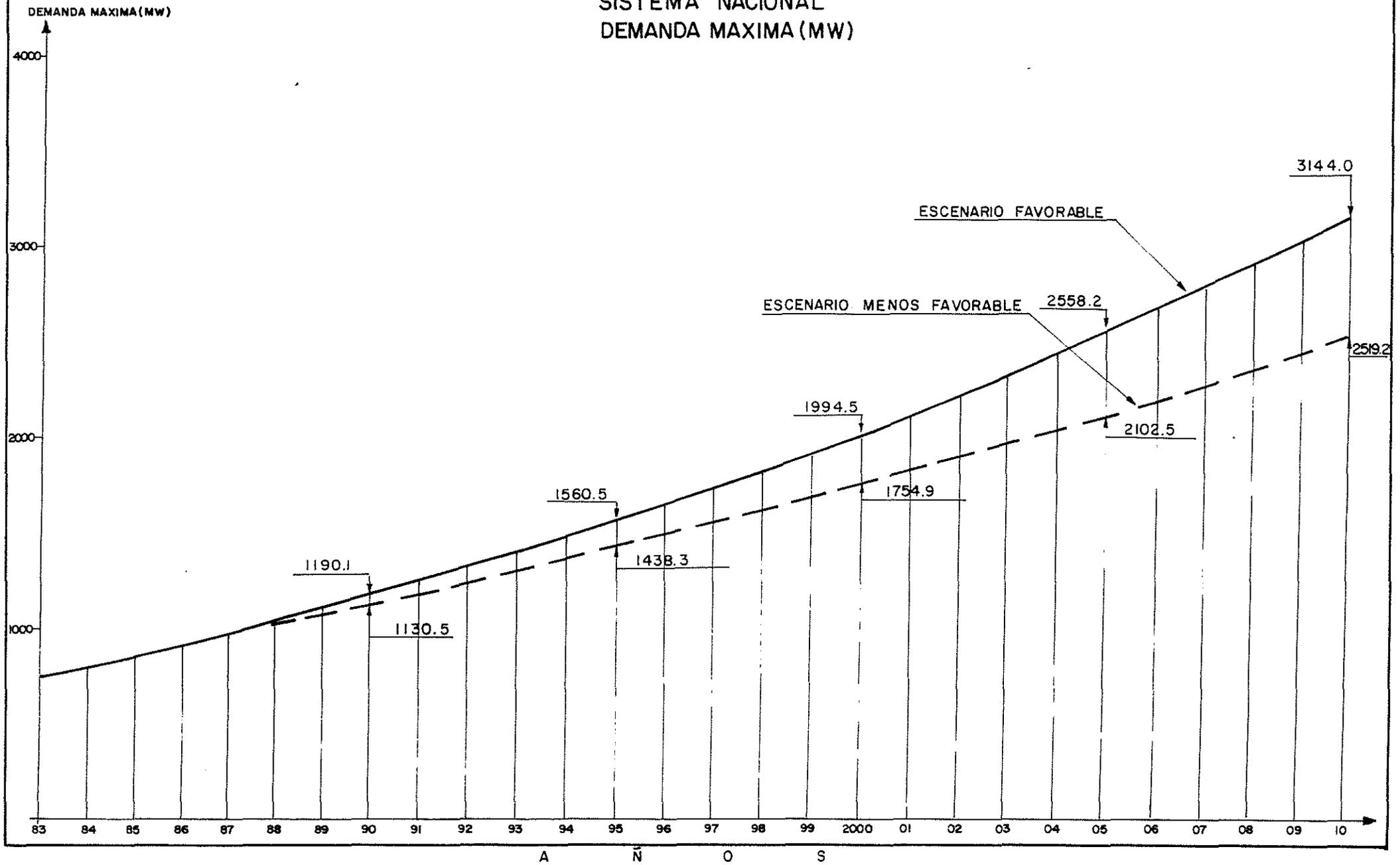
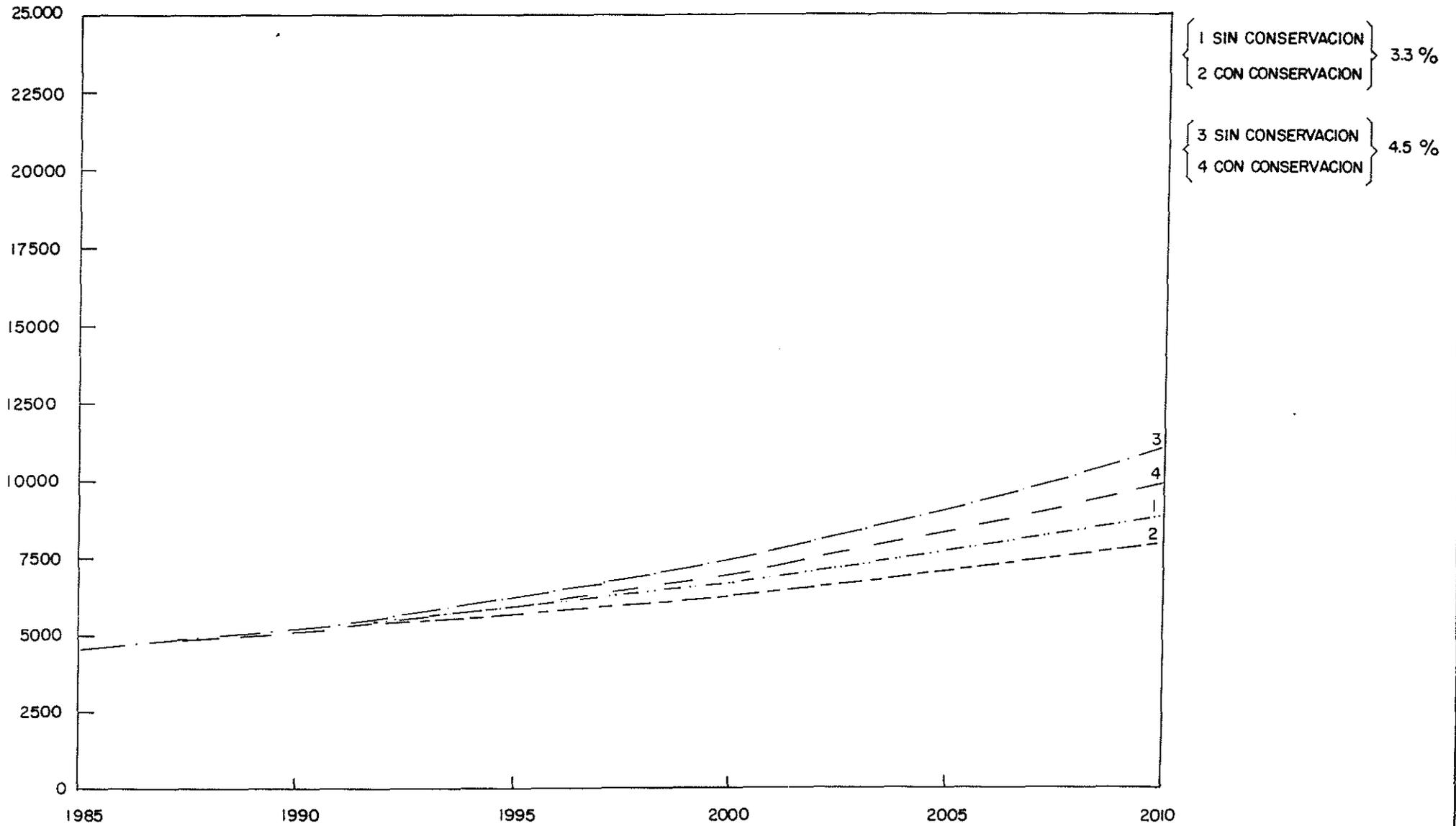


GRAFICO 4.1
EVOLUCION DEMANDA FINAL TOTAL POR ESCENARIO
(1000 TEP)



FUENTE : INE ELABORACION : INE