



El Sistema Energético del Ecuador

Peter Kublank

Diego Mora

El Sistema Energético del Ecuador

531
K9S15
4.2
C



Es una publicación del Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales, ILDIS

© ILDIS, 1987

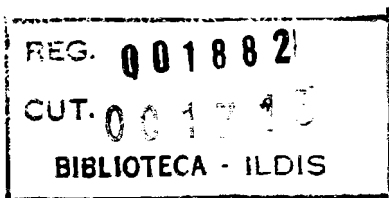
Primera Edición, abril de 1987

Edición:
Santiago Escobar

Editor:
Camilo Taufik
Santiago Escobar

Secretaría:
Enna Arboleda

Diseño Gráfico:
Grupo Esquina editores-diseñadores, S. A.



ILDIS, Av. Colón 1346, Of. 12. Telf.: 562 103, Casilla Postal 367-A, Quito, Ecuador, Télex
2539 ED.

Contenido

Presentación	9
Introducción	11

PRIMERA PARTE - El Sistema Energético

1. Elementos básicos del sistema energético	15
1.1 El sistema energético y el sistema socio-económico	15
1.2 Abastecimiento de energía	18
1.3 Usos energéticos y sectores consumidores	21
1.3.1 Sector transporte	25
1.3.2 Sector industrial	25
1.3.3 Sector residencial	27
1.3.4 Sector agropecuario	29
1.3.5 Sector comercial y público	29
1.4 La contabilización energética	29
2. Estructura actual del sistema energético Ecuatoriano	35
2.1 Recursos energéticos y su producción	38
2.1.1 Hidrocarburos	43
2.1.2 Electricidad	55
2.1.3 Recursos geotérmicos	60
2.1.4 Energía solar	62
2.1.5 Energía eólica	64
2.2 Sectores consumidores de energía	64

3. Instituciones del Sector Energético	73
4. Legislación Energética	77

SEGUNDA PARTE - Evolución del sistema energético 1969-1984

1. Tendencias generales	91
2. Producción	93
2.1 Energía primaria - producción y destino	93
2.2 Petróleo	95
2.3 Gas natural asociado	97
2.4 Hidro-electricidad	101
2.5 Leña y bagazo	102
2.6 Transformación	102
3. Evolución del consumo de energía	119
3.1 Aspectos generales	119
3.2 Consumo final	129
3.3 Autoconsumo y pérdidas del sector energético	146
3.4 La incidencia de los precios y regulaciones de la demanda	150
3.5 Distribución regional y por clases sociales	160

TERCERA PARTE - Las perspectivas para el sector energético

1. Logros del sistema actual y problemas a solucionarse en el futuro	169
2. Requerimientos energéticos del futuro	173
2.1 Crecimiento económico y necesidades energéticas	173
2.1.1 ¿Desacoplamiento entre consumo y desarrollo? ...	173
2.1.2 Factores que determinan la intensidad energética .	173
2.2 Agentes energéticos requeridos en el futuro	178
2.3 Demanda del sector externo	178

3. Apreciación de la contribución potencial de los diferentes energéticos para satisfacer los requerimientos a largo plazo	181
3.1 Antecedentes	181
3.2 Fuentes convencionales	182
Petróleo liviano y gas asociado	182
Hidroelectricidad	187
Leña, carbón vegetal, bagazo	189
3.3 Energías nuevas	193
Petróleo pesado	193
Gas natural libre	195
Carbón mineral	197
Energía solar	198
Biomasa	200
3.4 Los efectos de la conservación energética sobre los requerimientos de energía primaria	201
3.5 Fuentes con posibilidad de producción descentralizada y bajos costos	204
3.6 Inversiones y costos del aprovechamiento de las diferentes fuentes energéticas	204
4. Escenarios de suministro de energía para el año 2010	211
4.1 Inversiones y costos	214
5. La transición del sistema energético y la política energética	219
5.1 Antecedentes	219
5.2 Exportación de energía	221
5.3 El rol de los precios	225
5.4 El acceso adecuado a la energía: El problema regional y social	227
Las experiencias del pasado	231

Anexo 1	247
Anexo 2	249
Anexo 3	251
Anexo 4-A	255
Anexo 4-B	256
Anexo 5	257
Anexo 6	259

Presentación

El sector energético ecuatoriano es, sin lugar a dudas, la más significativa de las actividades económicas del país. Sin embargo, y a pesar de esta importancia, resulta muy difícil encontrar trabajos o publicaciones que, sobre base empírica y con un manejo apropiado de los aspectos técnicos, proporcionen una información global sobre el tema. La mayor parte de ellas se centran, por razones obvias, en la actividad petrolera.

Las importantes transformaciones operadas en el sistema energético del país en los últimos quince años, obligan a considerar de manera crítica tal situación. No sólo que el país cuenta con recursos energéticos considerables fuera del petróleo, sino que, además, algunos de éstos se han incorporado como actividades de importancia creciente para la economía nacional. Por ejemplo los recursos hidroeléctricos, sobre los cuales se han hecho ingentes esfuerzos de construcción, que han transformado al país en exportador de energía eléctrica en la subregión.

Los cambios en el sistema energético pueden ser medidos en efectos tan tangibles como el volumen de unidades residenciales y establecimientos industriales acoplados al subsistema de energía eléctrica, el acceso a combustibles modernos de más de un 60% de la población, el aumento por tres de la capacidad energética nacional para establecimientos industriales, o la provisión de combustibles baratos para el transporte, tanto nacional como internacional.

Sin embargo, la rápida expansión del sector energético ha impedido una planificación más eficiente y un crecimiento más armonioso, lo que hubiera permitido un mejor aprovechamiento de los recursos, particularmente los no renovables, relativizar la extrema dependencia de un

solo producto como es el petróleo, y lograr una mejor cobertura energética hacia la población.

El escenario de los próximos años, caracterizado por inminentes restricciones financieras y el agotamiento previsible de energéticos tradicionales no renovables, obligan a la realización de un inventario de la actividad energética, que contribuya a la planificación y elaboración de políticas correctivas en todos los aspectos que fuere necesario.

Creemos que parte importante de esos aspectos estarán relacionados con la racionalización de la producción y consumo final de energía, la búsqueda e incorporación de fuentes nuevas que permitan sustituir los recursos tradicionales agotables, y, el desarrollo de fuentes apropiadas y baratas que permitan ampliar la cobertura energética a la población.

El libro que presentamos, se inscribe en este marco de consideraciones, y creemos que por su rigurosidad científica debe constituirse en un aporte significativo al conocimiento y la adopción de políticas sobre el sector.

Dr. Alexander Kallweit
Director del ILDIS

Introducción

El presente trabajo, en especial la primera y la segunda parte, ha podido realizarse, gracias a una serie de estadísticas disponibles sobre el sistema energético del Ecuador, como los “informes Estadísticos” de CEPE, las “Estadísticas Petroleras” del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos y los “Boletines Estadísticos” de INECEL. También resultaron de alta importancia documentos que recopilan los datos en forma de series de años, permitiendo considerar la evolución de ciertos parámetros del sistema de una manera más coherente, como son los “balances Energéticos” del INE, el “Resumen Estadístico del Servicio Eléctrico del Ecuador, Período 1965-1983 de INECEL y el “Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del país 1972-1984” de CEPE.

Sin embargo, varios análisis sumamente importantes para el entendimiento de la evolución y la estructura del sistema energético ecuatoriano no han podido ser efectuados hasta ahora, o no en la debida forma, por deficiencias de diversa índole en las estadísticas.

Por ejemplo:

- Las ventas contabilizadas de ciertos energéticos, consideradas como consumo por falta de mejor información, no corresponden necesariamente a consumo efectivo; este concepto, a su vez, por un lado, no registra los flujos físicos (en derivados de petróleo), y las distorsiones por variaciones de stocks y/o ventas previas a fin del año, y por otro lado, no toma en cuenta consumos no facturados (sobre todo en energía eléctrica, pero también en derivados de petróleo, respecto al consumo del propio sector).

- No existe todavía una debida sectorización en la contabilización del consumo; la agrupación de un subsector (p. ej. eléctrico) no corresponde a la del otro subsector (hidrocarburos), y ambos no coinciden con lo agregados socio-económicos que se utilizan en las Cuentas Nacionales. En sus balances energéticos, el INE ha tratado de resolver este problema, pero no se puede todavía considerar los datos como enteramente confiables.
- Estadísticas sobre la producción y el consumo de energía no comercial (sobre todo de la leña), son muy escasas, a pesar del impacto relativamente alto que todavía tienen estos consumos, tanto en el sistema energético mismo como entre amplias capas de nuestra población.

Finalmente, cabe mencionar una dificultad adicional para estudios del presente tipo: la falta de análisis periódico sobre el desarrollo a corto plazo de los subsectores por parte de los organismos competentes. No sólo se deja reportar las cifras estadísticas, sino también las medidas tomadas, acontecimientos y problemas que se tuvo que afrontar, etc. Sólo en base a este tipo de información se podría interpretar debidamente, a mediano y largo plazo, ciertas evoluciones que se esconden por la agregación de datos y superposiciones de tendencias. Por ejemplo, casos de desabastecimiento, sea en el sector eléctrico por apagones, sea en el sector hidrocarburífero por la escasez de ciertos productos; en las meras estadísticas se nota una declinación relativa del consumo, que no significa realmente una baja de la demanda.

Creemos que el mejoramiento de la base estadística del sistema energético, que ya se observa en los últimos años, debe continuar en el futuro, permitiendo así 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.

Este estudio quisiera contribuir al mejoramiento señalado.

PRIMERA PARTE
El Sistema Energético

1. Elementos básicos del sistema energético

1.1 El sistema energético y el sistema socio-económico

El concepto de *necesidades sociales* es complejo y su interpretación excedería los alcances de este libro, pero sí merece ser explicada aquí la diferencia existente entre las necesidades energéticas y, por ejemplo, las necesidades alimenticias. Mientras estas últimas pueden dar lugar a la determinación de ciertas normas mínimas (calorías, gramos de proteínas), la energía no existe aisladamente, no es necesaria en sí misma, pero sí lo es para la satisfacción de otras necesidades, como la alimentación, la vivienda, el transporte.

Así, la necesidad de cocción de los alimentos se deriva de la alimentación, y no puede decirse que para ello sean imprescindibles “X” galones de kérex y una cocineta, porque esta necesidad social puede satisfacerse por medio de otras formas de energía (electricidad, leña, etc.). En este sentido es preferible utilizar el término “requerimientos de energía”, ya que no se trata de necesidades específicas.

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 el 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.

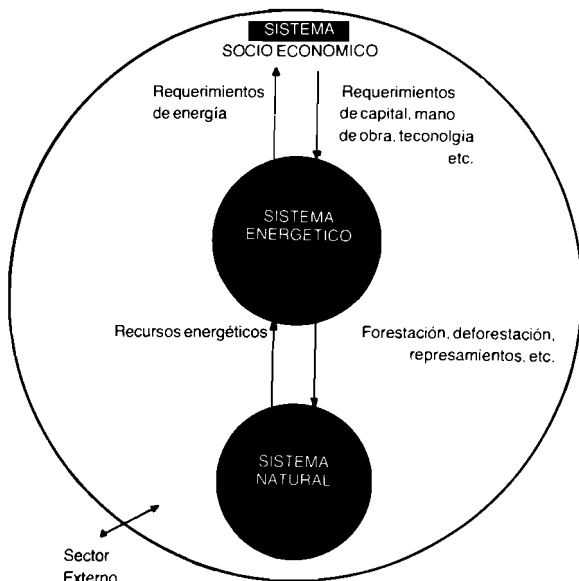
También es importante mencionar las interacciones que se producen entre el sistema energético y el sistema natural o medio ambiente.

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.

GRAFICO I-1

Relaciones entre sistema socioeconómico, sistema energético y sistema natural



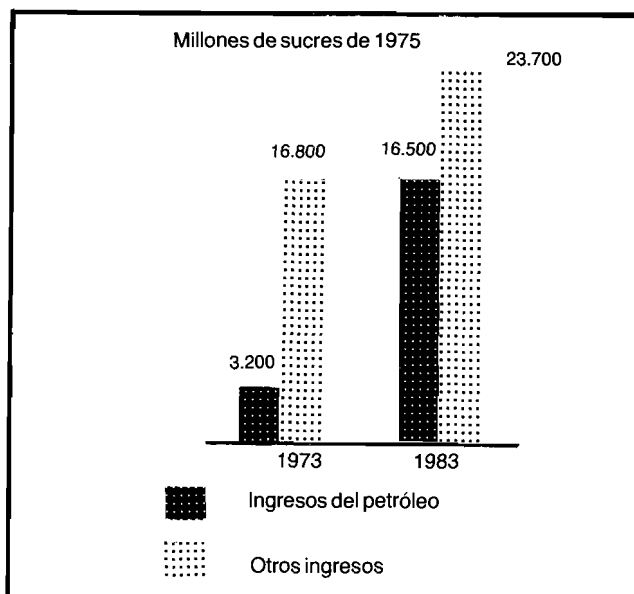
FUENTE: Elaboración de los autores

El estudio de la problemática socioeconómica del sistema energético sufrió un enorme impulso a partir de la llamada "Crisis energética", a inicios de la década de los 70. Para el Ecuador, dicha crisis se tradujo en un conjunto importante de transformaciones socioeconómicas, al percibir el país un ingreso creciente de divisas por la exportación de su principal recurso energético, el petróleo.

El recurso petrolero no sólo se constituyó en el eje del desarrollo económico y social, sino que provocó cambios significativos en el sistema energético, como se analizará en los capítulos posteriores. Es así que, desde el llamado "boom petrolero", el sistema energético pasó a ocupar un papel revelante, y ya no sólo como abastecedor de energía, sino como un elemento clave del ingreso de recursos (Cuadro I-1 y I-2).

CUADRO I-1

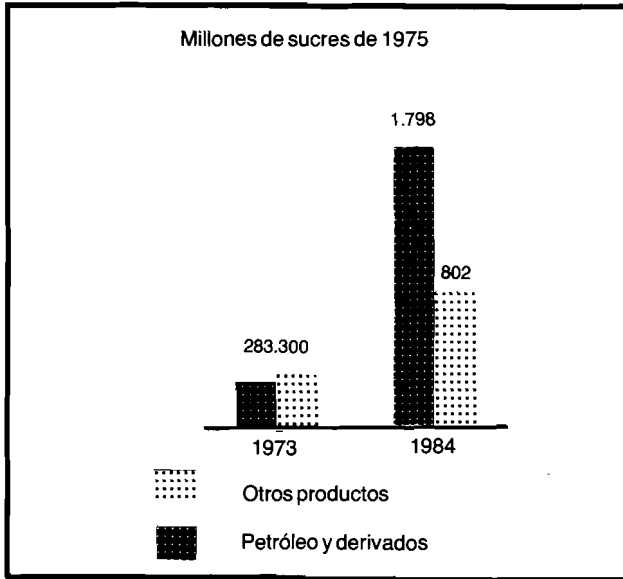
Ingresos públicos en 1973 y 1983 (Incluye gobierno nacional y gobiernos seccionales)



FUENTE: World Bank. Ecuador: An Agenda for Recovery and Sustained Growth. Oct. 1984.

CUADRO I-2

Exportaciones en 1973 y 1984



FUENTE: Banco Central del Ecuador. Información Estadística No. 1587. Feb. 1985.
Banco Central del Ecuador. Boletín, Año LX, No. 592, May.-Agos. 1985.

1.2 Abastecimiento de Energía

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), transformados, 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.

La naturaleza de la energía permite que dichos flujos, adoptando convenciones sobre las conversiones entre las distintas fuentes de energía y conociendo los rendimientos de producción y utilización, se expresen en unidades físicas únicas (toneladas equivalentes de petróleo, joules, kilocalorías, etc.).

El *abastecimiento de energía*¹ 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 energía² (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 físico-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 citarán 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 (gasolinas, kérex, fuel oil, diesel oil, asfaltos, etc.).
- *Centrales hidroeléctricas*: transformación de la potencia hídrica en electricidad.

-
1. El concepto clásico de oferta de energía se refiere exclusivamente a aquellos productos energéticos que han pasado por un mercado formal. En nuestros países, una porción importante de estos productos no pasan por un mercado formal, sino que son de apropiación o recolección del propio consumidor. Un ejemplo típico es el caso de la leña. Por esta razón, se utiliza un concepto más amplio que el de oferta, que es el de abastecimiento. "Características Básicas del Sistema Energético", Instituto de Economía Energética -IDEE-, S.C. de Bariloche. 1985.
 2. Se denomina *energía primaria* a aquellas formas de energía que se presentan espontáneamente en la naturaleza, sin haber sido sometidas a algún proceso de transformación o conversión, pudiendo ser consumidas en ese estado.

- *Centrales eléctricas térmicas*, en las cuales ingresan comúnmente derivados de 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 %)³, 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.

En el cuadro I-3 se representan los recursos energéticos consumidos por el Ecuador en 1984 y los usos principales a que se destinaron para satisfacer los requerimientos energéticos de los distintos sectores sociales y productivos.

La satisfacción de una necesidad puede ser alcanzada con cantidades físicas de energía muy distintas, 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 4,

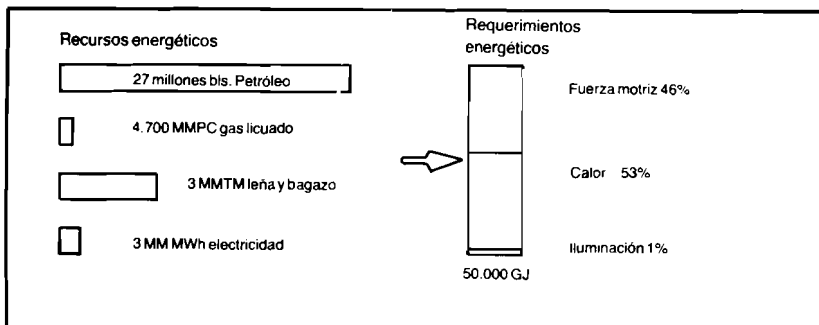
3. Instituto de Economía Energética -IDEE- Características Básicas del Sistema Energético. S.C. de Bariloche, 1985.

4. Se denomina como energía neta o final a todas las formas de energía que se destinan al consumo, y pueden ser energías primarias, como la leña; o energías secundarias o derivadas, como la gasolina o kérex.

dan como resultado la energía útil, cuya magnitud determina la intensidad energética del uso.

CUADRO I-3

Necesidades energéticas del Ecuador y recursos consumidos en 1984



MMPC: miles de millones de pies cúbicos
 MMPC: miles de millones de toneladas métricas
 MMMWH: miles de millones de mega vatios-hora

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos: Serie Provisional 1979-1984. 1985; y, estimación de los autores.

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 (Gráfico I-2)

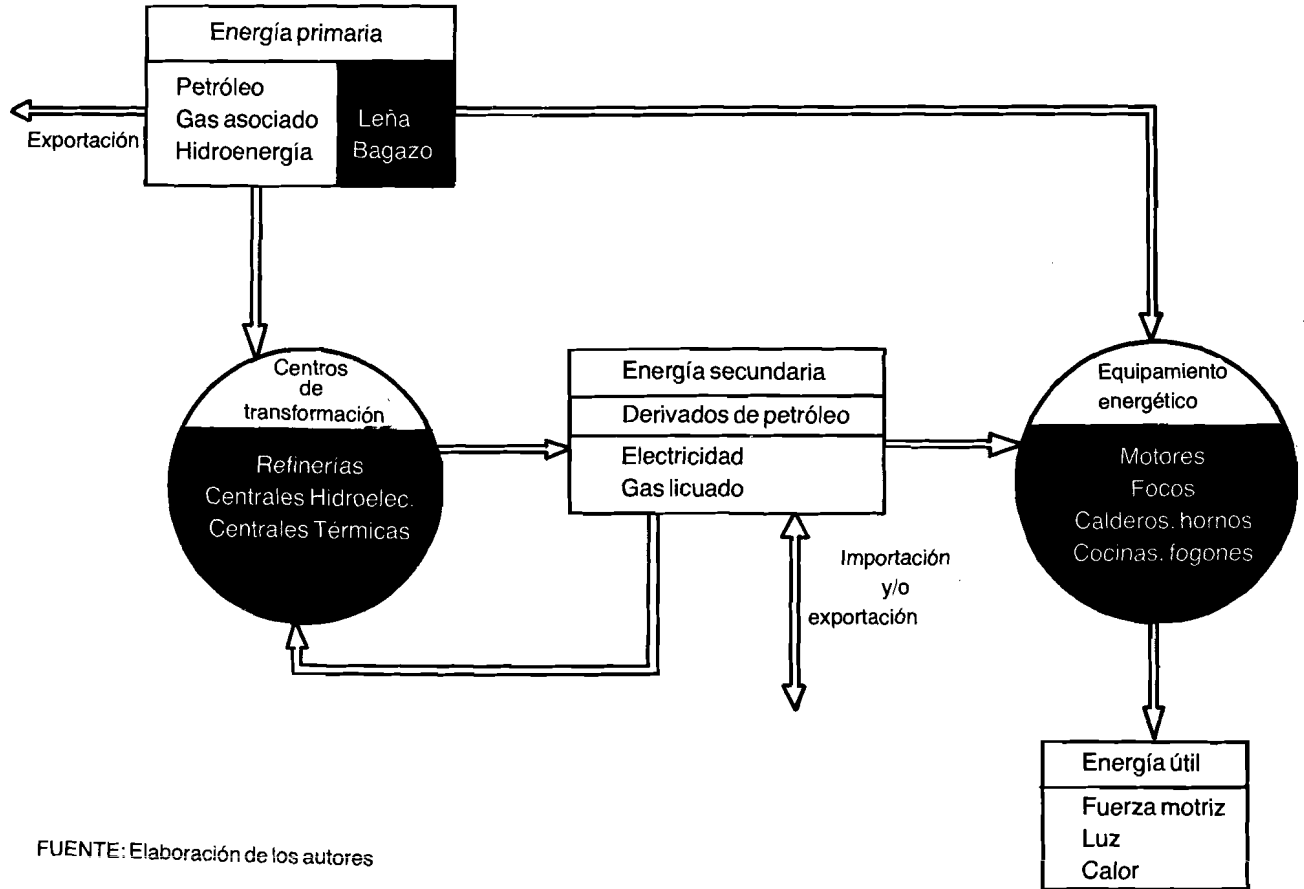
La cadena energética describe, asimismo, los flujos físicos de productos energéticos, a lo largo de las fases de extracción o captación, transformación, transporte, distribución y uso.

1.3 Usos energéticos y sectores consumidores.

El uso energético es el nexo entre la energía y la satisfacción de las necesidades socioeconómicas 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.

GRAFICO I-2

Representación esquemática de la cadena energética



FUENTE: Elaboración de los autores

A título de ejemplo, en el Cuadro I-4 se dan los requerimientos de energía primaria, final y útil para los usos de cocción y transporte, abastecidos por distintas fuentes energéticas.

CUADRO I-4

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

Uso energético		Energía útil	Energía final	Energía primaria
				KEP
Cocción ^(a)	electricidad	62	78	300 ^(c) ó 900 ^(d)
	G.L.P.	62	103	112
	kérex	62	138	150
	leña	62	690	690
Transporte terrestre ^(b)	gasolina	9.4	65.0	72.2
	diesel	9.4	52.0	56.5
	electricidad	9.4	14.5	56.1 ^(c) ó 18.6 ^(d)

KEP: Kilo equivalente de petróleo.

(a) Consumo promedio de una familia al año.

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

(c) Termoelectricidad.

(d) Hidroelectricidad.

FUENTE: Estimación de los autores

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 Cuadro I-5.

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 requiera 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 o 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”

CUADRO I-5

Categorías de los usos energéticos

Categorías generales	Categorías específicas
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. Frío.	9. Ventilación.
	10. Refrigeración.
	11. Conservación de alimentos.
	12. Frío 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.

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, en los países en vías de desarrollo, la tendencia de cambio de la 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 consumidoras de energía, en las cuales la disponibilidad de este insumo es una precondition 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 pueden distinguir los siguientes usos.

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

En este uso ha tenido mucho impacto el motor eléctrico, de gran rendimiento y flexibilidad, que provee de energía mecánica en la forma requerida allí donde se la necesita, sustituyendo totalmente a la antigua máquina de vapor.

b) *Energía térmica*, destinada a proporcionar calor en diversas formas y condiciones. En este uso se distinguen los siguientes grupos principales:

- *Producción de vapor*, que constituye un medio de transporte y abastecimiento de calor; puede ser utilizado en forma sumamente flexible y en etapas sucesivas.

Otra ventaja es que puede usar una gran variedad y calidad de combustibles (diésel oil, fuel oil, bagazo, etc.), como fuente de una energía térmica homogénea, limpia y flexible.

- *Hornos*, en los que el combustible provee calor en forma directa al producto, independientemente que se encuentre en contacto físico o no con el mismo.
 - *Radiación*, que es un tipo de calor indirecto utilizado para procesos especiales (calentamiento superficial, secado) mediante paneles radiantes, que tienen la ventaja de dar un calor localizado, permitiendo la producción en serie.
- c) *Energía eléctrica específica*, que corresponde a la empleada en iluminación, electrónica y electroquímica, usos que sólo pueden abastecerse de energía eléctrica.

Generalmente, se estudia los requerimientos energéticos del sector industrial desagregando al sector de acuerdo al Código Industrial Internacional Uniforme (CIIU), excluyéndose las actividades vinculadas a la producción ó transformación de energía, tales como las refinerías de petróleo, que son analizadas dentro del sector energético.

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 las 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 entre 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 o el 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.

En años recientes se ha vinculado el consumo de energía con el nivel de ingreso o poder adquisitivo del núcleo familiar, haciendo la distinción de si el consumo se mide en energía neta o en energía útil.

En el Cuadro 1-6, se presenta, a vía de ejemplo, el consumo energético total de la Ciudad de México, de acuerdo a los niveles de ingresos de los núcleos familiares.

CUADRO I-6
Consumo energético total en el sector residencial de la Ciudad de México
10⁵ BTU/familia/año (dep/familia/año)

Nivel de ingreso dólares/fam./año	Energía final	Energía útil	Eficiencia promedio %
480	186 (469)	47 (188)	25
1700	177 (446)	83 (209)	47
3600	175(441)	90 (227)	51
7200	263 (663)	157 (396)	60
14400	307 (774)	195 (491)	64

FUENTE: Institut of Energy Research. G.Mc. Granahan-N Taylor. Paterns of Urban Household Energy use in Developing Countries: The Case of Mexico City. 1977.

En el cuadro se puede observar que los primeros tramos de niveles de ingreso existe una aparente contradicción en el consumo de energía final, pero ésta desaparece al considerarla como energía útil. Esto se debe a que los usuarios de los niveles más bajos de ingresos, a más de utilizar menos energía útil, lo hacen mediante fuentes de menor calidad y con artefactos de bajo rendimiento, lo cual genera un mayor consumo en energía final por unidad de energía útil aprovechada.

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 autoconsumo.

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 refinerías, centrales térmicas, plantas de tratamiento de gas, etc., clasificados en general como consumos propios del sector energético.

En el cuadro 1-7 se 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.

1.4 La contabilización energética

Las estadísticas energéticas se sintetizan en el llamado *Balance Energético*. En él se presenta la sucesión de etapas que siguen los flujos energéticos, en términos físicos, desde la producción hasta el consumo. Es también un instrumento de contabilidad y análisis.

La descripción anterior corresponde a los llamados Balances Energéticos de Base o convencionales, en que el registro de los flujos ener-

CUADRO I-7

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

Uso de la energía	Mayores áreas de utilización	Energético utilizado	Energético actualmente disponible ^(a)
Fuerza motriz	Transporte: automóviles, aviones, barcos, trenes.	Derivados de petróleo	Electricidad, GLP
	Industria: motores de combustión y eléctricos Agrícola: maquinaria agrícola	Derivados y electricidad Derivados y electricidad	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	Electricidad	Energía fotovoltaica
	Servicios: alumbrado público	Electricidad	Energía fotovoltaica
	Industria: iluminación, equipo electrónico	Electricidad	Energía fotovoltaica

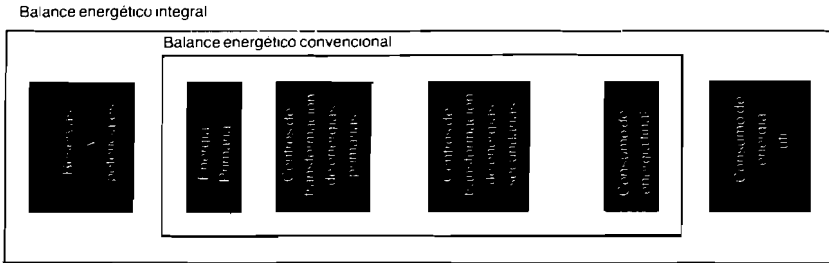
FUENTE: (a) Corresponde a fuentes energéticas de utilización restringida por disponibilidad y/o costos de aplicación.

géticos se inicia en el abastecimiento o producción de energías primarias y termina con el consumo de los distintos sectores, en términos de energía final.

Actualmente se ha propuesto un balance más amplio, que complementa al balance antes indicado; hacia atrás, con la incorporación de los recursos, reservas y potenciales energéticos; y hacia adelante, con la incorporación de los usos y la energía útil (Gráfico I-3).

GRAFICO I-3

Representación esquemática de los balances energéticos convencionales e integrales



FUENTE: Energía y desarrollo, desafíos y métodos, síntesis y conclusiones publicado por Fundación Bariloche para la Comisión de Comunidades Europeas. Argentina 1984.

Los flujos energéticos que se contabilizan en el balance corresponden a cantidades físicas de diversas formas de energía, por lo que es necesario adoptar una unidad común.

Si bien la física nos indica con bastante exactitud cuales son las equivalencias teóricas entre calor, trabajo y energía eléctrica, en la práctica encontramos que no se trabaja con sustancias puras y lo que normalmente se engloba con una palabra (petróleo, gas natural, leña, etc.), es en realidad una mezcla o una gama muy variada de sustancias de características similares pero no iguales.

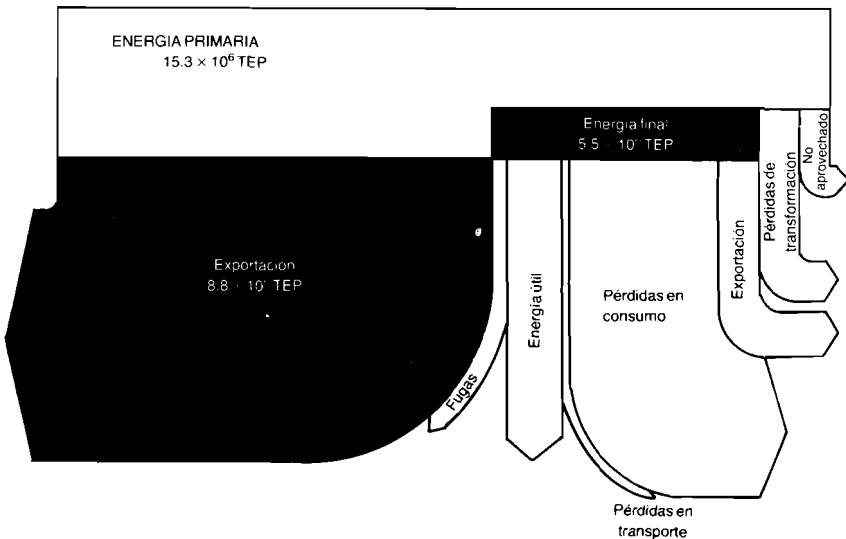
Este problema se soluciona mediante la adopción de una tabla de equivalencias, definida en función de valores promedios característicos para cada forma de energía, siendo importante y fundamental el que estas equivalencias prevalezcan a través del tiempo y el espacio, y que se las de en forma explícita.

En el ámbito internacional predominan dos unidades para unificar los valores de las distintas formas de energía, y son, la Tonelada Equiva-

lente de Carbón (TEC) y la Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP).⁵ La primera de uso común en Europa y la segunda, en América.

Con estos antecedentes, en el Gráfico I-4 se presenta un esquema del Flujo Energético del Ecuador en 1984. En él consta la energía primaria total que abasteció al sistema energético y los distintos rubros de destino de esta energía.

GRAFICO I-4
Flujo energético del Ecuador en 1984



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos: Serie Provisional 1979-1984. 1985.

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

- 1 TEP = 909 Kg. de GLP
- 3.300 Kg. de leña
- 344 galones de gasolina
- 316 galones de kérex
- 317 galones de diésel
- 11.628 KWh
- 100.000 Kcal

La mayor parte de la energía primaria corresponde a la explotación de petróleo, de ahí que el rubro exportación sea el principal destino de esta forma de energía.

Las pérdidas en a transformación de la energía primaria son debidas principalmente a las pérdidas provenientes de la refinación de petróleo, plantas de tratamiento de gas y centrales térmicas de generación eléctrica.

El rubro no aprovechado corresponde al venteo o combustión del gas asociado de petróleo.

En la energía final, un aspecto importante de destacarse son las enormes pérdidas que se producen en el consumo. Esto da una idea de la magnitud de la energía final requerida para las distintas necesidades socioeconómicas, pero sin embargo, la energía efectivamente aprovechada (energía útil) es muy inferior.

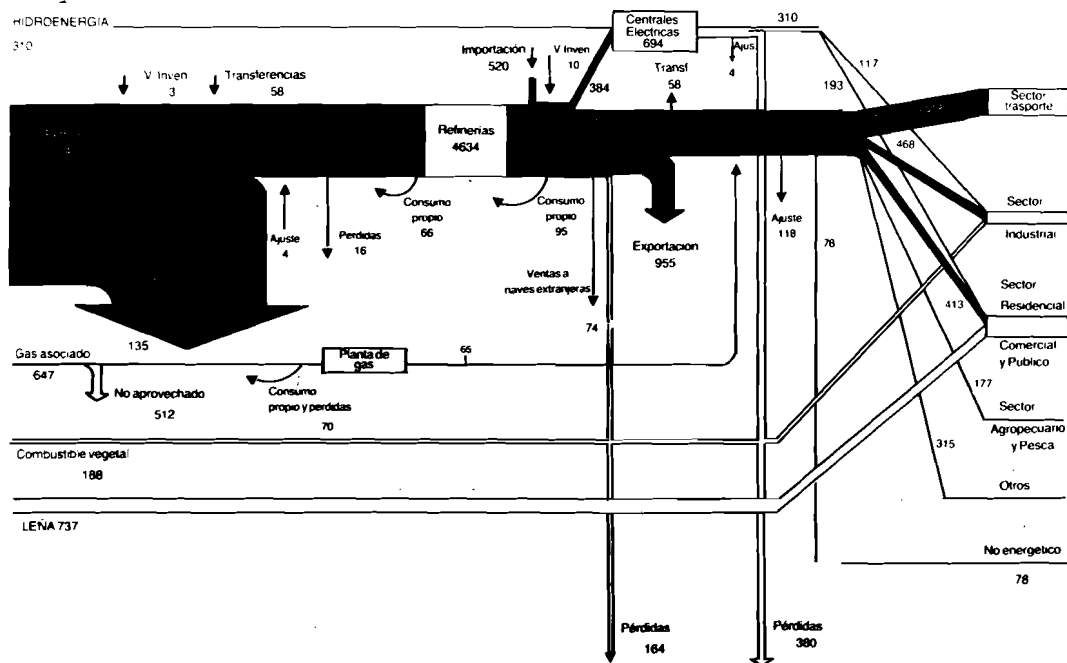
También como parte de la energía final consta la exportación de derivados de petróleo y las "fugas", que no son otra cosa que la exportación ilícita (contrabando) de derivados de petróleo.

En Gráfico I-5 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 I-5 representa el balance energético del Ecuador de 1984, en forma de flujos de energía en una unidad común, la TEP.

GRAFICO I-5
Flujo de Energía-Ecuador año 1984 (TEP x 10³)



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE- Balances Energéticos serie provisional 1979-1984. 1985 - OLADE Balances Energéticos de América Latina. Quito. 1985.

2. Estructura actual del sistema energético Ecuatoriano

Una vez planteados algunos conceptos teóricos sobre la naturaleza, característica y estructura del sistema energético, y con ayuda del Gráfico 1-6, se describe en forma sintética las principales características físicas y la estructura del sistema energético del Ecuador.

Dicha figura refleja de una manera estática la estructura del sistema, desde los recursos hasta el consumo final, así como sus distintas articulaciones.

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

1. Yacimientos de petróleo.
2. Recursos hídricos.
3. Recursos forestales y agrícolas (deshechos 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 físico-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 diésel 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 del 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 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 y pequeños autoprodutores.

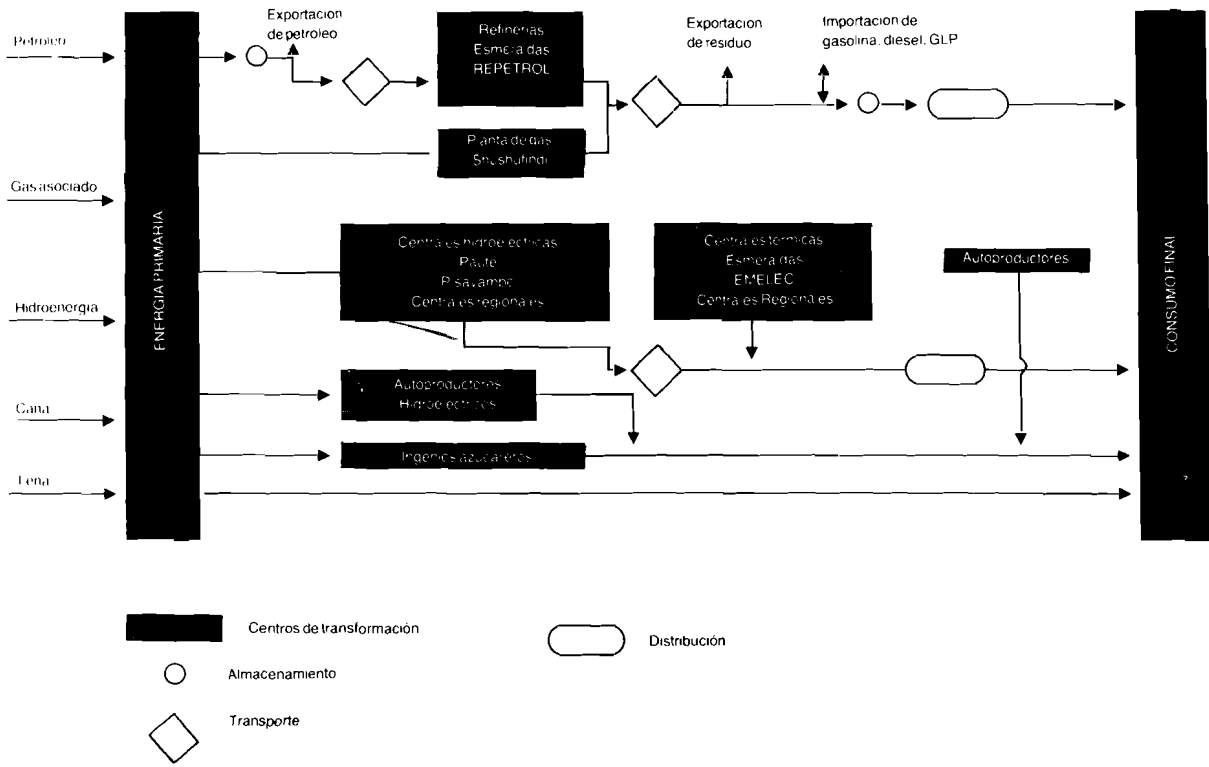
Finalmente, el Ecuador dispone de recursos forestales y agrícolas (deshechos de caña de azúcar) para el abastecimiento de energía primaria.

Los recursos forestales son fuente de energía principalmente en el medio rural, a través de la explotación de la leña. Tienen la particularidad de no pasar por un mercado formal, sino que el consumidor se lo apropia directamente, y, por otro lado, 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.

GRAFICO 1-6

Estructura del sistema energético ecuatoriano (1984)



FUENTE: Elaboración de los autores.

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

2.1 Recursos energéticos y su producción

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 escalas 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 definen como una fracción del volumen total identificado factible de extraer en las condiciones técnicas y económicas del momento en que han sido estimadas.

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 podrá 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.

Los recursos energéticos también pueden diferenciarse entre tradicionales y nuevos o alternos. Esta diferenciación está sujeta en gran medida a los recursos disponibles en cada país, y a la magnitud de explotación y consumo de los mismos. Así, por ejemplo, en el Brasil, la utilización del alcohol como fuente de energía ha llegado a ser práctica común, por lo que para este país esta fuente podría denominarse tradicional. Por el contrario, en el Ecuador, el alcohol, como combustible, puede considerarse como una fuente nueva o alterna.

En nuestro país 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 los cuadros siguientes se resume las reservas de los recursos energéticos no renovables y los potenciales de los recursos renovables del Ecuador, calculados para 1984 (el detalle de los cálculos se presenta en el Anexo 1).

En el Cuadro I-10 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.

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".

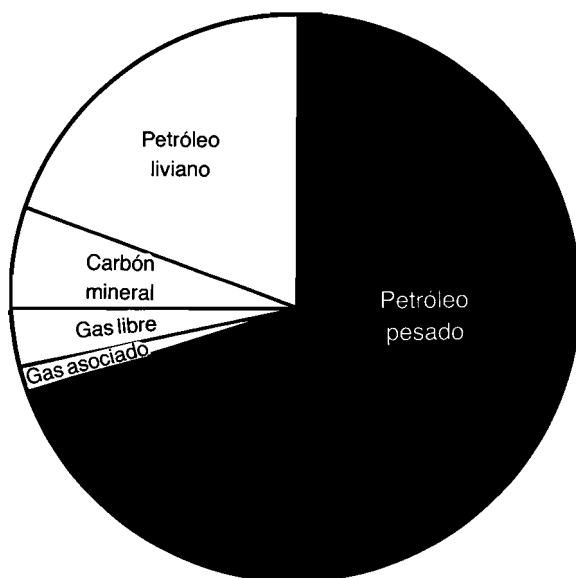
CUADRO I-8

Recursos energéticos no renovables calculados para 1984.

Recursos	Reservas	
	millones Tep	%
Petróleo liviano	157	22.4
Petróleo pesado	500	71.4
Gas asociado	7	1.0
Gas libre	16	2.3
Carbón mineral	20	2.9
Total	700	100.0

FUENTE: Banco Mundial-PNUD. Ecuador, Problemas y opciones en el Sector Energía. Octubre 1985.

C. Alvarez-B. Arroyo-F. Soza. Posibilidades Carburíferas del Ecuador. 1985.



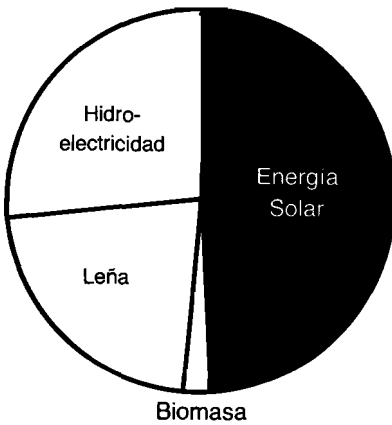
CUADRO I-9

Potenciales energéticos renovables calculados para 1984

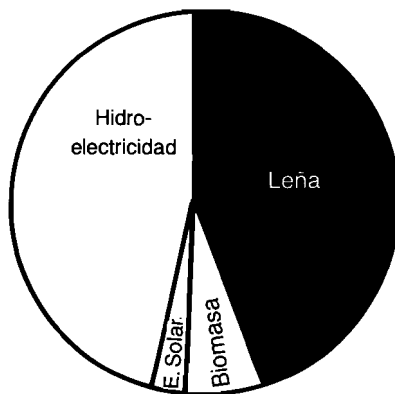
Recursos	Potencial teórico		Potencial aprovechable	
	1000 Tep/año	%	1000 Tep/año	%
Hidro-electricidad	28,000	28	6.300	47
Leña ^(a)	20,000	20	6.000	45
Biomasa-bagazo ^(a)	1,200	2	700	5
Energía Solar	50,000	50	350	3
Total	99,200	100	13,500	100

FUENTE: INE. Evaluación Preliminar del Potencial Bioenergético del Ecuador. 1985.
(a) (20).

Potencial Teórico



Potencial Aprovechable



- Según la densidad, se los clasifica en:
- Ligeros y medianos, de más de 20° API⁶
 - Pesados, de menos de 20° API

Siendo también ese el orden decreciente de su valor comercial.

Como se puede observar en los cuadros anteriores, el 71.4% de los recursos energéticos no renovables ecuatorianos corresponden al petróleo pesado, cuyos yacimientos aún no han sido explotados, estimándose una reserva de 3.500 millones de barriles. Estos yacimientos están ubicados en la región oriental, en Pungarayacu.

En segundo orden se ubican las reservas de petróleo liviano, cuyo volumen a fines de 1984 era de 1.000 millones de barriles en reservas probadas y 500 millones de barriles en reservas probables.

Los yacimientos de gas libre se ubican en la zona del Golfo de Guayaquil, estimándose una reserva de 250.000 miles de millones de pies cúbicos (MMPC).

Los yacimientos del carbón mineral se ubican principalmente en el austro ecuatoriano, siendo actualmente su explotación marginal; las reservas se estiman en 30 millones de toneladas métricas.

Para los recursos renovables se ha definido un potencial teórico y un potencial aprovechable.

El potencial teórico corresponde a una estimación del recurso tal cual se presenta en la naturaleza. Sin embargo, dichos recursos, sea por deficiencias de captación para fines energéticos o porque las condiciones técnicas y económicas del momento no permiten su total explotación, son utilizables sólo en parte. De ahí que se defina un potencial aprovechable.

Como ejemplo de lo anterior, el caso de la energía solar. Por la ubicación geográfica del Ecuador, son altos los niveles de radiación captados en la superficie terrestre, y es grande la superficie sobre la cual se podría realizar esta captación, por lo cual se dispone de un potencial teórico enorme, incluso superior al de la hidroelectricidad. Sin embargo, la

6. Los grados API son función inversa de la densidad, esto es, a mayor densidad del crudo, menor será su grado API.

CUADRO I-10
Potencial 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	100,0

FUENTE: Cuadro I-8 y Cuadro I-9 Cálculos Anexo 1

utilización de la energía solar disponible para fines energéticos prácticos es mínima, por ausencia de medios de captación.

Entre los potenciales energéticos renovables está también la biomasa. Este recurso se obtiene de la materia orgánica descompuesta (estiércol, basura, desechos de cosechas, etc.) en ausencia de aire. El proceso de descomposición se produce por fermentación anaeróbica, generándose una mezcla de gases, conocida como biogas, que contiene aproximadamente entre el 50 y 60% de gas metano, con un poder calórico de 5.000 a 5.500 kilocalorías por metro cúbico.

A continuación se analizará individualmente los principales recursos energéticos disponibles en el Ecuador, en sus distintas fases de producción, transformación, transporte y distribución.

2.1.1 Hidrocarburos

El petróleo es el principal recurso energético del Ecuador. Su importancia de vio grandemente acrecentada con el inicio del "boom petrolero" a escala mundial. Así, mientras en 1970 su participación en la pro-

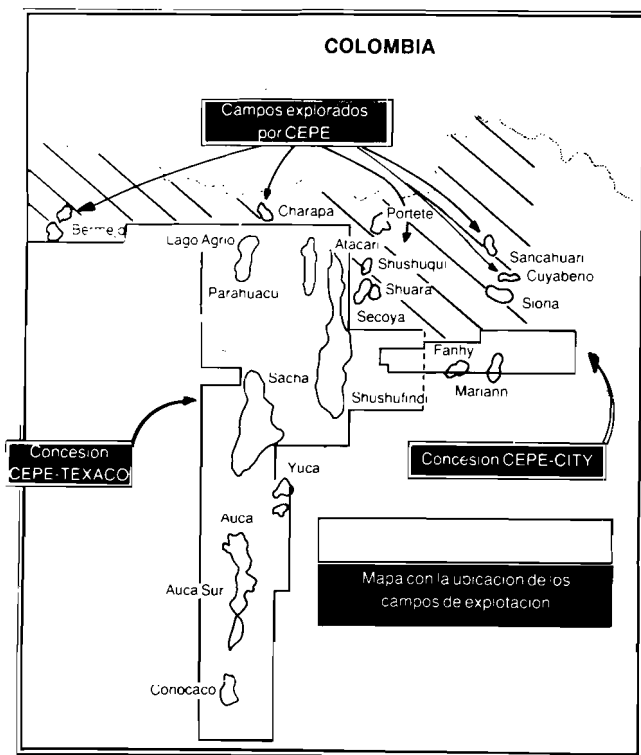
ducción de energía primaria fue del 13.4%, en 1984 fue del 86.7%, representando en ese mismo año el 72% del consumo total de energía del país.

En 1984 la producción petrolera estuvo a cargo de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE; del Consorcio CEPE-TEXACO; y, de la Asociación CEPE-CITY.

El Consorcio CEPE-TEXACO y la Asociación CEPE-CITY realizan sus operaciones de explotación petrolera sólo en los campos del Nororiente ecuatoriano (Gráfico I-7) mientras que CEPE, además, opera en los campos de la Península de Santa Elena.

GRAFICO I-7

Areas de producción petrolera en el nororiente ecuatoriano



FUENTE: Dirección Nacional de Hidrocarburos, División Técnica.

CUADRO I-11

Producción de petróleo en 1984

Empresa	Número de pozos	Producción millones de barriles
Consorcio CEPE-TEXACO	210	81,4
Asociación CEPE-CITY	11	1,5
CEPE Nororiente	35	11,6
CEPE Península	654	0,4
Total	910	94,9

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

Conjuntamente con la explotación petrolera, los yacimientos ecuatorianos permiten la captación de gas natural (más conocido como gas asociado de petróleo), cuya producción en 1984 se indica en el Cuadro I-12.

CUADRO I-12

Producción de gas asociado en 1984

Empresa	Número de pozos	Producción millones de pies cúbicos
Consorcio CEPE-TEXACO	208	13,3
Asociación CEPE-CITY	35	0,2
CEPE Nororiente	10	3,6
CEPE Península	654	0,9
Total	907	18,0

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, artículo 33, desde 1978 se dispuso que las empresas productoras de petróleo entreguen obligato-

riamente al mercado interno el crudo que se considere necesario para el abastecimiento suficiente del país.

El petróleo es entregado por las empresas, una parte, a las refinerías instaladas en el Ecuador, para la producción de derivados, y otra parte, para realizar transacciones de compensación, que sirven para atraer del exterior los derivados que cubran la demanda interna, a cambio de entregas de crudo de producción nacional.

En los primeros años de la década de los 70, los procesos de refinación de petróleo estuvieron a cargo de tres refinerías: las dos primeras instaladas en la Península de Santa Elena y operadas por la Anglo y la Gulf, y una tercera, instalada en Lago Agrio, perteneciente al Consorcio Texaco-Gulf.

Así, en 1972, el Ecuador disponía de una capacidad de refinación de 34.000 barriles de petróleo por día de operación (BPDO).

Posteriormente, con la creciente intervención de CEPE en las actividades hidrocarburíferas, se ampliaron las capacidades de procesamiento de las refinerías Anglo y Gulf, y por otro lado, desde 1977 CEPE pasa a ser propietaria del 62.5% de los derechos y activos de la refinería de Lago Agrio, al adquirir las acciones de la Gulf.

A mediados del mismo año; CEPE incrementa considerablemente la capacidad de refinación, al poner en marcha el complejo industrial más grande del país, la refinería estatal de Esmeraldas, con una capacidad de procesamiento de 55.600 BPDO.

Así, la infraestructura de refinación de petróleo presentó, en 1984, las características mostradas en el Cuadro I-13.

Cabe indicar que la Compañía de Petróleos Gulf, propietaria del 85% de las acciones de la refinería del mismo nombre, cambió, a partir de 1983, su razón social por la de Repetrol.

En la actualidad, la refinería de Esmeraldas recibe únicamente petróleo de la región oriental, directamente desde el oleoducto transecuatoriano. Entretanto, parte del petróleo de Oriente que llega al terminal de Balao por dicho oleoducto es transportado por vía marítima a las refinerías de la Península de Santa Elena, que adicionalmente reciben crudo proveniente de los campos de la misma Península.

CUADRO I-13

Principales características de las refinерías ecuatorianas

Concepto	Refinerías			
	Anglo Ecuatorian Oilfields	Gulf-Repetrol	Estatal de Esmeraldas	Lago Agrio
Localización	Península de Santa Elena	Península de Santa Elena	Esmeraldas	Lago Agrio
Capacidad instalada	34,900 BPDO	9,000 BPDO	55,600 BPDO	1,000 BPDO
Productos	Gasolina 63 y 84 octanos. Kérex Turbo fuel Diesel oil Residuos Spray oil Mineral turpetine Solvente N. 1 Rubber solvent G.L.P.	Gasolina 80 octanos Kérex Diesel oil Residuos	Gasolina 80 octanos Kérex Turbo fuel Diesel oil Residuos Asfaltos G.L.P.	Gasolina Turbo fuel Diesel oil Residuos

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

En 1984, las refinерías instaladas en el Ecuador procesaron y produjeron los volúmenes de materia prima y derivados indicados en el Cuadro I-14.

Finalmente, en materia de refinación, cabe indicar que se encuentran en marcha los proyectos de ampliación de la refinерía estatal de Esmeraldas, a una capacidad total de 70.000 BPDO; y, la construcción de la refinерía Amazonas, con una capacidad de 10.000 BPDO.

En cuanto a gas licuado de petróleo, a partir de 1981, CEPE incrementó la capacidad de oferta de este energético, con la entrada en operación de la planta recuperadora de Shushufindi, que tiene una capacidad de procesamiento de 25.000.000 pies³ por día de gas natural proveniente de los pozos petroleros de la región oriental, y una producción diaria de 4.032 barriles de GLP y 1.050 barriles de gasolina natural.

En 1984, la planta de Shushufindi, produjo 476.069 barriles de GLP

CUADRO I-14

Producción de las refinerías ecuatorianas en 1984 (Valores en millones de barriles)

Concepto	Refinerías				Total
	Anglo Ecuatorian Oilfields	Gulf Repetrol	Estatal de Esmeraldas	Lago Agrio	
Utilización de materia prima ^(a)	11,57	2,76	17,87	0,36	32,56
Gasolinas ^(b)	2,04	0,57	5,27	0,04	7,92
Kérex	1,07	0,23	0,98		2,28
Diesel	1,63	0,45	3,19	0,13	5,41
Turbo fuel	0,30		0,73	0,03	1,06
Residuo	6,27	1,53	6,00		13,80
Spray oil	0,09				0,09
Solventes ^(c)	0,07				0,07
Asfaltos ^(d)			0,42		0,42
G.L.P.	0,009		0,62		0,63
Ganancias y/o pérdidas		-0,02			
Total derivados	11,48	2,78	17,21	0,20	31,68

(a) Como materia prima se incluye: crudo, producto contaminado, slop y gasolina natural.

(b) Incluye gasolina de 68,80 y 82 octanos

(c) Incluye mineral turpentine, rubber solvent y solvent No. 1

(d) Incluye asfalto 85/100 y RC2.

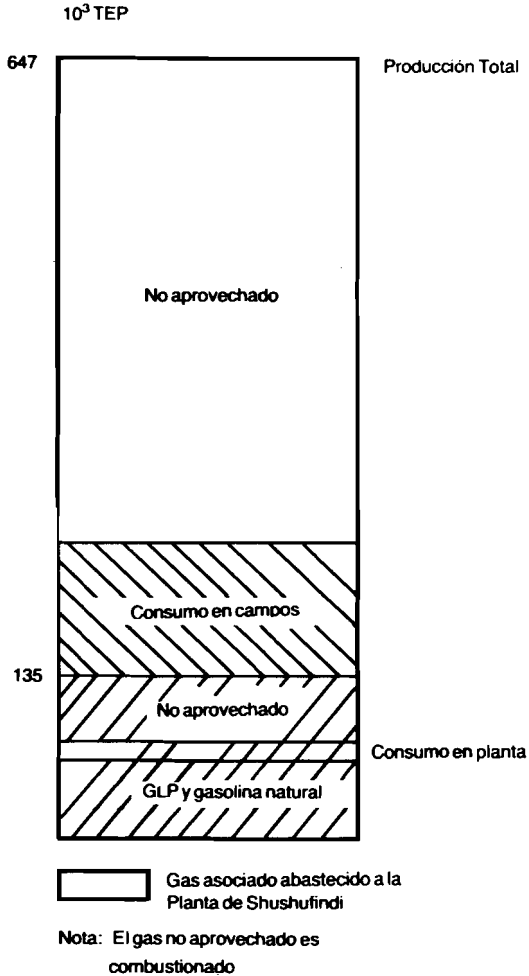
FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

y 145.506 barriles de gasolina natural, que junto con los 626.508 barriles de GLP producidos en las refinerías de Anglo y Esmeraldas, dieron una producción total de 1.102.577 barriles de GLP.

En el caso del gas asociado, se presenta una situación preocupante, debido a que los volúmenes de aprovechamiento de este energético para la transformación a gas licuado son sumamente inferiores a los volúmenes que se disponen, es decir, existe un desperdicio excesivo de este energético. Esto se ilustra en el Cuadro I-15.

CUADRO I-15

Aprovechamiento del gas asociado del Oriente Ecuatoriano en 1984



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984. 1985.

Debido a la inadecuación de la estructura de refinación frente a la demanda interna de derivados, el Ecuador se ha visto en la necesidad, por un lado, de importar derivados livianos, principalmente gasolina y diesel; y por otro lado, de exportar los excedentes de producción de combustibles pesados.

Asimismo, tanto por la ineficiente captación de gas asociado, así como por la baja capacidad de operación de la planta de tratamiento de gas de Shushifindi, en 1984, el Ecuador ha tenido que importar 792 mil barriles de gas licuado de petróleo, para poder cubrir las necesidades internas de este energético.

En los Cuadros I-16 y I-17, se resume el comercio exterior de hidrocarburos realizado por el Ecuador en 1984.

La comercialización interna de derivados de petróleo en el país estuvo, hasta 1972, bajo la total responsabilidad de la empresa privada, representada principalmente por las Compañías Anglo Ecuatorian Oilfields y Petróleos Gulf del Ecuador.

CUADRO I-16
Exportaciones de petróleo por tipo de transacción
y por destino en 1984
(Valores en millones de barriles)

Por tipo de transacción	Ventas directas	Compensación	Regalías	Contratos abastecimiento ^(a)	Total
	27,9	4,9	11,5	2,6	46,9
Por destino	E.E.U.U.	Lejano Oriente	Caribe		
	22,0	15,8	9,1		46,9

(a) Rubro cuya exportación no genera divisas e incluye 504,441 bls. que generó ingreso de divisas.

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

CUADRO I-17

Importaciones de derivados de petróleo en 1984 (Valores en millones de barriles)

Producto	Procedencia				Total
	E.E.U.U.	Curacao	México	Chile	
Gasolina 80-84	0,91	0,22	1,04		2,17
Avgas		0,01		0,02	0,03
Diesel	0,61		0,59		1,28
G.L.P. (a)	0,34		0,45		0,79
Total	1,86	0,23	2,08	0,02	4,19
Participación	44%	6%	50%	—	100%

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

Posteriormente, la ampliación de las refinerías de la Anglo y Gulf, en las que CEPE participa en la producción de combustibles para el mercado interno, así como la sustitución íntegra de Gulf por CEPE en la comercialización de derivados, permitieron a la Corporación Estatal, desde 1977, abarcar el 100% de las operaciones de abastecimiento interno, aunque en determinados productos (GLP, lubricantes, turbo fuel y avgas), las ventas al consumidor se realizan a través de empresas privadas.

Con relación a los derivados, CEPE responde por el abastecimiento al por mayor, hasta las gasolineras, las mismas que están en manos de propietarios particulares.

En el caso del GLP, igualmente la distribución al consumidor está a cargo de varias empresas particulares (Liquigas, Duragas y Congas). En el ramo de lubricantes, CEPE compite en el mercado interno con empresas privadas en igualdad de condiciones.

Al iniciarse la fase de explotación petrolera en el territorio nacional, así como al incrementarse las demandas y la necesidad de un abasteci-

miento interno normal y oportuno de derivados, se tuvo que desarrollar la infraestructura necesaria para el transporte de crudo y derivados.

Así, en 1969, el Gobierno autorizó a las empresas Texaco y Gulf la construcción del oleoducto Transecuatoriano, para transportar crudo desde Lago Agrio, en el Oriente, hasta el terminal de Balao, en la costa ecuatoriana.

El contrato de construcción fue firmado en 1970, entre el Consorcio Texaco-Gulf y la Wibros Ecuadorian Co., culminándose la obra en 1972.

Posteriormente, CEPE adquirió los derechos y acciones de la Gulf en el oleoducto, con lo cual, el manejo y administración del mismo, quedó en manos del Consorcio CEPE-Texaco, y finalmente, a partir de 1986, CEPE pasó a ser la única propietaria del oleoducto.

Para permitir la evacuación de productos desde la refinería de Esmeraldas hasta los depósitos de Santo Domingo de los Colorados y el Beaterio, en Quito, entró en operación, desde 1980, el poliducto Esmeraldas-Quito. Adicionalmente, desde 1981, se incorporó el tramo Quito-Ambato (reversión del poliducto Durán-Quito), que actualmente se considera como parte integrante del poliducto Esmeraldas-Quito.

Paralelo a la ruta del oleoducto transecuatoriano, se construyó el poliducto Shushufindi-Quito, el cual entró en operación en 1981, transportando diésel o gasolinas de la refinería de Lago Agrio. Posteriormente, en 1982, este poliducto iniciaría el transporte de gas licuado desde la planta de gas de Shushufindi, hasta el terminal El Beaterio, en Quito.

En 1968, la Empresa de Ferrocarriles del Estado -ENFE-, tomó la iniciativa para la construcción del poliducto Durán-Quito, obra que se concluyó en 1971; y, a partir de 1972, CEPE tomó a su cargo la administración, operación y mantenimiento del poliducto, previo convenio con ENFE.

La operación de este poliducto se desarrolló en forma normal hasta 1981, fecha en la que se produjo la rotura de la tubería en el paso por la población de Durán, suspendiéndose, por tal razón, su operación en forma definitiva.

CUADRO I-18

Características principales y volúmenes transportados de hidrocarburos, en el oleoducto y poliductos 1984

	Oleoducto trans- ecuadoriano	Esmeraldas Quito Ambato	Poliductos Shushufindi Quito	Durán Quito ^(a)
Características				
Iniciación	Lago Agrio	Esmeraldas	Shushufindi	Durán
Terminal	Pto. Balao	Ambato	Beaterio	Beaterio
Longitud total (Km)	503	630	305	368
Capacidad instalada inicial (bls/día)	250,000			4,800
Capacidad instalada actual (bls/día)	300,000	39,600	5,661	10,800
Capacidad máxima (bls/día)	400,000	58,560	6,720	
Volúmenes transportados en 1984				
Petróleo (bls) ^(b)	93,161,387			
Gasolina 92 octn. (bls)		115,977		
Gasolina 80 octn. (bls)		4,866,586		
Kérex (bls)		539,469		
Diesel (bls)		2,291,289	75,303	
G.L.P. (m ³) ^(c)			550	
Gasolina natural (m ³) ^(c)				

(a) Dejó de operar en 1981.

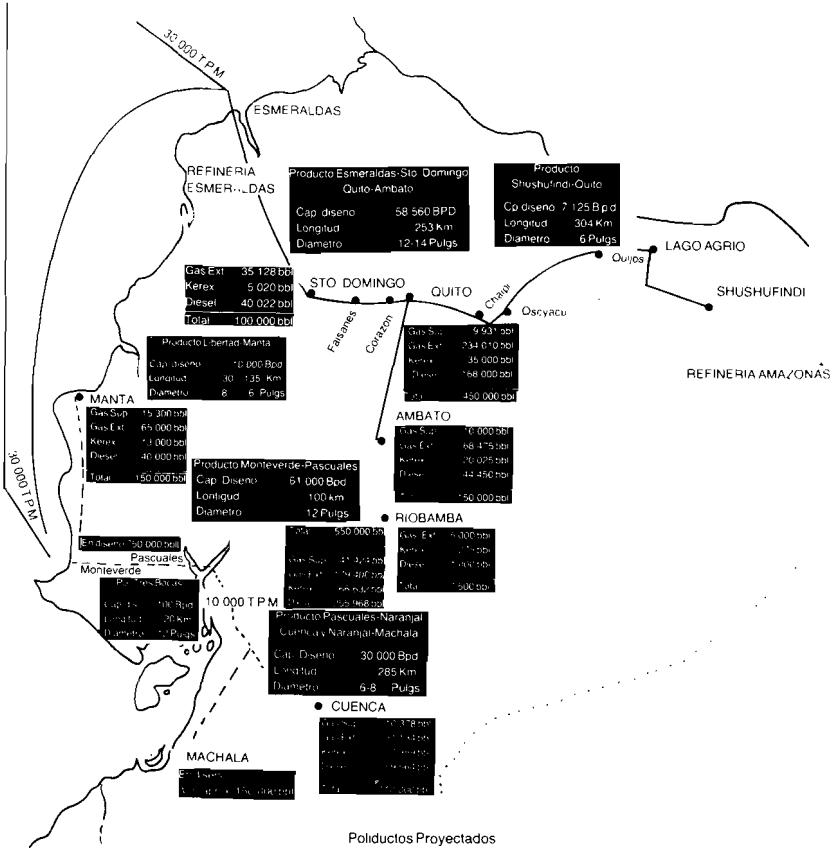
(b) Incluye: crudo, producto contaminado, gasolina natural y slop.

(c) Corresponde a las entregas en el Beaterio.

FUENTE: CEPE. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera en el País: 1972-1984. 1985.

GRAFICO I-8

Infraestructura de transporte y almacenamiento de derivados de petróleo y gas licuado



FUENTE: CEPE en el Desarrollo Nacional. 1985.

En el Cuadro I-18 se resumen las características del oleoducto y poliductos, así como los volúmenes transportados en 1984; mientras que en Gráfico I-8 se presenta el recorrido de los mismos por el territorio nacional y la infraestructura de almacenamiento de gasolina, kérex y diesel de CEPE.

2.1.2 Electricidad

En el año de 1980 se iniciaron los estudios del Plan Maestro de Electrificación de mediano y largo plazo, el cual contempló como uno de los puntos más importantes la elaboración del inventario de recursos hidroeléctricos del Ecuador.

Con este estudio se identificaron como áreas de interés hidroeléctrico las señaladas en el Gráfico I-9.

Los resultados más relevantes del inventario fijan el potencial teórico del Ecuador en 93.400 MW, correspondiendo el mayor potencial a las cuencas hidrográficas del Amazonas (68.900 MW, 74%), mientras que el resto del potencial se ubica en la cuencas del Pacífico (24.470 MW, 26%).

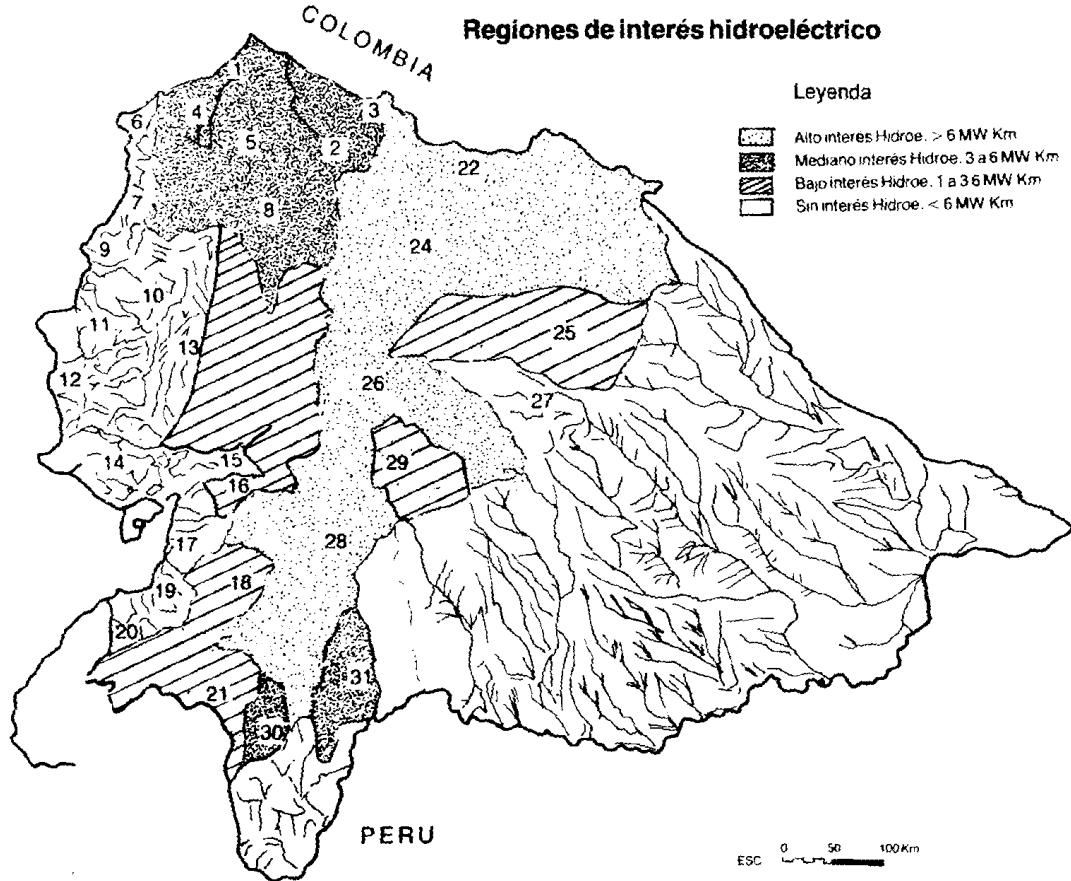
Del potencial teórico, el 23% es más técnica y económicamente aprovechable en las condiciones del momento, y la mayor parte se ubica en la cuenca del Amazonas (Cuadro I-19).

La provisión de energía eléctrica se realiza mediante el Sistema Nacional Interconectado (SNI); constituido por las grandes centrales de generación, el sistema de transmisión y las subestaciones correspondientes. Su objetivo es proporcionar energía en bloque a todos y cada uno de los sistemas de distribución, quienes se encargan a su vez de la comercialización de la energía a nivel de abonado.

En 1984, el SNI sirvió en forma integrada al 90% de la demanda nacional, restando por ejecutarse las líneas de transmisión que interconectan a algunos sistemas regionales, los cuales realizan su abastecimiento con centrales de generación localizadas en su área de concesión.

GRAFICO I-9

Regiones de interés hidroeléctrico

**Vertiente del Pacífico**

1. Mataje
2. Mera-San Juan
3. Carchi
4. Verde
5. Cayapas
6. Musne
7. Cojímies
8. Esmeraldas
9. Jama
10. Chone
11. Portoviejo
12. Jipijapa
13. Guayas
14. Zapotal
15. Taura
16. Cañar
17. Baño
18. Jubones
19. Arenillas-Zarumillas
20. Puyango-Tumbes
21. Catamayo

Vertiente del Amazonas

22. San Miguel-Putumayo
23. Aguanico
24. Napo
25. Curaray
26. Pastaza
27. Tigre
28. Santiago
29. Morona
30. Mayo-Chinchipe
31. Ceneпа

FUENTE: INECEL. Plan Maestro de Electrificación. 1984.

La capacidad instalada en centrales de generación en el Ecuador, a enero de 1984, alcanzó a 1.833,5 MW, de los cuales 741.9 MW (40%) correspondió a centrales hidroeléctricas y 1.091,6 MW (60%) a centrales termoeléctricas.

CUADRO I-19
Potencial hidroeléctrico del Ecuador

Cuencas	Amazonas		Pacífico		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%
Potencial teórico	68,960	74	24,470	26	93,400	100
Potencial aprovechable	19,430	91	2,000	9	21,430	100
Cuencas hidrográfica:						
Napo-Coca	5.140 MW Esmeraldas		1.220 MW			
Napo-Napo	3.850 MW Jubones		590 MW			
Pastaza	1.040 MW		190 MW			
Santiago	8.900 MW Puyango					
Mayo	500 MW					

FUENTE: INECEL. Plan Maestro de Electrificación. 1984.

En el Cuadro I-20 se presenta la estructura del parque generador por entidades propietarias.

Las instalaciones de generación del SNI representan el 57% de la capacidad total instalada en el país (sin autoprodutores). La mayor central de generación es Paute (fases A y B) de 500 MW de capacidad instalada, la cual entró en operación entre Julio y Diciembre de 1983. A continuación se resumen las principales centrales hidro y termoeléctricas, existentes y en construcción.

- a) Centrales Hidroeléctricas
- Paute-Molino, fases A y B 500 MW
 - Pisayambo-Pucará 69,2 MW
 - Paute-Molino, fase c500 MW⁽⁷⁾
 - Pastaza-Agoyán 150 MW⁽⁷⁾
 - Daule-Peripa 130 MW⁽⁷⁾
en construcción

CUADRO I-20
Capacidad instalada a enero de 1984
(Valores en MW)

Propietario Tipo de central	SNI (INECEL)	Empresas Municipios Eléctricas	Total S.P.	Autopro	Total nacional	
Hidro- Eléctrica	570.0	154.0	3.3	727.3	14.6	741.9
Termo- Eléctrica	382.5	570.7	1.6	954.8	136.8	1.091.6
Vapor	271.0	63.0	—	334.0	—	334.0
Diesel	31.2	363.1	1.6	395.9	136.8	532.7
Gas	80.3	144.6	—	224.9	—	224.9
Total	952.5	724.7	4.9	1.682.1	151.4	1.833.5

FUENTE: INECEL. Plan Maestro de Electrificación. 1984.

Abreviaturas: S.P.: Servicio Público

Autopro.: Autoproductores de Energía Eléctrica

b) Centrales termoeléctricas

— Estero Salado 172 MW

— Emelec 163.5 MW

— Esmeraldas 125 MW

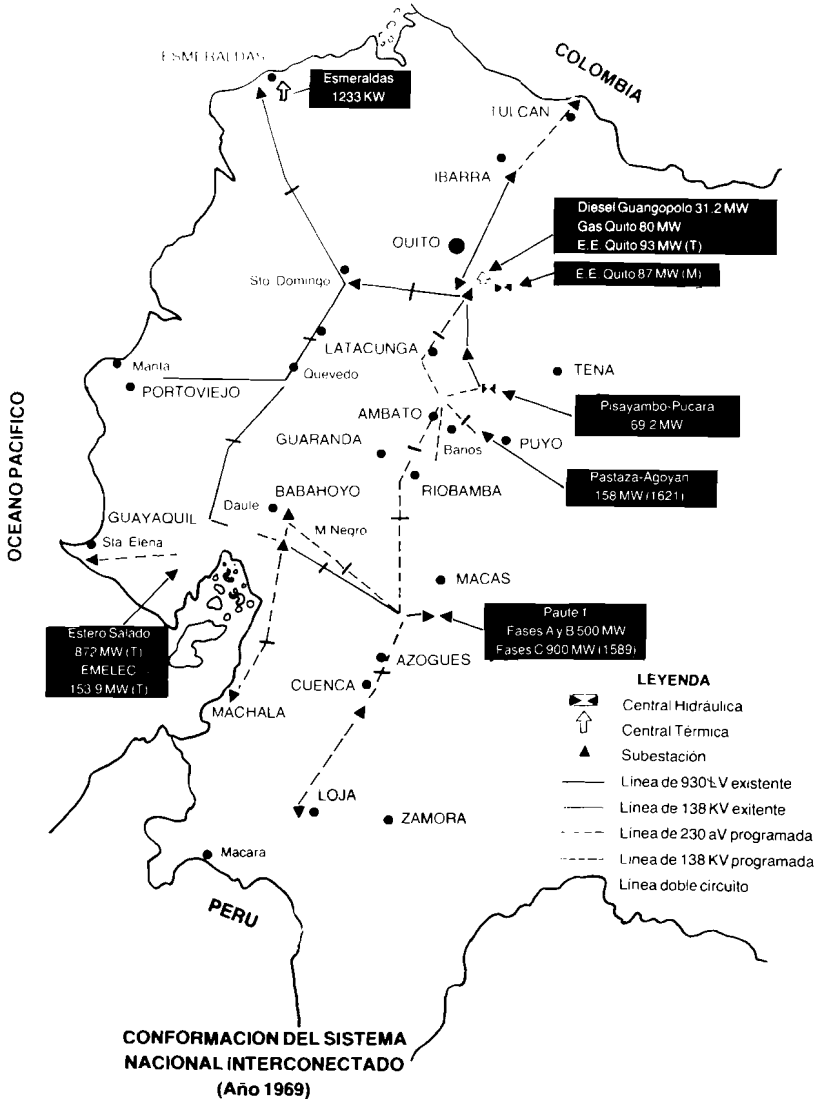
— Santa Rosa 51 MW

El mercado eléctrico, en la actualidad es abastecido en un alto porcentaje por hidroelectricidad, situación diferente a la que se presentó hasta 1983. Así, en 1984 la demanda de potencia del SNI alcanzó los 810 MW, con una demanda de energía de 4.200 GWh, correspondiendo a una producción de 3.195 GWh (76%) a generación hidráulica y de 1.013 GWh (24%) a generación térmica.

El sistema de transmisión está orientado hacia un esquema concebido como una gran anillo troncal a 230 KV, al cual fluirá la energía producida en las grandes centrales y desde donde se servirá a todas las provincias del Ecuador. (Gráfico I-10)

GRAFICO I-10

Configuración del sistema nacional interconectado a 1989



FUENTE: INECEL. Plan Maestro de Electrificación. 1984.

Los índices eléctricos estimados a Diciembre de 1984 fueron:

– Población total del Ecuador	8,511,000 habitantes
– Población servida	5,260,000 habitantes
– Porcentaje de la población servida	61,8%
– Demanda máxima	8.10 MW
– Capacidad instalada por habitante	196 W
– Energía generada por habitante	418 KWh
– Número total de abonados	968,000

2.1.3 Recursos geotérmicos

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.

Los yacimientos geotérmicos constan de fuentes de calor relativamente superficiales, con capacidad suficiente para calentar volúmenes importantes de rocas permeables, a manera de reservorio, en cuyo interior circulan fluidos geotérmicos y que disponen de la suficiente recarga hídrica.

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.

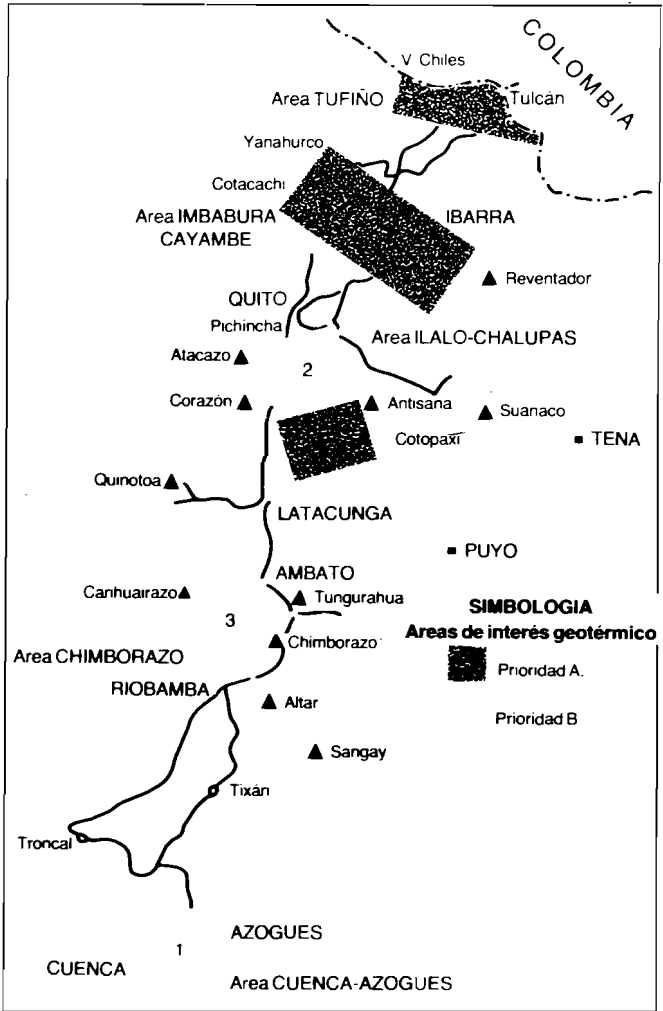
Los yacimientos que permiten una eficiente utilización para electrificación son aquellos que tienen un alto nivel energético, con temperaturas superiores a 200°C y se encuentran a profundidades no mayores de 5.000 m.

Actualmente, se encuentran en operación centrales eléctricas que aprovechan este recurso en México, Guatemala y El Salvador. A nivel mundial, datos estadísticos de las Naciones Unidas indican que para 1980 se generaron 55×10^9 KWh en este tipo de centrales, con costos que oscilan entre los 1.000 y 2.000 US\$/KW.

En el Ecuador, dadas las condiciones geológicas favorables, INECEL inició estudios preliminares y, posteriormente, con la colaboración de OLADE, se completaron estos estudios, llegándose a definir áreas

de interés para el aprovechamiento de recursos geotérmicos en la generación eléctrica. Estas áreas se muestran en el Gráfico I-11.

GRAFICO I-11
Áreas de interés geotérmico



FUENTE: INECEL-OLADE. Proyecto geotérmico. 1981.

En las áreas de interés, consideradas como prioritarias, se ha estimado, de acuerdo al nivel de los estudios realizados, que se podrían instalar centrales de hasta 75 MW.

Por otro lado, el Instituto Nacional de Energía -INE-, se encuentra ejecutando el proyecto geotérmico “Valle de los Chillos”, el cual constituye una innovación a nivel latinoamericano, por tratarse del aprovechamiento de recursos geotérmicos en procesos industriales con requerimientos de energía de baja entalpía (hasta 150°C).

2.1.4 Energía Solar

En el aprovechamiento de este recurso contrastan las ventajas con las dificultades a vencer. Entre las ventajas, se podría anotar las 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, un área de 8m² 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 I-21)

De acuerdo a los métodos de captación de la energía solar, los sistemas de colección se pueden dividir en térmicos y de conversión directa a electricidad. Los primeros se los aplica principalmente en los siguientes usos: calentamiento de agua para uso sanitario, calentamiento am-

biental 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.

CUADRO I-21

Regiones con radiación solar significativa en el Ecuador

Región	Período promedio anual de Radiación Solar Global			
	1600 h/a		2000 h/a	
	Area (km ²)	Radiación Global ^(a) (Wh/m ² -día)	Area (km ²)	Radiación Global ^(a) (Wh 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
Estrecho Litoral en el suroeste de Portoviejo	aprox. 1.500	4.000	—	—
Galápagos	—	—	Todas las Islas	≈ 4.700 ^(b)

(a) Radiación promedio diaria global

(b) Pocos datos confiables, Estimación del INE

FUENTE: INECEL. Plan Maestro de Electrificación: 1985.

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. Así, entre 1980 y 1985, se estima que se han construido un promedio de 100 unidades para calentamiento de agua por 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.

2.1.5 Energía Eólica

El aprovechamiento de la energía del viento posee una larga historia, la que se inicia cuando los primeros barcos a vela, miles de años antes de Cristo, comenzaron a ser usados por el hombre. Posteriormente, se desarrollarían los molinos de viento para granos y bombeo de agua.

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/s, y permiten 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 la electrificación rural ecuatoriana, especialmente en aquellos lugares donde se haya identificado la presencia constante de vientos, cuya velocidad haga factible tal aprovechamiento.

2.2 Sectores consumidores de energía

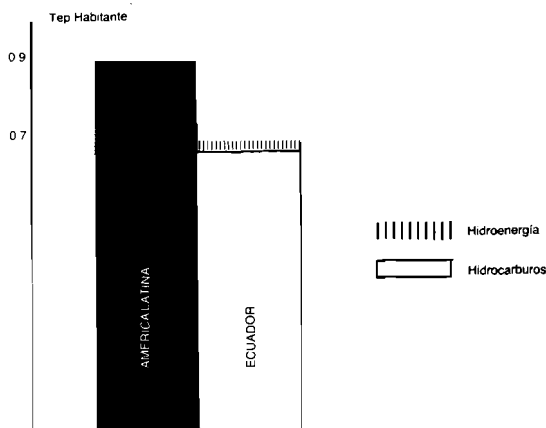
Antes de entrar a analizar detalles referentes al consumo de energía por sectores, se proporcionarán algunos datos referenciales sobre el tema, en cuanto a la ubicación del Ecuador en el contexto latinoamericano.

En general, América Latina presenta índices bajos de consumo de energía, que se han visto disminuidos 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 0.7 TEP, con la particularidad de que gran parte de ese consumo se concentró en los hidrocarburos (Cuadro I-22)

CUADRO I-22

Consumo per cápita de energía primaria comercial en América Latina y en el Ecuador en 1982



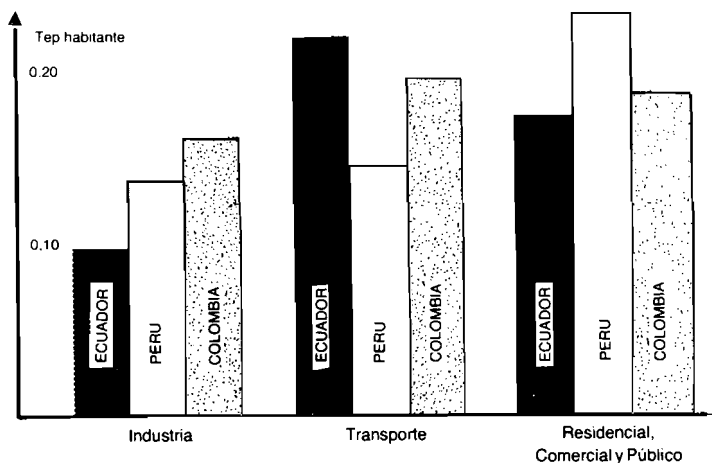
FUENTE: Instituto de Economía Energética -IDEE-. Situación Energética de América Latina (extracto del informe de OLADE). 1985.

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 Cuadro I-23 se presentan datos relativos al consumo por habitante en los principales sectores económicos del Ecuador, Perú y Colombia.

CUADRO I-23

Consumo de energía por habitante en los mayores sectores económicos del Ecuador, Perú y Colombia



FUENTE: OLADE. Balances Energéticos de América Latina. 1985.

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 este sector es excesivamente dependiente del abastecimiento de derivados de 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.

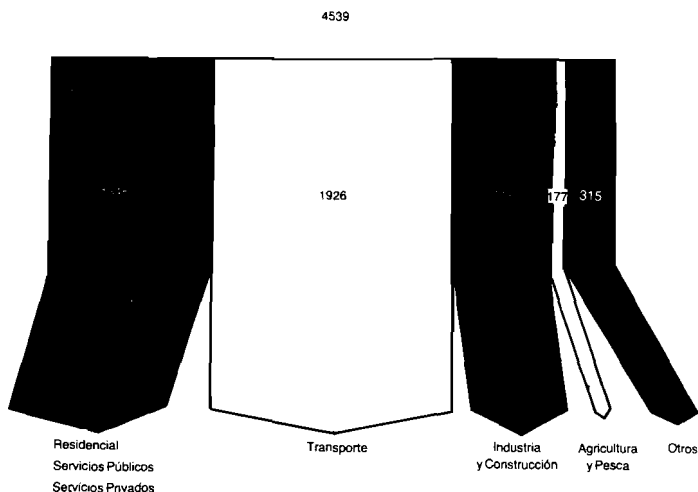
Los sectores económicos del Ecuador presentaron en 1984, los niveles de consumo indicados en el Gráfico I-12

Si se analiza más en detalle el sector industrial ecuatoriano, se observa que en 1984 el 53% del consumo energético del sector se concentró

en los derivados de petróleo, el 38% en bagazo y leña; y, el 9% en energía eléctrica, siendo las industrias de alimentos y de minerales no metálicos las que absorbieron el 40 y 41% del consumo industrial total respectivamente.

GRAFICO I-12

Consumo de energía final de los sectores económicos del Ecuador en 1984 (Valores en 1.000 TEP)



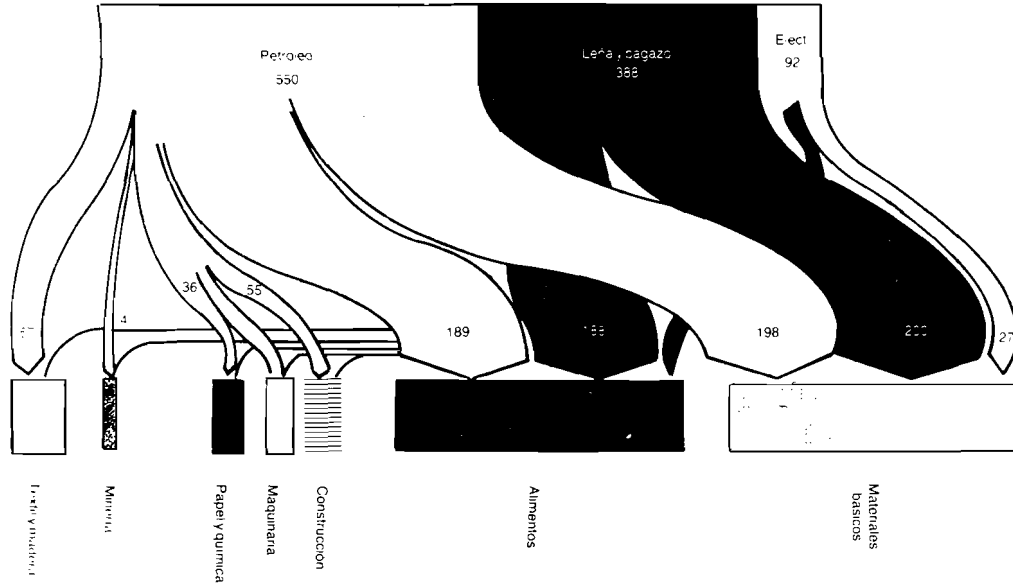
FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984-1985.

Gran parte del consumo energético de la industria de alimentos corresponde a los ingenios azucareros, los cuales, por otro lado, tienen como principal fuente de energía al bagazo. También la alta participación de este sector en el consumo se debe al gran número de empresas que lo forman.

En las industrias de minerales no metálicos, las industrias del cemento detentan gran parte del consumo, siendo su fuente principal de energía el fuel oil (bunker), y en menor grado el diésel y kérex. En este sector se presenta, además, el consumo de leña, que se emplea como fuente energética en la fabricación de ladrillos.

GRAFICO I-13

**Consumo de energía final del sector industrial ecuatoriano en 1984
(Valores en 1.000 TEP)**



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984-1985.

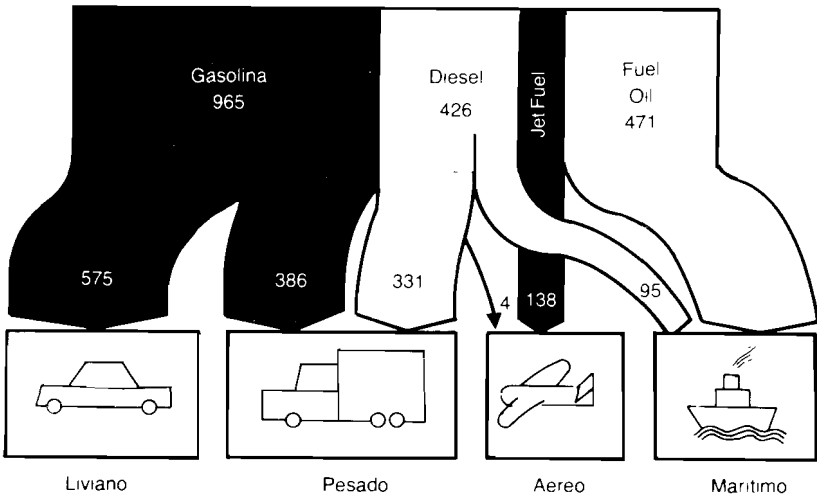
Desde un punto de vista general, dentro del sector industrial, se podría catalogar a las industrias del cemento y el azúcar como energo-intensivas, debido a su elevada participación en el consumo global de sector. A estas industrias le siguen en importancia las industrias de alimentos (exceptuando las refinerías de azúcar), cuya magnitud de consumo se debe al elevado número de empresas existentes; luego se ubican las industrias textil y de minerales no metálicas (exceptuando las industrias del cemento), cuyos volúmenes de consumo son similares.

En cuanto a la estructura del consumo se refiere, esta se presenta en la forma indicada en el Cuadro I-21.

Entre los diversos sectores económicos ecuatorianos, el transporte alcanza los niveles más altos de consumo, con una participación del 42.2% en el consumo total de energía final. Su estructura de consumo se centra en el uso de combustibles livianos, como la gasolina (50%), diésel oil (22%), y jet fuel (6%) (Gráfico I-14).

GRAFICO I-14

Consumo energético del sector transporte en 1984 (Valores en 1.000 TEP)



FUENTE: Intituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984. 1985.

CUADRO I-24

Estructura del consumo energético industrial en 1984

Energético	Consumo Total 1,000 Tep	Participación %
Leña y bagazo	388	38
G.L.P.	4	—
Kérex	122	12
Diésel oil	91	9
Fuel oil	331	32
Energía eléctrica comprada	— 92	— 9
Total	1,028	100

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984-1985.

Entre las características de consumo del transporte, se observa que aproximadamente el 30% corresponde a vehículos livianos, lo que refleja de alguna manera la preferencia existente en el país por los sistemas de transporte individual.

También es de destacar que en la transportación pesada la gasolina posee una alta incidencia en el consumo (54%), superior a la del diésel. En este sentido, lo más idóneo y racional es que el transporte pesado sea casi en su totalidad abastecido por diésel.

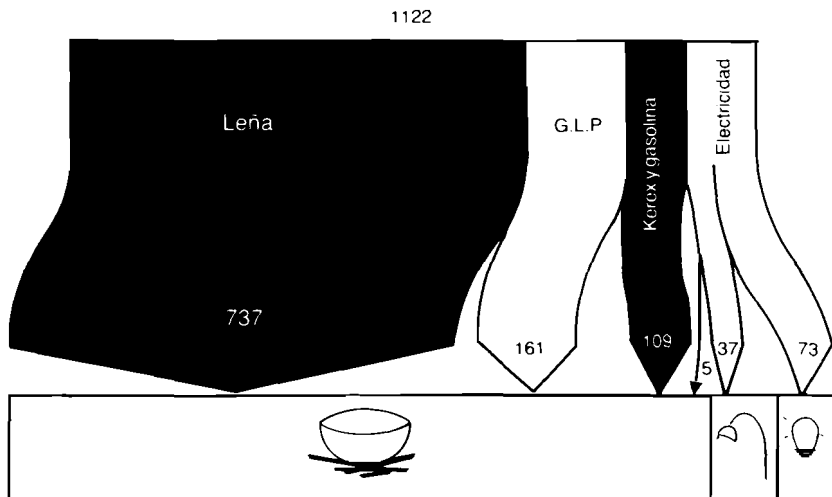
En el consumo energético del sector residencial, a su vez, se observa la fuerte participación de la leña como fuente de energía, particularmente en el medio rural. Así, en 1984, el consumo de este energético representó el 66% del consumo total del sector residencial (Gráfico I-15).

Este hecho refleja la importancia que tienen en los países en desarrollo las energías tradicionales (leña y carbón vegetal), especialmente entre la población rural, que no dispone prácticamente de ningún otro recurso energético.

La leña tiene la particularidad de ser un energético que, en muchos casos, es de libre apropiación del usuario, lo que induce a su explotación irracional, con las eventuales consecuencias sobre el agotamiento de los recursos forestales y el equilibrio ecológico.

GRAFICO I-15

**Consumo energético del sector residencial ecuatoriano en 1984
(Valores en 1.000 TEP)**



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balance Energético del Ecuador: 1984. 1985.

También presenta especial interés el aporte del kérex en el consumo residencial. Como es conocido, el subsidio que se mantiene hasta el momento para este combustible responde a su alto consumo en los sectores populares, pese a que se estima que apenas un 30% de la producción de kérex es consumida por el sector residencial.

3. Instituciones del sector energético

La entidad rectora en el sector energético ecuatoriano es el Ministerio de Energía y Minas, cuya denominación actual y reestructuración son recientes.

En la nueva estructura, se desvinculó del Ministerio al sector pesquero, que hasta junio de 1985 formaba parte del entonces Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

El objetivo de la reestructuración es que esta cartera de Estado se circunscriba a los sectores de energía y mina, definiendo su área de competencia, y para facilitar la cooperación y asistencia técnica internacional con Ministerios de igual objeto en otros países, así como la participación en organismos como OPEP, OLADE, ARPEL, y otros relacionados con el sector energético.

El organigrama del actual Ministerio de Energía y Minas se presenta en el Cuadro 1-22.

Junto al Ministerio de Energía y Minas existe el Consejo Superior de Energía, creado en septiembre de 1978. Su objetivo principal es asesorar al Ejecutivo Nacional en todos los aspectos relativos a la producción, distribución y consumo de los diferentes tipos energéticos.

Algunas de sus funciones principales son: establecer la política energética nacional y someterla a la aprobación del Presidente de la República; normar las actividades del sector energético del país; y, disponer las medidas que se requieran para el desarrollo integral y equilibrado de las fuentes convencionales de energía.

Por su parte, el actualmente nominado Ministerio de Energía y Minas, creado en febrero de 1973, tiene entre sus funciones el formular, dirigir, coordinar, y ejecutar la política energética. (Cuadro I-22)

Son dependencias directas del Ministerio la Subsecretaría de Energía, bajo la cual funciona la Dirección Nacional de Hidrocarburos; y la Subsecretaría de Minas, de la cual dependen la Dirección General de Geología y Minas y la Dirección General del Medio Ambiente.

Esta última entidad fue creada en octubre de 1984, con el objetivo de cumplir con los lineamientos de la política del Gobierno en lo relativo a la preservación del medio ambiente.

En junio de 1972, se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas, encargada de ejecutar la política energética en materia hidrocarburífera.

Las funciones específicas de CEPE están determinadas en la Ley de Hidrocarburos, y tienen por objeto conocer el potencial hidrocarburífero de todas las cuencas sedimentarias prospectivas del país, para lo cual explorará, transportará, refinará, almacenará, comercializará e intervendrá directamente en cualquier otra actividad en materia de petróleo y demás hidrocarburos.

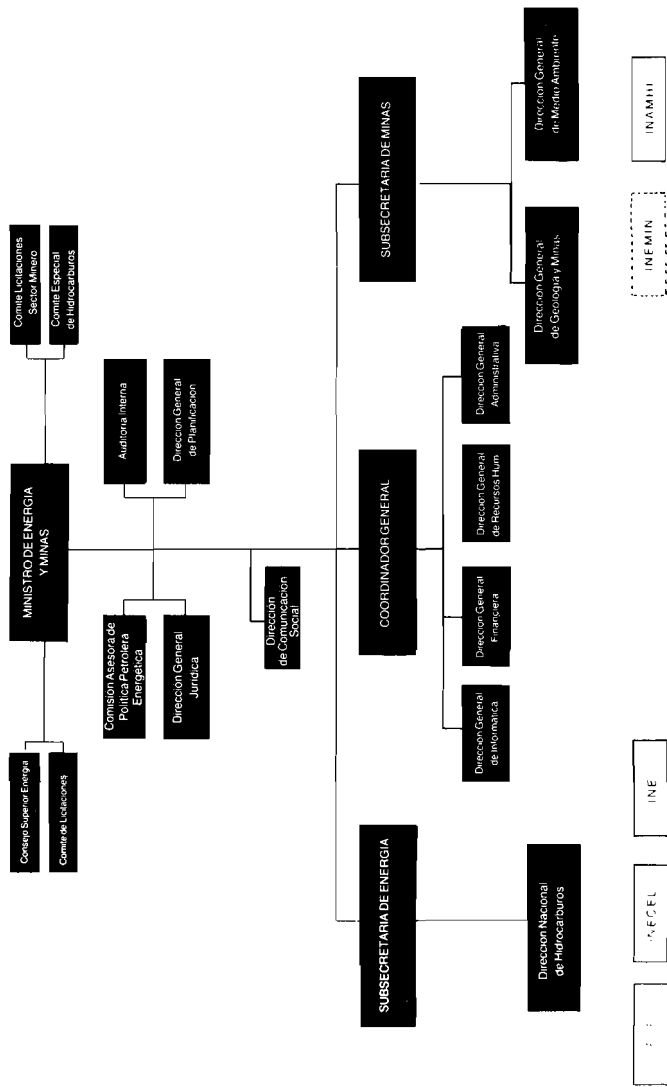
En 1961, con la promulgación de la Ley Básica de Electrificación, se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, cuya función principal es programar, coordinar, ejecutar y supervisar el desarrollo de todas las fases de la electrificación del país, de acuerdo con la política energética nacional.

También, como entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas, fue creado el Instituto Nacional de Energía -INE-, organismo eminentemente técnico y científico, encargado de formular las políticas tendientes a desarrollar el sector energético del Ecuador y lograr la utilización racional de los recursos de este sector.

Aunque no depende estrictamente del Ministerio de Energía y Minas, pero por estar vinculado al sector energético, cabe mencionar aquí a la Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica -CEEA-, esta entidad fue creada en 1978, y tiene como objetivo el ejecutar la política, planes y programas de investigación científica, desarrollo y usos pacíficos de la energía nuclear.

CUADRO I-25

Organigrama estructural del Ministerio de Energía y Minas (1985)



4. La legislación energética

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 esas 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, establece 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 Ministro de Energía y Minas lo someta a consideración y aprobación del Presidente de la República.

En general, la Ley Básica de Electrificación, norma el funcionamiento de INECEL, en los siguientes aspectos:

- Funciones de INECEL.
- Estructura Orgánica y Funcional.
- Régimen Patrimonial y Financiero.
- Integración Eléctrica Regional.
- Régimen de Contratación

Entre las funciones asignadas por la Ley a INECEL, se pueden 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.

Al respecto, están sometidas al Reglamento todas las personas naturales o jurídicas y las entidades, empresas y/o concesionarios que suministran energía eléctrica para el servicio público.

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, 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 de venta 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 para 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, consulados, 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.

El reglamento, además, permite a las empresas, en caso de que sea necesario, crear otros tipos de servicios, o nuevos pliegos tarifarios, previa aprobación de INECEL.

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 hidrocarbúricos 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.

En 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 al valor de la energía eléctrica recibida del Sistema Nacional Inter-

conectado, y a cobrar su suministro de potencia 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.

En tal virtud, será el Estado, a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana -CEPE- quien explorará y explotará los yacimientos señalados anteriormente.

CEPE podrá realizar estas actividades por sí misma o a través de contratos establecidos por la Ley con empresas nacionales o extranjeras.

También es derecho del Estado el transporte de los hidrocarburos, su refinación y comercialización. Para el desarrollo de estas actividades, el Estado actuará a través de CEPE, y al igual que en el caso anterior, podrá hacerlo por sí misma o celebrando contratos con empresas nacionales o extranjeras.

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 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.
- Inversión de utilidades de los contratistas; y,
- Regímenes monetario, cambiario y tributario relacionados con los hidrocarburos.

Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos las realizará el Estado, a través de CEPE, o celebrando contratos de asociación o de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, o constituyendo compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras legalmente establecidas en el país.

Los contratos de asociación son aquellos en que CEPE contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en los cuales la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acuerden por las partes.

En caso de abandono o devolución total de las áreas, por improductividad, nada deberá CEPE a la empresa asociada y quedará extinguida la relación contractual de asociación.

En los contratos de prestación de servicios, las personas jurídicas, nacionales o extranjeras, se obligan para con CEPE a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Sólo cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área de su adjudicación hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho el reembolso de sus inversiones, costos y gastos, y al pago por sus servicios en función de las inversiones no amortizadas dentro de los plazos que para el efecto se señalen.

Estos reembolsos y pagos los realizará CEPE de los ingresos brutos que produzcan los yacimientos del área adjudicada, los mismos que serán en especie o en forma mixta, según lo convenga a los intereses del Estado.

En el caso de reembolso o pago en especie, o en forma mixta, este se realizará únicamente sobre una parte del saldo exportable de la producción del área.

Si el contratista recibe el reembolso y pago en dinero, tendrá opción preferente para la compra de una parte del saldo exportable, parte que no podrá exceder al 50% de dicho saldo.

Tanto para el pago en especie o para la opción preferente para la compra, el precio de los hidrocarburos se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos realizadas por CEPE.

Las compañías mixtas que forme CEPE, con los objetos de exploración y explotación hidrocarburífera, se sujetarán a las disposiciones de la Ley de Compañías y demás leyes pertinentes, en cuanto a su constitución y funcionamiento.

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.

Cabe indicar que los contratistas de prestación de servicios no están sujetos a lo establecido en el párrafo anterior.

En período de exploración que señala la Ley es de hasta cuatro años, prolongable hasta por dos años más, previa justificación del contratista y autorización del Ministerio del ramo, mientras que el período de explotación podrá durar hasta veinte años, prolongable de acuerdo a los intereses del Estado,

Durante el período exploratorio, en caso de haberse detectado trampas estratigráficas o estructurales, el contratista o asociado está obligado a perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada cien mil hectáreas, o fracción superior a cincuenta mil, y además, se exigirá una inversión promedio en sures no inferior al valor equivalente de US\$120 y 180 dólares, al cambio oficial vigente anuales por hectárea, en superficie terrestre y marina respectivamente, durante los tres primeros años de explotación.

Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a CEPE, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad, y en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles completos.

Asimismo, al término de un contrato, para fines de refinación; transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos; almacenamiento y comercialización; por vencimiento del plazo, o por cualquier otra causa, se deberá entregar a CEPE, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y otros bienes.

En general, los contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización están obligados a emplear un número mínimo de obreros y técnicos ecuatorianos, y a realizar programas de capacitación.

También están obligados a someter a consideración o aprobación del ministro del ramo, todo lo concerniente a planes, programas y proyectos de actividades e inversiones, datos técnicos sobre la exploración y explotación, balances generales, reportes de las operaciones realizadas, así como a invertir un mínimo del 10% de sus utilidades netas en el desvolvimiento de la industria de hidrocarburos en el país, y en general, a preservar el medio ambiente durante las operaciones hidrocarbúferas.

De acuerdo a las formas contractuales, el Estado autoriza la explotación de petróleo crudo o gas natural libre, por tanto los contratistas o asociados tienen derecho solo sobre el hidrocarburo que especifique el contrato.

En los casos en que el contratista o asociado encontrare en su área de exploración hidrocarburos diferentes al que especifica su contrato, podrán suscribir contratos adicionales para la explotación de los mismos.

El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y sólo podrá ser utilizado en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización del Ministerio del ramo.

Los excedentes de gas que no utilizen CEPE ni los contratistas o asociados; o que no pudieren ser reinyectados en los respectivos yacimientos, serán motivo de acuerdos especiales, pero en ningún caso, los contratistas o asociados podrán desperdiciar el gas natural, arrojándolo a la atmósfera o quemándolo, sin autorización del Ministerio del ramo.

Para el abastecimiento de las plantas refinadoras e industrias petroquímicas establecidas en el país, el Estado podrá exigir a los contratistas o asociados, cuando lo juzgue necesario, el suministro de un porcentaje uniforme del petróleo que les pertenece y efectuar entre ellos las compensaciones económicas que se estime convenientes.

En lo referente a los ingresos por la exploración y explotación, el Estado, según la Ley, recibirá por lo menos: primas de entrada, derechos superficiales, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación; y por el transporte, participaciones en las tarifas.

Por concepto regalía, el Estado recibirá mensualmente, una cantidad no inferior al 12.5% sobre la producción bruta de petróleo crudo medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, cuando la producción promedial del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios.

Si la producción promedial en el mes es superior al valor antes indicado, pero inferior a sesenta mil barriles diarios, la regalía corresponderá

a un mínimo de 14% de la producción bruta; y, subirá a un mínimo del 18.5%, cuando la producción mensual supere los sesenta mil barriles por día.

Las regalías podrán ser cobradas, a elección del Ministerio del ramo, en especie o en dinero, o parte en especie y parte en dinero.

El transporte de hidrocarburos por oleoductos o gasoductos, tienen el carácter de servicio público, y en tal virtud, sólo el Estado o CEPE 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 fije 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 CEPE, y estará sujeto al control, supervisión, regulación y fiscalización del Ministerio de Energía y Minas.

La venta al público podrá ser ejercida por personas naturales o jurídicas a nombre de CEPE, conforme a las disposiciones contractuales correspondientes y a las regulaciones existentes para el efecto.

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 refinerías 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 destinados 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.

En la Ley, como un incentivo, se establece la exoneración del pago de derechos arancelarios y demás impuestos adicionales de todo gravamen a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, necesarios para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, geotérmica, eólica, biomasa, centrales hidráulicas y otras, con fines de investigación o producción de energía, previo los informes favorables del Ministerio de Finanzas, del INE y de INECEL, en el caso de la mini-hidroelectricidad de hasta 5,000 KW.

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.

En sustitución de los derechos arancelarios y demás impuestos, se crea el gravamen único del uno por ciento del valor CIF de los materiales y equipos importados, valor que será destinado al INE a través del presupuesto del Estado.

También, como incentivo, 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.

SEGUNDA PARTE
Evolución del sistema
energético 1969-1984

1. Tendencias generales

Analizando el sistema energético del país los últimos 15 años se pueden distinguir dos fases:

- La fase de un abastecimiento indiscriminado de energía para el mercado interno en los años 70 y albores de los 80, período que coincide con el “boom petrolero”.
- La fase del comienzo de cierta racionalización del sector energético a partir de los años 80, coincidiendo con la declinación de las tasas de crecimiento de la economía.

Las características de la primera fase eran:

- Las tasas de crecimiento del consumo de energías comerciales como consecuencia de la rápida elevación del nivel de vida de ciertos estratos sociales, de necesidades de movilidad y de infraestructura (creciente urbanización), sustentado por la baja continua de precios de energía en términos reales para el consumidor, dando lugar entre otros a un tipo de negocio lucrativo en energéticos con países vecinos (contrabando).
- La creciente disponibilidad de recursos financieros, basada en la exportación del superávit del energético más importante del país, el petróleo, permitió una expansión de la oferta de energía casi sin límites para el mercado interno, sustentada por la creciente independencia financiera y administrativa de las entidades ejecutoras del sector.
- Una creciente ineficiencia del sistema y desequilibrios entre las partes del mismo, tanto en el aprovechamiento de los recursos, como en la transformación y el consumo, consecuencia del rápido crecimiento.
- Un descuido en la explotación de nuevos recursos y potenciales energéticos.

En resumen, en esta fase se produjo una intensificación del energético en la economía y una baja significativa de las reservas probadas de petróleo; un decrecimiento paulatino del excedente de petróleo para la exportación; un creciente desequilibrio en los patrones de consumo y la producción de derivados, y una dependencia creciente de recursos energéticos no renovables.

La segunda fase, se caracterizó por:

- Alza de los precios de los energéticos y mayor diferenciación de los mismos; medidas de control de la demanda, restricciones para la importación de equipos; medidas que, en conjunto con el reducido crecimiento de la economía, produjeron una baja significativa del crecimiento del consumo de energía.
- Énfasis en el aumento de la producción y de las reservas petroleras; sustitución de termo por hidro-electricidad, aprovechamiento del gas asociado para el mercado interno.

Este conjunto de medidas permitió volver a contar recientemente con un superávit de petróleo crudo en aumento para la exportación.

2. Producción

2.1 Energía primaria, producción y destino

A partir de los años 1972/1973, la producción de energía primaria cambió significativamente su estructura, debido a la iniciación de la producción de petróleo en la región amazónica. Hasta 1971, sólo un 15% de la producción de energía primaria consistía en hidrocarburos, cifra que aumentó a casi 90%, mientras la producción total de energía primaria subió en más de 8 veces en sólo dos años para 1973 (Cuadros II-1 y II-2)

El país se convirtió en exportador neto de energía en el año 1972 (cabe mencionar que se siguió importando crudo por algunos años más, en vista de que la especificación del crudo ecuatoriano no era óptima para cubrir los patrones de la demanda interna con el parque de refinерías existente). En 1973, la parte de la exportación de la producción de energía primaria llegó a su máximo nivel (73,5%), para después reducirse a 42% en 1980 y volver a subir en los años 80 (Cuadro II-3).

Ni el nivel, ni la estructura de la producción de energía primaria fueron cambiados mayormente en el transcurso de los diez años siguientes (aparte de una caída temporal de la producción de petróleo en los años 1974 y 1975, la cual fue compensada ya a partir del año 1976). La producción de energía primaria alcanzó, en 1982, 12.4 millones de TEP, con una participación del petróleo de 88%, comparable con los 12,5 millones de TEP del año 1973 (petróleo 87%). El consumo interno, sin embargo,

en el año 1982, ya absorbió un 50% de la producción.¹

Las demás fuentes primarias participaron con 6% (leña), y menos de 1% (bagazo, hidro-electricidad) en el mismo año (Gráfico II-1).

CUADRO II-1

Evolución de la estructura de producción de energía primaria (1000 Tep)

Año	Petróleo	Gas asociado	Hidro-elec.	Leña	Bagazo	Total
1969	230	129	35	1.013	123	1.530
1970	212	132	39	999	131	1.513
1971	230	120	42	982	133	1.507
1972	4.099	250	43	964	148	5.504
1973	10.911	509	42	922	138	12.522
1974	9.294	447	50	880	147	10.818
1975	8.412	383	62	859	160	9.876
1976	9.787	431	60	836	168	11.282
1977	9.592	443	55	811	177	11.078
1978	10.582	447	75	783	186	12.073
1979	11.268	543	58	774	195	12.838
1980	10.692	482	72	767	197	12.210
1981	10.983	482	64	759	171	12.459
1982	10.997	498	74	751	126	12.446
1983	12.379	613	200	744	134	14.070
1984	13.423	647	275	737	188	15.270

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

1. Cabe señalar que la contabilización "oficial" de las exportaciones y del consumo interno de petróleo difiere de los flujos físicos reales. Una parte de la exportación se declara como "consumo interno", porque los ingresos que genera compensan los costos de la importación de derivados. Este tipo de contabilización responde a requerimientos financieros, pero en los balances energéticos hay que considerar los flujos energéticos físicos. Por eso, se contabiliza el llamado "crudo de compensación" como exportación efectiva, considerando que no existe déficit en derivados, sino un superávit neto exportable. En el Anexo 2 se muestra las diferencias entre los dos métodos de contabilización. Resulta p. ej., para el año 1984 que, según un método, el consumo interno absorbió el 43% de la producción de petróleo (contabilización fiscal), más en términos energéticos, esta cifra solo alcanza el 33%.

CUADRO II-2

Evolución de la estructura de producción de energía primaria (%)

Año	Petróleo	Gas licuado	Hidro-eléctric.	Leña	Bagazo	Total
1969	15	8	2	67	8	100
1970	14	9	3	66	8	100
1971	15	8	3	65	9	100
1972	74	4	1	18	3	100
1973	87	4	0	8	1	100
1974	86	4	1	8	1	100
1975	85	4	1	8	2	100
1976	87	4	1	7	1	100
1977	87	4	0	7	2	100
1978	88	4	1	6	1	100
1979	88	4	0	6	2	100
1980	88	4	1	6	2	100
1981	88	4	1	6	1	100
1982	88	4	1	6	1	100
1983	88	4	2	5	1	100
1984	88	4	2	5	1	100

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

2.2 Petróleo

El petróleo ya tenía en los años 60 un rol importante en el consumo de energía primaria del país (casi un 50% en 1969). A partir del año 1972, ese energético comenzó a constituir el recurso predominante, tanto en el sector energético como en la economía nacional.

En mayo de 1972 comenzó la producción en los campos de la Amazonía ecuatoriana, llegando ya para el fin del mismo año a una producción diaria de 220.000 bls. Los tres mayores campos (Lago Agrio, Sacha, Shushufindi) produjeron en el año subsiguiente un total de más de 75 millones de bls. (promedio% 206.000 BPDC), para después caer -hasta 1975- en más de un 30%. Esta caída no se compensó con la incorporación de los campos "Aguarico" y "Auca" en 1974 y 1975. La producción total del país en 1975 sólo alcanzó el 77% del nivel de 1972. Después de estabilizar el nivel de producción de los mayores campos a partir de 1976 en cerca del 80% del nivel de 1973 y de incorporar campos de menor capacidad en los años siguientes, entre 1978 y 1982, en promedio, el nivel de 1973 fue recuperado.

CUADRO II-3

Evolución de la producción y del destino de energía primaria (1000 Tep)

Año	Producción	Consumo/no aprovechado ^(a)	Exportación	Exp./Prod.(%)
1969	1.530	2.455	-925	
1970	1.513	2.524	-1.011	
1971	1.507	2.769	-1.262	
1972	5.504	3.137	2.367	43.0
1973	12.522	3.318	9.204	73.5
1974	10.818	3.644	7.174	66.3
1975	9.876	3.568	6.308	63.9
1976	11.282	3.800	7.482	66.3
1977	11.078	5.052	6.026	54.4
1978	12.073	5.942	6.131	50.8
1979	12.838	6.789	6.049	47.1
1980	12.210	7.148	5.062	41.5
1981	12.459	6.632	5.827	46.8
1982	12.446	7.119	5.327	42.8
1983	14.070	6.452	7.618	54.1
1984	15.270	7.058	8.212	53.8

a) Incl. gas asociado no aprovechado.

b) Incl. saldo exp./imp. de derivados.

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

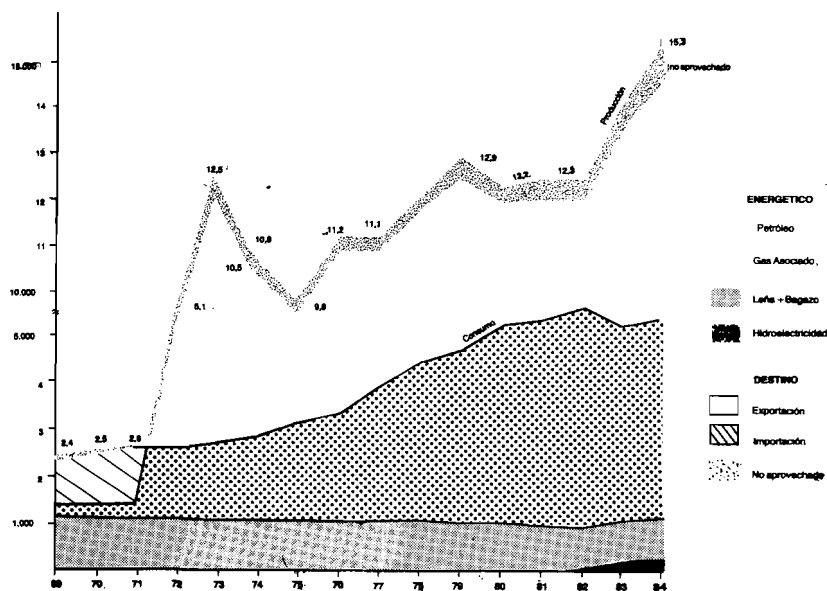
Con la incorporación del campo "Libertador" en 1982, por primera vez se sobrepasó significativamente el nivel de producción inicial de los campos petroleros del oriente y el de la producción nacional (1983, un 13% más; 1984, un 25% más).

Se observa una estrecha correlación entre el aumento de la producción y la actividad perforadora que se desarrolla en los años 70 y principio de los 80. El bajo nivel de perforación entre 1975 y 1977 (entre otras causas,² produjo la baja significativa de la producción. El aumento del

2. Período de la re-ordenación legal de la actividad petrolera.

GRAFICO II-1

Producción y consumo de energía primaria (1.000 TEP)



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances energéticos, serie 1969-1978, Quito, 1981.

número de pozos perforados de 16 a 34 por año entre 1977 y 1983, no sólo permitió la recuperación del nivel de perforación anterior de los campos existentes, sino la incorporación adicional de 25 millones de barriles por año entre 1978 y 1984 (Gráfico II-2).

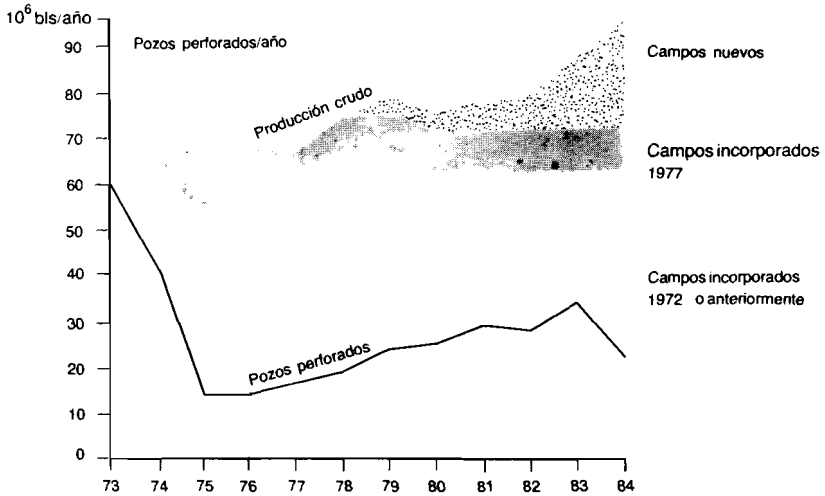
Entre 1973 y 1982, con la explotación de los campos conocidos, las reservas de petróleo bajaron continuamente, acarreado la consecuente reducción de la relación reservas/producción anual a menos de diez años. Si bien a partir de 1982 se volvieron a incrementar las reservas, la tasa reservas/producción, por la elevación de la producción, no subió al mismo ritmo (Gráfico II-3).

2.3 Gas natural asociado

El gas asociado, se ha venido produciendo en una proporción casi

GRAFICO II-2

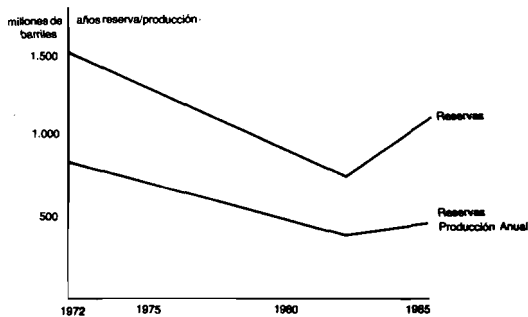
Evolución de la producción petrolera 1973-1984



FUENTE: CEPE. Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país 1972-1984, Quito, 1985

GRAFICO II-3

Evolución de las reservas de petróleo liviano y de la relación Reservas/Producción



FUENTE: INECEL Plan Maestro de Electrificación. 1985. CEPE, Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país 1972-1984. Quito 1985.

CIFRAS PARA GRAFICO II-2

Producción de petróleo 1973-1984 y pozos perforados

Año	Campos 1973	Campos 1974/75	Campos 1978 y adelante	Total	Pozos perforados
1973	76.1			76.1	59
1974	62.0	2.6		64.6	40
1975	53.0	5.7		58.7	14
1976	60.7	7.8		68.5	14
1977	59.2	7.8		67.0	16
1978	66.4	7.8	0.8	75.0	18
1979	66.7	8.3	3.8	78.8	24
1980	61.9	9.0	3.8	74.7	25
1981	61.4	9.2	6.2	76.8	29
1982	60.8	9.6	7.3	77.7	28
1983	62.0	9.9	14.4	86.3	34
1984	63.6	9.7	21.6	94.9	22

CIFRAS PARA GRAFICO II-3

Relación de reservas/producción 1973-1985

	1973	1983	1985
Reservas (millones de barriles)	1.500	800	1.200
Producción (millones de barriles)	76	87	100
Res./Prod.	19.7	9.2	12.0

invariable con el petróleo crudo (0,19 MPC/bl. de crudo en el Oriente, más de 2 MPC/bl. en la región de la Costa).

La falta de infraestructura para captar este energético, y de instalaciones para procesarlo, así como ciertos requerimientos de las compañías petroleras, que utilizan parcialmente el gas para el levantamiento del petróleo, hicieron que en los años 70 no se haya podido aprovechar

este energético. El gas fue quemado directamente en los campos.

Recién en 1981 se puso en operación la planta procesadora de Shushifindi, que en 1984 produjo 47.000 TEP de GLP. Tomando en cuenta la utilización de gas en ciertos equipos de los campos petroleros, el consumo propio de la planta de gas y la recuperación de gasolina natural que se inyecta al crudo, en el año 1984 se logró utilizar en total un 30% del gas asociado (ver Cuadro II-4).

CUADRO II-4

Producción y aprovechamiento del gas asociado

Año	Produc.	Aprov. total	-GLP	-Otros ^(a)	No aprov.	% aprov.
1969	129	0	0		129	0
1970	132	0	0		132	0
1971	120	0	0		120	0
1972	250	0	0		250	0
1973	509	0	0		509	0
1974	447	0	0		447	0
1975	383	0	0		383	0
1976	431	0	0		431	0
1977	443	0	0		443	0
1978	447	0	0		447	0
1979	543	0	0		543	0
1980	482	3	3		479	1
1981	482	36	6	30	446	7
1982	498	72	12	60	426	14
1983	613	115	25	90	498	19
1984	647	192	47	145	455	30

a) Consumo energético en campos y en la planta de gas, más producción de gasolina natural.

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, R. Tirado, Aprovechamiento del gas natural campos Shushifindi y Aguarico, Quito, 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1969-1984, 1985.

2.4 Hidro-electricidad

Entre 1969 y 1982, la capacidad hidro-eléctrica del país aumentó de 100 MW a 230 MW, es decir en un 6,6% anual. La producción de hidro-electricidad solo creció en un 5,9% anual en el período citado. Este incremento se compara con el 13,1% anual de aumento en la generación total de electricidad. Como consecuencia, la hidroenergía bajó de 53% en 1969, a 23% en 1982, con relación al total de generación. En el mismo período, su participación en el consumo de energía primaria bajó de 1,5% a 1,3% (Cuadro II-5).

CUADRO II-5

Evolución de la generación de electricidad (1000 Tep)

Año	Termo-elec.	Hidro-elec.	Total	% Hidro-elec.
1969	31	35	66	53
1970	26	39	65	60
1971	36	42	78	54
1972	42	43	85	51
1973	52	42	94	45
1974	58	50	108	46
1975	64	620	126	49
1976	86	60	146	41
1977	121	55	176	31
1978	126	75	201	37
1979	175	58	233	25
1980	193	72	265	27
1981	227	64	291	22
1982	254	74	328	23
1983	145	200	345	58
1984	87	275	362	76

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1969-1984, 1985.

El crecimiento de la hidroelectricidad en este período se dio por la puesta en operación del proyecto Pisayambo, con 70 MW de potencia, aparte de algunas pequeñas plantas regionales.

Con la puesta en operación de la planta Paute, en 1983/1984, la capacidad hidráulica fue aumentada a 730 MW, es decir, la capacidad se triplicó de golpe (Gráfico II-4) y la generación hidro-eléctrica subió en 3,7 veces entre 1982/1984. En este último año, la hidroenergía aumentó su participación en el consumo de energía primaria, alcanzando un 5%.

2.5 Leña y bagazo

Sobre la producción de leña para fines energéticos (incluso leña para carbón vegetal), un rubro todavía significativo en el consumo de energía primaria del país, solo existen escasas estadísticas.

Más bien se calcula estas cifras en base de las estimaciones sobre el consumo. El mismo se ha reducido paulatinamente en más de un 25% en los últimos 15 años, según estimaciones del INE, a pesar del crecimiento de casi un 50% de la población (el mayor sector consumidor de leña es el residencial). La leña fue sustituida por combustibles "modernos": kerosene (kérex), gasolina y, sobre todo, gas licuado.

Por la creciente escasez de la leña en algunas regiones del país, este energético ha sido sustituido también por paja y desechos agrícolas.⁴

La producción de bagazo, como residuo de la industria azucarera, depende de las cosechas y del procesamiento de la caña de azúcar cada año. El bagazo permite a los ingenios un relativamente alto grado de autosuficiencia energética, variando sus requerimientos energéticos cada año.

La participación del bagazo en la composición de la energía primaria consumida en el país también está decreciendo, porque el cultivo de caña de azúcar se ha estancado. Sin embargo, aún hasta 1982, este energético tenía un mayor impacto en el balance energético ecuatoriano que la hidro-electricidad.

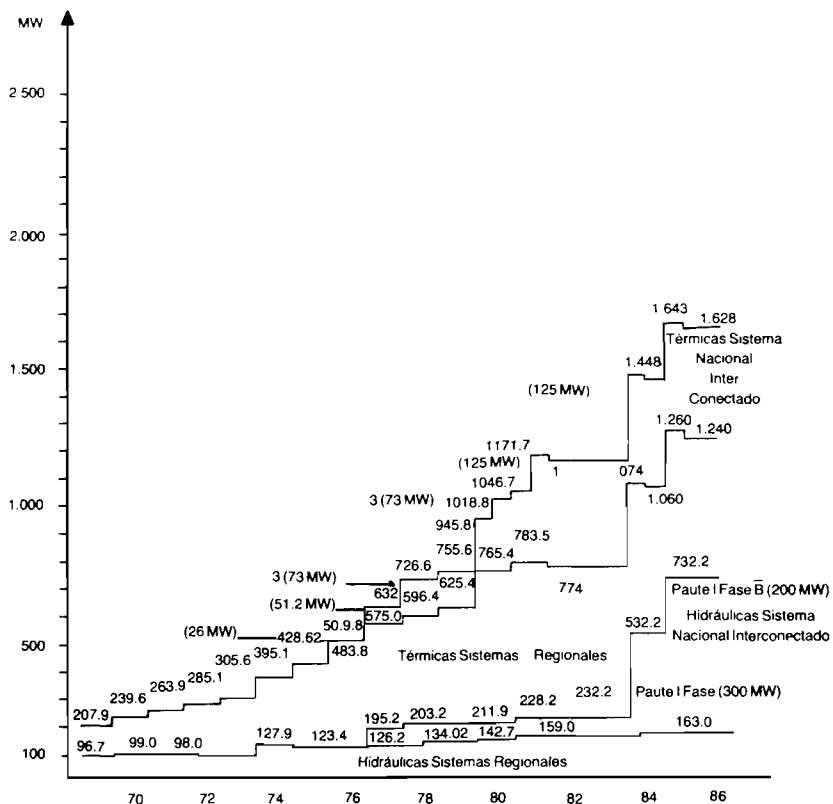
2.6 Transformación

La mayor parte de la energía consumida por los diferentes sectores

4. Diario "HOY", Noviembre 1985.

GRAFICO II-4

Evolución de la potencia eléctrica instalada



FUENTES: INECEL, Obras en marcha (sin año).
INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

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.

En los últimos años, un 80% del total de la energía primaria consumida en el país debió pasar por los centros de transformación, mientras en 1969 esta cifra sólo alcanzaba a menos del 50%.

En 1984, un 85% del consumo final de energía secundaria fue abastecida por el sector energético nacional; el 15% restante se debió importar.

Refinación

Hasta el año 1975, la capacidad y estructura de refinación nacionales correspondieron al consumo de derivados. La importación no superó un 5% del consumo final, y los excedentes de derivados pesados no al-

CUADRO II-6

Evolución de la producción de las refineries e importación/exportación de derivados (1000 Tep)

Año	GLP	Producción				Comercio Exterior		
		Gasolina	Prod. medios	Residuo	Total	Exportación	Importación	Export. neta
1969	4	337	348	324	1013	0	15	-15
1970	6	380	434	355	1175	5	24	-19
1971	5	431	426	417	1279	48	38	10
1972	5	442	510	440	1397	84	19	65
1973	5	490	576	461	1.532	111	19	92
1974	6	582	644	479	1.711	52	25	27
1975	5	691	706	522	1924	16	60	-44
1976	4	730	735	552	2.021	73	199	-126
1977	22	744	850	1.010	2.626	400	438	-38
1978	68	883	1.194	1.917	4.062	1.211	266	945
1979	79	1.003	1.259	2.003	4.344	1.135	353	782
1980	81	1.036	1.227	2.291	4.635	1.217	606	611
1981	71	958	1.143	2.236	4.408	895	672	223
1982	73	1.011	1.203	2.217	4.504	831	697	134
1983	62	762	990	1.890	3.704	629	862	-233
1984	107	962	1.194	2.111	4.374	955	520	435

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-7

Evolución de la estructura de producción de las refinerías (en %)

Año	GLP	Gasolina	Prod. Medios	Residuo	Total
1969	0.4	33.3	34.4	32.0	100.0
1970	0.5	32.3	36.9	30.2	100.0
1971	0.4	33.7	33.3	32.6	100.0
1972	0.4	31.6	36.5	31.5	100.0
1973	0.3	32.0	37.6	30.1	100.0
1974	0.4	34.0	37.6	28.0	100.0
1975	0.3	35.9	36.7	27.1	100.0
1976	0.2	36.1	36.4	27.3	100.0
1977	0.8	28.3	32.4	38.5	100.0
1978	1.7	21.7	29.4	47.2	100.0
1979	1.8	23.1	29.0	46.1	100.0
1980	1.7	22.4	26.5	49.4	100.0
1981	1.6	21.7	25.9	50.7	100.0
1982	1.6	22.4	26.7	49.2	100.0
1983	1.7	20.6	26.7	51.0	100.0
1984	2.4	22.0	27.3	48.3	100.0

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

canzaron al 10% de la producción, en promedio, entre 1969 y 1975. La capacidad de refinación aumentó en un 85% en el mismo período, mientras el consumo creció en un 90% (Cuadro II-6).

La estructura de refinación estaba relativamente bien adaptada a la demanda nacional: la producción de productos livianos y medios creció en 103%, mientras el consumo subió en 108%, entre 1969 y 1984. La producción de residuos bajó de un 29% a un 25%, en favor de livianos y medios, que fueron los que mostraron mayor crecimientos (Cuadro II-7).

No obstante el aumento de la capacidad total de refinación entre 1975 y 1980, en casi un 125%, y el aumento del consumo interno en solo un 90%, en este mismo período las importaciones de derivados aumentaron de un 3% del consumo total a un 1%, y de un 4% del consumo final a un 20% (Cuadro II-8 y Gráfico II-5).

CUADRO II-8

Evolución consumo/importación de derivados (1000 Tep)

Año	Impor- tación	Consumo final	Consumo total	Imp./cons. final (%)	Imp./cons. total (%)
1969	15	828	1.028	1.8	1.5
1970	24	919	1.194	2.6	2.0
1971	38	1.002	1.269	3.8	3.0
1972	19	1.063	1,332	1.8	1.4
1973	19	1.225	1.440	1.6	1.3
1974	25	1.362	1.684	1.8	1.5
1975	60	1.579	1.968	3.8	3.0
1976	199	1.797	2.147	11.1	9.3
1977	438	2.099	2.664	21.0	16.4
1978	266	2.378	3.117	11.2	8.5
1979	353	2.722	3.562	13.0	9.9
1980	606	3.053	4.024	19.8	15.1
1981	672	3.133	4.185	21.4	16.1
1982	697	3.360	4.370	20.7	15.9
1983	862	3.010	3.937	28.6	21.9
1984	520	3.370	3.939	15.4	13.2

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

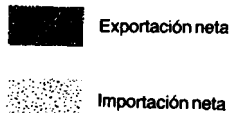
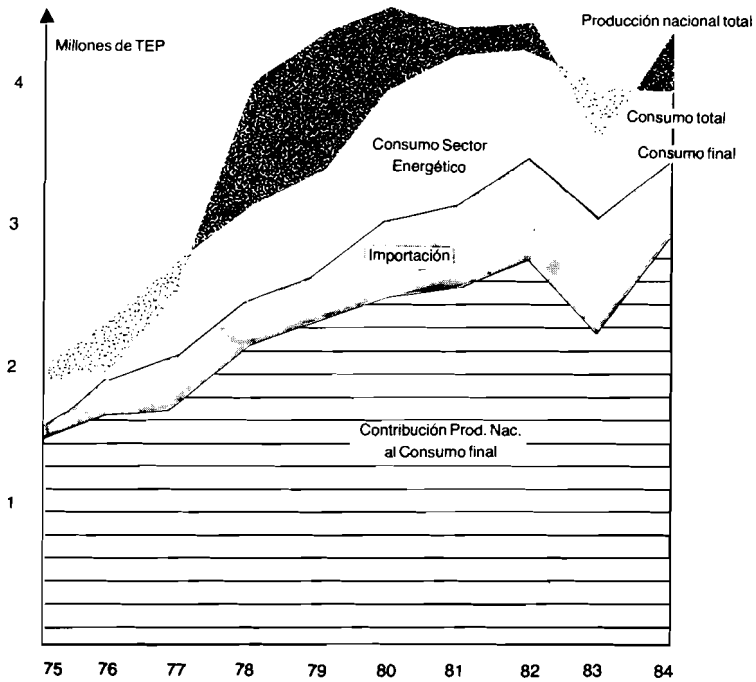
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

Este desarrollo se debió al creciente desequilibrio entre los patrones de la demanda y de la oferta. Mientras el consumo nacional de derivados livianos y medios creció en más de 100%, la capacidad de producción sólo aumentó en 67%, debido a una participación decreciente en la producción total, de 73% en 1975, a solo 50% en 1980 (Gráficos II-6 y II-7).

La tasa de importación de derivados llegó a su nivel más alto en 1983: un 27% del consumo final. Aparte del desequilibrio estructural entre producción y consumo una baja significativa del rendimiento del sistema de refinación nacional por razones técnicas (menos 20%, comparado con el nivel alcanzado en 1980), causó la alta tasa de importación. Solo en 1984 se logró reducir esta tasa, debido al crecimiento del consumo en casi 10%, comparado al año 1980.

GRAFICO II-5

Producción, importación, exportación y consumo de derivados



FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Cifras: Producción Nacional: Cuadro II-6

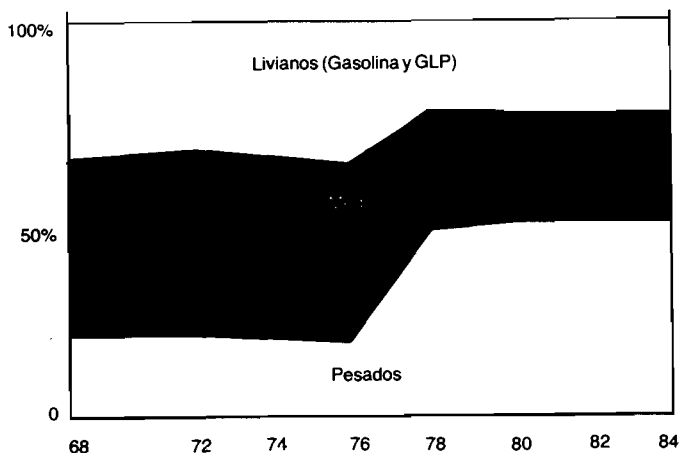
Consumo Total: Cuadro II-17

Consumo Final: Cuadro II-17

Importación: Cuadro II-8

GRAFICO II-6

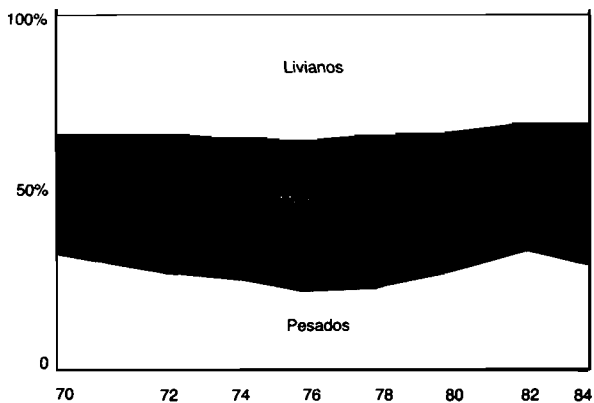
Evolución de la estructura de producción de derivados.



Cifras: Cuadro II-7

GRAFICO II-7

Evolución de la demanda de derivados



FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CIFRAS PARA EL CUADRO II-7

Estructura de la oferta (%) = demanda total de derivados

Año	Livianos	Prod. Medios	Residuo	Total
1969	34	34	32	100
1970	34	37	29	100
1971	36	35	29	100
1972	35	38	27	100
1973	36	40	24	100
1974	36	38	26	100
1975	37	37	26	100
1976	38	40	22	100
1977	38	39	23	100
1978	36	41	23	100
1979	36	40	24	100
1980	37	36	27	100
1981	34	34	32	100
1982	34	34	32	100
1983	34	34	32	100
1984	36	35	29	100

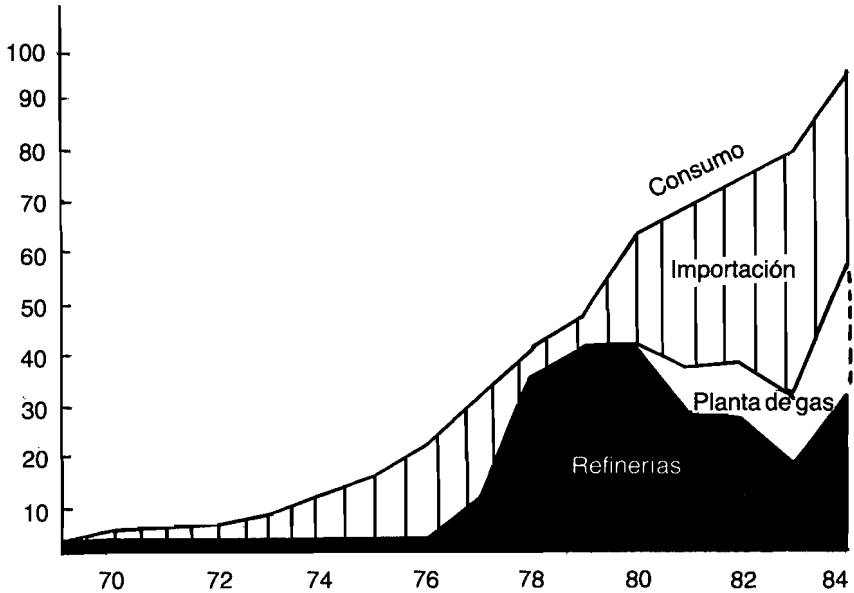
Gas licuado de petróleo (GLP)

En gas licuado, la producción nacional nunca ha podido cubrir la creciente demanda, no obstante que el país —a partir de la década de los 70— ha producido grandes cantidades de gas asociado, base para la producción de GLP.

Hasta 1980, el GLP sólo fue producido en las refinerías de petróleo. A partir de 1981, se empezó a aprovechar por primera vez del gas asociado para fines energéticos con la puesta en operación de la planta de gas Shushufindi. Esta planta fue designada para una capacidad nominal de más de 4.000 BPDO (aproximadamente 130.000 TEP por año). Sin embargo, sobre todo por falta de la infraestructura correspondiente, la planta ha podido trabajar solo a una fracción de su capacidad. A partir de 1984, después de terminar ciertos ajustes, se alcanzó una utilización de 36%.

Mientras que el consumo de GLP creció un 139% entre 1978 y 1984, la producción nacional solo creció un 57%. Como consecuencia, el déficit de un 12% del consumo en 1978 subió a 42% en 1984 (Gráfico II-8).

GRAFICO II-8
Consumo y producción de GLP



FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CIFRAS PARA EL CUADRO II-8

Oferta de GLP (1000 Tep)

Año	Refinerías	Planta de gas	Total produc.	Importación	Total
1969	4		4		4
1970	6		6	1	7
1971	5		5	3	8
1972	5		5	5	10
1973	5		5	9	14
1974	6		6	16	22
1975	5		5	24	29
1976	4		4	38	42
1977	22		22	36	58
1978	68		68	9	77
1979	79		79	12	91
1980	78	3	81	31	112
1981	65	6	71	63	134
1982	61	12	73	71	144
1983	37	25	62	94	156
1984	60	47	107	77	184

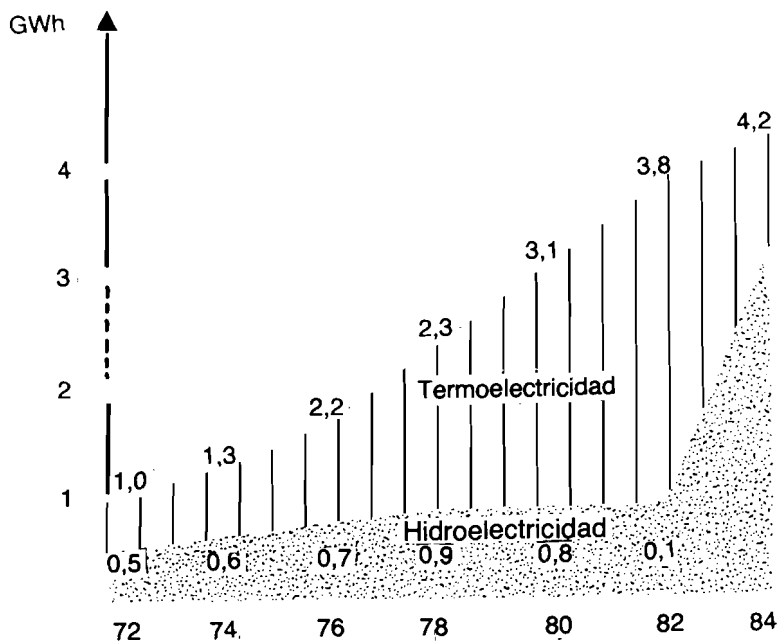
Termoelectricidad

Hasta 1982, el aumento de la capacidad generadora y de producción de electricidad fue logrado exclusivamente en base a plantas térmicas. La potencia térmica creció de 110 MW a 950 MW, entre 1969 y 1982, o sea, 840 MW, en tanto que la potencia hidráulica creció solo en 134 MW. La energía térmica en 1982 cubrió el 77% de la energía eléctrica generada, porcentaje que era solo de 47% en el año 1969. En el transcurso de este período, se planificó y construyó la planta hidro-eléctrica PAUTE, recién terminada en 1983/1984. La capacidad de generación subió de golpe en más de 40%. Desde entonces, la capacidad térmica constituye el 57% de la capacidad total, y solo contribuyó con un 25% para cubrir la demandada eléctrica (Gráfico II-9).⁵

5. Con la consecuente puesta fuera de operación de plantas térmicas recién construidas (p. ej. Esmeraldas de 425 MW, que sólo operó poco más de un año).

GRAFICO II-9

Evolución de la generación de electricidad



FUENTE: INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

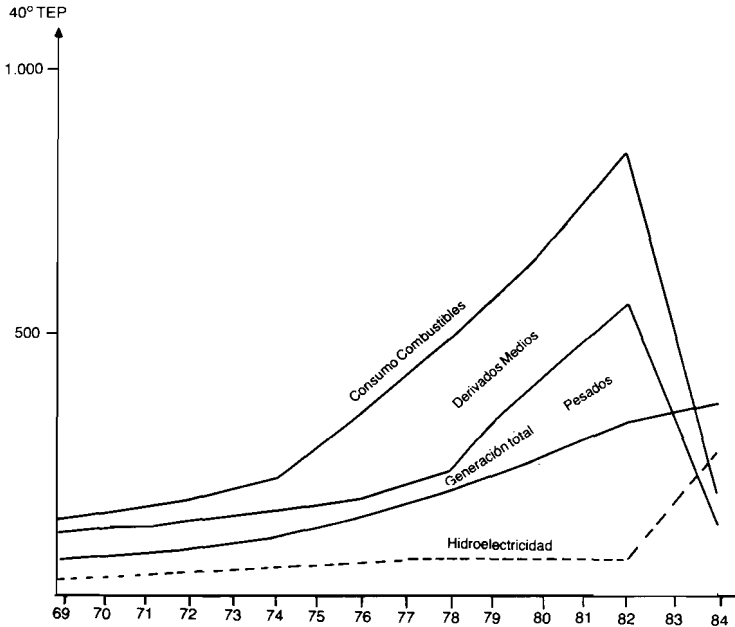
CIFRAS: Cuadro II-5

Al establecer cada vez más plantas térmicas, se debió dedicar crecientes partes de los derivados de petróleo a la generación de electricidad, cantidad que en 1982 alcanzó casi un 20% del consumo total de derivados. Además, hasta 1977 se utilizó una creciente proporción de derivados medios (diésel y kérex), llegando a un 55% en el mismo año, no obstante que el país tenía que importarles, desde 1976.

La capacidad termo-eléctrica en base de derivados pesados sólo creció lentamente, y todavía en 1982 el 32% del consumo total de derivados para la termogeneración consistió de productos medios (Gráfico II-10).

GRAFICO II-10

Generación de electricidad y consumo de combustible



FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-. Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Con la puesta en operación de PAUTE, Ecuador ha dispuesto de suficiente hidro-capacidad para cubrir un 90% de la demanda máxima de potencia. Sin embargo, en 1984 se debió generar todavía un 24% en base a termo-electricidad. La causa principal fue una remanente falta de infraestructura adecuada de transmisión, lo que permitió sustituir más termo-generación en los sistemas regionales.

2.7 Transporte y almacenamiento

La parte almacenamiento y transporte constituye un elemento muy importante del sistema energético.

CIFRAS PARA GRAFICO II-10

Evolución de la producción de las refinerías e importación/exportación de derivados (1000 Tep)

Año	Ns. Combustible									
	Termo elec.	Hidro elec.	Total	Hidro elec.	Ic. % térmica	Ns. combus.	P/Tep elec.	Kérex	Diésel	Residuo
1969	31	35	66	53.0	0.21	147	4.74	5	23	119
1970	26	39	65	60.0	0.17	151	5.81	5	28	118
1971	36	42	78	53.8	0.24	152	4.22	5	23	124
1972	42	43	85	50.6	0.23	182	4.33	10	34	138
1973	52	42	94	44.7	0.25	208	4.00	10	51	147
1974	58	50	108	46.3	0.25	232	4.00	16	56	160
1975	64	62	126	49.2	0.24	266	4.16	24	74	168
1976	86	60	146	41.1	0.25	346	4.02	63	100	183
1977	121	55	176	31.3	0.27	446	3.69	122	122	202
1978	126	75	201	37.3	0.26	491	3.90	139	113	239
1979	175	58	233	24.9	0.29	602	3.44	80	185	337
1980	193	72	265	27.2	0.30	650	3.37	70	176	404
1981	227	64	291	22.0	0.29	770	3.39	41	212	517
1982	254	74	328	22.6	0.31	810	3.19	42	218	550
1983	145	200	345	58.0	0.22	647	4.46	10	123	514
1984	87	275	362	76.0	0.29	303	3.48	5	52	246

Para el *petróleo crudo* se constituyó el oleoducto entre las zonas petroleras del oriente y Esmeraldas, en la costa norte del país, el cual entró en operación en 1972. Permite el transporte de crudo hacia el puerto de exportación y también para alimentar a la refinería en la misma Esmeraldas.

La capacidad de almacenamiento de petróleo crudo es de alta importancia estratégica para un país exportador, que puede así amortiguar ciertas fluctuaciones del mercado. Tanto una reducción de la producción, como la venta a precios temporalmente inconvenientes, resultan costosos en caso de no disponerse de suficiente capacidad para formar stocks.

En 1976, el país disponía de una capacidad para 17 días de producción de petróleo (22 días considerando solo la exportación y los tanques

CUADRO II-9

Capacidad de almacenamiento de petróleo crudo (en 1000 barriles)

	1976	1984
Capacidad para		
– Producción/Export.	3.170	5.000
– Refinerías	1.070	1.760
Total	4.240	6.760
Prod. de crudo/año	68.420	93.870
Prod. (BPDC)	187	257
Cap. en días d. Prod.	17	19
Exp. de crudo/año	52.270	61.345
Exp. (BPDC)	143	168
Cap. en días de export.	22	30

FUENTES: CEPE, Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país 1972-1984, Quito 1985.

correspondientes a la producción y exportación, sin los tanques de las refinerías). Hasta 1984, se aumentó la capacidad a 30 días de exportación (Cuadro II-9), después de verse CEPE obligada a alquilar algunas veces capacidades costosas en el exterior.

Para *derivados de petróleo*, se construyó un sistema de ductos para abastecer a los centros de consumo más lejanos a las refinerías. En 1973 se concluyó la construcción del ducto Durán-Quito, y en 1980 el ducto Esmeraldas-Quito, a raíz de la construcción de la refinería.

Estos ductos sustituyeron el transporte por ferrocarril y autotanque, lo que hizo más seguro el abastecimiento de derivados, sobre todo en las áreas de la Sierra (a más de reducir los costos de transporte). La capacidad de autotanques tuvo que crecer en cuatro veces entre 1976 y 1981, para después reducirse en 13%, una vez terminado el segundo ducto.

Para el *sistema eléctrico*, las redes de transmisión y distribución constituyen uno de los elementos esenciales.

La expansión de las redes de distribución a nivel regional permitió que el número de abonados pudiera aumentar cuatro veces en 15 años.⁶ El porcentaje de hogares con acceso a este energético creció de 46% a 63% entre 1974 y 1982 (Ver Cuadro II-10).

CUADRO II-10

Desarrollo de la electrificación en el sector residencial

	1974		1982	
	Nº de viv. electrif. (1.000)	%	Nº de viv. electrif. (1.000)	%
Area urbana	426	84	757	92
Area rural	149	20	270	33
Total	575	46	1.027	63

% en relación al número total de viviendas.

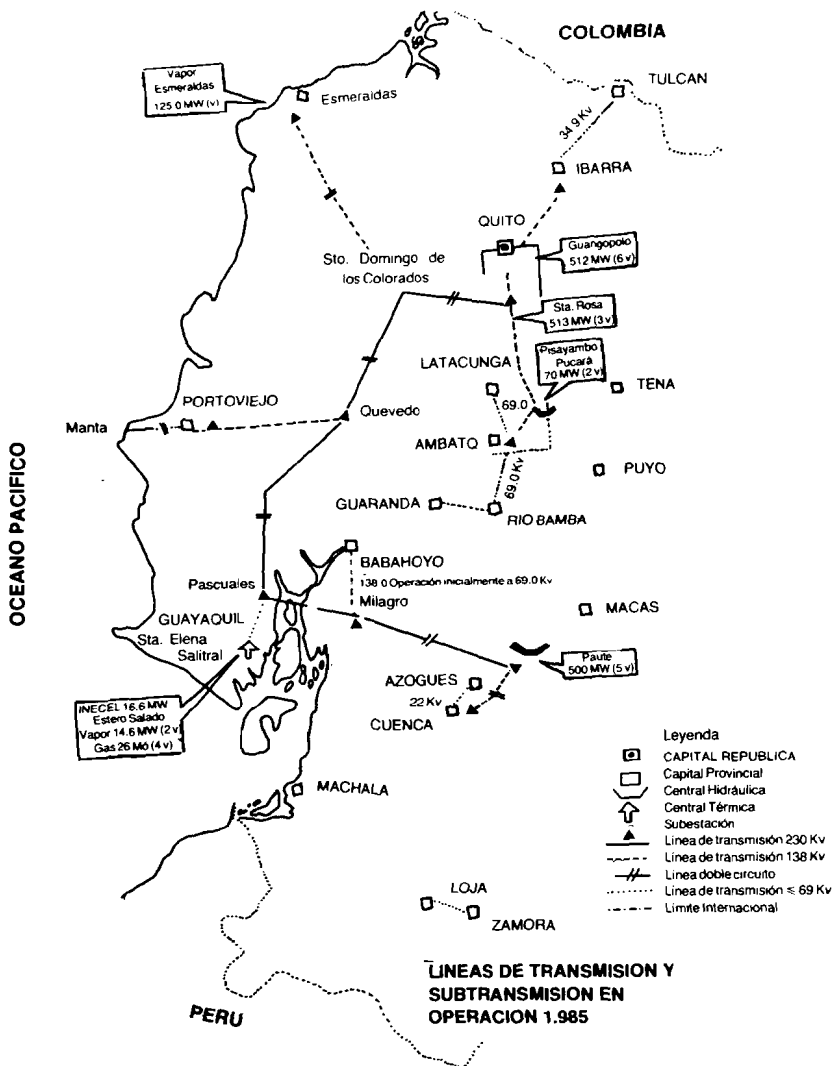
FUENTES: INEC, Censos de la Población y Vivienda 1974 y 1982.

El Sistema Nacional Interconectado (SNI), iniciado en la segunda mitad de los años 70 para aprovechar las ventajas de proyectos de mayor capacidad de generación (sobre todo la hidroenergía), contaba en 1979 apenas con 200 kilómetros de líneas de transmisión hacia los centros de distribución regionales. No obstante que para 1985 la red se expandió a 1.150 kms. (Gráfico II-11), el SNI todavía no era adecuado para poder aprovechar al máximo la capacidad hidroeléctrica, de la cual ya se disponía ampliamente desde 1983/1984. Ciertos desfases en la planificación y ejecución de los proyectos fueron los responsables de esta situación.

6. INEC, Boletín Estadístico, varios años.

GRAFICO II-11

Sistema nacional interconectado (SNI) 1979 y 1985



FUENTES: INECEL, Plan Maestro de Electrificación, Quito 1979.
 INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

3. Evolución del consumo de energía

3.1 Aspectos generales

Al observar las cifras de consumo de energía primaria en la serie de los balances energéticos del país, se observa que éste creció en la década de los 70 y 80 casi a igual ritmo que la economía. Las cifras del consumo de energía por unidad de Producto Interno Bruto, no variaron mucho en el transcurso de los años en consideración (Gráfico II-12).

Este fenómeno resulta sorprendente, considerando el crecimiento específico de ciertos energéticos. El consumo de hidrocarburos, p. ej., aumentó de 19 TEP por millón de sucres del PIB (a precios de 1975), a 30 TEP/millón de sucres entre 1969 y 1982, es decir, casi un 60%. Para la electricidad, el porcentaje de aumento es del 90% (Gráfico II-13).

Estas tendencias se vuelven más claras, considerando las elasticidades del crecimiento, es decir, las tasas de crecimiento del consumo de energía relacionadas a la tasa de crecimiento del PIB. La elasticidad del consumo de energía primaria no varió entre 1973 y 1984; la del consumo de petróleo subió de 0,9 a 1,6, para volver a caer a 1,0 y la de la electricidad subió de 1,0 a 1,5 y 4,3 (Ver Cuadro II-11).

Las cifras indican que:

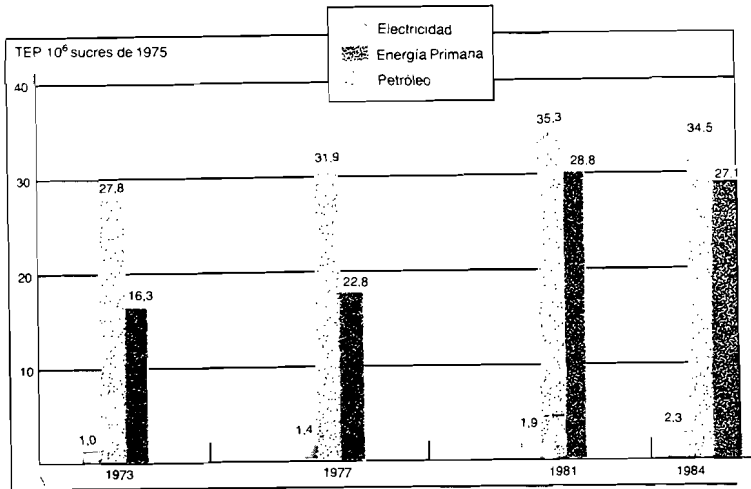
- El crecimiento del consumo de energía total no fue exagerado.
- No existía una relación fija entre el crecimiento de un energético y el crecimiento del PIB.
- Las elasticidades de los diferentes energéticos variaban significativamente.

Las principales causas de este desarrollo fueron las siguientes:

- a) La sustitución continua de energías tradicionales (sobre todo de la

GRAFICO II-12

Evolución del consumo específico de energía primaria y de electricidad (Consumo por unidad de Producto Interno Bruto)



FUENTES: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985. Instituto Nacional de Energía, -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1985. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

leña (Ver Cuadro II-12 y II-14) por energías “modernas” que, por un lado, produjeron un crecimiento desproporcionado de la demanda de la energía comercial pero, por otro, dada la mayor eficiencia en el uso final de la misma, el crecimiento del consumo total fue atenuado.

- b) El crecimiento de ciertos sectores de la economía con alta dependencia de un energético específico contribuyó al crecimiento desproporcionado del consumo de ese energético (el caso del transporte respecto a los hidrocarburos), y
- c) Ciertos efectos sobre el consumo, que no tienen relación directa con el desarrollo de la economía, si no que resultan de intervenciones directas o indirectas por parte del Estado o de las empresas del sector energético.

Muy obvios parecen los efectos de estas intervenciones (la extensión de la red de distribución se considera también como “intervención”

CIFRAS PARA GRAFICO II-12

Evolución de la estructura del consumo de energía primaria (1000 TEP)

Año	Hidrocarb gas	Hidro- electric.	Leña	Bagazo	Total	Indice
1969	1.120	35	1.013	123	2.291	1.00
1970	1.301	39	999	131	2.470	1.08
1971	1.401	42	982	133	2.558	1.12
1972	1.412	43	964	148	2.567	1.12
1973	1.561	42	922	138	2.663	1.16
1974	1.805	50	880	147	2.882	1.26
1975	2.081	62	859	160	3.162	1.38
1976	2.287	60	836	168	3.351	1.46
1977	2.854	55	811	177	3.897	1.70
1978	3.369	75	783	186	4.413	1.93
1979	3.712	58	774	195	4.739	2.07
1980	4.177	72	767	197	5.213	2.28
1981	4.353	64	759	171	5.347	2.33
1982	4.647	74	751	126	5.598	2.44
1983	4.076	200	744	134	5.154	2.25
1984	4.137	275	737	188	5.337	2.33

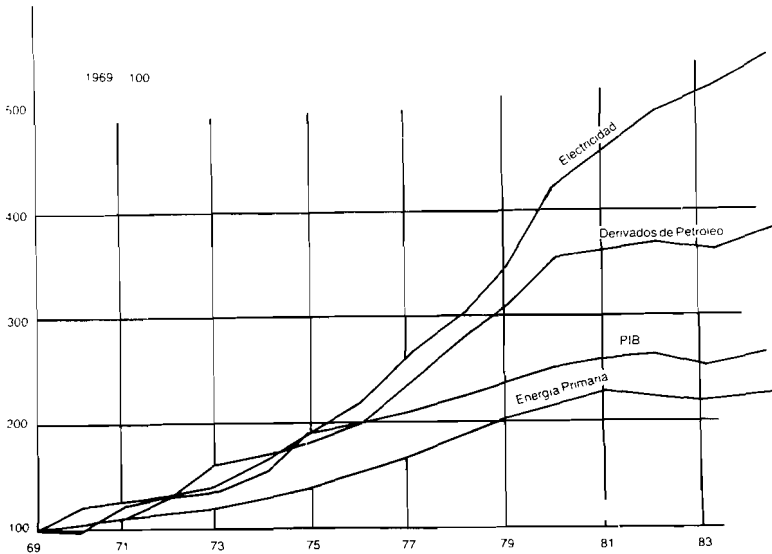
por su alta dependencia de decisiones del Estado) en los años 80. El crecimiento muy reducido del consumo de hidrocarburos es resultado, principalmente, de la sustitución de la termo por la hidro-electricidad y por la prohibición de la importación de carros; de mecanismos de administración del consumo mediante "cupos" y posiblemente de la elevación de los precios.

En cambio, el crecimiento todavía elevado del consumo de electricidad en los años 80 fue resultado, en primer lugar, de la expansión continua de la red de distribución, permitiendo la incorporación de consumidores adicionales, mientras que el crecimiento del consumo por abonado fue muy reducido (Cuadro II-15).

Otro fenómeno que incidió en el crecimiento del consumo de energía primaria, y que tampoco tiene relación con la evolución de la economía, es la baja de la eficiencia de transformación del sistema energético. Este produjo que el consumo de energía primaria creciera más rápida-

GRAFICO II-13

Indices del consumo de electricidad, de derivados de petróleo y de PIB



FUENTES: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985. Instituto Nacional de Energía, -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1985. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

mente que los requerimientos energéticos de los sectores de la economía.

Como se desprende del Cuadro II-16, entre 1976 y 1984, la *productividad energética* (unidad del PIB "producida" por unidad de energía requerida) bajó. Se necesitó cada vez más energía para generar una unidad del PIB. La productividad de la energía primaria bajó significativamente más que aquella de la energía final. Sólo en el año 1984, el índice de la productividad de la energía primaria volvió a subir, más no el de la energía final, indicando un mejoramiento de la eficiencia de transformación (sobre todo por la utilización masiva de hidroelectricidad).

El mejoramiento de la eficiencia en el sector hidroeléctrico, sobre

CIFRAS PARA GRAFICO II-13

Evolución del producto interno bruto (en mil millones de sucres a precios del año 1975)

Año	PIB	Indice
1969	59.1	1.0
1970	62.9	1.1
1971	66.9	1.1
1972	76.5	1.3
1973	95.9	1.6
1974	102.0	1.7
1975	107.7	1.8
1976	117.7	2.0
1977	125.4	2.1
1978	133.6	2.3
1979	140.7	2.4
1980	147.6	2.5
1981	153.3	2.6
1982	155.3	2.6
1983	150.5	2.5
1984	156.6	2.6

FUENTE: Banco Central, cuentas nacionales.

todo en el área de la transformación, fue la causa principal del estancamiento del consumo de hidrocarburos entre 1982 y 1984. Como se desprende del Cuadro II-17 y del Gráfico II-14, el consumo total de los principales derivados de petróleo radica en la sustitución de termo por hidroelectricidad, y cierta racionalización en el autoconsumo del sector petrolero.

Habría que suponer además, que la baja del consumo de la gasolina se produjo parcialmente por sustituciones por diésel/kérex (en transporte terrestre) y no significó necesariamente una racionalización en el consumo final.

La baja del consumo final de todos los derivados en 1983 tuvo, en primer lugar, causas circunstanciales de ese año: el reducido nivel de

CUADRO II-11

Elasticidades consumo energético - producto interno bruto

	1969/1972	1973/1979	1980/1984
Crecim. prom. (%pa)			
–Prod. interno bruto	9,0	9,1	2,2
–Consumo energ. prim.	3,8	10,2	2,5
–Consumo hidrocarb.	8,0	14,9	2,3
–Consumo electric.	8,8	13,4	9,2
Elasticidades			
–Energía primaria/PIB	0,4	1,1	1,1
–Hidrocarb./PIB	0,9	1,6	1,0
–Electricidad/PIB	1,0	1,5	4,3

FUENTES: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985.
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984,
1985.

actividad del transporte en todas las ramas, por inundaciones y huelgas,
y desabastecimientos, por el bajo rendimiento de la refinación.

CUADRO II-12

Evolución de la estructura del consumo de energía primaria (1000 Tep)

Año	Hidrocarb./gas	Hidro-electric.	Leña	Bagazo	Total
1969	1.120	35	1.013	123	2.291
1970	1.301	39	999	131	2.470
1971	1.401	42	982	133	2.558
1972	1.412	43	964	148	2.567
1973	1.561	42	922	138	2.663
1974	1.805	50	880	147	2.882
1975	2.081	62	859	160	3.162
1976	2.287	60	836	168	3.351
1977	2.854	55	811	177	3.897
1978	3.369	75	783	186	4.413
1979	3.712	58	774	195	4.739
1980	4.177	72	767	197	5.213
1981	4.353	64	759	171	5.347
1982	4.647	74	751	126	5.598
1983	4.076	200	744	134	5.154
1984	4.137	275	737	188	5.337

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, R. Tirado, Aprovechamiento del gas natural campos Shushufindi y Aguarico, Quito, 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-13

Evolución de la estructura del consumo de energía primaria (%)

Año	Hidrocarb./gas	Hidro-eléctric.	Leña	Bagazo	Total
1969	49	2	44	5	100
1970	53	2	40	5	100
1971	55	2	38	5	100
1972	55	2	38	6	100
1973	59	2	35	5	100
1974	63	2	31	5	100
1975	66	2	27	5	100
1976	68	2	25	5	100
1977	73	1	21	5	100
1978	76	2	18	4	100
1979	78	1	16	4	100
1980	80	1	15	4	100
1981	81	1	14	3	100
1982	83	1	13	2	100
1983	79	4	14	3	100
1984	78	5	14	4	100

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-14

Evolución de la participación de la energía no comercial en el consumo de energía final

	1969	1973	1977	1981	1984
Energ. comercial (1000 TEP)	2.024	2.372	3.229	4.330	4.605
Energ. no comerc. (1000 TEP)	1.136	1.112	988	930	925
% energ. no com.	56	47	31	21	20

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos Serie 1969-1978, Quito, 1981.
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-15

Sector Eléctrico: Crecimiento de abonados y del consumo por abonado

	1971	1979	1983	Crec. pa %	
				79/71	83/79
No abonados (1000) ⁽¹⁾	279	636	894	10.8	8.9
Consumo (GWh)	630	1.982	2.897	15.4	10.0
Consumo por abonado – MWh	2.26	3.12	3.24	4.1	1.0

1. Sin sector público (Alumbrado)

FUENTE: INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

CUADRO II-16

Evolución de la productividad energética (1000 sucres de 1975 del PIB por TEP de Energía)

	1973	1977	1981	1984
Product. energ. primaria	36,0	32,2	28,6	29,1
Índice de evolución	1,0	0,89	0,79	0,81
Product. energ. final	40,5	38,9	35,5	34,0
Índice de evolución	1,0	0,96	0,88	0,84

FUENTES: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional, 1979-1984, 1985.

CUADRO II-17
Consumo Hidrocarburos

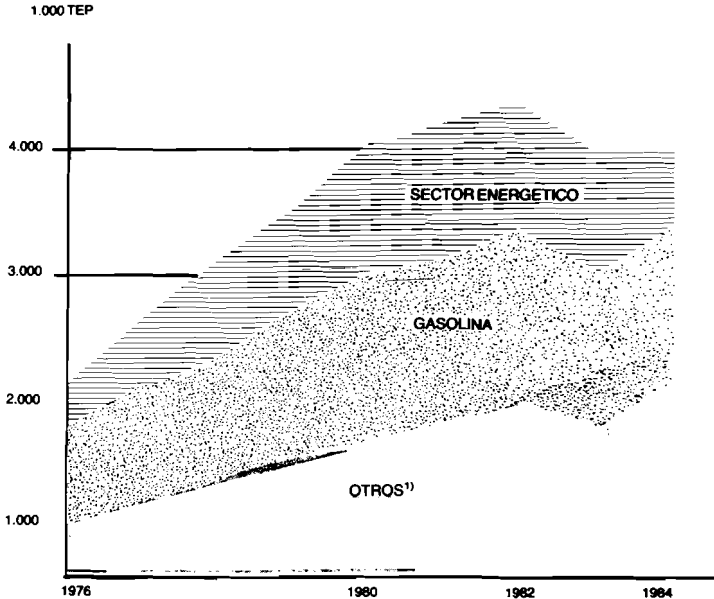
Año	GLP	Gasolina	Medios	Residuo	Total	Cons. final	Cons. sec. energ.	Cons. f. (sin gasolina)	% sect. energ.
1969	4	352	348	324	1.028	828	200	476	19,5
1970	7	403	434	350	1.194	919	275	516	23,0
1971	8	450	442	369	1.269	1.002	267	552	21,0
1972	10	456	510	356	1.332	1.063	269	607	20,2
1973	14	500	576	350	1.440	1.225	215	725	14,9
1974	22	591	644	427	1.684	1.362	322	771	19,1
1975	29	699	734	506	1.968	1.579	389	880	19,8
1976	42	768	858	479	2.147	1.797	350	1.029	16,3
1977	58	955	1.041	610	2.664	2.090	574	1.135	21,5
1978	77	1.045	1.289	706	3.117	2.378	739	1.333	23,7
1979	91	1.175	1.428	868	3.562	2.722	840	1.547	23,6
1980	112	1.375	1.463	1.074	4.024	3.053	971	1.678	24,1
1981	134	1.294	1.416	1.341	4.185	3.133	1.052	1.839	25,1
1982	144	1.346	1.494	1.386	4.370	3.360	1.010	2.014	23,1
1983	156	1.175	1.345	1.261	3.937	3.010	927	1.835	23,5
1984	184	1.230	1.369	1.156	3.939	3.370	569	2.140	14,4

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

GRAFICO II-14

Evolución del consumo de derivados de petróleo



1. Diésel, kérex, residuo, GLP

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CIFRAS: Cuadro II-17

3.2 Consumo final

El consumo de energía comercial en la década de los 70 fue altamente determinado por los siguientes factores:

- Por el rápido crecimiento del consumo final de productos y servicios, reflejo del mejoramiento del nivel de vida, en el período del “boom petrolero”.
- Por el crecimiento acelerado de la industria, sobre todo de aquellas ramas con alto consumo específico

- Por las crecientes necesidades de movilización, consecuencia parcial de la creciente urbanización.
- La creciente oferta de ciertos energéticos.

Un reflejo general de este desarrollo está dado por las tasas de crecimiento de importación de equipos consumidores de energía. Las tasas promedio anuales entre 1972 y 1980 se ubican entre 18% y 36%. En el caso más bajo (importación de artefactos domésticos) hay que considerar la creciente producción nacional en esa época. Aún descontando la inflación en el mercado internacional, de un 5 a 10% anual, las tasas reales de crecimiento, que mejor reflejan el ingreso físico de estos equipos, todavía son muy elevadas (Cuadro II-18).

La extensión de la red de distribución también tuvo un impacto sobre el crecimiento de algunos energéticos. P. ej., una proporción cada vez más alta de la población obtuvo acceso al sistema eléctrico y se aumentó continuamente el número de estaciones de expendio de GLP.

Aparte del creciente nivel de actividad de los diferentes sectores de la economía, existen otras razones para el alto crecimiento de la energía final comercial: entre ellos, sobre todo, la baja de la eficiencia en el uso, con la consecuencia que se necesitó cada vez más energía para un mismo nivel de actividad.

Mientras las tasas de crecimiento del consumo de energía final total discrepan bastante entre los diferentes sectores, con el consiguiente cambio de la estructura del consumo en el país (ver Gráficos II-15 y II-16), respecto al consumo final comercial, todos los sectores mostraban altas tasas promedio de aumento.

Las diferencias resultan de las distintas participaciones de la energía no comercial en el consumo de cada sector.

Las tasas promedio anuales de crecimiento entre 1969 y 1984 fueron las siguientes:

	Energía Comercial	Energía Total
Transporte	10,1	10,1
Industria	8,8	6,8
Residencial, Comercial, Público	9,2	0,9

CUADRO II-18

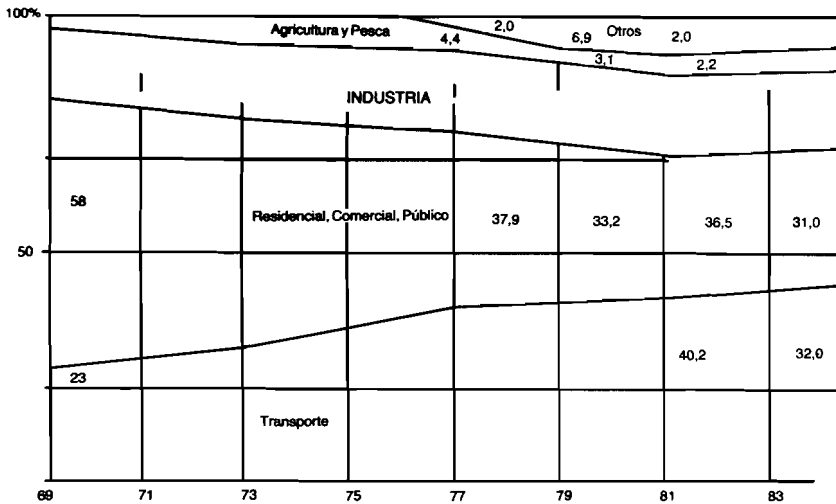
Importación de equipos consumidores de energía (millones US \$)

	1972	1980	Tasa de Crec. pa	1983	Tasa de Crec. pa
Artefactos dom.	5,4	20,7	18,3	3,8	-43,2
Carros privados	3,8	45,1	36,2	25,9	-16,9
Maquin. p. indust.	43,0	279,9	26,4	112,1	-26,3
Equip. de transp.	20,1	208,5	34,0	28,8	-48,3

FUENTES: Banco Central del Ecuador, Boletín Anuario No. 8, 1985.
 Banco Central del Ecuador, Boletín, Año LX, No. 592, Mayo-Agosto, 1985.

GRAFICO II-15

Consumo sectorial



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.
 Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

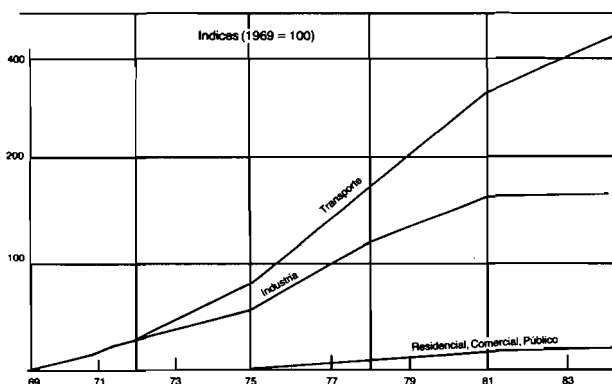
CIFRAS PARA EL GRAFICO II-15

Estructura consumo final (%)

Año	Transporte	Residen.	Industria	Agrop/pesca	Otros	Total
1969	23.4	58.1	14.2	3.9	0.4	100.0
1970	25.6	55.4	14.6	4.0	0.4	100.0
1971	26.4	53.5	15.3	4.2	0.5	100.0
1972	27.2	51.8	16.0	4.4	0.6	100.0
1973	29.0	49.9	16.1	4.3	0.7	100.0
1974	31.6	47.0	16.3	4.3	0.8	100.0
1975	31.8	44.1	16.9	4.2	3.0	100.0
1976	33.3	42.8	17.7	4.0	2.2	100.0
1977	36.5	38.9	18.1	4.0	2.4	100.0
1978	36.8	35.8	18.4	3.6	5.4	100.0
1979	37.1	33.2	19.4	3.4	6.9	100.0
1980	38.5	31.0	18.5	3.2	8.8	100.0
1981	40.2	30.5	18.0	3.3	8.0	100.0
1982	42.0	30.7	17.0	3.6	6.7	100.0
1983	42.1	32.0	17.7	3.5	4.8	100.0
1984	43.4	29.3	16.8	3.8	6.7	100.0

GRAFICO II-16

Indices (1969 = 100)



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CIFRAS PARA EL GRAFICO II-16

Indice de evolución del consumo final

Año	Transporte	Residen.	Industria	Agrop/pesca	Otros	Total
1969	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1970	1.15	1.00	1.07	1.08	1.00	1.05
1971	1.22	1.00	1.17	1.15	1.33	1.08
1972	1.30	0.99	1.26	1.25	1.44	1.11
1973	1.45	1.01	1.33	1.30	1.78	1.17
1974	1.66	0.99	1.42	1.37	2.11	1.23
1975	1.83	1.02	1.60	1.43	9.00	1.34
1976	2.07	1.07	1.82	1.48	7.33	1.45
1977	2.50	1.07	2.05	1.63	8.67	1.60
1978	2.75	1.07	2.27	1.62	21.22	1.75
1979	3.07	1.10	2.65	1.67	29.78	1.93
1980	3.47	1.13	2.75	1.73	41.56	2.11
1981	3.68	1.12	2.71	1.84	38.33	2.14
1982	4.02	1.18	2.68	2.08	33.78	2.24
1983	3.73	1.14	2.58	1.84	22.11	2.07
1984	4.23	1.15	2.69	2.24	34.22	2.28

A continuación, analizando el comportamiento del consumo energético por sectores, se da algunos de los ejemplos más evidentes y estadísticamente comprobadas (en tanto posible),⁶ para las tendencias arriba mencionadas.

a) Transporte

El sector transporte mostró el más alto crecimiento del consumo energético entre todos los sectores: un 10% promedio anual en el período 1969-1984.

La evolución de la estructura del consumo por ramas del sector se muestra en el Cuadro II-19.

6. El material estadístico disponible no permite el análisis suficientemente amplio del comportamiento del consumo final del pasado. Ni sobre el consumo sectorial total, ni sobre los parámetros que determinaban el comportamiento, no existen estadísticas confiables y suficientemente detalladas y actualizadas. Los análisis se basan principalmente en estudios que ha venido llevando el INE hasta ahora, los cuales incluyen sólo hipótesis y conclusiones preliminares.

CUADRO II-19

Evolución del consumo de energía en el sector transporte por rama

	1970		1979		1984	
	1000 TEP	%	1000 TEP	%	1000 TEP	%
Automotor	376	69	1.009	70	1.292	65
Aéreo	28	5	152	11	142	7
Marítimo	138	26	291	20	566	28
Total	542	100	1.452	100	2.000	100

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

En la década de los 70, fueron los sectores automotor (11,6% pa) y aéreo (21% pa), quienes contribuyeron mayormente a este alto crecimiento.

Durante los años 80, estas ramas han disminuido su ritmo de crecimiento (a 5,1 y 1,4% pa). Sin embargo, por el rápido aumento del consumo del sector marítimo, el consumo total todavía mantenía un crecimiento de un 6,6% anual entre 1979 y 1984.

Transporte automotor: El parque automotor mostró un crecimiento casi explosivo en los años 70, hasta principio de los 80, con un promedio superior a 14% anual (Cuadro II-20). Se observa un fuerte crecimiento de vehículos livianos (casi 16% anual) y de carga, mientras que el parque de buses aumentó a un ritmo mucho menor. Este cambio en la estructura del parque también se refleja en la estructura del consumo energético (Cuadro II-21).

Comparando el crecimiento del parque de vehículos con el aumento del consumo de combustibles, se registra que el consumo total es mucho menos que el parque. Esta baja relativa del consumo energético en relación a la ampliación del parque no necesariamente significa un mejoramiento de la eficiencia energética del transporte automotor. Al contrario:

CUADRO II-20

Evolución del parque automotor (en mil unidades)

	1970		1982		1984		Tasa de crec. (% p.a.)	
	1000 u	%	1000 u	%	1000 u	%	70/82	70/84
Livianos	47.8	75.3	275.7	86.6	279.8	87.2	15.7	13.5
Buses/busetas	6.6	10.4	13.0	4.1	12.7	4.0	5.8	4.8
Vehíc. de carga	9.1	14.3	29.5	9.3	28.5	8.9	10.3	8.5
Total	63.5	100.0	318.2	100.0	321.0	100.0	14.4	12.3

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, D. Barragán Talenti, Balances Energéticos 1979-1984, el consumo final de energía por sectores, Agosto, 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Ecuador, Transport Energy: Determinants and Policy, July, 1985.

Cuadro II-24

CUADRO II-21

Evolución de la estructura del consumo de energía en el transporte terrestre 1970/1984

	1970		1984		Tasa de crec. (% p.a.)
	1000 TEP	%	1000 TEP	%	
Vehíc. livianos	143	38	575	44	10,5
Trans. público	114	30	265	21	6,2
Transp. de carga	121	32	452	35	9,9
Total	376	100	1.292	100	9,2

FUENTES: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

- El consumo promedio de los vehículos livianos probablemente bajó significativamente por el ingreso masivo de vehículos más pequeños y energéticamente más eficientes en la segunda mitad de los años

70 (sobre todo las camionetas y autos del Japón);⁸ en cambio, la creciente participación del transporte individual a costa del transporte masivo, ha producido una disminución sensible de la eficiencia energética total del transporte de pasajeros, considerando que el transporte particular necesita hasta cuatro veces más energía por pasajero-kilómetro que el transporte en buses.⁹

- A fines de los años 70, empezó en el transporte masivo ecuatoriano una notable sustitución de buses por busetas, unidades de menor capacidad pero mayor velocidad; el aumento significativo del recorrido promedio anual por unidad sobrecompensó el energético específico (consumo por pasajero-kilómetro) subió, consecuencia de la menor eficiencia energética de las pequeñas unidades (Cuadro II-23).
- El crecimiento del parque de vehículos de carga, mayor que la tasa de crecimiento de la economía (e incluso mayor que los sectores económicos directamente relacionados con el nivel de actividad de esta rama de transporte), supuestamente llevó a una sobrecapacidad del sector, con la consecuente baja del factor de carga (más kilómetros recorridos sin carga) y de la eficiencia energética específica (el consumo por tonelada de carga transportada aumentó).

Un fenómeno muy particular del parque de vehículos pesados del país en los años 70 fue el alto porcentaje de motores a gasolina. De los escasos datos disponibles al respecto, se desprende que, en 1979 todavía el 98% del parque de buses y el 79% del parque de camiones eran equipados con este tipo de motores.⁷

Esta estructura no solamente contribuyó al alto crecimiento del consumo de gasolina en la década de los 70, sino resultó en una menor eficiencia energética del transporte público y de carga, considerando que los motores a diésel, utilizados de preferencia para este tipo de transporte en todo el mundo, tienen un rendimiento de más de un 20% mejor.

8. Esta tendencia, sin embargo, no se mantuvo por toda la década de los 70, como se observa en el Cuadro II-22. Para 1980, volvió a aumentar la participación de vehículos de mayor cilindraje.

9. Banco Central del Ecuador, Boletín, Año LX, No. 592, Mayo-Agosto, 1985.

7. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-22**Estructura de importación de vehículos livianos
(en 1000 unidades)**

	1977			1980		
	<2000 cm ³	>2000 cm ³	Total	<2000 cm ³	>2000 cm ³	Total
Autos	5,9	1,7	7,6	7,4	1,5	8,9
Camionetas	23,5	5,6	29,1	15,4	4,9	20,3
Camperos	0,1	0,7	0,8	0,3	1,9	2,2
Total	29,5	8,0	37,5	23,1	8,3	31,4
% del total	79	21	100	74	26	100

FUENTES: CENDES, Estadísticas del sector automotor, 1982

CUADRO II-23**Desarrollo de la eficiencia energética del transporte
automotor público**

	1976	1979
Participación de Busetas en el parque de vehíc. (%)	16	40
Consumo promed. de comb. por 1000 pasajero-kms (gal)		
– busetas	15,0	15,0
– buses	8,0	8,0
Consumo promed. total (gal/1000 pas.kms)	9,0	10,6
Indice de evolución	1,0	1,2

FUENTES: INEC, Encuestas Anuales de transporte 1970-1981, y estimaciones propias.

Las tendencias arriba mencionadas cambiaron sensiblemente a principio de los años 80.

El crecimiento del parque de automóviles se detuvo al prohibirse la importación a fines del año 82 (Ver Cuadro II-24). El parque de vehículos pesados disminuyó levemente. Se registró una mayor penetración de vehículos pesados a diésel. Estos fenómenos explican parcialmente el cambio de los patrones de la demanda para los derivados de petróleo. Las estadísticas disponibles no permiten aún una conclusión sobre el mejoramiento de la eficiencia energética como consecuencia de estos cambios.

Transporte Aéreo: El consumo de esta rama de transporte se desarrolló desproporcionadamente, comparado con el respectivo nivel de actividad, sobre todo entre 1976 y 1982. Mientras el número de pasajeros creció en 7% en vuelos domésticos y en 3,6% anual, (Cuadro II-25). Supuestamente, una de las causantes de esta situación fue la creciente participación de la compañía nacional "Ecuatoriana", la misma que, abasteciéndose de combustibles a precios mucho más bajos que las compañías extranjeras y con un parque menos eficiente, tomó relativamente más combustibles por pasajero que las otras compañías.

Transporte Marítimo: El consumo de este sector muestra un desarrollo similar al del transporte aéreo. Entre 1979 y 1984, el consumo de combustibles subió en 86%. La participación de compañías nacionales en la carga en estos años subió de 10% a 36% (Cuadro II-26).

b) Industria

El crecimiento más alto del consumo de energía comercial por el sector industrial alcanzó el 11,3% en promedio, entre los años 1973 y 1982, cifra que se compara con el 9,0% de crecimiento del valor agregado en ese mismo período, en que la participación del sector en el PIB subió de 14 a 17%. El crecimiento desproporcionado del consumo de energía tuvo dos causas principales: el establecimiento de industrias más grandes, con mayor grado de mecanización en general, y el crecimiento más rápido de aquellas ramas de la industria que, por su naturaleza, tienen un consumo específico más elevado. La rama de producción de minerales básicos, es decir, la industria del cemento, la producción

CUADRO II-24

Desarrollo del parque automotor liviano (1982-1984) (en mil unidades)

	1982	1983	1984
Importación	6.3	3.2	1.6
Prod. Nacional	3.6	3.8	3.8
Total nuevo	9.9	7.0	5.4
Reposición (1,5%)	4.1	4.1	4.2
Parque	275.7	278.6	279.8
Crec. (%)		1.0	0.4

FUENTE:(10) (28) (32)

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

Asociación Ecuatoriana Automotriz del Interior, Importación de automotores 1982-1985.

CENDES, Estadísticas del sector automotor, 1982.

de ladrillos y la de vidrio, cuyo consumo específico de energía es cuatro veces mayor que el promedio de la industria, fue la de mayor crecimiento, aumentando su participación en la generación del valor agregado del sector de 10 a 12% entre 1973 y 1982, mientras que las ramas de menor consumo específico disminuyeron su participación (Cuadros II-27 y II-28).

c) Residencial

Se produjeron cambios significativos en los patrones de consumo de energía sobre todo en cocción, actividad que constituye la mayor parte del consumo de este sector (90%). Por este motivo, el crecimiento de la demanda de energía fue mucho mayor que lo señaló por las cifras del consumo final (Cuadro II-29).

CUADRO II-25

Evolución del consumo de combustibles y del nivel de actividad del transporte aéreo 1976/1982

	1976	1982	Crec. prom. % pa
Consumo de combust.			
(1000 TEP)			
-Gasolina de Aviación	4,9	4,0	-3,4
-Turbo fuel	50,0	142,0	19,0
Total	54,9	146,0	17,7
Movim. de pasajeros (1000)			
-Rutas nacionales	846	1.277	7,1
-Rutas internacionales (Particip. Ecuatoriana)	186 (24%)	230 (43%)	3,6

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, D. Barragán Talenti, Balances Energéticos 1979-1984.

El consumo final de energía por sectores, Agosto, 1985.

CUADRO II-26

Nivel de Actividad y consumo del sector transporte marítimo

	1979		1984		Crecim.
	Cantidad	%	Cantidad	%	%
Consumo (1000 TEP)	291	100	542	100	86
-Banderas Nacion.	186	64	499	92	
-Banderas Extranj.	105	36	43	8	
Carga (1000 TM)	10.520	100	13.420	100	28
-Banderas Nacion.	1.015	10	4.774	36	
-Banderas Extranj.	9.505	90	8.638	64	

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, D. Barragán Talenti, Balances Energéticos 1979-1984.

El consumo final de energía por sectores, Agosto, 1985.

CUADRO II-27

Evolución de la estructura de la industria manufacturera

	1973	1982
Alimentos	43,4	41,6
Textil/Madera	27,9	27,4
Papel/Química	13,6	12,5
Minerales Básicos	10,3	12,4
Otros	4,8	6,1
Total	100,0	100,0

FUENTE: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985.

CUADRO II-28

Consumo específico de energía de las mayores ramas de la industria manufacturera (1982)

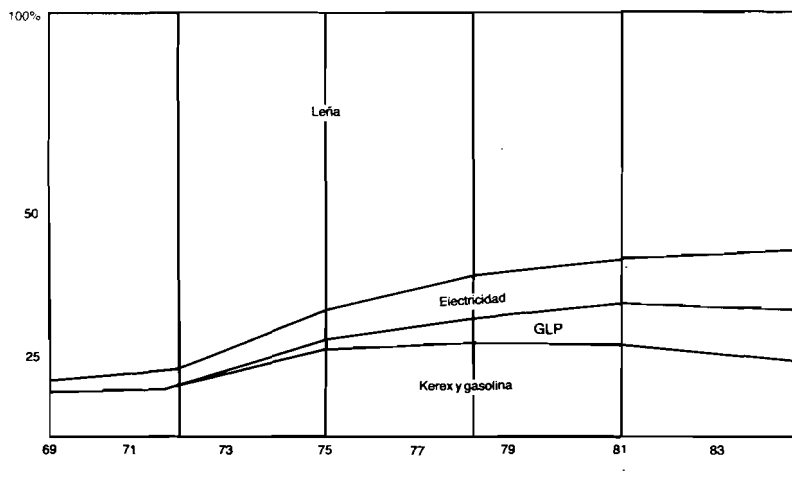
	TEP/millones de sucres VA
Alimentos	13,7
Minerales Básicos	60,0
Papel/Química	8,6
Textil/Madera	5,5
Otros	5,3
Promedio de la Industria	15,7

FUENTE: Banco Central del Ecuador, Cuentas Nacionales, No. 3, 1982 y No. 7, 1985.
Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

La fuerte sustitución de energías no comerciales por energías “modernas” (Gráfico II-17), produjo un mejoramiento significativo de la eficiencia del uso. Así, mientras el crecimiento del consumo final fue sólo de 15% entre 1969 y 1984, la energía útil creció por lo menos en 50%, tomando en cuenta el crecimiento de la población y las eficiencias en el uso de energéticos (Gráfico II-18).

GRAFICO II-17

Evolución de la estructura del consumo de energía en el sector residencial.



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

Entre 1974 y 1982 se incorporó casi medio millón de familias al sistema eléctrico, subiendo la tasa de electrificación de 46% a 63%, a nivel nacional. Mientras el número de hogares electrificados aumentó en un 90%, el consumo de energía eléctrica en este sector creció en un 200%, al incorporarse más familias en las áreas urbanas que en las rurales. El 75% de las viviendas adicionalmente electrificadas en este período eran viviendas urbanas (Cuadro II-10). Estas, en promedio, tuvieron un consumo más elevado y también el crecimiento del consumo por abonado fue allí más alto (el abonado residencial, en Guayaquil, p. ej., consume tres veces más y el de Quito, dos veces más, que el abonado promedio en el resto del país; en 1973, la diferencia era mucho menor).

d) Agricultura y Pesca

El consumo de energía en el sector agropecuario todavía no es muy bien conocido; su proporción en el consumo total de la energía final, sin embargo, está considerada como marginal.

CIFRAS PARA GRAFICO II-17
Sector Residencial Estructura (%)

Año	Total	Hidrocar.	Electric.	Leña	GLP
1969	100	10	3	86	0
1970	100	11	4	85	1
1971	100	12	4	84	1
1972	100	12	4	83	1
1973	100	16	5	79	1
1974	100	18	5	75	2
1975	100	20	7	72	2
1976	100	23	7	67	3
1977	100	23	8	64	4
1978	100	22	10	62	5
1979	100	24	10	60	7
1980	100	23	11	58	8
1981	100	22	12	58	9
1982	100	24	12	54	10
1983	100	20	14	56	11
1984	100	19	14	55	12

CUADRO II-29

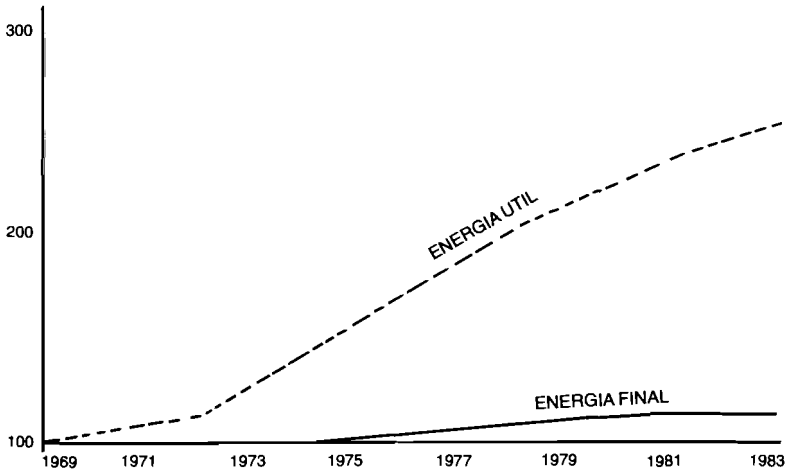
Energéticos utilizados para cocción 1974/1982

	1974		1982	
	N° de vlv.	%	N° de vlv.	%
GLP	88	7	577	36
Kérex/gasolina	258	21	198	19
Leña	864	72	736	45
Total	1.210	100	1.611	100

FUENTE: INEC, Censos de la Población y Vivienda 1974 y 1982.
 INECCEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.
 Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

GRAFICO II-18

Evolución del consumo de energía final y de energía útil en el sector residencial (1969 = 100)



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985; y, estimación propia.

CIFRAS PARA GRAFICO II-18

Evolución del consumo de energía final y de energía útil en el sector residencial (1969 = 100)

Año	Energía útil (1000 Tep)	Indice	Energía final (1000 Tep)	Indice
1969	189	1.0	1.176	1.0
1970	194	1.0	1.172	1.0
1971	201	1.1	1.172	1.0
1972	206	1.1	1.167	1.0
1973	231	1.2	1.183	1.0
1974	244	1.3	1.170	1.0
1975	270	1.4	1.198	1.0
1976	310	1.6	1.256	1.1
1977	328	1.7	1.259	1.1
1978	351	1.9	1.264	1.1
1979	369	2.0	1.297	1.1
1980	393	2.1	1.323	1.1
1981	400	2.1	1.319	1.1
1982	443	2.3	1.388	1.2
1983	429	2.3	1.339	1.1
1984	441	2.3	1.347	1.1

Para el consumo del sector pesquero, sólo existen cifras estadísticas a partir del año 1980, cuando se introdujo el sistema de cupos para entregas de combustible a este sector. las compras de diésel en los cinco años hasta 1984 subieron en más de 78%, mientras el volumen de pesca sólo creció en el 19%. Estas cifras señalan un incremento del consumo específico (consumo de diésel por tonelada captada) de casi un 50%, fenómeno que no se explica por cambios estructurales (la estructura no varió mucho), sino por otras causas, entre ellas posiblemente el contrabando (Cuadro II-30).

CUADRO II-30

Evolución del nivel de actividad y del consumo de diésel del sector pesquero 1980/1984

	1980	1984	Crecimiento %
Toneladas captadas (1000)	644	767	19,1
-Atún y pescado	(97%)	(95%)	
-Camarones y otros	(3%)	(5%)	
Consumo de diésel (1000 TEP)	51	91	78,4
Consumo por 1000 T ^M Captadas (TEP)	79,3	118,7	49,7

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CONADE, Plan de Desarrollo 1985-1988.

3.3 Autoconsumo y Pérdidas del Sector Energético

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 identificadas, bajo el rubro "pérdidas".¹⁰ La evolución de las mismas entre los años 1969 y 1984 se muestra en el Cuadro II-31.

Las pérdidas del sistema constituyen una parte bastante significativa del consumo total de energía primaria. Tomando el año 1982, en que

10. El concepto que se utiliza aquí es un poco simplificado: se excluye también el gas asociado actualmente no aprovechado, para no distorsionar las pérdidas de transformación; por otro lado, no se distingue entre pérdidas respecto al consumo interno de energía y aquellas relacionadas con la exportación de energía; estas últimas se deberían más bien considerar como parte del consumo final.

CUADRO II-31

Evolución de la eficiencia primaria de transformación (Relación energía primaria / energía final)

	1969	1973	1977	1981	1984
Consumo energ. prim. (1000 TEP)	2.291	2.663	3.897	5.347	5.337
Consumo energ. final (1000 TEP)	2.024	2.372	3.229	4.330	4.605
Eficiencia	0,88	0,89	0,83	0,81	0,86

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

este rubro sobrepasó el 20% de la energía primaria consumida, la cantidad absoluta es de casi 1,3 millones de TEP, lo que equivale a:

- 72% del consumo del sector transporte, o
- 168% del consumo del sector industrial, o
- 117% del consumo del sector residencial.

Se observa una tendencia creciente de las pérdidas, tanto en términos absolutos como en términos relativos hasta el año 1982. La composición de las pérdidas (Cuadro II-32) señala unas de las razones de este desarrollo:

- La creciente participación de termo-electricidad: se necesitaba cada vez más energía para producir una unidad de energía eléctrica (Cuadro II-33).
- El aumento de la producción nacional de derivados, que incrementó las pérdidas en refinación relativas al consumo interno (Cuadro II-34).
- 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 (Cuadro II-35).
- El incremento de la producción petrolera, con un consumo significativo de energía en explotación y transporte.

CUADRO II-32**Composición de las pérdidas del sector energético (En miles de TEP)**

	1969	1978	1982	1984
Pérd. Termo-Electric.	116	362	557	217
Cons. en campos, re- finación, transp. etc.	150	473	487	395
Pérd. Transm-Electric.	11	29	64	76
Otros		65	269	243
Total	227	929	1.377	931

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-33**Consumo de combustibles por GWh 1972-1981**

	1972	1978	1981	1984
Consumo comb. (1000 TEP)	181	491	771	304
Electric. gener. (GWh)	976	2.345	3.384	4.208
TEP/GWh	185	209	228	72
Indice	1.00	1.13	1.23	0.39

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

CUADRO II-34
Pérdidas en refinación

	1975	1976	1977	1978
Pérd./cons. ref. (1000 TEP)	96	119	169	217
Cons. derivados (1000 TEP)	2.081	2.287	2.854	3.369
Relac. perd./cons.(%)	4.6	5.2	5.9	6.4
Rel. import./exp. deriv. (%)	5.7	3.1	1.2	0.25

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CUADRO II-35
Pérdidas en transmisión y distribución de electricidad

	1973	1979	1984
Generación (GWh)	1.046	2.718	4.208
Consumo final (GWh) ^{a)}	865	2.211	3.319
Pérdidas (GWh)	181	507	889
% de generación	17.3	18.7	21.1

FUENTE: a) En base a las ventas facturadas.

INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

El rubro "otros" en las pérdidas es un ajuste estadístico en los balances energéticos. Este ajuste no está especificado. Posiblemente, se trata de consumos no debidamente contabilizados, sea en el consumo final, sea en la parte de transformación.

3.4 Precios de la Energía y Regulaciones de la Demanda

Sobre los efectos de los precios de la energía respecto a la evolución del sistema energético, no existen 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.

La evolución de los precios, en sus más importantes aspectos, se dio así:

- Por más de 20 años se mantuvo sin variación a los precios de los derivados de petróleo. Como consecuencia de la inflación, los precios reales bajaron continuamente hasta 1980.

A partir de 1981, hubieron varias alzas, por las cuales el precio promedio ponderado de estos combustibles subió en seis veces. En términos reales, sin embargo, los precios en 1984 ni siquiera alcanzaron el 70% del nivel de 1970 (Cuadros II-36 y II-37 y Gráficos II-19 y II-20).

Las tarifas eléctricas subieron más continuamente. Entre 1970 y 1977, p. ej., en un 70%. Entre 1977 y 1984, en casi un 200%. Pero, tampoco estas alzas permitieron mantener el nivel real, que bajó en un 40% comparado a 1970 (Gráficos II-15 y II-20).

- La relación entre los precios internacionales de los hidrocarburos y los precios promedios en el mercado interno bajó continuamente, hasta el año 1981, por el aumento del precio del petróleo a nivel internacional. Ni las subidas de los precios internos a partir de 1981, ni las bajas en el mercado internacional podían reducir estas diferencias sustancialmente, debido a la paralela devaluación de la moneda nacional frente al dólar (Cuadro II-38). Como consecuencia, se mantuvo también la diferencia entre los precios en el Ecuador y aquellos vigentes en los países vecinos, como Perú y Colombia (Gráfico II-21).

CUADRO II-36**Precios de derivados de petróleo (a precios constantes de 1970)**

	1970	1977	1980	1984
Gasolinas ¹⁾	4.46	1.98	1.47	3.40
Turbo fuel	5.34	2.31	1.65	2.84
Kérex	3.35	1.45	1.03	1.53
Diésel	3.55	1.54	1.10	2.33
Residuo	2.21	0.96	0.68	1.45
GLP	12.27	5.31	3.79	2.43
Promedio ²⁾	3.61	1.72	1.18	2.45

¹⁾ Promedio de 3 tipos de gasolina

²⁾ Promedio ponderado con la estructura del consumo

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas.

CUADRO II-37**Precios de derivados de petróleo (precios corrientes)**

	1970	1977	1980	1984
Gasolinas ¹⁾	4.46	4.58	4.76	29.90
Turbo fuel	5.34	5.34	5.34	25.00
Kérex	3.35	3.35	3.35	13.50
Diésel	3.55	3.55	3.55	20.50
Residuo	2.21	2.21	2.21	12.75
GLP	12.27	12.27	12.27	21.40
Promedio ²⁾	3.61	3.97	3.83	21.53

¹⁾ Promedio de 3 tipos de gasolina

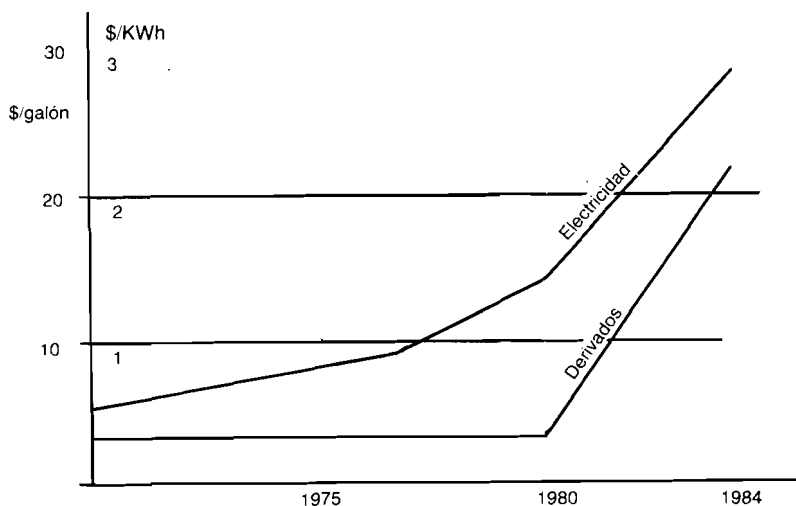
²⁾ Promedio ponderado con la estructura del consumo

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas: Deflatores del Banco Central.

- Ciertos cambios de la estructura de los derivados sólo ocurrieron a partir de 1981: se observa una mayor diferencia entre la gasolina y el diésel, entre el diésel y el kérex, y una menor diferencia entre el

GRAFICO II-19

Evolución de los precios nominales de derivados y de electricidad



CIFRAS PARA GRAFICO II-19

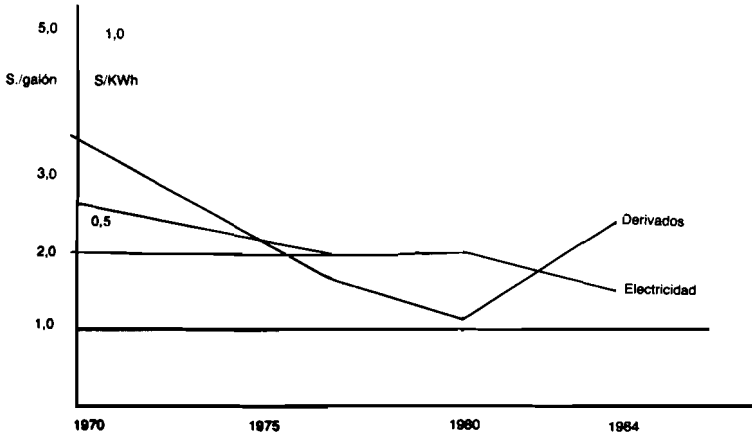
Precios para el mercado interno (promedios)

	1970	1977	1980	1984
Pr. corrientes				
- Hidrocarb. (S./Gal)	3.61	3.97	3.83	21.53
- Electric. (S./KWh)	0.56	0.95	1.38	2.83

GLP y kérex y gasolina regular. Los precios relativos entre los derivados con cierto potencial de sustitución entre sí se exhiben en los Gráficos II-22, II-24, para los mayores sectores consumidores.

GRAFICO II-20

Evolución de los precios reales de derivados y de electricidad



CIFRAS PARA GRAFICO II-20

Precios para el mercado interno (promedios)

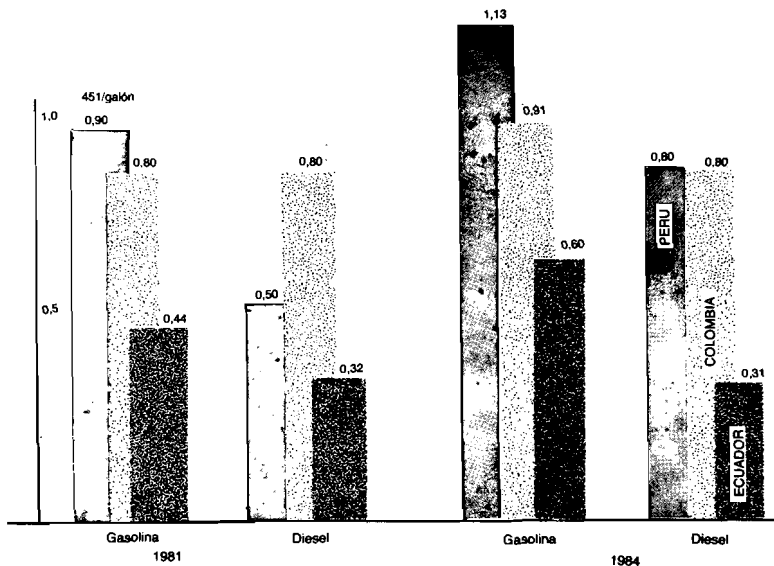
	1970	1977	1980	1984
Pr. constantes				
-Hidrocarb. (S./Gal)	3.61	1.72	1.18	2.45
-Electric. (S./KWh)	0.56	0.41	0.43	0.32

Como efectos de los precios sobre el 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.

GRAFICO II-21

Precios para el consumidor en Ecuador, Colombia y Perú (En US\$/galón)



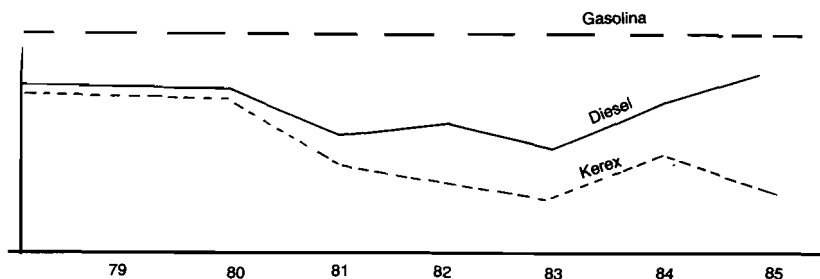
1) En base de la cotización oficial del US\$.

FUENTE: Banco Central del Ecuador, Información Estadística, No. 1587, Febr. 1985.
"Energy Detente", Enero 16, 1985 y Agosto 9, 1985.

- 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, p. ej., la poca incidencia de la energía solar hasta ahora.
- Los precios sí tenían efectos en áreas relacionadas con el exterior; el creciente diferencial entre los precios internos y aquellos vigentes en los países vecinos y en el mercado internacional produjo utilidades significativas para "exportadores" de combustibles (contrabando) y

GRAFICO II-22

Evolución de la relación de precios de combustibles de sustitución



a) Sector transporte terrestre.

CIFRAS PARA GRAFICO II-22

Evolución de la relación de precios de combustibles de sustitución

(Prec.S./Gal)	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Gasolinas	4.61	4.76	13.94	18.74	29.79	29.90
Kérex	3.35	3.35	5.72	6.00	7.88	13.50
Diésel	3.55	3.55	7.54	11.00	14.00	20.50
Residuo	2.21	2.21	6.49	7.00	8.88	12.75
GLP	12.27	12.27	12.27	20.45	21.40	21.40
Gasolina Regul.	4.18	4.18	9.00	13.75	20.00	20.00

Relaciones

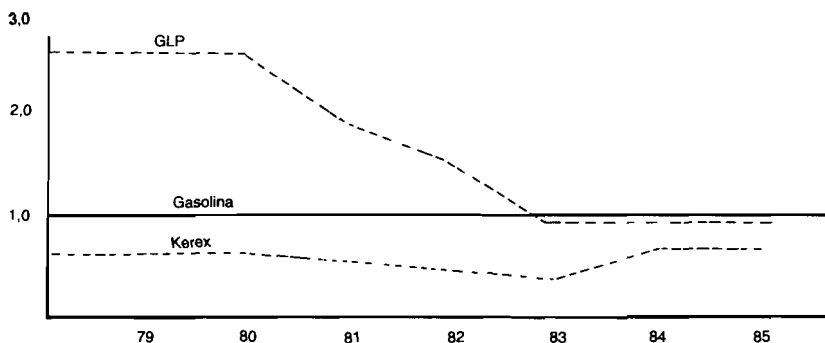
Transp. Terrestre

- Gasolina	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
- Diésel	0.77	0.75	0.54	0.59	0.47	0.69
- Kérex	0.73	0.70	0.41	0.32	0.26	0.45

para las compañías de transporte en rutas internacionales, quienes aprovecharon los bajos precios en el Ecuador y aumentaron sus compras rápidamente a partir de 1978/1979.

GRAFICO II-23

Sector transporte terrestre



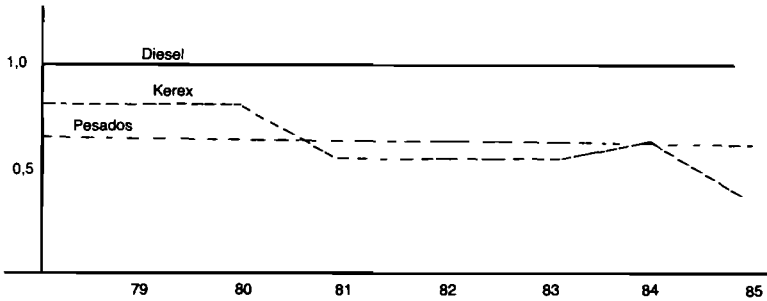
b) Sector residencial (Costos por Tep de energía útil).

CIFRAS PARA GRAFICO II-23

Evolución de la relación de precios de combustibles de sustitución

(Prec.S./Gal)	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Gasolinas	4.61	4.76	13.94	18.74	29.79	29.90
Kérex	3.35	3.35	5.72	6.00	7.88	13.50
Diésel	3.55	3.55	7.54	11.00	14.00	20.50
Residuo	2.21	2.21	6.49	7.00	8.88	12.75
GLP	12.27	12.27	12.27	20.45	21.40	21.40
Gasolina Regul.	4.18	4.18	9.00	13.75	20.00	20.00
Residencial						
- Gasolina Regul.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
- GLP	2.94	2.94	1.36	1.49	1.07	1.07
- Kérex	0.80	0.80	0.64	0.44	0.39	0.68

GRAFICO II-24
Sector residencial
(Costos por Tep de energía útil)



c) Sector Industrial.

CIFRAS PARA GRAFICO II-24

Evolución de la relación de precios de combustibles de sustitución

(Prec.S./Gal)	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Gasolinas	4.61	4.76	13.94	18.74	29.79	29.90
Kérex	3.35	3.35	5.72	6.00	7.88	13.50
Diésel	3.55	3.55	7.54	11.00	14.00	20.50
Residuo	2.21	2.21	6.49	7.00	8.88	12.75
GLP	12.27	12.27	12.27	20.45	21.40	21.40
Gasolina Regul.	4.18	4.18	9.00	13.75	20.00	20.00
Industria						
- Diésel	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
- Kérex	0.94	0.94	0.76	0.55	0.56	0.66
- Residuo	0.62	0.62	0.86	0.64	0.63	0.62

CUADRO II-38

Evolución de los precios de petróleo crudo de exportación y de los precios de derivados en el mercado interno (en US\$/barril)

	1970	1977	1980	1984
Crudo exportac. ¹⁾	2.0	13.0	35.2	27.4
Deriv. Merc. Inter. ²⁾	7.0	6.2	5.8	9.3
Prec. Exp./Prec. Int.	3.51	0.48	0.16	0.34

1) Para 1970 precio de importación.

2) En base de la cotización del US\$ del mercado libre

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas, CEPE y cálculos propios.

- Las subidas de los precios a partir de 1981 no han podido producir un decremento significativo del consumo interno; la introducción de medidas técnicas de conservación o la renovación del parque con el fin de mejorar la eficiencia técnica fue imposibilitado por la falta de recursos financieros y cierta prohibición de importación; además, 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.¹¹
- Cierta cambio de la estructura de precios de los combustibles puede haber producido algunas sustituciones entre ellos; en el transporte, de la gasolina por diésel (a partir de 1981 se observa una penetración masiva de busetas a diésel en el transporte público) y posiblemente por kérex (mezclas en gasolineras); en la industria, posiblemente diésel y pesados por kérex (el aumento de precios no ha producido suficiente incentivo para sustituir productos medios por pesados, porque la diferencia relativa no varió en favor del residuo); en el sector resi-

11. Sólo en 1981, la subida de los precios produjo cierto efecto significativo; p. ej., la gasolina subió de 0,17 US\$/gal. a 0,60 US\$/gal. (el precio del US\$ quedó invariable); como consecuencia, el consumo total de gasolina decreció, posiblemente por el reducido nivel de contrabando.

dencial, la gasolina regular y el kérex por el GLP; este último, antes un combustible para cocción relativamente caro, entre 1980 y 1984 sufrió un decremento tan significativo en términos reales y relativos, frente a los demás combustibles, que los costos para el usuario casi se pusieron igual a los del kérex, tomando en cuenta la más alta eficiencia en el uso del GLP. Esto explica por qué la demanda siguió creciendo con una alta tasa de 13% anual, aún entre 1980 y 1984. Por la baja relativa del costo del GLP, este combustible también pudo penetrar a los hogares de bajos ingresos. Como se desprende del Cuadro II-39, la proporción del ingreso, que una familia con salario mínimo vital tenía que asignar a la compra de combustibles para cocción en 1979 usando kérex, fue casi igual usando GLP en 1985.

A partir de 1980 se tomaron algunas medidas tendientes a regular la demanda de combustibles. Las medidas más destacadas fueron: introducción de un sistema de cupos para la entrega de combustibles a ciertos sectores; la prohibición de importación para cierto tipo de vehículos (poco después, la prohibición total de importar vehículos privados); la diferenciación de los precios de gasolinas de transporte; la comercialización directa de kérex por CEPE.

Resulta difícil apreciar los efectos de estas medidas, puesto que se superpusieron con otras y con las alzas de precios, y dado que los consumidores encontraron ciertas posibilidades de eludir estas medidas. En particular:

- La industria, posiblemente, en lugar de sustituir derivados medios por pesados, se abasteció por fuera del sistema de CEPE (un leve aumento del consumo de residuo se produjo por el aumento de la producción de cemento); en tanto, el consumo del sector marítimo y de la pesca siguió subiendo.
- La prohibición de la importación de vehículos con motores V-8, que debía afectar al parque de station wagon, grandes camionetas, buses, camiones con motores a gasolina, produjo cierta sustitución de este parque por vehículos con motores más pequeños y a diésel, pero luego la prohibición de importación de la mayoría de los tipos de vehículos, dejó a esta medida sin efecto.

CUADRO II-39

Ingresos y gastos mensuales para combustibles de cocción de una familia con salario mínimo vital (en Suces corrientes)

	1979	1985
Ingreso nominal ¹⁾	2.959	13.167
Costos de combustibles		
- GLP ²⁾	111	187
- Kérex ³⁾	23	118
Porcentaje del Ingr.		
- GLP	3,8	1,4
- Kérex	0,8	0,9

1) En base del salario mínimo vital.

2) Consumo promedio 17,6 kg. por mes.

3) Consumo 8,4 galones por mes.

FUENTE: INEC, Salario mínimo.

Instituto Nacional de Energía -INE-, G. Jaramillo, Diagnóstico de la demanda de energía, sector residencial urbano-sector rural, Agosto 1984. y estimaciones propias.

- La introducción de la gasolina “super” en el año 1980, con un precio más elevado que la gasolina “extra”, no tuvo mayor impacto: en 1982, este combustible sólo alcanzó un 6% del consumo total de gasolina, para bajar ya en 1984 a 3,8%, porque los consumidores regresaron a la gasolina más barata.

3.5 Distribución 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 habitantes en estas regiones es de tres a cinco veces el consumo de las demás regiones (Gráfico II-25). 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.¹
- 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.²
- En el área urbana, 86% de la población tiene acceso a combustibles comerciales para cocción; en el área rural, sólo un 24%.

No obstante a 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 (Cuadros II-40 y II-41), y a la existencia de programas explícitamente dedicadas a mejorar el suministro de energía en áreas dispersas (p.ej., el Programa de la Electrificación Rural³), 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 tradicionales, es decir, la leña.

Comparando las cifras del consumo de leña en estas zonas con el potencial de producción, se observa una grave escasez de este combustible (Cuadro II-42). Sea por falta de recursos financieros o de infraestructura de distribución, esta población no puede sustituir la leña por energías comerciales.

La falta de leña trae una serie de problemas para los campesinos afectados, entre los más graves aquellos relacionados con la salud:

- Parásitos estomacales por la mala cocción de ciertos alimentos y el insuficiente tratamiento del agua.
- Transtornos digestivos por la descomposición de la comida guardada

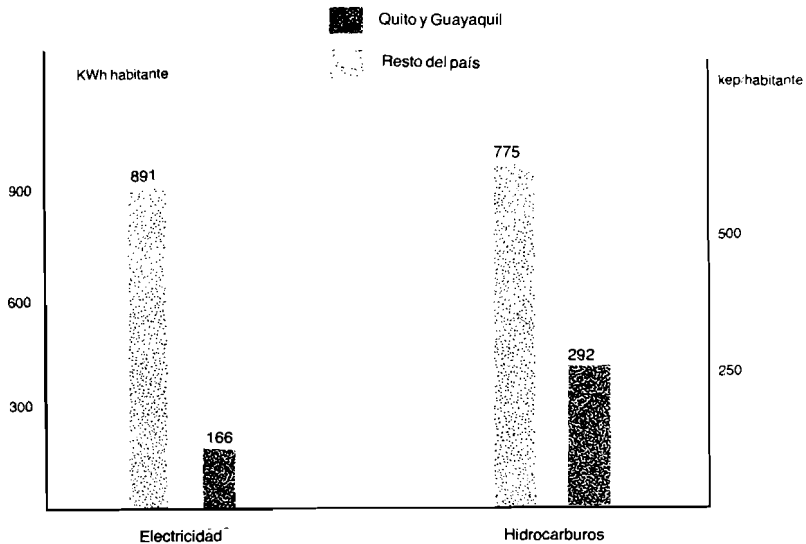
1. INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

2. INEC, Encuestas Anuales de Transporte 1970-1981.

3. INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

GRAFICO II-25

Consumo de energía comercial por habitantes en las principales ciudades y en el resto del país (1982)



FUENTE: INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.
CEPE, Informes Estadísticos 1980, 1981, 1982, 1983, 1984.
INEC, Censos de la Población y Vivienda 1974 y 1982.

por varios días (para reducir el consumo de leña). Se cocina una vez por uno o más días, sin la adecuada conservación.

- Daños en pulmones y ojos por la sustitución de la leña por el excremento de ganado, el cual produce una mayor cantidad de humo.

Existen disparidades significativas también en la repartición del consumo de energía comercial por clases sociales. Tomando el consumo directo (es decir, excluyendo el consumo indirecto, p. ej., para transporte de carga, la energía empleada en productos industriales, y todo el transporte internacional), se estima que ni siquiera un 10% de los hogares del país consume casi la mitad de la energía, mientras el 90% comparte la otra mitad (Cuadro II-43 y Gráfico II-26).

El consumo de energía comercial por familia de clase alta es 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.

CUADRO II-40

Evolución del número de abonados de electricidad (En 1000)

	1970	1977	1983	Tasa crec. % p.a.
Total abonados	207	426	754	10.5
- Quito	64	112	173	8.0
- Guayaquil	78	121	175	6.3
% sobre el tot. de abonados Quito-Guayaquil	68.6	54.7	46.2	

FUENTE: INECEL, Resumen estadístico del servicio eléctrico del Ecuador.

CUADRO II-41

Distribución de la energía comercial y no comercial entre el sector residencial urbano y rural (En mil hogares)

	1974			1982		
	Energía comercial (1000 h.)	Energía no comercial (1000 h.)	Total (1000 h.)	Energía comercial (1000 h.)	Energía no comercial (1000 h.)	Total (1000 h.)
Hogares Urbanos	298 (64%)	171 (36%)	469 (100%)	680 (86%)	109 (14%)	789 (100%)
Hogares Rurales	48 (7%)	693 (93%)	741 (100%)	195 (24%)	627 (76%)	822 (100%)
Total	346 (29%)	864 (71%)	1.210 (100%)	875 (54%)	736 (46%)	1.611 (100%)

FUENTE: INEC, Censos de Población y Vivienda 1974 y 1982.

CUADRO II-42

Distribución regional del consumo de leña para cocción y potencial de producción

Región	Población que cocina con leña	Necesidad de leña (1000 m ³)	Potencial de producción (1000 m ³)	Déficit/Super- ávit (1000 m ³)
Costa y Oriente	335.000	1.850	10.100	106.000
Sierra	400.000	1.850	800	-1.050
Total	735.000	3.700	10.900	105.000

Nota: Consumo promedio por familia y día: 7,6 kg. (Costa y Oriente), 6,3 kg. (Sierra).
Potencial de producción: 7 m³/ha.

FUENTE: INEC, Censos de Población y Vivienda 1974 y 1982; y, estimación propia.

CUADRO II-43

Consumo de energía por clases sociales

Clase	No. de familias Consumo energía comerc. (1000 TEP) %									
	1000	%	Coc.	Cons/famil.		Elec.	Total	Total	TEP	
Transporte				Priv. Tax. Públ.						
Alta	145	9	30	324	64	60	43	521	46	3,59
Media	387	24	108		64	70	44	286	25	0,74
Baja 1972	113	67	113			194	17	324	29	0,30
Total	1.611	100	251	324	128	264	104	1.131	100	0,70

FUENTE: Estimación propia en base a:

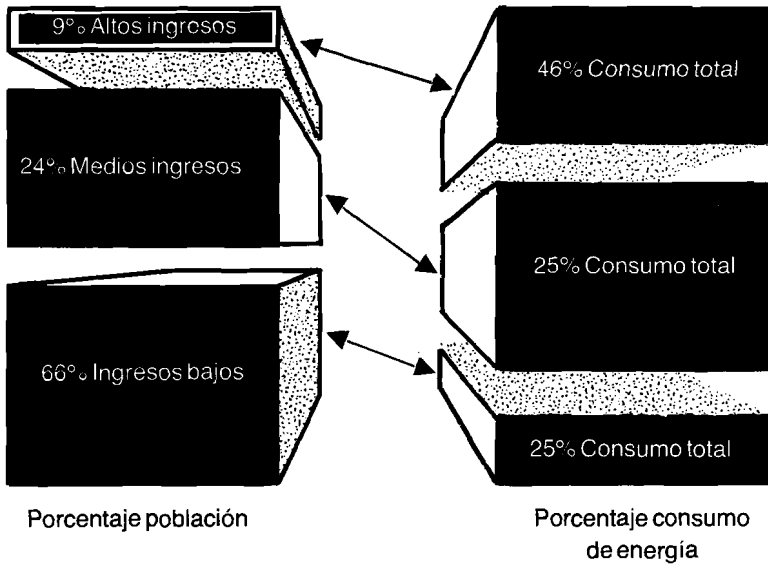
INEC, Censos de Población y Vivienda 1974 y 1984.

Instituto Nacional de Energía -INE-, G. Jaramillo, Diagnóstico de la demanda de energía, sector residencial urbano-sector rural, agosto, 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Ecuador, Transport Energy: Determinants and Policy, July 1985.

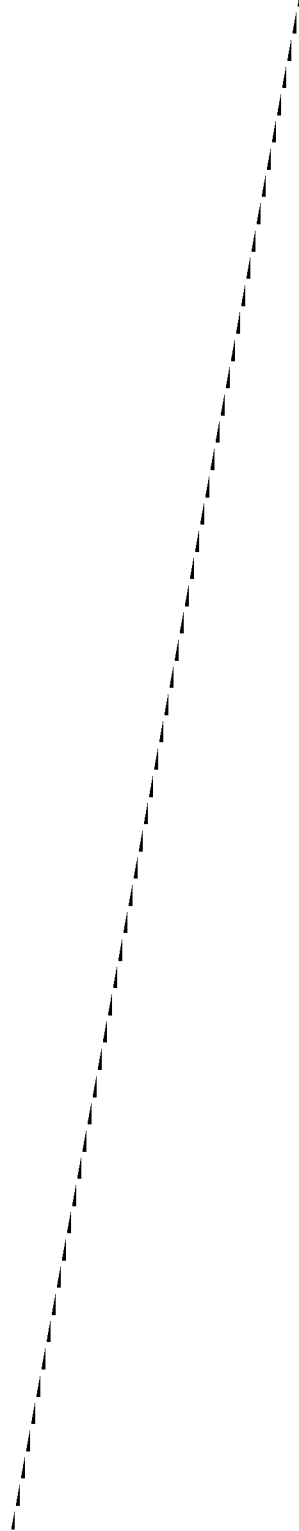
GRAFICO II-26

Distribución de ingresos y consumo de energía comercial



- 1) Ingresos bajos \leq 8.500,— S/. mensual.
medios $>$ 8.500,— y \geq 30.000,— S/. mensual.
altos $>$ 30.000,— S/. mensual.

TERCERA PARTE
**Las perspectivas para
el sector energético**



1. Logros del sistema actual y problemas a solucionarse en el futuro.

Resumiendo el análisis de 15 años de desarrollo del sistema energético, hay que destacar importantes logros:

- Se ha podido satisfacer el aumento de la demanda de energía comercial por habitantes, triplicando la oferta.
- Se han 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, mientras a finales de la década de los años 60, solo un 20; tenían ese acceso.
- Se proveyó 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 esta misma década y media:

- Absorbió grandes capitales de inversión para alcanzar su nivel de producción, establecer la red de distribución, y compensar la disminución del excedente exportable del 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 disminuido 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 requeriría 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 objetivo 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.

En los siguientes capítulos se evalúa las perspectivas relacionadas con estas metas: reservas, potenciales de producción y costos de los energéticos no tradicionales, comparados con los tradicionales,¹ potenciales de racionalización del consumo final y del consumo de energía primaria, energéticos que podrían ayudar a superar la “crisis de la leña”.

1. Como energéticos “tradicionales” se clasifica aquí a los agentes que cubren casi la totalidad del consumo actual: hidrocarburos, hidro-electricidad, leña y bagazo. Los “no tradicionales”, no son necesariamente los técnicamente “nuevos”, sino también aquellos que, en el Ecuador, todavía no son utilizados, aunque en otros países figuren como “tradicionales” (p. ej. el carbón).

2. Requerimientos energéticos del futuro

2.1 Crecimiento económico y necesidades energéticas

2.1.1 ¿Desacoplamiento entre consumo y desarrollo?

Por muchos años, en todo el mundo se aceptó el hecho de que el crecimiento económico iba necesariamente acompañado por un crecimiento del consumo energético igual o mayor que éste. Recién, como consecuencia de la llamada crisis petrolera, se cayó en cuenta de que no existía una "ley" tan rígida. Por el contrario, el desarrollo del consumo energético, en la mayoría de los países, importadores de petróleo, en los últimos diez años, evidenció que, no solo existían grandes potenciales de sustitución del petróleo, sino que sí 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, como se analizó en la Parte II. 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 hidro-electricidad, mientras el consumo final siguió en alza. No obstante, éste es un indicio de que también en el Ecuador se puede llegar a un desacoplamiento entre energía y desarrollo.

2.1.2 Factores que determinan la intensidad energética

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 como “manejable” según las circunstancias vigentes. Entre las primeras áreas figuran:

- La sustitución de 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 (= “energetización”) de la artesanía o pequeña industria, de la agricultura, etc. (Véase ejemplo del cultivo de arroz, Cuadro III-1).

CUADRO III-1
Necesidades de energía en el cultivo de arroz
(1000 Kal por hectárea)

Actividad	Tradicional	Revolución Verde	Experimental
Siembra		29	
Preparación de tierra		402	201
Riego		900	450
Cosecha		114	67
Trilla		114	67
Otros ¹⁾		46	
Total energía		1.605	785
Mano de obra	2.759	633	1.141
Índice de rendimiento	1,0	3,5	3,5

1. Aplicación de fertilizante, pesticidas, etc.

FUENTE: S. Feedman, Human labor and machine inputs. An analysis for agricultural production in the less developed world.

In: Beyond the Energy Crisis, 1981.

CUADRO III-2

Relación de proporción consumo de energía/valor agregado en la industria

Rama	Francia	Ecuador
Siderúrgica	5,8	
Electro-metalúrgica	3,5	
Cemento/vidrio	3,2	3,8
Papel/química	2,7	0,6
Alimentos		0,8
Otros	0,4	0,4

FUENTE: CFDT (Francia), Le dossier de L'ènergie, 1984.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Diario "Hoy", 28 de noviembre 1985, "15 millones para alumbrar a 900 millones de habitantes".

Banco Central del Ecuador, Cuenta Nacional, No. 7, Mayo 1985.

CUADRO III-3

Potencial de conservación para automotores livianos (Consumo promedio en litros por 100 kilómetros)

	1980	2000	Potencial de conservación %
Alemania	10,7	7,5	30
Ecuador	13,6	(7,5)	45

FUENTE: Deutsche Shell Ag, Stabilisierung nach der Trendwende, Aktuelle Wirtschaftsanalysen, April 1982.

Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, Análisis del consumo de energía en el sector transporte en el Ecuador, Quito 1982.

- Fomento de aquellas ramas dentro de un sector que, por su naturaleza técnica, tienen un consumo específico de energía más elevado, p. ej. en la industria, la producción de metales o de químicos básicos (Cuadro III-2).

CUADRO III-4

Necesidad de energía final para cocción con diferentes agentes energéticos (en TEP por familia por año)

Energético	Energía Util	Eficiencia de uso	Energía final	Índice
Kérex	0,15	0,45	0,33	1,0
GLP	0,15	0,60	0,25	0,76
Electricidad	0,15	0,80	0,19	0,58

FUENTE: Estimación propia.

CUADRO III-5

Impacto del mayor factor de carga sobre el consumo específico

	Consumo (ltrs/100 kms) con carga	Consumo (ltrs/100 kms) sin carga	Consumo espec. (ltrs p. ton-km)	Índice
Factor de carga ¹⁾				
-0,55	30	24	0,099	1,0
-0,75	30	24	0,076	0,77

1) Parte de la distancia recorrida con carga, vehículo de ca.5 toneladas de capacidad de carga.

FUENTE: Elaboración propia en base a:

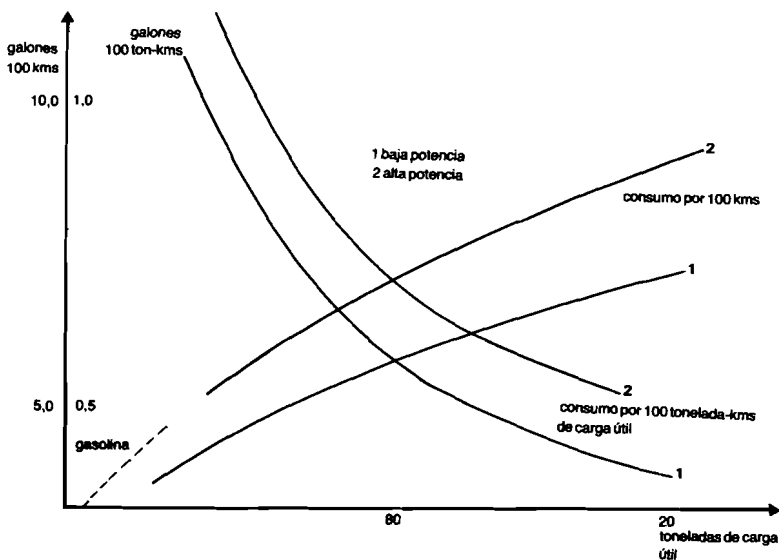
Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, Lineamientos para una política energética en el sector transporte, Quito 1982.

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

- Introduciendo procesos energéticamente más eficientes; este se aplica a todos los sectores económicos, sea para el consumo final (p. ej., mejoramiento de la eficiencia de los automotores, véase Cuadro III-3) o en el sector energético mismo.
- Cambiando los patrones de consumo hacia energéticos más eficientes (p. ej., sustituir cocinas a kérex/gasolina por GLP (véase Cuadro III-4, o motores de combustión por motores eléctricos).

- 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 la reducción de desechos y pérdidas del producto final; en transporte aumentar el factor de carga, es decir, reducir viajes vacíos (véase Cuadro III-5).
- Aprovechamiento de las economías de escala: en transporte aumentar la capacidad de sitios o de carta útil por unidad (véase Gráfico III-1).

GRAFICO III-1



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, Lineamientos para una política energética en el sector transporte, Quito 1982.

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 partirse de una supuesta relación fija entre el desarrollo económico y el crecimiento del consumo de energía; más bien, este consumo depende en alto grado de políticas y estrategias dentro o fuera del sector energético.

2.2 Agentes energéticos 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 las formas de energía actualmente utilizadas son sustituibles entre sí, 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
- Requerimientos del proceso
- Facilidad de acceso
- Facilidad 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 residuo.
- Compras de compañías extranjeras de transporte (búnker, diésel, jet-fuel).
- Contrabando de gasolina, diésel, kérex.

En el pasado, sólo se asignó a la exportación directa el excedente de energéticos, 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; p. ej., 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 los combustibles. En el transporte marítimo, p. ej., las compañías internacionales bajaron sus compras en puertos ecuatorianos en un 60% entre 1980 y 1984 (la carga bajó en sólo 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. Apreciación de la contribución potencial de los diferentes energéticos para satisfacer los 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 inercia de la demanda, cuanto por el tiempo que lleva la implementación 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 o de costos, o como consecuencia de ciertas políticas). Sin embargo, cambios significativos sólo 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 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 por fuentes renovables, ya parcialmente aprovechadas.
- Las potenciales de producción y aplicación de nuevas fuentes de energía.

Mientras el petróleo liviano todavía constituye una de las fuentes energéticas más baratas,² los incentivos para desarrollar y utilizar fuentes alternativas se ven muy reducidos a corto y mediano plazo. Sin embargo, a partir del momento en que el país se viera obligado a convertirse en importador de petróleo liviano, la situación probablemente cambiaría significativamente, obligando al Ecuador a modificar sus patrones de producción y de consumo 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. Estos escenarios no pretenden cubrir todos los posibles caminos de desarrollo, no obstante permiten mostrar algunos aspectos fundamentales respecto a requerimientos y potenciales del suministro de energía, dentro de un marco dado de la demanda.

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.

Durante los primeros diez años de explotación de petróleo del Oriente, las reservas remanentes y recuperables de esta región hasta

2. Si se consideran los costos promedio de producción, que hasta ahora -por ley- sirven como base de cálculo para la fijación de los precios para el mercado interno. Distinto es si se calcula en base a costos marginales (es decir, los costos de los campos petroleros más caros) o en base a costos de oportunidad (equivalentes a los precios de exportación del crudo); así, otras fuentes se volverían ya parcialmente más baratas.

entonces identificadas, habían bajado significativamente, para llegar a una tasa reservas/producción de menos de diez años. El entonces Ministro de Energía ya advirtió, en 1983, que dentro de pocos años, posiblemente “ya a partir de 1986”, el país dejaría de exportar petróleo.³

La situación se volvió más alentadora al descubrirse el campo Libertador, en el Nororiente, por CEPE. La actividad reforzada de la búsqueda de petróleo a partir de 1979 (perforación de 106 pozos entre 1979 y 1982, comparada con 62 pozos entre 1975 y 1978), no sólo permitió aumentar las reservas y la producción, sino confirmó que, supuestamente, en el país habría más petróleo que el anticipado. El hecho fue sustentado por el interés despertado nuevamente entre compañías extranjeras por actividades exploratorias en el país.

Con los recientes logros de CEPE en el capo de la exploración, con las primeras y exitosas licitaciones para prestación de servicios en base a capital de riesgo, y con la aplicación de tecnologías más sofisticadas para mejorar las tasas de extracción de los campos existentes (recuperación secundaria), se entró a principios de los años 80 en una nueva etapa de producción de petróleo.

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

- El éxito en la actividad exploratoria con respecto a la tasa pozos productivos/pozos perforados.
- El área prospectada y explotada hasta ahora sólo representa una pequeña fracción del área con posibilidades petrolíferas (un millón de hectáreas frente a 7-15 millones de hectáreas).
- La densidad de pozos perforados en las áreas petrolíferas es todavía relativamente baja, comparada a la de otros países. El total de pozos perforados a partir de 1972 arroja una densidad de 6-12 pozos por 1000 millas cuadradas de área con potencial petrolífero, cifra que se compara con 20 pozos en el promedio de los países de la OPEP, el año 1979, y hasta 780 en los Estados Unidos.⁴

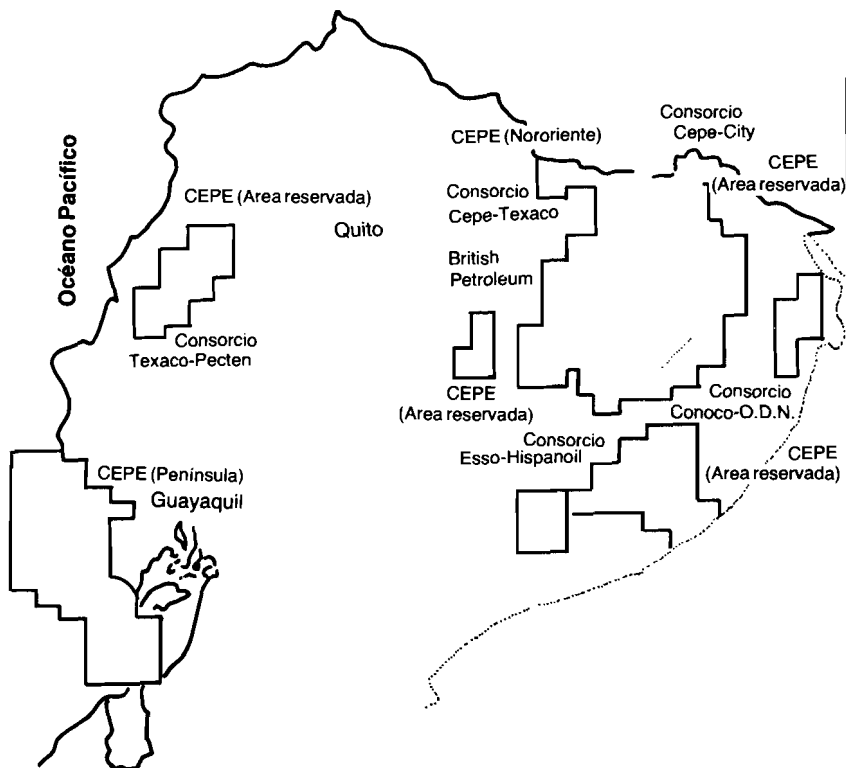
Las reservas actualmente probadas alcanzan a unos 1,2 mil millones de barriles. Hasta principios de la próxima década, se espera encon-

3. Diario “El Comercio”, 8 octubre 1983, “Si no se hallan nuevas reservas, en 1986 el Ecuador dejará de exportar petróleo”.

4. World Bank, Energy Options and Policy Issues in Developing Countries, Working Paper No. 350, Washington 1979.

trar hasta 3 mil millones de barriles más, con un intenso programa de exploración, tanto costa adentro como costa afuera (Gráfico III-2).

GRAFICO III-2
Areas petroleras en exploración



FUENTE: CEPE

De los diferentes anuncios hechos por el Ministerio de Energía con respecto a supuestos incrementos de las reservas y tasas de producción en base a los mismos, se puede derivar tres hipótesis:

1. Incremento de las reservas en 800 millones de barriles hasta inicio de la década de los 90, permitiendo entonces una producción diaria

total de hasta 400.000 barriles, con tasas decrecientes, bajando la producción a la mitad a fines de la década.⁵

2. Incremento de las reservas en 1.200 millones de barriles. Con el propósito de mantener un saldo exportable de 50% de la producción para el año 2000, habría que limitar la producción en un nivel cerca a los 100 millones de barriles por año (cerca de 300.000 BPD).⁶
3. Incremento de las reservas hasta 1991 en 1,6 mil millones de barriles y, sucesivamente, en otros 1,4 mil millones hasta 1996; aumento de la producción al máximo, lo que permitiría una relación reservas/producción de diez años; se llegaría a una producción de 700.000 BPD en promedio durante los años 90 (perspectiva ya calificada como “nuevo boom petrolero”).⁷

Las diferentes alternativas (más bien hipótesis), se muestra en el Gráfico III-1 (ver también Cuadro III-6). 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 cualquiera de las alternativas, en la primera década del Siglo 2100. En el caso más pesimista, de no encontrar reservas adicionales a las actuales, ya a mediados de la década de los 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 200 millones de MPC, en base de las reservas petroleras actualmente probadas. Se va a poder mantener una producción de gas de 17-19 millones de MPC por año hasta principio de los años 90, con una caída brusca a sólo 5 millones de MPC, en el año 2000.

En el caso más optimista de la producción petrolera, se va a llegar a una producción de 40 millones de MPC en el promedio de los años 90, con una declinación rápida en los primeros años del próximo siglo.

La tasa de aprovechamiento de GLP en base del gas asociado depende mucho de las condiciones y la ubicación de los futuros campos

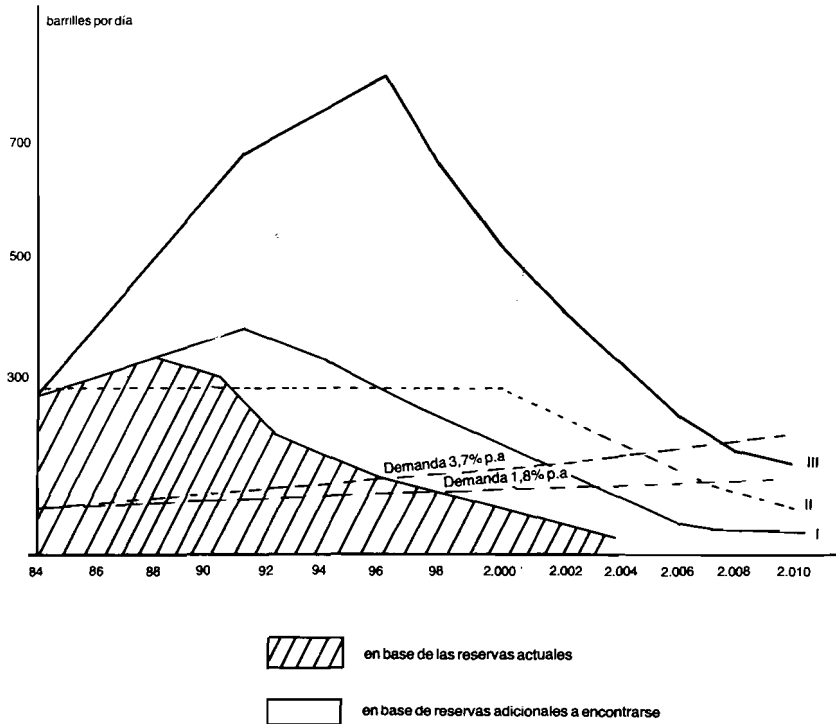
5. Ministerio de Energía y Minas, Diario “Hoy”, 17 enero 1986, “Ecuador producirá 400 mil barriles para 1990”.

6. Ministerio de Energía y Minas, Diario “Hoy”, 27 enero 1986.

7. Ministerio de Energía y Minas, Diario “Hoy”, 29 enero 1985.

petroleros. Para el fin de una proyección indicativa, se ha tomado una tasa relativamente optimista de 21% (rendimiento de GLP relativo al volumen de gas producido, cifra que en 1984 sólo alcanzó a un 7%).

GRAFICO III.3
Posibles desarrollos de la producción petrolera



1. En base de las reservas actuales.
2. En base de reservas adicionales a encontrarse.

FUENTE: Estimaciones propias, en base a afirmaciones del Ministerio de Energía y Minas.

Instituto Nacional de Energía -INE-, G. Jaramillo, Diagnóstico de la demanda de energía, sector residencial urbano-sector rural, Agosto 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, H. Yépez, Modelización y análisis de sistemas energéticos, Quito 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Diario "Hoy", 28 de noviembre 1985, "15 millones para alumbrar a 900 millones de habitantes".

CUADRO III-6

Hipótesis de reservas y producción de petróleo liviano (en millones de barriles)

Hipótesis	Reser. adicio.	1991	1993	1995	1997	1999	2001	2003	2005	2007	2009
Base											
Prod. anual		81	66	53	43	35	28	23	19	15	12
Reservas		729	590	478	387	314	254	206	167	135	109
I	800										
Prod. anual		148	133	113	90	72	58	46	37	29	23
Reservas		1.529	1.256	1.011	807	733	584	466	410	328	262
II	1.200										
Prod. anual		100	100	100	100	100	96	77	63	51	41
Reservas		1.856	1.656	1.456	1.256	1.056	860	697	565	457	370
III	3.000										
Prod. anual		251	244	267	251	199	158	125	99	78	62
Reservas		2.329	2.910	3.123	2.239	1.772	1.402	1.110	878	695	550

FUENTE: Estimaciones propias en base a afirmaciones del Ministerio de Energía y Minas.

La proyección tentativa asume un crecimiento de la demanda declinante de 7% por año, 5% y 3% (el crecimiento actual alcanza todavía a más del 10%). Como se muestra en el Gráfico III-4, en ninguno de los escenarios de reservas y producción el gas asociado podrá satisfacer la demanda a largo plazo. En el año 2000, se va a cubrir sólo entre el 10 y el 50% 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. Por lo mismo, energético actualmente no compete fácilmente con otros energéticos.

El potencial factible de aprovechamiento (factible en comparación con la termoeléctricidad, no con otros agentes energéticos) fue identifica-

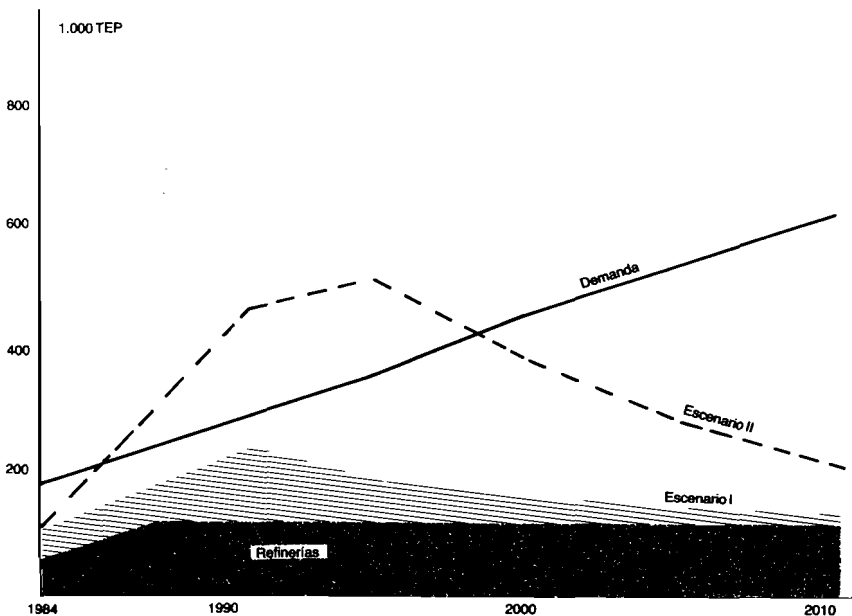
do en unos 23 mil MW, con el cual se podría producir el equivalente de 7 millones de TEP (es decir, casi 130% de la energía primaria total consumida en el año 1984).

Asumiendo un crecimiento promedio del consumo de 9% anual (correspondiente al promedio de los años 1980-1984), 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 la hidroelectricidad, de sólo el 5% actual, a niveles más altos.

GRAFICO III.4

Escenarios de producción de gas licuado de petróleo



FUENTE: Estimación propia en base de los escenarios de producción de petróleo liviano.

En los planes de INECEL se prevé una expansión del sistema hidroeléctrico hasta el año 2010 en más 8.000 MW, aprovechando así casi 10.000 MW del potencial hidroeléctrico. El catálogo de proyectos puede resumirse en la siguiente forma:

Rango de capacidad (MW)	No. proyectos	Capacidad total (MW)	Promedio (MW)
500	6	1.375	230
501 – 1000	4	2.900	725
1000	2	4.120	2.060
Total	12	8.395	700

FUENTE: INECEL, Plan Maestro de Electrificación, Quito 1985.

La mitad de los proyectos se ubica en un rango un poco mayor de la capacidad de la planta “Agoyán” actualmente en construcción. La otra mitad sería de igual o mayor capacidad, en promedio, que la planta “Paute”.

Asumiendo un crecimiento de la demanda de entre un 7 y un 9% anual, el aumento promedio anual de la capacidad tendría que ser de entre 100 y 150 MW para el año 2000, y de entre 230 y 440 MW para 2010.

Así, los proyectos de las dos primeras categorías permitirían, en forma equilibrada y continua, la adaptación de la oferta a la demanda, sin peligro de sobrecapacidades temporales.

Cabe mencionar que estas cifras no incluyen los pequeños potenciales hidroeléctricos, hasta 100 MW, los cuales podrían tener cierta importancia a nivel regional.

Leña, carbón vegetal, bagazo

Casi la mitad de la población ecuatoriana todavía depende de la leña para la cocción de su dieta diaria. En cambio, la deforestación en grandes partes de la Sierra, aparte 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 desabastecimiento 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.⁸ Como consecuencia, cada año se pierde un potencial de producción de 3 millones de metros cúbicos de leña y madera, equivalente a 450-900 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.

Sin embargo, con la realización del extenso plan de forestación y reforestación ya planteado ("Plan Bosque"); el aprovechamiento más racional de los recursos forestales y facilidades de transformación y de transporte, la leña podría tener un rol mucho más importante en el suministro de energía como indica el Cuadro III-7.

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 2010 se podría contar con un potencial total de leña equivalente a casi 6 millones de TEP.

Sobre todo, los desechos forestales podrían constituir un potencial de combustibles bastante importante, transformándoles en formas más apropiadas para el consumo: carbón vegetal, briquetas o pellas, gas, etc.

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 señala el Cuadro III-8.

No obstante del alto potencial de recursos energéticos forestales aún posiblemente en el año 2010 habría que reconocer las dificultades de su aprovechamiento por:

- Los altos costos y los problemas administrativos de un amplio programa de reforestación.

8. Ministerio de Agricultura y Ganadería, Diario "Hoy", 19 septiembre 1985, programa de reforestación.

- Los problemas de la recopilación de desechos.
- Los costos de la transformación, distribución y comercialización.

CUADRO III-7

Reservas forestales y potencial de producción de leña

	1985	2010
Reservas forestales (10 millones 6 HA)	15.0	7.2
Tala anual (10\$6 HA)	0.3	0.3
Pot. teor. de prod. ((10\$6 TEP)	22.5	10.8
Pot. efect. de prod. (10\$6 TEP)	5.6	2.7
Reforest. Sierra (10\$3 HA/año)	35.0	35.0
Res. Forest. Reforest. (10\$3 HA)	35.0	910.0
Pot. de prod. (10\$6 TEP)	0.1	1.7
Desechos forest. (10\$6 TEP)	1.7	1.4
- de la tala actual	0.5	0.5
- del potenc. efect.	1.1	0.5
- del bosque reforest.	.0	0.3
Prod. total de leña (10\$6 TEP)	7.4	5.8

Agenda:

- Reservas forest. (10\$6 HA) 15
- Tala anual (10\$6HA) 0.3
- Rend. bosques nat. (m³/ha) 10
- Rend. bosques refor. (m³/ha) 15
- Pot. prod. efect. bosq. nat. (%) 25
- Reforestac. (ha/año) 35.000
- Masa forestal (m³/ha) 60
- Desechos (% de la tala) 20

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Evolución preliminar del potencial bioenergético del Ecuador, Quito.

Ministerio de Agricultura y Ganadería, Diario "Hoy", 19 de septiembre 1985, programa de reforestación".

CUADRO III-8

Eficiencia energética de leña y carbón vegetal

	Mat. prima (TM leña)	Eficiencia de convers.	Energ. final		Energ. util	
			TM	TEP	Efic.	TEP
Leña	1.00	1.00	1.00	0.35	1.10	0.04
Carbón vegetal						
-métod. tradicion.	1.00	0.15	0.15	0.10	0.30	0.03
-métod. modern.	1.00	0.25	0.25	0.17	0.30	0.05

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas, Diario "Hoy", 27 enero 1986.
T.O. Moen, Charcoal as an Alternative Energy Carrier.
Net Energy and Cost Analysis. In: "Energy". Vol. 9. No. 6, 1984.

CUADRO III-9

Perspectivas de producción y utilización de bagazo como combustible

	1984	2010
Prod. de caña (1.000 TM)	3.670	5.800
Prod. bagazo (1.000 TM)	1.101	1.740
Ctdo. energet. (1.000 TEP)	187	296
Utiliz. (1.000 TEP)		
- en azucareras	187	251
- p. otros fines energ.	0	44

Agenda:

- Rendim. bagazo (TM/TM caña): 0.30
- Contenido energét. (TEP/TM): 0.17
- Pot. de uso p. otros fines (%): 15

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Evolución preliminar del potencial bioenergético del Ecuador, Quito 1985.

Deutsche Gesellschaft fuer Technische Zusammenarbeit (GTZ)/Decon, Utilización racionalizada de la energía en la industria azucarera del Ecuador, 1984.

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 o pellas.

Una proyección de la producción de bagazo se muestra en el Cuadro III-9. Con medidas de presecado se puede generar un excedente de hasta 15%, que puede utilizarse para otros fines energéticos.

La ventaja que tendría la producción de excedentes del bagazo sobre otros desechos bio-energéticos (forestales, agrícolas, etc.) consiste en la concentración de la producción en pocos ingenios, lo que reduce los problemas de la recopilación.

3.3 Energías nuevas

Petróleo pesado

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

Como petróleo pesado se clasifica el petróleo de menos de 20° API.⁹ 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 bióxido de carbono, métodos que reducen la viscosidad del petróleo para agilizar el flujo.

El crudo pesado se encuentra también en las llamadas "arenas petrolíferas" que son arenas o areniscas impregnadas de petróleo asfáltico. El petróleo se recupera excavando las arenas en minas abiertas, para después extraer el petróleo mediante el lavado de agua caliente y procesos de centrifugación.

Los más importantes yacimientos de crudos pesados hasta ahora identificados se encuentran en el área de Pungurayacu, en la forma de

9. P.H. Tubman, Heavy Oil. ETEP 80, Report NO. 21, Dec. 1981.

arenas petrolíferas, con una gravedad de menos de 6 API.¹⁰

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.

CUADRO III-10
Alternativas de producción de crudo pesado
(en millones de barriles)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Alternat. I											
Crudo liv.											
Base											
Producción	90	71	56	44	35	27	21	17	13	10	8
R/P	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Reservas	800	630	496	391	307	242	191	150	118	93	73
Crudo pes.											
Produc.	10	29	44	56	65	73	79	83	87	90	92
R/P	300	102	66	50	41	35	31	27	24	21	19
Reserv.	3.000	2.970	2.904	2.810	2.693	2.558	2.409	2.250	2.082	1.907	1.727
Prod. crud. tot.	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Alternat. II											
Crud. liv.											
Produc.	90	71	56	44	35	27	21	17	13	10	8
Demanda intern.	36	39	41	45	48	52	55	60	64	69	74
Déficit	0	0	0	-1	-13	-24	-34	-43	-51	-58	-66
Prod. crud. pes.	0	0	0	1	13	24	34	43	51	58	66

FUENTE: Estimación propia en base a:

H.W. von Thaden, Potential of Heavy Crude Oil in Ecuador. Technologies for its Industrialization, Long Range Contribution and Main Uses, Quito 1985.

La eventual declinación de la producción del crudo liviano, posiblemente ya en la próxima década, 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

10. H.W. Von Thaden, Potential of Heavy Crude Oil in Ecuador, Technologies for its Industrialization, Long Range Contribution and Main Uses, Quito 1985.

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.

En el Cuadro III-10 se muestra los cálculos respectivos que reflejan los criterios para dos de los escenarios arriba mencionados:

1. Se supone que se quiere mantener una producción total de crudo de 100 millones de barriles al año; por la baja de la producción del crudo liviano (en base de las reservas actualmente conocidas), habría que incorporar a partir de los años 90 crudos pesados; con esa estrategia, se mantiene un excedente exportable de petróleo.
2. El diferencial costos/precios no hace factible la exportación de petróleo, sino sólo una producción para compensar el creciente déficit en crudos livianos.

Gas natural libre

Las reservas de gas natural libre (metano) en el Golfo de Guayaquil están estimadas entre 280 y 440 millones de PMC (10-16 millones de TEP) con una tasa de recuperación de 80%.¹¹

El Plan de Desarrollo prevé comenzar la explotación del gas en el período 1986/1988, con el propósito de alimentar una industria de fertilizantes. Sólo el gas sobrante serviría para fines energéticos. En este caso, la contribución del gas sería mínima para la oferta energética de las próximas décadas.

Si es que la propuesta planta de amoníaco y úrea no resultara factible (por la alta proporción de exportación necesaria en los primeros años, mientras los precios en el mercado internacional siguen bajos), el gas podría utilizarse para fines energéticos, p. ej., para la generación de electricidad, o como combustible para la industria y los hogares y hasta emplearse para medios de transporte.

11. Banco Mundial / PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

Asumiendo una tasa de producción factible de 40-50 mil MPC por día, se calculó dos alternativas de uso para apreciar la posible contribución del gas al sector energético en los próximos 25 años (ver Cuadro III-11). 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.

CUADRO III-11
Reservas y explotación de gas natural libre

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Alternat. I											
Reservas (10\$3 MMPC)	350	330	302	268	234	200	166	132	98	64	30
Producción (MMPC/día)	30	40	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Res./prod. (años)	34	24	18	16	14	12	10	8	6	4	2
Utilización (MMPC/día)											
– no energ.	30	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
– energ.	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Uso energético (1000 TEP)		0	122	122	122	122	122	122	122	122	122
Alternat. II											
Reservas (10\$3 MMPC)	350	343	333	319	299	272	245	217	190	163	136
Producción (MMPC/día)	10	15	20	30	40	40	40	40	40	40	40
Res./Prod. (años)	103	67	49	31	22	20	18	16	14	12	10
Utilización (MMPC/día)											
– no energét.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
– energ.	10	15	20	30	40	40	40	40	40	40	40
Uso energético (1000 TEP)	122	184	245	367	490	490	490	490	490	490	490

FUENTE: Estimación propia en base a:

Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

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.¹² Sin embargo, con tasa de explotación razonables, 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, que se muestra en el Cuadro III-12, se parte de una producción mínima inicial de 500.000 TM por año, capacidad que justificaría una infraestructura adecuada, incluyendo construcción de un ferrocarril para transporte del carbón, etc., para después aumentar a 900.000 TM por año (equivalentes a 500-600 mil TEP).

CUADRO III-12

Reservas y explotación de carbón mineral

Año	Reserv. (10\$6 TM)	Prod. (10\$6 TM)	Res./prod. (años)	Prod.(1000 Tep)
1995	30.0	0.5	60	330
1996	29.5	0.6	52	371
1997	28.9	0.6	46	418
1998	28.3	0.7	40	470
1999	27.6	0.8	34	529
2000	26.8	0.9	30	595
2001	25.9	0.9	29	595
2002	25.0	0.9	28	595
2003	24.1	0.9	27	595
2004	23.2	0.9	26	595
2005	22.3	0.9	25	595
2006	21.4	0.9	24	595
2007	20.5	0.9	23	595
2008	19.6	0.9	22	595
2009	18.7	0.9	21	595
2010	17.8	0.9	20	595

FUENTE: Cálculos propios en base a:

C. Alvarez, B. Arroyo, J. Soza, Posibilidades carburíferas del Ecuador, Quito 1985.

12. F.A.J. Bergman. Economía de Carbón Mineral, IDEE Bariloche, Oct. 1985.

El carbón mineral tendría varios campos de uso. El más factible, en las industrias grandes (como cemento, pulpa y papel, textiles, etc.), donde actualmente se utilizan derivados de petróleo, y en la generación de electricidad. En el sector residencial, este combustible también podría llegar a tener cierta importancia.

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.¹³ Consecuentemente, una producción de 900 mil TM anual puede dar empleo de 7 a 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, podrían 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 cual se hicieron cálculos tentativos referentes a los años 2000 y 2010 (ver Cuadro III-13). Para el sector residencial, se asumió una participación creciente de hogares que utilicen agua caliente, la cual se puede generar exclusivamente con energía solar. Para la industria, se estimó 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 sólo el consumo de electricidad, a la cual la energía solar sustituye principalmente, este potencial significaría un 10% de la demanda estimada.

13. World Bank, *Energy Options and Policy Issues in Developing Countries*, Working Paper No. 350, Washington 1979.

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 sólo en el caso de menores costos de la energía solar significaría un ventaja para el sistema energético.

CUADRO III-13
Potencial de energía solar para agua caliente
Sector Residencial

	1984.0	2000.0	2010.0
No. hog. (10\$6)	1.7	2.5	3.2
% hog. c. agua cal.	15.0	20.0	25.0
No. hog. c. agua c. (10\$6)	0.26	0.50	0.80
Hog. c. equip. elect. (10\$6)	0.26	0.26	0.26
Hog. c. equip. solar. (10\$6)	.00	0.25	0.54
Energía (1000 TEP)			
- Electricidad	48.0	48.0	48.0
- Solar	0.0	45.5	99.5

FUENTE: (8) y estimaciones propias.

Agenda:
 Crecim. Pobl. % pa: 2.4
 Rad. med. Wh/m²/día: 4500.0
 m²/unid. solar: 2.6

No. de días/año: 365.0
 Eficiencia: 0.5
 KWh/año/u. solar: 2135.3
 KWh/día/u. elect.: 6.0

Sector Industrial

	1984.0	2000.0	2010.0
No. plantas c. pot. de uso (1000)	1.0	1.9	2.8
Cons. prom. comb./planta (TEPpa)	150.0	150.0	150.0
Cons. tot. comb. (1000 TEP)	150	281	416
- p. calor d. bajo entalpia (25%)	38	70	104
- p. calor d. energ. solar (12%)	18	34	50
No. d. unidad. solar. (1000)	0.0	1.5	2.1
Penetración (%)	0.0	80	80

Agenda:
 Crec. industria % pa: 4.0
 Rad. med. WH/m²/día: 4500.0
 m²/unidad: 500.0

FUENTE: Estimación propia.

Días/año: 240
 Eficiencia: 0.5
 TEP/año/unidad: 23.2

Biomasa

Aparte de la biomasa ya utilizada para fines energéticos (leña y bagazo), otro tipo de biomasa podría, 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, líquidos y gaseosos, aptos para el consumo energético final de casi todos los sectores.

Los problemas para la industrialización más extensa de este tipo de biomasa se enmarcan en la necesidad de desarrollar tecnologías apropiadas para cada tipo, lugar y fin de uso; en las dificultades de la recolección de los desechos bioenergéticos; en la difusión amplia de tecnologías entre los usuarios potenciales y en los costos de inversión inicial.

Un resumen de las diferentes tecnologías de transformación energética de la biomasa se muestra en el Anexo 3.

En vista de los problemas arriba mencionados, no se prevé una penetración rápida de estas fuentes. Por eso, se da sólo una proyección para el año 2000 (ver Cuadro III-14); más detalles para cada tipo de biomasa en el Anexo 4.

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. El problema de la factibilidad económica, en algunos casos, va a limitar su uso aún más.

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 descentralizada.
- Biogas y electricidad en base a desechos urbanos por la concentración de estos desechos.
- Combustión directa de desechos agrícolas, en ciertas agroindustrias.

La producción de combustibles líquidos en base a biomasa todavía es bastante costosa. Además, por posibles problemas en la utilización

de la tierra cultivable (la materia prima actualmente más probada para la producción de alcohol es la caña de azúcar, el sorgo y la yuca), en el Ecuador no se espera un mayor potencial de producción.



CUADRO III-14

Potencial de energía de biomasa

Produc (TM/año)	Factor de Recuperac. ble	Aprovecha- ble (TM/año)	Pod. cal/ (kcal/kg)	inf. Pot. energ. (1000 TEP)	
Desech. agrícola.	8.592		3.144	826	
-Arroz, maíz	8.382	0.35	2.934	2.500	733
-Café, cacao	211	1.00	211	4.415	93
Desech. animal.	13.664		3.764		282
-Vacuno	7.032	0.2	1.406	700	98
-Porcino	3.792	0.5	1.896	700	133
-Equinos	1.950	0.1	195	700	14
-Avícolas	890	0.3	267	1.400	37
Desech. urban.	960.176				278
-Basura	3.176	1.0	3.176	765.6	243
-Aguas servid.	957.000	1.0	957.000	0.4	34
Total	982.432				1.386

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Evolución preliminar del potencial bioenergético del Ecuador, Quito 1985.

3.4 Los efectos de la conservación energética sobre los requerimientos de energía 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 de otros energéticos son relativamente inciertas.

CUADRO III-15

Potencial de conservación en base del consumo 1984 (Estructura)

	Cons. de energ. primar. 1984	Potencial de ahorro	Cons. reduc. de energ. primar.
	(%)	(%)	(%)
Consumo final	100.0		78.3 - 70.6
-transporte	42.8	25 - 30	32.1 - 30.0
-residencial	23.8	10 - 20	21.4 - 19.0
-industria	16.4	20 - 25	13.1 - 12.3
-otros	10.3	0 - 10	10.3 - 9.3
-contrabando	6.7	80 - 100	1.3 - 0.0
Perdidas	14.7		11.3 - 8.1
-termoelect.	4.6	20 - 60	3.7 - 1.8
-refin., campos	8.4	25 - 40	6.3 - 5.0
-transn. electr.	1.7	20 - 30	1.4 - 1.2
Total	114.7		89.6 - 78.6
Indice	1.00		0.78 - 0.69

FUENTE: Estimación propia

- 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, que se muestra en el Cuadro III-15, se basan en los siguientes criterios:

Transporte: La mayor parte del parque automotor data de los años 60/70; la vejez del parque y la tecnología obsoleta de los motores producen un sobreconsumo de por lo menos 30%, comparado con un parque moderno; un potencial adicional de racionalización consiste en aprovechar mayormente las economías de escala y mejorar la organización del sector.¹⁴

14. Instituto Nacional de Energía -INE-, P. Kublank, Lineamiento para una política energética en el sector transporte, Quito 1982.

Residencial: El uso más consciente de los artefactos domésticos puede producir un ahorro de al menos 5 a 10%; el utilizar fogones mejorados para cocción puede subir la eficiencia energética en más de 100%, lo que significaría, si sólo 50% de los hogares utilizara este tipo de fogón, que el consumo total de energía del sector residencial en 1984 hubiera sido un 20% menor.

Industria: Según las primeras auditorías energéticas llevadas a cabo en el INE, en varias ramas industriales, en base a los precios vigentes en 1985, el potencial factible de ahorro alcanzaría entre el 20 y el 25 %. El potencial de ahorro aumentaría aún más con precios más elevados.¹⁵

Otros sectores No existen todavía datos sobre el potencial de economía de la racionalización energética en los sectores servicios, administración pública, agricultura y pesca; sin embargo, los datos de otros sectores señalan que podría alcanzar por lo menos a un 10%.

Contrabando: El contrabando de combustible, que actualmente se estima en un 7% del consumo final de energía, podría desaparecer por completo a mediano plazo, ajustando los precios a aquellos vigentes en los países vecinos.

Pérdidas: El autoconsumo y las pérdidas del sector energético mismo podrían reducirse de la siguiente manera:

- Baja de la generación de termoelectricidad hasta un 10% de la generación total.
- Racionalización del consumo de las refinerías y en la actividad de explotación y del transporte de hidrocarburos; sustitución del consumo de derivados de petróleo en los campos petroleros por el gas asociado no aprovechado.
- Reducir las pérdidas de transmisión de electricidad (21% de la generación) a 15%.

Estos potenciales individuales se suman a un total promedio de 22% a 31% de ahorro de energía.

15. Instituto Nacional de Energía -INE-, Resultados del programa de auditorías energéticas industriales, 1985.

3.5 Fuentes con posibilidad de producción descentralizada y bajos costos

Los agentes energéticos “modernos” tienen ciertas características que les 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 cortos 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 calderas).
- 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:
 - mini-centrales 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 del aprovechamiento de las diferentes fuentes energéticas

Punto clave del desarrollo de las diferentes fuentes energéticas y de la respectiva estructura de la producción y del consumo, son los cos-

tos 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, p. ej., ... un TEP de derivados de petróleo tiene costos de producción de 80 US\$ (en base de 8 US\$/bl. de crudo, más 4 US\$ de procesamiento, etc.); el costo de biogas es de 90 US\$, lo que favorecería el uso de los primeros. En cambio, en el mercado internacional, en 1984 se pagó 190 US\$/TEP de petróleo (27 US\$/bl. en promedio para el crudo ecuatoriano); así, hubiera sido más ventajoso para el país utilizar biogas y exportar más petróleo.

Con los precios internacionales vigentes en 1984, el gas natural libre hubiera tenido un valor de 280 US\$/TEP, si se hubiera sustituido con este gas p. ej., un TEP de kérex en una planta de fertilizantes, por los bajos precios internacionales de los productos finales, sólo hubiera tenido un valor de 34 US\$.¹⁶

- El costo para el consumidor (de los energéticos comerciales) no es sólo función de los precios por unidad de combustible, 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 la eficiencia (0,1 contra 0,8), el TEP de energía útil en base de leña cuesta 1.300 US\$, frente a sólo 870 US\$ de la electricidad.

16. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

Igual como sus costos de producción y utilización, también las inversiones inciden sobre las 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 (p. ej., las energías de biomasa);
- el monto total de la inversión que requiere la iniciación de la explotación de una nueva fuente es muy alto, por la necesidad de construir la infraestructura (p. ej., 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 (p.ej., la energía solar o la biomasa).

CUADRO III-16

Inversiones requeridas para exploración y desarrollo de nuevos campos petroleros (Costos en 1000 US\$ por barril por día de producción)

	Exploración	Desarrollo	Total
Costos referenc. ^{a)}			
-costa adentro	3-4	8-10	11-14
-costa afuera	6-9	15-20	21-29
-Proyectos Ecuador			
-costa adentro ¹⁾			8,3
-costa afuera ²⁾			17,7

a) Base 1980

1) Contrato de riesgo con "Occidental",

2) Contrato de riesgo con "Belco"

FUENTE: World Bank, Energy Options and Policy Issues in Developing Countries, Working Paper No. 350, Washington 1979.

Ministerio de Energía y Minas, Diario "Hoy", 27 enero 1986.

Ministerio de Energía y Minas, Diario "Hoy", 29 junio 1985.

CUADRO III-17

Potencial Hidro-electro por rangos de costos de producción

Rango de costo (US\$/MWh)	Potencial		Potencial acumulado	
	MWh	%	MWh	%
hasta 30	9.730	45.4	9.730	45.4
31 hasta 40	5.780	27.0	15.510	72.3
41 hasta 60	3.380	15.8	18.890	88.1
60 hasta 90	2.550	11.9	21.440	100.0

FUENTE: INECEL, Plan Maestro de Electrificación, Quito 1985.

CUADRO III-18

Rendimiento de bosques forestados y costo de leña (Especie eucalipto)

	I	II	III
Inver. inic. (US\$/ha)	300-730	400	1.000
Tiempo de madurac. (años)	5	5	8
Rendim. en 10 años (m ³)	250	100	50
Costo por m ³ (US\$) ¹⁾	7-11	18	72
Costo por TEP (US\$)	47-73	120	480

1) Incluye costos para tala; para II también costos de transporte y distribución.

FUENTE:I: Ministerio de Agricultura y Ganadería, Diario "Hoy", 19 septiembre 1985, Ambicioso programa de reforestación.

II: Banco Mundial/PNUD, Perú, Issues and Options in the Energy Sector, Washington 1984.

III: Banco Muncial/PNUD, Nigeria, Issues and Options in the Energy Sector, Washington 1983.

Como consecuencia, limitaciones en la disponibilidad de capital pueden llevar a patrones de producción de energía que no siempre corresponden al criterio de la optimización de costos.

En el marco del presente estudio no se puede entrar en todos los detalles arriba mencionados. Los costos e inversiones, que se muestran en los Cuadros III-16 a III-20 para una variedad de energéticos con potencial de uso en el futuro, sólo reflejan valores promedios, ya que los

demás criterios hay que relacionarlos a las situaciones individuales, sea del lugar y del fin del uso, de los precios internacionales de energía, de los usos alternativos para fines no energéticos, etc.

CUADRO III-19

Inversión específica para varias fuentes energéticas

	Unidad	Inv./unidad (1000 US\$)	Inv./TEP/a (US\$)
Petróleo Conv.	bl/día	8.30	171
Petróleo Pesado	bl/día	20.00	411
Hidro-electricidad	KW	1.20	3.982
Leña/carb. vegetal	100m ³ /año	4.00	267
Bagazo	TM/año	0.00	0
Gas natural	MMPC/día	6.60	539
Carbón mineral	TM/día	40.00	267
Biomasa (gas)	m ³ /día	0.10	812
Solar (agua cal.)	KWh/día	0.10	3.186

FUENTE: Anexo 6.

CUADRO III-20

Costos específicos de producción para varias fuentes energéticas

	Unidad	Cost. de prod/unid. (US\$)		Total	Cost/TEP (US\$)
		Prod.	Trf/dstrb.		
Petróleo conv.	barril	8.0	4.0	12.0	83.9
Petróleo pesado	barril	25.0	6.0	31.0	216.8
Hidro-electricidad	MWh	30.0	30.0	60.0	697.7
Leña/carb. vegetal	TM	30.0	6.0	36.0	120.0
Bagazo	TM	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural	MPC	3.1	0.0	3.1	86.1
Carbón mineral	TM	20.0	4.0	24.0	48.0
Biomasa (gas)	100 m ³	4.0	0.0	4.0	88.9
Solar (agua cal.)	MWh	58.0	0.0	58.0	674.4

FUENTE: Anexo 6.

Sobre los datos, sobre los cuales en el Anexo 6 se muestra más detalles y las fuentes, hay que anotar lo que sigue:

- En tanto posible, se utilizó informaciones provenientes de fuentes ecuatorianas; por el carácter estimativo de algunos de estos datos, se acudió para fines de comprobación, también a fuentes internacionales.
- En caso de no disponer de datos de fuentes nacionales, se utilizó información de la literatura internacional.
- Para cada grupo de energéticos, se tomó un tipo representativo (p. ej., costos/inversiones para leña de reforestación, para todos los energéticos basados en recursos forestales; el biogas de biodigestores, para todos energías de biomasa, etc.).

Como se desprende de los Cuadros III-16 hasta III-18, hay rangos bastante amplios respecto a los costos e inversiones. Por lo tanto, para los Cuadros de resumen (III-19, III-20) habría que tomar aquellos datos que, para el fin de una apreciación global, reflejan de mejor manera las condiciones del país (ver también el Anexo 6).

4. Escenarios de suministro de energía para el año 2010

4.1 El significado de los “Escenarios” para proyecciones energéticas

No obstante las grandes incertidumbres sobre las realidades futuras de los recursos energéticos disponibles, el avance de la tecnología, el desarrollo de la demanda y de otros parámetros, y las limitaciones inherentes a la aplicación global de costos e inversiones específicas, es interesante llevar a cabo algunos cálculos sobre costos e inversiones requeridas en el futuro, enfocando una de las varias posibles opciones de satisfacer los requerimientos energéticos del país a largo plazo.

Ante la multitud de parámetros, alternativas y opciones que existen evaluando el futuro, hay que tratar de limitarlos y sistematizarlos. Para eso se define cierto conjunto de hipótesis, donde cada cual representa cierto camino de desarrollo, que se llama “escenario”. Dentro de cada escenario se define una variedad de suposiciones, que se enmarcan en el desarrollo que se quiere caracterizar.

A continuación se definen y evalúan tres escenarios, que se distinguen básicamente dentro de las perspectivas que tendrá el petróleo liviano: abundancia o rápido agotamiento.

4.2 Los escenarios escogidos

En un escenario I (Cuadro III-21-A), se parte de la hipótesis que aún en el año 2010 habría suficiente petróleo liviano para abastecer cualquier demanda del mercado interno. Como consecuencia, se supone un

desarrollo parecido al del pasado:

- Penetración insignificante de nuevas fuentes de energía.
- Poco incentivo para medidas de conservación energética.
- Continuación de la sustitución de las fuentes tradicionales (sobre todo de la leña) por derivados de petróleo/GLP.
- Participación reducida de hidroelectricidad.

CUADRO III-21A

Proyección del consumo para el año 2000, Escen.: I (Miles de Tep)

	1984	%	2010	%	Crec. % pa
Desar. "Status Quo"	5.383	100	15.689	100	4.2
Desar. asumido	5.383	100	14.120	90	3.8
Energ. nuev./renov.	1.200	22	2.111	15	2.2
-Hidro-electr.	275		1.251		6.0
Leña	737		560		-1.1
Bagazo	188		300		1.8
Gas natural					
Carbón mineral					
Biomasa (gas)					
Solar					
Petróleo/gas A.	4.183	78	12.009	85	4.1

FUENTE: Estimación propia

En un escenario II (Cuadro III-21-B), se supone el agotamiento del petróleo liviano. Sin embargo, por la explotación forzada de crudo pesado, se puede mantener un desarrollo energético basado mayormente en los hidrocarburos. Por los costos más elevados de este combustible, comparados con aquellos del petróleo liviano, existiría un incentivo para desarrollar por lo menos una fuente adicional más barata, que es el gas natural, y aplicar medidas para racionalizar el consumo.

CUADRO III-21B

**Proyección del consumo para el año 2010, Escen.: II
(Miles de Tep)**

	1984	%	2010	%	Crec. % pa
Desar. "Status Quo"	5.383	100	15.689	100	4.2
Desar. asumido	5.383	100	11.766	75	3.1
Energ. nuev./renov.	1.200	22	2.611	22	3.0
-Hidro-electr.	275		1.251		6.0
Leña	737		560		-1.1
Bagazo	188		300		1.8
Gas natural			500		
Carbón mineral					
Biomasa (gas)					
Solar					
Petróleo/gas A.	4.183	78	9.155	78	3.1

FUENTE: Estimación propia.

En un escenario III (Cuadro III-21-C), se parte de la hipótesis de reducir lo más posible el uso de petróleo, aprovechando al máximo fuentes energéticas nuevas y/o renovables.

Si bien un escenario tal parece muy hipotético en vista de las grandes reservas de petróleo pesado, este escenario podría demostrar hasta qué punto los potenciales de los demás energéticos podrían sustituir el petróleo.

Los patrones de la oferta asumidos para el año 2010 comparados con el años 1984, se muestran para cada uno de los escenarios en los Cuadros III-21 a,b,c. En el Cuadro III-22, se muestra la posible repartición de los energéticos por sectores para el escenario III (para más detalles véase Anexo 5). Los posibles cambios de la estructura de la oferta, asumidos para el escenario III, se ve más obvio en el Gráfico III-5.

CUADRO III-21C

Proyección del consumo para el año 2010, Escen.: III (Miles de Tep)

	1984	%	2010	%	Crec. % pa
Desar. "Status Quo"	5.383	100	15.689	100	4.2
Desar. asumido	5.383	100	11.766	75	3.1
Energ. nuev./renov.	1.200	22	5.712	49	6.2
-Hidro-electr.	275		2.585		9.0
Leña	737		737		0.0
Bagazo	188		300		1.8
Gas natural			500		
Carbón mineral			600		
Biomasa			800		
Solar			190		
Petróleo/gas A.	4.183	78	6.055	51	1.4

FUENTE: Estimación propia.

Es importante mencionar que en estos escenarios:

- No se consideró los efectos de las interdependencias entre la economía y el sector energético (p. ej., efectos de las inversiones requeridas sobre el crecimiento económico sobre los requerimiento de energía);
- No se trató de optimizar de alguna forma los respectivos patrones de la oferta (p. ej., bajo el criterio de costos);
- No se consideró criterios de eficiencias individuales de cada energético y uso en el consumo final.

4.1 Inversiones y costos

Los costos de producción y las inversiones específicas para los diferentes energéticos, elaborados más arriba, se cruzaron con los patrones

de la oferta de cada uno de los escenarios. Se muestran los resultados en los Cuadros III-23 y III-24.

De las cifras se desprende:

- La situación más favorable para el país, como era de esperar, es el escenario I, por la disponibilidad de petróleo barato; los demás escenarios requieren inversiones de 30 hasta 85% más elevadas, y tienen costos por unidad de energía de 60 a 80% más alto (en términos reales, es decir considerando la mayor eficiencia por la conservación, sólo en 40 a 50%);
- Respecto a los costos, el escenario, con la elevada penetración de energías nuevas y renovables (III), compite bien con el escenario basado en el petróleo pesado (II);
- Las energías renovables, que sólo participación entre 15 y 39% en los patrones de la oferta, captan entre 56 y 89% de las inversiones y representan entre 32 y 78% de los costos;
- En cada uno de los escenarios destaca la alta proporción de la hidroelectricidad en los costos (30-67%) y en las inversiones (54-78%); esto se debe parcialmente a distorsiones que produce el no considerar la eficiencia en el consumo, pero también a los altos costos e inversiones específicas efectivas de este energético.

CUADRO III-22

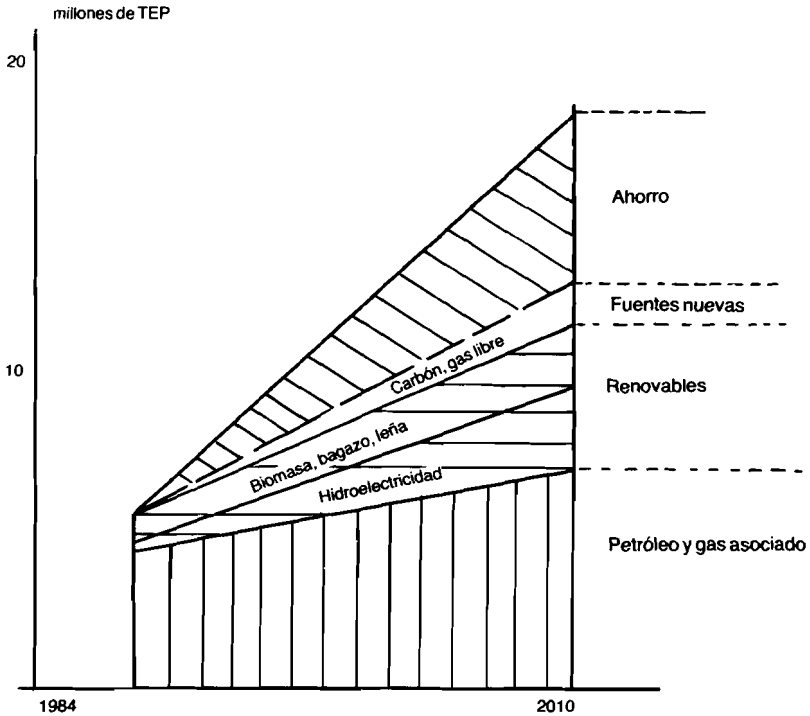
Posible estructura del consumo para el año 2000 (Esc. III) (Miles de TEP)

Sector	Cons. Crec. Cons.		Consumo por energ. año 2010								
	1984	%pa	2010	Petr.	Hidr. eléct.	Leña	Ba-gazo	Gas nat.	Carb.	Biom.	Solar
Residencial	1.122	2.2	1.976	279	500	737		50	100	200	110
Transporte	2.000	3.5	4.892	4.212	630			50			
Industria	773	4.0	2.143	173	780		300	300	400	150	40
Otros	481	3.3	1.119	587	342					150	40
Contraban.	315	-15.0	5	5							
Term.-elec.	(1)		250	100				30	30	90	
Pérdidas	692	2.7	1.383	698	336			70	70	210	
Total	5.383	3.1	11.768	6.053	2.588	737	300	500	600	800	190

1) Incluido en el consumo de los sectores

GRAFICO III-5

Posible desarrollo de la estructura de la energía primaria para el año 2010 (Escenario III)
(En millones de TEP)



Como ya se ha mencionado, estos escenarios no muestran soluciones óptimas. Existen modelos de optimización que permiten simular para cualquier marco de datos, soluciones óptimas, sea bajo el criterio de minimización de costos de suministro y/o otros criterios (p. ej.: requerimientos de moneda extranjera, restricciones ambientales, generación de empleo, etc.). Estos modelos se vienen desarrollando actualmente en el Instituto Nacional de Energía.¹⁷

17. Instituto Nacional de Energía -INE-, H. Yépez, Modelización y análisis de sistemas energéticos, Quito 1985.

CUADRO III-23

Inversiones requeridas para el año 2010 por escenario de suministro de energía

	Inv./Tep (US\$)	Cons. año 2010 (1000 Tep)			Invers. Total (10\$6 US\$)		Esc. III
		Esc. I	Esc. II	Esc. III	Esc. I	Esc. II	
Petróleo conv/gas a.	171	12.009	0	6.055	2.050	0	1.034
Petróleo pesado	411	0	9.155	0	0	3.766	0
		0	0	0	0	0	0
Hidro-electricidad	3.982	1.251	1.251	2.585	4.982	4.982	10.293
Leña/carb.vegetal	267	560	560	737	149	149	197
Bagazo	0	300	300	300	0	0	0
Gas natural	539	0	500	500	0	270	270
Carbón mineral	267	0	0	600	0	0	160
Biomasa (gas)	812	0	0	800	0	0	649
Solar (agua cal.)	3.186	0	0	190	0	0	605
Total		14.120	11.766	11.766	7.181	9.167	13.207
Participación energ. renov.(%)		15.0	17.9	39.2	71.5	56.0	88.9
Participación energía no renov.(%)		85.0	82.1	60.8	28.5	44.0	11.1

CUADRO III-24

Costos anuales de suministro de energía para el año 2010 por escenario

	Cost/Tep (US\$)	Cons. año 2010 (1000 Tep)			Costo Tot. an. (10\$6 US\$)		
		Esc. I	Esc. II	Esc. III	Esc. I	Esc. II	Esc. III
Petróleo conv/gas a.	84	12.009	0	6.055	1.008	0	508
Petróleo pesado	217	0	9.155	0	0	1.985	0
		0	0	0	0	0	0
Hidro-electricidad	698	1.251	1.251	2.585	873	873	1.803
Leña/carb.vegetal	120	560	560	737	67	67	88
Bagazo	0	300	300	300	0	0	0
Gas natural	86	0	500	500	0	43	43
Carbón mineral	48	0	0	600	0	0	29
Biomasa (gas)	89	0	0	800	0	0	71
Solar (agua cal.)	674	0	0	190	0	0	128
Total		14.120	11.766	11.766	1.948	2.968	2.671
Participación energ. renov.(%)		15.0	17.9	39.2	48.3	31.7	78.3
Participación energía no renov.(%)		85.0	82.1	60.8	51.7	68.3	21.7

5. La transición del sistema energético y la política energética

5.1 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 repuestas 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 “concenso 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 (p. ej., 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 (p. ej., 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 (p. ej., manipuleo del nivel de actividad de un sector) o indirecta (p. ej., 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 del 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, 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.

5.2 La exportación de energía

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 costosos 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 —es decir en 7 veces— 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 probadas y 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 posibilidad de exportación constituye la hidroelectricidad. Esta posibilidad ya fue anunciada para el próximo futuro.¹⁸ 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 sólo

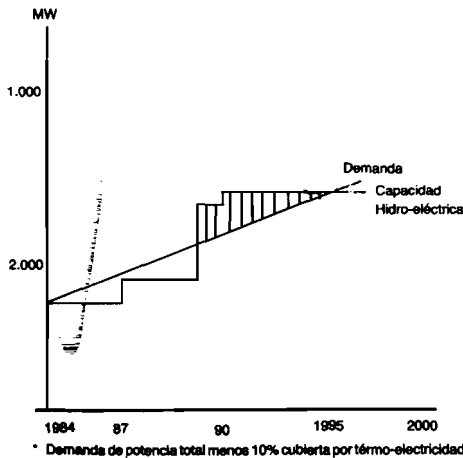
18. INECEL, Diario “Hoy”, 19 noviembre 1985, “Ecuador exportará electricidad”.

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. Como se desprende del Gráfico III-5, 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 suministro de energía eléctrica al país vecino sólo en horas de baja demanda interna; considerando que el factor de carga actualmente sólo llega a 59%, y que si no es posible mejorarlo en el futuro,¹⁹ se*

GRAFICO III-6

Capacidad y demanda de hidro-electricidad a mediano plazo



¹⁹) Demanda de potencia total menos 10% cubierta por termo-electricidad.

FUENTE: INECEL, Plan Maestro de Electrificación, Quito 1985; y, estimación propia.

19. El factor de carga es la relación entre la generación efectiva en un año y la generación teórica calculada en base de la potencia máxima requerida en este período; con una curva de la demanda más nivelada durante el día (bajar la demanda pico o subir la demanda fuera de las horas-pico, p. ej., con una diferenciación de tarifas), el factor de carga aumenta.

CIFRAS GRAFICO III-6

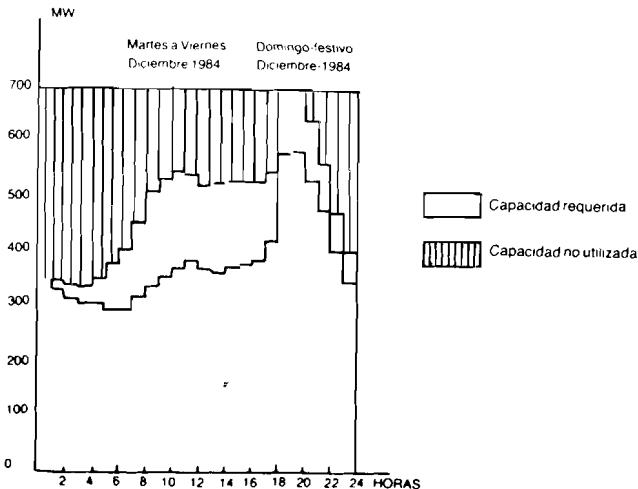
	1984	1987	1990	1995
Capacidad	730	890	1.290	1.390
Demanda	730	965	1.040	1.380

tendrá siempre una capacidad no utilizada hasta un 40%, excedente de energía que se podría exportar (ver Gráfico III-7); esta energía puede exportarse a precios relativamente bajos por los minimales costos marginales de producción de la hidroelectricidad.

- *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 hidro-eléctricos.

GRAFICO III-7

Curva de carga prevista para el sistema nacional interconectado



FUENTE: INECEL

5.3 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 sí mismo, no logran alcanzar la estructura de oferta 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 sólo constituyen un parámetro, entre otros, de la política energética —y no se debería sobrevalorar 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 energético —energía/PIB—, crecimiento de la producción interna de energía primaria, decrecimiento del consumo de hidrocarburos, creciente proporción de gas y carbón.²⁰

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, considerado que éste sea el valor real de dicho energético.²¹

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 atractivo de las medidas de conservación.

Sin embargo, la aplicación de este concepto tiene graves 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.

20. Commission of the European Community, *Energy in Europe*, No. 2, August 1985.

21. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, *Problemas y opciones en el sector de energía*, octubre 1985.

5.4 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 público; regiones en que cada día desaparecen más y más los recursos forestales; estratos sociales que no poseen el poder económico de abastecerse de energías 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 (p. ej., mientras el precio oficial del kérex era de 14 sucres por galón, en San Lorenzo se lo vehdía 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 (kérex, 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 (ver también párrafo 5.5).

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 fina, para el mismo servicio de energía (energía útil);
- Diferenciar los energéticos a subvencionarse de tal manera, que realmente sólo los sectores necesitados puedan aprovecharlos.

Algunos proyectos y medidas, que parcialmente ya se ha 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 (ver Cuadro III-25);

Plantas fotovoltaicas para suministrar energía eléctrica a hospitales, para fines de refrigeración indispensable de ciertas medicina, 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 mismos de la leña, pueden producir energéticos menos costosos, y no comercial.

CUADRO III-25

Electrificación rural Costos de inversión según diferentes conceptos

	INECEL	INE
Costo total (10 millones 6 US\$)	76.6	15.0
Poblac. servida (1000 hab.)	485	900
Capacid. generac. (MW)	13	30
Costo por KW (US\$)	5.892	500
Costo por hogar (US\$)	790	83

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Diario "Hoy", 28 noviembre 1985, "15 millones para alumbrar a 900 millones de habitantes".

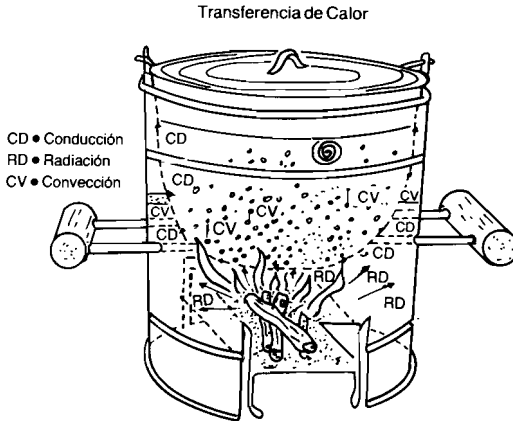
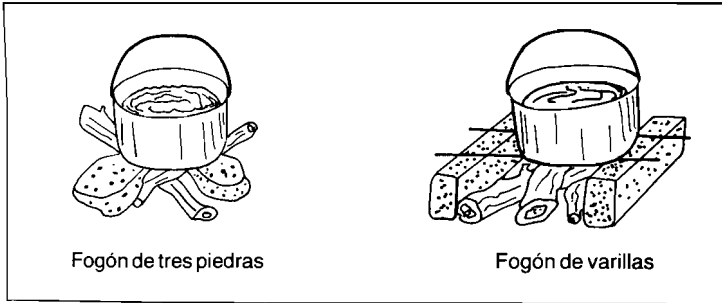
Ministerio de Agricultura y Ganadería, Diario "Hoy", 19 septiembre 1985, "Ambicioso programa de reforestación".

- 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 a 70%. El tipo de fogón mejorado, que se empezó a difundir a través del Instituto Nacional de Energía, es barato y fácil de construir (ver Gráfico III-8).
- 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 de 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 costos 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.

GRAFICO III-8

Fogones tradicionales y fogón mejorado



FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, R. Roy, Los nuevos fogones campesinos, Quito 1986.

De igual manera, como se establecen programas de exploración/explotación de petróleo, de refinación, de electricificación, 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;
- Difundir técnicas y conceptos adecuados 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.

Las experiencias del pasado

Como se mostró en la Parte II, el desarrollo del sistema energético del país en las últimas décadas produjo fundamentalmente la expansión de todas sus ramas, más no la racionalidad para aprovechar de la mejor forma posible los recursos de que dispone el país.

Más bien, pueden observarse una serie de desequilibrios y deficiencias que se produjeron en la transición del sistema, como consecuencia de la política energética emprendida en ese lapso. Por el hecho de que varios de estos desequilibrios subsisten, se puede afirmar que el proceso de transición todavía no está concluido.

Sin embargo, el criterio de "racionalidad" respecto al sistema energético, se basa principalmente en criterios impuestos por la situación energética mundial durante el período en consideración, caracterizada por el rápido crecimiento de los precios del petróleo y el temor ante el agotamiento de recursos energéticos no renovables en un tiempo previsible.

En el Ecuador, la política energética se enmarcó más bien en otros objetivos prioritarios, tales como:

- La independencia y la autodeterminación respecto a sus propios recursos considerados como estratégicos para el desarrollo, con la consecuente nacionalización del sector energético.²²
- La satisfacción del rápido crecimiento de los requerimientos energéticos, considerada como indispensable para el desarrollo socio-económico;
- El apasiguamiento de los problemas sociales que se produjeron como consecuencia del rápido crecimiento económico, subvencionando el suministro de algunas necesidades básicas, entre otras, la energía.

22. C. Brogan, *The Retreat from Oil Nationalism in Ecuador 1976-1983*, London 1985.

Tal política desacopló al país, en cierta manera, del desarrollo mundial en este campo, en favor de su desarrollo socio-económico.

Sin embargo, los ejemplos que se dan a continuación sobre desequilibrios y pérdidas económicas ocurridas en el transcurso del pasado, ciertamente han tenido repercusiones desfavorables sobre el actual sistema socio-económico. Por lo tanto, fijando criterios para el futuro sistema energético y las políticas de transición, hay que considerar que una alta racionalidad del sistema mismo, no se contradice necesariamente con los objetivos del desarrollo socio-económico; más bien, serían complementarios, sobre todo en vista de la alta dependencia del país y del sistema energético del sector externo.

Evaluación de recursos

No hay dudas sobre el gran potencial de recursos energéticos de que dispone el país. Empero, con la excepción del potencial hidroeléctrico, no existen todavía amplias evaluaciones técnico-económicas sobre las demás reservas y potenciales:

- Hasta finales de los años 70, la actividad de exploración de petróleo quedó muy reducida. Los esfuerzos de CEPE al principio de los años 80 fueron exitosos, pero hasta ahora, ni siquiera un 10% de las áreas con potencial hidrocarbúfero han sido prospectadas;
- Las estimaciones sobre las reservas de gas natural del Golfo radican en trabajos de exploración de principios de los años 70, los mismos que no fueron terminados; por eso, las estimaciones discrepan mucho y varían entre 300 y 3.900 MMPC.²³
- Las informaciones sobre reservas de carbón fueron elaboradas en los años 60, sin que se haya podido avanzar en el análisis sobre las reservas aprovechables;
- Sobre los potenciales aprovechables de crudos pesados, no existe todavía información suficiente para apreciar realmente las posibilidades de exploración y comercialización;
- Existe poca información a nivel regional sobre potenciales de aprovechamiento de otras energías renovables.

23. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

Explotación de energías renovables

No obstante el alto potencial hidroenergético, recién a partir del año 1983 se ha empezado a aprovechar esta energía en mayor grado. Sin embargo, la hidroenergía en 1984 no representó más de un 5% de la energía primaria consumida en el país.

La incorporación retrasada de la hidroelectricidad causó mayores pérdidas económicas: si se hubiera puesto en operación ya a partir del año 1976, por ejemplo, sucesivamente, capacidades hidroeléctricas, en lugar de aumentar rápidamente la potencia termo-eléctrica (como se planteó en un estudio de factibilidad en el año 1970²⁴ para reducir la termoelectricidad a un 30% en el promedio), se habrían ahorrado hasta 1982 unos 400 millones de dólares en combustibles (ver Cuadro III-26), monto que equivale a los costos de construcción de hasta 350 MW de capacidad hidroeléctrica.

La penetración de otras fuentes renovables todavía es insignificante, no obstante las buenas condiciones que tiene, por ejemplo, la energía solar en calentadores de agua de uso doméstico.

Capacidades y patrones de transformación

Desde el año 1976 existe un creciente desequilibrio entre el patrón de refinación de petróleo y la demanda de derivados, no obstante que en ese año entró en operación la nueva refinería, en Esmeraldas. Si bien que esta última planta está diseñada para producir sólo un 30% de residuo, la participación de este producto sobrante para el mercado interno subió de un 27% a más de 40%, con el consecuente menor rendimiento en productos livianos y medios, que el país tiene que importar.

Este fenómeno se produjo, porque a partir de 1978 se empezó a refinar sólo crudo ecuatoriano, mientras antes se utilizó en las refinerías de La Libertad los llamados crudos reconstituidos y mezclas importadas con especificaciones más adaptadas a la tecnología de estas plantas.

24. MAIN Engineers, *Feasibility Study Paute*, Nov. 1970.

CUADRO III-26

Potencial de ahorro por suministro de termo- por hidro-electricidad

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	Acumul.
Desarr. efect.								
Gener. elect. (TWh)	1.7	2.0	2.3	2.7	3.1	3.4	3.8	
Termo-gener. (TWh)	1.0	1.4	1.5	2.0	2.2	2.6	3.0	
Prop. termo-el. (%)	59	70	65	74	71	76	79	
Cons. comb. (10 miles 3 Tep)	346	446	491	603	651	771	811	
Desarr. hipotét.								
Gener. eléct. (TWh)	1.7	2	2.3	2.7	3.1	3.4	3.8	
Termo-gener. (TWh)	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	
Prop. termo-el. (%)	30	30	30	30	30	30	30	
Cons. comb. (10 miles 3 Tep) ¹⁾	176	191	226	244	275	302	308	
Pérdida (10 miles 6 bl)	1.2	1.8	1.9	2.5	2.6	3.3	3.5	16.8
Pérdida Económica:								
-Valor/barril (US\$) ²⁾	11.9	13.4	12.7	23.5	31.5	33.2	30.2	
Pérdida (10 miles 6 US\$)	14	24	23	59	83	109	106	418

1) Con la eficiencia térmica real

2) Promedio ponderado

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Intituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985; y, estimaciones propias.

El cálculo que se muestra en el Cuadro III-27 indica que, si se hubiese continuado con los patrones de refinación en base de insumos importados, más la incorporación de la refinería de Esmeraldas, no se habría tenido que importar gasolina y diésel entre 1978 y 1984.

La insuficiente capacidad de conversión para el crudo de tipo ecuatoriano; ha producido el desequilibrio entre el patrón de producción y de la demanda interna. En el Cuadro III-28 se compara la estructura de refinación actual en el Ecuador con la estructura que se está obteniendo en los Estados Unidos, con alta tecnología de conversión y el patrón de

consumo en el país. Como se ve, con capacidades apropiadas de conversión se podría, incluso, obtener un superávit en gasolinas y productos medios.²⁵

CUADRO III-27

Capacidad de refinación en base del año 1976 más refinería de Esmeraldas (millones de bls.)

	1976	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Acumul. 76/84
Gasolin.									
-Capacidad	6.0	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	
-Consumo	6.3	8.6	9.6	11.3	10.6	11.0	9.6	10.1	
-Saldo	-0.3	3.3	2.3	0.6	1.3	0.9	2.3	1.8	12.5
Prod. med.									
-Capacidad	5.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	
Consumo	6.4	9.5	10.6	10.8	10.5	11.1	10.0	10.1	
Saldo	-1.0	0.9	-0.2	-0.4	-0.1	-0.7	0.4	0.3	0.2
Pesados									
-Capacidad	3.6	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	
Consumo	3.1	4.6	5.7	7.0	8.8	9.1	8.2	7.6	
-Saldo	0.5	5.9	4.8	3.5	1.7	1.4	2.3	2.9	22.5
Imp. efect.		2.011	2.627	4.477	4.720	4.841	5.941	3.456	28.07
Exp. efect.		7.915	7.418	7.954	5.849	5.431	4.111	6.241	44.92

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

El país siempre ha sido deficitario en GLP. En cambio, la mayor parte del gas asociado del Oriente fue quemado. Para aprovechar este gas, se construyó la planta procesadora de Shushufindi que entró en operación en 1981. Sin embargo, por el bajo rendimiento de esta planta (falta de la infraestructura para la captación del gas de los campos) y de las

25. Posiblemente la inversión de unidades de conversión no era factible para CEPE, considerando las ganancias por exportación de residuo para la empresa, frente al ingreso en el mercado interno para productos livianos y medios; p. ej., en 1980. CEPE recibió S/. 6 por galón de residuo exportado y sólo S/. 4,7 por galón de gasolina y S/. 3,4 por galón de diésel.

CUADRO III-28

Refinación del crudo Oriente: con alta tecnología y efectivo en Ecuador

	Alta tecnología efect. Ecuador consumo 1982					
	10\$6 bls	%	10\$6 bls	%	10\$6 bls	%
Gasolin.	13.0	40.5	7.9	24.7	11.0	33.6
Prod. medios	12.3	38.5	8.8	27.5	11.1	33.9
Pesados	6.1	19.0	13.8	43.1	9.1	27.8
Otros y perd.	0.6	2.0	1.5	4.7	1.5	4.6
Total	32.0	100.0	32.0	100.0	32.7	100.0

FUENTE: CEPE, Informes Estadísticos 1980, 1982, 1983, 1984.

"Energy Detente", Vol. V, No. 23, Dec. 12, 1984 y Vol. VI, No. 12, Jun. 1985.

CUADRO III-29

Pérdidas por atraso y bajo rendimiento de la planta de gas de Shushufindi

	1980	1981	1982	1983	1984	Acumul
Evol. efect. (10\$6bl)						
Producción	0.85	0.7	0.75	0.64	1.11	
-Refinerías	0.82	0.64	0.63	0.38	0.62	
-Plant. Shushufindi	0.03	0.06	0.12	0.26	0.49	
Consumo	1.17	1.36	1.49	1.61	1.9	
Déficit (Import)	0.32	0.66	0.74	0.97	0.79	3.48
Evol. hipot. (10\$6bl)						
Producción	2.17	1.99	1.98	1.73	1.97	
-Refinerías	0.82	0.64	0.63	0.38	0.62	
-Plant. Shushufindi	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	
Consumo	1.17	1.36	1.49	1.61	1.9	
Superávit	1.00	0.63	0.49	0.12	0.07	2.31
Périd. económ.						
Prec. import. (US\$/bl)	36.7	37.2	36.6	34.4	28.8	
Pot. ahorr. (10\$6 US\$)	11.7	24.6	27.1	33.4	22.8	119.5

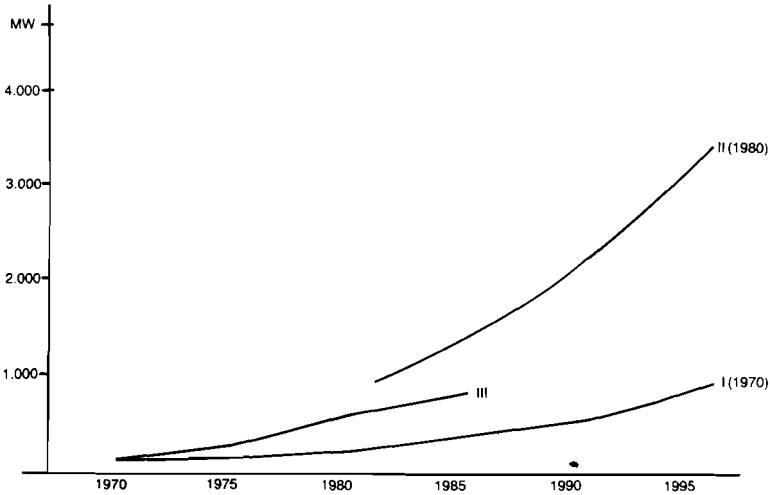
FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, R. Tirado, Aprovechamiento del gas natural, campos Shushufindi y Aguarico, Quito 1985.

CEPE, Informes Estadísticos 1980, 1981, 1982, 1983, 1984.

Con la puesta en operación de la planta hidroeléctrica de Paute, el sector eléctrico en el año 1984 disponía de una sobrecapacidad de casi 100% (ver Gráfico III-9). Entre 1975 y 1982, se aumentó rápidamente la capacidad termoeléctrica, mientras el proyecto Paute estaba en construcción y el crecimiento de la demanda ya empezaba a declinar. Paute entró en operación, cuando la capacidad total disponible ya superaba la demanda máxima en 30%.

GRAFICO III-10

Proyecciones para la demanda de capacidad eléctrica 1970 y 1980 y demanda efectiva



- 1. Proyección 1970^{a)}
- 2. Proyección 1980^{b)}
- 3. Demanda Efectiva^{c)}

a) MAIN Engineers, Fesability Study Paute, Nov. 1970.

b) FUENTE: INECEL Proyectos a ejecutarse en el periodo 1982, 1984, junio 1981.

c) INECEL, Boletín Estadístico, varios años.

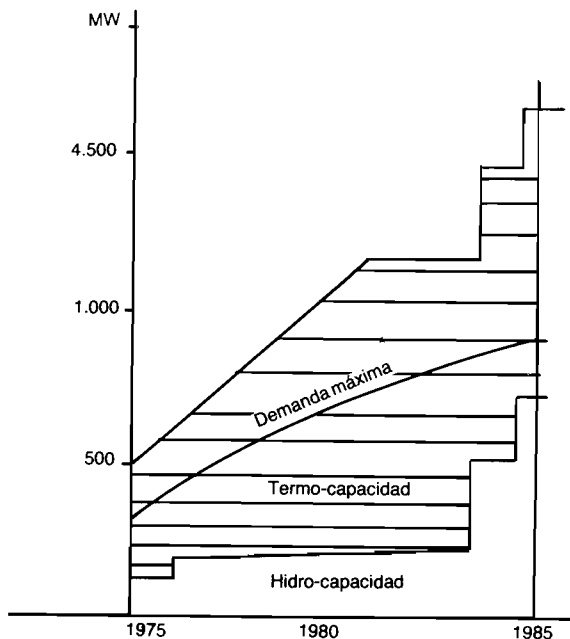
refinerías, la producción total de GLP no aumentó, en tanto que su importación subió en casi 700% entre 1979 y 1983.

Con un mayor aprovechamiento de la capacidad de la planta de Shushufindi, se habría evitado la importación de 3,5 millones de barriles de GLP entre 1980 y 1984, equivalente a una pérdida de 120 millones de dólares. Esta cifra se compara con la inversión para la planta y la infraestructura necesaria de unos 25 millones de dólares.²⁶

Esta falta de capacidad específica constraña con el sobredimensionamiento de la capacidad en otros casos.

GRAFICO III.9

Evolución de la potencia eléctrica instalada y la demanda de potencia

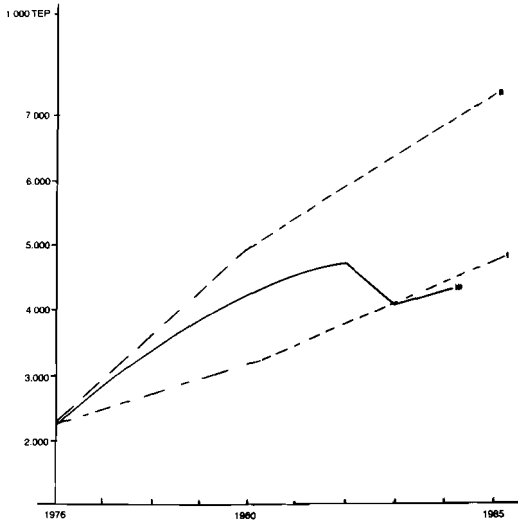


26. Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, Primer inventario de proyectos hidrocarbúricos, mayo 1980.

Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, Segundo inventario de proyectos hidrocarbúricos, septiembre 1981.

GRAFICO III-11

Proyecciones del consumo de hidrocarburos y evaluación real



I Proyección 1977

II Proyección 1981

III Evolución real

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

CEPE, *Primer seminario sobre información petrolera*, Quito, julio 1978.

CEPE, *Alternativas de refinación*, memorando, Subgerencia de Industrialización, diciembre 1982.

A mediados de 1983, se decidió construir una nueva refinería ("Atahualpa"), que debió aumentar la capacidad total de refinación del país en un 75% para la segunda mitad de los años 80.²⁷ Considerando el estancamiento actual del consumo de derivados y la situación difícil en el mercado internacional para la exportación de derivados, la realización de este proyecto hubiera producido una sobrecapacidad significativa a mediano plazo. El proyecto fue postergado en favor de una solución más moderada y barata: la ampliación de la refinería en Esmeraldas.

27. Diario "Hoy", 14 julio 1983, "Hurtado firmó programa industrial de petróleo".

Una de las causas de este sobredimensionamiento ha sido, supuestamente, las incertidumbres sobre el desarrollo de la demanda (por incertidumbre sobre el desarrollo socioeconómico, pero también por insuficientes métodos de planificación). Los Gráficos III-10 y III-11 muestran ejemplos de las discrepancias en las proyecciones, efectuadas en diferentes años, para el consumo de electricidad y de hidrocarburos y la respectiva demanda efectiva. Tomando en cuenta el largo tiempo para la realización de proyectos del sector de la energía, estas incertidumbres fácilmente pueden llevar a desequilibrios entre capacidades y la demanda. Este riesgo se corre sobre todo con proyectos muy grandes en relación con la demanda vigente al tiempo de tomar la decisión (p. ej., los planes para Paute fueron elaborados a principios de los años 70, cuando el país disponía de una capacidad total de generación de apenas 250 MW).²⁸

Manejo de la demanda

Principalmente, fue la política de precios la que favoreció algunas distorsiones en el comportamiento de la demanda.

El bajo nivel de los precios para el mercado interno fomentó la exportación "informal" de derivados de petróleo a los países vecinos, en donde en los años 70 los precios subieron al ritmo del nivel de los precios mundiales. El contrabando dejó subir la demanda de gasolina, de diésel y de kerosene. Según estimaciones del INE, el contrabando en el promedio de los años 1977-1984, representó un 10% del consumo total de estos productos.²⁹

28. Incertidumbres similares existen respecto a las proyecciones también en el campo de la oferta; mediados del año 1982 p. ej. Se esperó para 1983 un crecimiento de la producción de petróleo de 40%,¹ en realidad la producción sólo creció en 12% e incluso hasta 1984 el aumento no sobrepasó el 22% comparado a 1982.

1 Secretaría de Información Pública, Diario "Hoy, 6-7-82, "Producción petrolera subirá en 40%".

29. Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

Considerando que el país en este período tenía que importar entre un 10% y un 30% del consumo en el promedio más del 50% de las importaciones fueron dedicadas a la reexportación, a precios bajos de los que se pagaba para las importaciones. Como se muestra en el Cuadro III-30, el país perdió en 8 años más de 400 millones de US\$ por este tipo de exportación de energía.

Al mantener los precios de los combustibles hidrocarburíferos de "consumo popular" a niveles más bajos que el promedio de los derivados (incluso debajo de los costos de producción), se subvencionó no solamente a los sectores necesitados, sino en mayor grado a sectores que no necesitaban realmente estas subvenciones.

En el sector residencial, en 1982 el 60% de los combustibles subvencionados (GLP, kérex, gasolina regular) fueron consumidos por las clases medias y altas, mientras estas clases representaban sólo un 33% del total de los hogares (véase Cuadro III-31)

CUADRO III-30

Importación de derivados livianos y medios y supuesto contrabando (en 1000 TEP)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Importación	402	257	341	576	610	622	766	443
Contrabando	173	240	254	346	346	314	181	303
Cons. total	1.995	2.334	2.602	2.840	2.711	2.840	2.518	2.605
Imp./cons. (%)	20	11	13	20	23	22	30	17
Contrab./cons. (%)	9	9	10	12	13	11	7	12
Contrab./imp. (%)	43	93	74	60	57	50	24	68
Pérd. p. contrab. (10\$6 US\$)	13.1	16.8	44.5	101.3	74.2	69.1	36.5	54.2

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

Cálculos propios.

CUADRO III-31

Distribución del consumo de combustibles para cocción por clases sociales (año 1982)

	Clase media /Alta	Clase baja	Total
No. de viviend.	523.0	1.088.0	1.611.0
%	32.5	67.5	100.0
Con. de comb. subvenc. (1.000 TEP) ⁽¹⁾	149.0	101.0	250.0
%	59.6	40.4	100.0

1) Kérex, gasolina regular, GLP

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, G. Jaramillo, Diagnóstico de la demanda de energía, sector residencial urbano-sector rural, agosto 1985.

Cálculos propios.

Respecto al aprovechamiento de las subvenciones en dinero, la situación se muestra aún más desequilibrada: como consecuencia de la diferenciación de precios para el mismo tipo de producto (el diésel puede substituirse por kerosene, la gasolina "extra" por la gasolina regular), los derivados de mayor costo fueron sustituidos por combustibles subvencionados. Se estima que de un monto total de subvenciones para diésel y kérex de 4 mil millones de sucres en 1984, la clase baja, por sus fines de cocción, aprovechó menos de 20%, mientras sectores no domésticos (como la industria, el transporte, etc.) recibieron un 70% (véase Cuadro III-32).

En el pasado, uno de los más grandes consumidores de derivados importados diésel y kérex era el sector eléctrico para la generación de termoelectricidad. Comparando el consumo del sector con las importaciones, se observa que hasta 1982 casi la totalidad de las crecientes importaciones de derivados medios fueron consumidos por este sector (Cuadro III-33), debido por un lado, al rápido crecimiento de la termo-generación y, por otro lado, al lento avance de la sustitución de productos medios por el residuo, del cual el país tenía excedentes. A este desarrollo, supuestamente también contribuyó el bajo nivel de precios de los derivados.

CUADRO III-32

Distribución de las subvenciones para combustibles de uso doméstico (kérex y gasolina regular) (año 1984)

Sector /Clase	Consumo (10\$6 gal.	Subvención (s./por gal)	Subvención total (10\$6 sucres)	%
Clase med./alt.	12		368	9.0
-Kérex	8	31	248	
-Gasolin. reg.	4	30	120	
Clase baja	25		766	18.7
-Kérex	16	31	496	
-Gasolin. reg.	9	30	270	
Sect. no domést.	96		2.559	73.3
-Kérex	79	31	2.449	
-Gasolin. reg.	17	30	510	
total	133	31	4.093	100.0

Combustibles de referencia: diésel para kérex, gasolina "extra" para gasolina regular
 FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, G. Jaramillo, Diagnóstico de la demanda de energía, sector residencial urbano-sector rural, agosto 1985.

Cálculos propios.

CUADRO III-33

Consumo de derivados medios para la generación eléctrica e importación (En miles de TEP)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Con. sect. elc.	98	163	244	252	265	146	253	260	133	57
Importación	28	123	190	95	169	237	273	287	353	157
Imp. par. sec. elct.	28	123	190	95	169	237	253	260	133	57
Rel. imp. par. sec. eléct./imp. tot. (%)	100	100	100	100	100	100	93	91	38	36

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie 1969-1978, Quito 1981.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Balances Energéticos, Serie provisional 1979-1984, 1985.

El crecimiento del consumo específico y la baja de la eficiencia energética en varios sectores, además el hasta ahora reducido impacto de la Ley de Fomento de Energías No Convencionales, se pueden atribuir a la falta de manejo de la demanda por el instrumento de los precios.

En síntesis, los factores arriba mencionados, principalmente resultaron de la falta de:

- Recursos financieros en algunos subsectores del sistema energético, o de una asignación poco racional de los mismos.

Del sistema energético, sólo los subsectores hidrocarburos y electricidad son partícipes en los ingresos por exportación de petróleo. Para otros energéticos y medidas de conservación, correspondientes a la Ley de Fomento de Energías No Convencionales, sólo se concede reducción de impuestos; la asignación de fondos con el sistema de "participación", no considera realmente los requerimientos de un subsector, más bien depende de las circunstancias coyunturales, además, no permite en debida forma la "armonización" de las inversiones entre los subsectores; los ingresos por "actividad empresarial", es decir, por las ventas de energía, apenas cubren los costos de operación, pero no generan fondos para inversiones;³⁰

La política de precios estaba seriamente limitada por la Ley de Hidrocarburos, que obliga a fijar los precios para los derivados en el mercado interno en base a los costos de producción. La entrada de capital extranjero para la exploración y la explotación de petróleo fue obstaculizada por muchos años, antes de ser reformada la Ley de Hidrocarburos a finales de 1982. Por otra parte, hasta antes de expedirse la Ley de Fomento de Energías No Convencionales (recién en 1982/1983), no existió ningún fomento de estos energéticos;

- De capacidad y de criterios adecuados de planificación

El marco de planificación socio-económico, en el cual debe basarse la planificación energética, no va más allá de los 5 años (Planes Quinquenales). La base estadística para los análisis sectoriales, fundamental para la política y la planificación era débil. Métodos de proyección en base de regresiones del desarrollo del pasado,³¹ pueden producir equivocaciones significativas;

30. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

31. CEPE, Informes Estadísticos 1980, 1981, 1982, 1983, 1984.

- Compatibilización de las políticas entre las varias ramas del sistema energético y no energético.

El rechazo masivo por parte de casi todos los sectores —sean consumidores, o políticos— de medidas de elevación de precios, que incluso impidió la obtención de préstamos de organizaciones internacionales para proyectos urgentes.³² La falta de planificación integral de los planes y políticas de los subsectores, tanto de aquellos manejados por empresas estatales entre sí, como entre éstos y los sectores privados de producción y los sectores de la demanda.³³

La racionalización del sistema energético ya resultó difícil en el país en tiempos de crecientes precios de la energía a nivel mundial. Con precios actualmente a la baja, es aún más difícil llevar adelante programas para mejorar la eficiencia y adaptar estructuras, en vista de:

- El decrecimiento de recursos financieros del Estado y de las empresas estatales para la exploración de nuevas fuentes de energía y el fomento de la producción y aplicación de fuentes renovables (p. ej., la construcción de sistemas de transporte electrificados);
- El creciente interés de compañías extranjeras para la explotación de recursos adicionales, en base de capital de riesgo (tanto de petróleo, como de fuentes nuevas, como el gas o el carbón);
- Las limitaciones en la balanza de pagos, que no permiten la importación de equipos para mejorar la eficiencia del uso de la energía (p. ej., la renovación del parque automotor);
- Las dificultades de justificar, frente a los consumidores, alzas de los precios para racionalizar los patrones del consumo y generar fondos para proyectos energéticos.

Así, el futuro desarrollo del sistema energético no sólo depende de los recursos y potenciales energéticos, de los cuales dispone el país, sino de la manera más racional como se lograrán manejar estos recursos, evitando nuevamente desequilibrios y deficiencias.

32. "Análisis Semanal", octubre 16, 1985.

33. Instituto Nacional de Energía -INE-, Documento de Trabajo para la Reunión Presidencial del 3 de enero de 1983.

ANEXO 1

Para los cálculos de los Cuadros I-8 y I-9 se han realizado las siguientes consideraciones:

Petróleo liviano

Reservas a fines de 1984
Probadas: 1.000 millones de barriles
Probables: 500 millones de barriles

Petróleo pesado

Reservas estimadas: 3.500 millones de barriles.

Gas natural

Reservas estimadas:
Gas asociado del Oriente: 195.000 millones de pies cúbicos.
Gas libre del Golfo de Guayaquil: 250.000 millones de pies cúbicos

Carbón mineral

Reservas estimadas: 30 millones de toneladas métricas

Hidroelectricidad

Potencial identificado: 93.000 MW
Potencial económicamente aprovechable: 23.000 MW
Factor de generación: 0,4
Potencial de aprovechamiento en 25 años: potencial por año por 25 años

Leña

Potencial de aprovechamiento

Por año: 15 millones de hectáreas cubiertas de bosques

Rendimiento: 7 m³/ha/año

Potencial de aprovechamiento

En 25 años: potencial por año × 25 años

Biomasa

Potencial de aprovechamiento por año

bagazo: 300 mil Tep

basura: 460 mil Tep

Residuos pecuarios: 220 mil Tep

Residuos agrícolas: 430 mil Tep

Rendimiento energético: 0,7

Potencial de aprovechamiento en

25 años: potencial por año x 25 años

Energía solar

Potencial de aprovechamiento por año

agua caliente de uso doméstico: 50 mil Tep

sector industrial: 50 mil Tep

Potencial de aprovechamiento en

25 años: potencial por año x 25 años

ANEXO 2

Movimiento de petróleo crudo Balance Físico-financiero y Balance Físico-energético (En millones de barriles)

	1973	1977	1980	1984
Crudo disponible	75.3	66.8	76.1	94.4
Contabil. CEPE				
-Cons. interno	16.3	27.6	40.4	40.3
-Exportación	58.9	37.3	33.4	53.8
Contabil. Física				
-Cons. interno	11.4	21.3	31.5	31.2
-Saldo imp/exp	-0.6	0.9	-3.1	-2.0
-Carga refin/cons	12.0	20.4	34.6	33.2
Exportación	63.9	45.5	44.6	63.2
Saldo exp. crudo para financiar import. derivados	5.0	8.2	11.2	9.4

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, H. Yépez, Modelización y análisis de sistemas energéticos, Quito, 1985.

Instituto Nacional de Energía -INE-, Diario "Hoy", 28 noviembre 1985, "15 millones para alumbrar a 900 millones de habitantes".

ANEXO 3

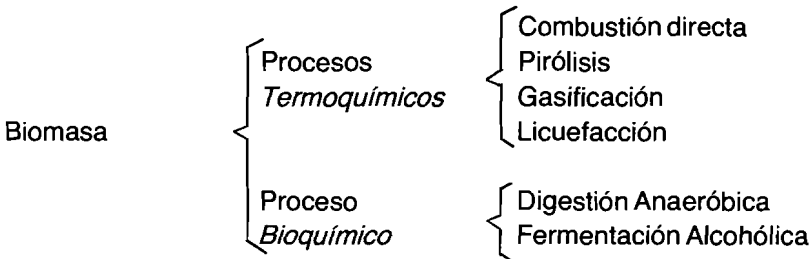
Los procesos de conversión de la biomasa^{a)}

El proceso de conversión energética de la Biomasa puede ser tipo *termoquímico o bioquímico*.

El *proceso termoquímico* comprende la *combustión directa*, la *pirólisis*, la *gasificación* y la *licuefacción*.

El *proceso bioquímico* por su parte incluye la *digestión anaeróbica* y la *fermentación alcohólica*.

En síntesis:



Brevemente se describirá cada proceso:

Combustión directa

Es la combustión de la leña y de los residuos en "cocinas", "calderas", "estufas" y equipos similares, para obtener calor para cocción, acondicionamiento de ambientes y vapor.

^{a)} FUENTE: V. Bravo, La Biomasa como recurso energético, IDEE Bariloche, 1985.

Las condiciones que debe ofrecer el combustible son: una adecuada relación C/N (mayor que 30) y una humedad menor al 50% en peso. Estas características las cumplen los productos y residuos celulósicos y la lignina de origen forestal y agrícola.

Pirólisis

Es un proceso de destilación de la materia orgánica en ausencia de aire a temperatura inferior a los 400-500° C. Los productos de la reacción (carbonización) son carbón vegetal, combustibles gaseosos y líquidos.

Gasificación

Si la destilación se realiza en presencia de agua y a unos 1.000° C, se origina la gasificación completa de la biomasa.

Licuefacción

La conversión catalítica del gas generado en el proceso de gasificación, puede producir metanol y otros alcoholes y, a través de la reacción de Fisher Tropsch, hidrocarburos.

Digestión anaeróbica

Es la fermentación de materia orgánica por bacterias que actúan en ausencia de aire, produciéndose gas metano, CO₂ y CO, entre otros, y un residuo líquido-sólido de fertilizantes.

Fermentación alcohólica

Permite obtener alcohol etílico (etanol) a partir de los carbohidratos presentes en sustancias celulósicas (madera), amiláceas (papa, mandioca) o sacáridos (melazas, caña de azúcar), mediante la acción de ciertos fermentos o ácidos.

A continuación describiremos algunos de estos procesos.

Las cocinas a “Leña”

ya se había mencionado la importancia que tiene este combustible en la cocción en América Latina, y los problemas ecológicos vinculados a su uso.

En buena parte de las áreas rurales la cocción de alimentos se realiza en un olla (o similares) colocada sobre piedras a fuego abierto. Las desventajas de este método son: ineficiencia (3 a 5% de calor utilizado sobre el contenido de la leña); suciedad y problemas de salud vinculados al humo que se inhala.

En función de estas razones y teniendo en cuenta las características de la población usuaria, en varios países de la región, pero especialmente en Guatemala, se diseñaron otros tipos de cocinas cuyos requisitos debían ser:

- *Mayor eficiencia térmica:* con el objetivo de ahorrar masa forestal, frenar la desertificación, dejar tiempo disponible para otros fines.
- *Durabilidad:* implica emplear materias disponibles en la zona, que resistieran las condiciones de trabajo.
- *Adaptación, facilidad de manejo y de mantenimiento:* para que los pobladores realmente pudieran utilizarlas.
- *Bajo costo:* que en lo posible pudiera ser adquirida en relación a los ingresos de este estrato social si se producían en serie, o bien pudieran ser contruidas por los mismos usuarios.
- *Aceptación:* que los hábitos culturales no resultaran un impedimento.

El cuerpo (es la masa de materia-tierra, concreto, ladrillos, etc.- que contiene el túnel por donde circularán los gases de combustión) está formado por una plancha que hace de base, construida con piedra pómez, siendo los costados de ladrillos.

La cubierta (es la plataforma —puede ser de tierra, concreto, metal, etc.- con aberturas, hornillas para colocar las ollas) pegada con mortero al cuerpo.

El costo se estimaba, en 1980 en Guatemala, en unos 25 dólares, sin incluir la chimenea, y la eficiencia podría ser entre el 50% y el 100% superior al de cocción a fuego abierto.

ANEXO 4-A

Potencial de Biomasa en base de desechos (Año 2000)

Desechos agrícolas

	Ar. cult. (1000 HA)	Ren. biom. (TM/HA)	Rend. tot. (1000 TM)	Factor de Recuper.	Pod. cal.inf. Kcal/kg	Ctdo. enrg. (1000 TEP)
Arroz	352	3.37	1.186	0.35	2.500	104
Maíz duro	721	9.98	7.196	0.35	2.500	630
Cacao	378	0.30	113	1.00	4.600	52
Café	442	0.22	97	1.00	4.200	41
Total	1.893	4.54	8.592			826

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Evolución preliminar del potencial bioenergético del Ecuador, Quito 1985.

Desechos animales

	Pob. est. Lada(1000)	Des. fresc. (TM/año/A)	Des. sec. (TM/año/A)	Fact. de Recup.	Pod. cal.inf. Kcal/kg	Ctdo. enrg. (1000 TEP)
Vacuno	1.172	6.00	1.20	0.2	3.500	98
Porcino	1.264	3.00	0.60	0.5	3.500	133
Equino	390	5.00	1.00	0.1	3.500	14
Avícol.	35.600	0.03	0.01	0.3	3.500	37
Total	38.426					282

FUENTE: Instituto Nacional de Energía -INE-, Evolución preliminar del potencial bioenergético del Ecuador, Quito 1985.

Desechos urbanos

	Pob. urb. (10\$6)	Des. húm. (TM/año/A)	Des. húm.T (10\$6)	Aprov. gas (m ³ /TM)	Pod. cal.inf. (Kcal/m ³)	Ctdo. enrg. (1000 TEP)
Basura	9	0.37	3.18	132.00	5.800	243
Ag. serv.	9	110.00	957.00	0.06	5.800	34
Total			960.18			278

FUENTE: Elaboración propia y F. D. Alvarez de Souza, Aspectos técnico-económicos de la energía de biomasa, IRT/Brasil, agosto 1985.

ANEXO 4-B

Uso de biogas de desechos animales

1. Potencial de biogas (Año 2.000)

-Pot. energ. (1000 TEP)	282
-Eficiencia de Conv.	0.4
-PCI del gas (kcal/m ³)	4.500
-Pot. de gas (10\$6 m ³)	251

2. Tipos de digestores

	Capacidad (m ³ /día)	Factor de utilización	Producción (m ³ /año)
Doméstico rural	30	0.75	8.213
Productivo rural	300	0.75	82.125

3. Estructura

	Particip. %	No. de di- gestores	Producción Contdo. energ (10\$6 m ³ /año) (1000 TEP/año)
Domést. rural	90	14.468	119 53
Product. rural	10	1.608	132 59
Total		16.076	251 113

4. Hogares servidos con biogas para cocción

Energ. útil requerida (kcal/d/hg)	4.000
Efic. de transf. biogas:	0.5
Energ. final requerida (kcal/d/hg)	8.000
PCI de biogas (kcal/m ³)	4.500
Requir. biogas p. hog. (m ³ /día)	1.78
No. de hogares serv.	183.113

ANEXO 5

Proyección del consumo energético para el año 2010 por sectores

Sector residencial

Energético	1984		2010		Crecim. % pa		Eficiencia
	E. final	E. útil	E. final	E. útil	E. final	E. útil	
Leña	737	74	737	74			0.1
petróleo/GLP	270	135	279	139			0.5
Electricidad	4	4	129	103			0.8
Gas natural			50	25			0.5
Carbón min.			100	40			0.4
Biomasa			200	60			0.3
Total	1.012	213	1.495	441	1.5	2.8	

Agua caliente

	1984	2010	Crec. % pa
Total hogares	1.720	3.269	2.5
No. hog. con a. caliente	260	850	4.7
% del tot. hogares	15	26	
-Unidades eléctric.	260	260	
-Unidades solares		590	
Cons. el. (1000 TEP)	49	49	
Cons. solar (1000 TEP)	0	111	
Cons. por día/hogar		6 KWh	

Proyección del consumo energético para el año 2010
Resumen cons. de electricidad (incl. TEP)

	1984	2010	Crec. % pa
Cocción	5	129	13.3
Agua caliente	49	49	
Cons. específico	61	372	7.2
Total	115	550	6.2

Sector Transporte (1000 TEP) (Esc. III)

	1984	2010	Crec. % pa
Automotor	1292	3.356	3.7
-Livianos	575	1.303	3.2
-Público ⁽¹⁾	265	919	4.9
-Carga ⁽¹⁾	452	1.134	3.6
Marítimo	566	1.247	3.1
Aéreo	142	352	3.6
Total⁽¹⁾	2.000	4.955	3.6

1) Unidad al consumo de termoelectricidad para 2010

Proyección del consumo energético para el año 2010
Industria (Esc. III)

	1984		2010	
	1000 TEP	%	1000 TEP	%
Petróleo	468	60.5	173	7.8
Leña			0	0.0
Bagazo	188	24.3	300	13.5
Gas natural			300	13.5
Carbón min.			400	18.0
Biomasa			150	6.8
Solar			40	1.8
Electricidad (incl. TEP)	117	15.1	858	38.6
Total	773	100	2.221	100.0

ANEXO 6

Costos de producción e inversiones específicas para varias fuentes energéticas¹

Petróleo Liviano

Los costos de producción en el Ecuador actualmente varían entre un 3 US\$/bl. y 22 US\$/bl., llegando en el promedio a menos de 5 US\$. Los costos de los campos incorporados en los últimos años están por encima de los 10 US\$, con cierta tendencia a la baja.² Se estima como costo realista en el promedio para el futuro, unos 8 US\$/bl.

Para el transporte del crudo, la refinación, el autoconsumo, el transporte y el almacenamiento de derivados, se estima un costo global de 4 US\$ por barril de derivados.

Las inversiones específicas, estipuladas en el marco de los primeros contratos de prestación de servicios,³ parecen favorables comparadas con cifras referenciales reportadas por el Banco Mundial, como promedio de otros países.

Crudo Pesado

Ya que todavía no existe suficiente investigación sobre este tipo de crudo en el Ecuador, habría que tomar información de la literatura. Los costos de producción dependen de la gravedad del petróleo, de la pro-

1. Referencias de la Parte III.

2. Revista "Cifra", No. 16, 20 marzo 1986,

3. Ministerio de Energía y Minas, Diario "Hoy", 27 enero 1986.

Ministerio de Energía y Minas, Diario "Hoy", 29 de junio 1985.

fundidad y de otras características del yacimiento. Se reportan costos entre 10 y 45 US\$/bl.⁴ Por la supuestamente baja gravedad de una gran parte del crudo pesado ecuatoriano, se estiman costos de por lo menos 20 US\$/bl. Para la refinación se asumió el doble de los costos del crudo liviano por requerir procesos más sofisticados.

Las inversiones específicas para este tipo de crudo pueden oscilar entre 15 y 35 mil US\$/bl. (la última cifra, para arenas petrolíferas).⁵

Hidro-electricidad

Los costos e inversiones para la generación se han tomado del Plan Maestro de Electrificación de INECEL.

La demanda hasta el año 2010 podrá ser cubierta con proyectos, en los cuales los costos no exceden los 30 US\$/MWh. A estos costos hay que sumar costos de transmisión, para los cuales se asume una cifra de 30 US\$/MWh.

Las inversiones específicas varían entre 700 y 1.400 US\$/KW. Para los proyectos de hasta 350 MW, la inversión promedial es de 1.200 MW.

Leña

Los costos de leña de reforestación varían mucho entre las fuentes para la misma especie.⁶ Las estimaciones para el rendimiento de estos bosques para Ecuador parecen bastante optimistas, por eso se tomaron cifras reportadas del Perú.

Bagazo

La producción de combustibles de los residuos de la caña de azúcar para el uso de azucareras no requiere de inversiones específicas. Sólo

-
4. R.H. Tubman, Heavy Oil. ETEP 80, Report No. 21, Dec. 1981. "Energy Detente", Vol. V, No. 23, Dec. 12, 1984 y Vol. VI, No. 12, Jun. 1985.
 5. World Bank, Energy Options and Policy Issues in Developing Countries, Working Paper No. 350, Washington 1979.
 6. Ministerio de Agricultura y Ganadería, Diario "Hoy", 19 septiembre 1985, "Ambicioso programa de reforestación".
Banco Mundial/PNUD, Perú, Issues and Options in the Energy Sector, Washington 1984.
Banco Mundial/PNUD Nigeria, Issues and Options in the Energy Sector, Washington 1983.

la producción de excedente de bagazo requiere inversiones adicionales que se deben atribuir al energético; el costo de producción en estos casos se calcula en 60 a 70 US\$/TEP.

Gas natural

La inversión para producir 35.000 MPC/día de gas del Golfo está estimada en 230 millones de US\$.⁷ Para costos de producción se tomó una cifra referencial de 2, - US\$ por millón de Btu,⁸ que incluye el transporte hasta los centros de consumo.

Carbón mineral

Según el Banco Mundial,⁹ los costos para producir 1 TM de carbón en el mundo no exceden de 10 a 15 US\$ en minas abiertas, y 20-30 US\$ en minas subterráneas (a precios de 1978). Suponiendo la explotación en minas abiertas, los costos actualizados no deberían exceder los 20 US\$/TM en el Ecuador. Las inversiones pueden variar entre 10 y 35 mil US\$/TM/día, según la misma fuente. Tomando como costo actualizado un promedio de 30 US\$/TM/día, más 10 mil US\$/TM/día para la infraestructura de transporte, se calcula en base de 300 días laborables por año una inversión específica de 133 US\$/TM/día.

Biomasa

Como ejemplo de aprovechamiento de energía de biomasa, se toman los biodigestores rurales. La unidad con capacidad para una familia (2-3 m³/día de biogas) tiene costos de 200 a 500 US\$.¹⁰ Tomando un costo de 100 US\$/m³/día, con una vida útil de 10 años y con 10% de interés, el costo promedio del m³ de gas es de 0,04 US\$.

Solar

Para el aprovechamiento de energía solar para agua caliente en el

7. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.

8. P. Bourcier a.o., The Economies of Natural Gas Development. In: "Energy", Vol. 10, No. 2, 1985.

9. World Bank, Energy Options and Policy Issues in Developing Countries, Working Paper No. 350, Washington 1979.

10. P.M. Nyoike, Kenyas Energy Situation at Present and in the future, 1979.

sector residencial, un sistema cuesta actualmente de 500 a 600 US\$.¹¹ Estos sistemas generan el equivalente de un KWh/día. El costo por KWh es de 5,8 centavos de US\$.

11. Banco Mundial/PNUD, Ecuador, Problemas y opciones en el sector de energía, octubre 1985.