



CEPAL

Naciones Unidas



PNUMA

Distr.
RESERVADA

E/CEPAL/PROY.3/L.INF.9
25 de octubre de 1979

ESPAÑOL
Original: Inglés

Reunion de Expertos Designados
por Gobiernos para revisar el Borrador
del Plan de Accion para
la Region del Gran Caribe

Caracas, Venezuela
28 de enero - 1 de febrero 1980



Estudio general sobre la energia y el ambiente en el area del Caribe

*preparado en colaboración con
la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial*



PNUMA/CEPAL

1979

El presente documento ha sido preparado por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial como contribución al proyecto mixto PNUMA/CEPAL sobre el Medio Ambiente del Caribe (FP-1000-77-01). Las opiniones en él expuestas no son necesariamente las del PNUMA o la CEPAL.

ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS PARA
EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Distr. LIMITADA

7 agosto 1979

INGLES, ESPAÑOL

ESQUEMA DE LA ENERGIA Y EL AMBIENTE EN LA ZONA DEL CARIBE

Preparado para el proyecto PNUMA/CEPAL sobre
el ambiente en la zona del Caribe

La presente versión española es traducción de un texto que no ha pasado por los servicios de edición.

id.79-5726

El presente informe ha sido preparado con asistencia del Sr. Piero M. Armenante (Italia), Ingeniero Químico.

Nota. La abreviatura E.T.C. que se emplea en el texto significa equivalencia de toneladas de carbón.

Indice

	<u>Página</u>
Introducción	3
Conclusiones y recomendaciones	5
Análisis de las posibles soluciones futuras a los problemas de energía de la zona del Caribe	7
Análisis de la situación energética de la zona del Caribe	19
Capítulo I: Subregión 1: Islas del Caribe, Guyana y Suriname	21
Cuadros I.1-I.17	38
Capítulo II: Subregión 2: Venezuela	59
Cuadros II.1-II.8	74
Capítulo III. Subregión 3: Colombia	82
Cuadros III.1-III.8	96
Capítulo IV: Subregión 4: Centroamérica	104
Cuadros IV.1-IV.17	117
Capítulo V. Subregión 5: México	134
Cuadros V.1-V.8	148
Capítulo VI. Subregión 6: Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México	156
Cuadros VI.1-VI.12	169
Apéndice 1	181
Apéndice 2	229
Bibliografía	236
Referencias	239

Introducción

El presente esquema de la energía y el ambiente en la zona del Caribe se presenta como contribución preparatoria para la formulación de una estrategia adecuada a los problemas a que hacen frente los países de dicha región en las esferas de la energía y el ambiente.

El informe se ha organizado de manera que proporcione información básica sobre la actual situación energética, los recursos regionales y las tendencias identificadas con respecto a la futura pauta energética de la región, y sobre las consecuencias que de allí podría seguirse para el ambiente. Además, se han sacado consecuencias del análisis de esos factores, y se han propuesto recomendaciones no sólo sobre una base general, sino también con respecto a medidas concretas que podrían adoptarse en el futuro cercano. De todos modos, las medidas recomendadas tendrán sin duda que evaluarse de nuevo, una vez que se haya formulado un esquema más directo en las fases ulteriores de este proyecto.

Se ha considerado que la zona del Caribe en su conjunto incluye a 34 países, agrupados en seis subregiones. Esta división subregional se ha basado sobre todo en factores geográficos, pero también en una perspectiva histórica y en posibles modalidades de desarrollo futuro. Las subregiones son las siguientes:

Subregión 1 - Islas del Caribe, Guyana y Suriname

Subregión 2 - Venezuela

Subregión 3 - Colombia

Subregión 4 - Centroamérica y Panamá

Subregión 5 - México

Subregión 6 - Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México.

La zona del Caribe en su conjunto se presenta en este informe como una entidad geográfica que abraza a países diferentes en sus situaciones energéticas básicas y sus niveles de desarrollo. Como se sabe, los recursos energéticos están distribuidos de manera dispereja en esta región y, por consiguiente, las perspectivas de los países varían. Se ha efectuado un análisis con respecto a cada subregión, y las conclusiones se presentan en la segunda parte del informe.

Además, en este informe se procura identificar problemas comunes y, en lo posible, proponer estrategias comunes a fin de superar tales problemas, en todo o en parte. Sobre esto versa la primera parte del informe, donde los problemas se analizan en tres niveles y se sugieren medidas correctivas apropiadas.

A no ser que se indique otra cosa, los datos estadísticos que aparecen en los cuadros se han extraído de fuentes oficiales de las Naciones Unidas. La gran excepción la constituyen los datos de los cuadros relativos a la subregión seis (Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México), respecto a la cual no existen datos de las Naciones Unidas. Si no se especifica otra cosa, los datos sobre producción y consumo de energía se han presentado siempre en equivalencia de toneladas métricas de carbón (E.T.C.). La conversión de otras fuentes de energía a E.T.C. se ha hecho utilizando los factores de conversión aplicados en estadísticas oficiales de las Naciones Unidas, con excepción de los datos relativos a:

- La producción y consumo de electricidad de plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares (pero sólo en los cuadros donde se especifican directamente), y
- La producción y consumo de leña. En este último caso, el factor de conversión adoptado fue: un metro cúbico de leña = 0,428 E.T.C.

La producción y consumo de electricidad de plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares se ha indicado en los cuadros de producción y consumo dividiéndola por la eficiencia termodinámica media de las plantas termoeléctricas que funcionan en la misma región y durante el mismo período de tiempo. Si no se disponía de datos oficiales, se ha fijado la eficiencia de manera arbitraria, teniendo presente el nivel de industrialización del país. Se adoptó esta metodología a fin de ofrecer una mejor comprensión de la importancia relativa de estas fuentes de energía dentro del cuadro energético global de las respectivas subregiones.

Conclusiones y recomendaciones

El cuadro energético de los diferentes países del Caribe que se describe en el presente informe ha mostrado una amplia gama de situaciones en lo que se refiere a recursos energéticos, suministros futuros de energía y posibilidades de desarrollo.

Excepción hecha de la Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México, que no es típica de la situación energética del Caribe debido a su nivel sumamente elevado de desarrollo industrial actual, los demás países tienen por lo menos un factor en común: se trata de países en desarrollo, aunque sea a niveles diferentes, en el sentido de que aún tienen que desarrollar la mayor parte de sus posibilidades, sobre todo en el sector de la energía. Se han identificado algunos enfoques comunes, especialmente en lo relativo a conservación de la energía y en cuanto a la organización de la investigación sobre otras formas posibles de energía. Tales enfoques ofrecen una base para una acción común.

En cambio, problemas más concretos son de interés para determinados países o grupos de países. Como se ha dicho reiteradamente, los recursos energéticos de la zona del Caribe están distribuidos de manera dispareja. Puesto que el desarrollo de cada país reposa sobre la disponibilidad de energía, ya pueden preverse tasas diferentes de desarrollo. Expresado en términos simples, cabe concebir que, cualquiera que sea la tasa actual de desarrollo, los problemas que se planteen a los países ricamente dotados de energía serán diferentes de aquellos a que hagan frente los otros. El primer conjunto de problemas tendrá que ver principalmente con la explotación y gestión de recursos; el segundo, con el suministro de energía.

Parecería difícil establecer una vinculación entre estos dos conjuntos de problemas. Sin embargo, si predomina la voluntad de cooperar, aunque sea parcialmente, en una evaluación nacional de los problemas, pueden surgir ciertas posibilidades de cooperación más amplia:

- Cooperación horizontal entre países que tengan los mismos problemas y experiencia en determinados sectores
- Cooperación vertical entre países que tengan los mismos problemas, pero experiencias diferentes en los mismos sectores.

Fuera de la índole de la cooperación que pudiera adoptarse, se han identificado diferentes esferas de interés (siempre en el sector energético) en

que pudieran colaborar muchos países, y se han indicado formas posibles de colaboración. Esto no significa que no han de promoverse proyectos nacionales; pero es fundamental que la experiencia así adquirida se intercambie posteriormente con los demás países.

Ha de prestarse consideración especial al modelo de desarrollo que adopten todos los países en desarrollo de la región. La historia reciente de los países en desarrollo en todo el mundo ha mostrado que la simple transferencia de tecnologías, estilos de vida y modalidades de desarrollo desde los países más desarrollados hacia países con antecedentes completamente diversos, está condenada al fracaso por innumerables motivos, incluso económicos. En consecuencia, los Gobiernos de la región deben definir un modelo de desarrollo apropiado para sus países, basado no sólo en beneficios o eficiencia económicos inmediatos, sino también en el concepto más amplio de la eficiencia socioeconómica.

Eso significa que han de evitarse innovaciones tecnológicas "bruscas" favoreciéndose tecnologías más "inmediatas" (tales como la producción de alcohol y/o metano a partir de desechos y productos agrícolas, aplicaciones pequeñas de energía hidroeléctrica, dispositivos pequeños para la utilización de energía solar y eólica, etc.) que permiten un desarrollo industrial (o agroindustrial) en armonía con el desarrollo social. Además, se lograría reducir mucho la repercusión negativa de tales tecnologías sobre el medio.

En algunos casos (por ejemplo, en ciertas islas) esta propuesta representa una necesidad más bien que una opción, ya que no existen otros recursos. A veces, la inversión en este sector puede parecer poco económica; sin embargo, cabe sostener que, dada la rápida tendencia ascendente de los precios de la energía, lo que en un principio parece marginalmente poco económico puede fácilmente llegar a ser económicamente rentable a corto plazo.

En suma, puede decirse que el empleo de las otras formas posibles de energía mencionadas más arriba parece, en principio, ser lo más adecuado a la mayoría de los países de la zona del Caribe.

Análisis de las posibles soluciones futuras a los
problemas de energía de la zona del Caribe

La zona del Caribe en su conjunto es una entidad geográfica compuesta de países diferentes en sus estructuras económicas y políticas, recursos nacionales, sistemas sociales, capacidades en potencia y perspectivas para el futuro. Sin embargo, en lo que respecta al sector energético y el ambiente, es posible identificar algunos problemas y medidas comunes a un nivel general, sean cuales sean las diferencias básicas regionales y nacionales. Es posible ver que ciertos problemas que pueden resolverse a nivel nacional son comunes a otros países y, por consiguiente, cabe adoptar un enfoque básico similar para su solución. Por otra parte, hay ciertos otros problemas que sólo pueden resolverse a nivel nacional.

Es posible definir tres niveles de acción aplicables a tres tipos de problemas.

- 1) Problemas energéticos y ambientales a nivel regional y medidas posibles.
 - 2) Problemas energéticos y ambientales a nivel subregional y medidas posibles.
 - 3) Problemas energéticos y ambientales a nivel nacional y medidas posibles.
- 1) Problemas energéticos y ambientales a nivel regional y medidas posibles

Puesto que actualmente la zona del Caribe no constituye una entidad política o económica, toda estrategia conjunta adecuada relativa a los sectores energético o ambiental ha de concebirse a mediano o a largo plazo. Esto no significa que todo haya de emprenderse en alguna fecha futura, puesto que la base para toda labor futura ha de establecerse ahora.

Desde el punto de vista del suministro de energía, parece poco probable que, por lo menos en los próximos 20 años, se encuentren sustitutos eficaces para el petróleo, el gas y sus derivados. Como es bien sabido, los recursos energéticos están distribuidos en el Caribe de manera dispareja; por consiguiente, cada país o grupo de países aplicará, a corto plazo, una variedad de políticas en materia de energía, posiblemente contradictorias entre sí. En cambio, si el problema del suministro de energía se encarase en un plano más general, iría en interés de todos los países emprender investigaciones

sobre diversas formas posibles de energía, reduciendo así la dependencia con respecto al petróleo. Una solución común podría tener en cuenta estos dos aspectos:

i) Una política energética basada en la conservación de la energía.

Este aspecto se ha descuidado a menudo, postergándolo a una solución global para el problema energético basada en un cambio revolucionario, pero poco probable, en las tecnologías y fuentes de producción de energía. La conservación de la energía es una solución parcial, pero en muchos casos válida, a los problemas energéticos. Esta afirmación vale tanto para los países industrializados como para los semiindustrializados, donde el concepto pueda aplicarse a la eficiencia de la solución tecnológica adoptada en el sector industrial. Es igualmente válida para los países no industrializados, donde la ineficiencia puede atribuirse a una falta de tecnologías y a la ausencia de capacidad local para adaptar tecnologías.

ii) Una intensificación de la investigación sobre otras posibles formas de energía.

Muchos de los países de la región del Caribe están dotados de reservas nacionales de energía, que sólo pueden utilizarse después de un período inicial de estudio e investigación. Esta afirmación vale también para esos países que no están dotados de reservas de energía convencional, pero poseen recursos que pueden utilizarse para suministrar otras formas posibles de energía (energía solar, biomasa, etc.). Dadas las diferencias nacionales y el diverso grado de potencial, la única posibilidad de acción conjunta para la solución de los problemas energéticos consiste en la capacidad de cada uno de los países para definir alguna "zona principal de interés" en la esfera de la energía y el ambiente, a la cual consagrará sus esfuerzos en los sectores de la investigación pura y aplicada. El logro de este objetivo va ligado a la creación de un sistema para el intercambio de información entre las instituciones a nivel nacional y subnacional, obteniéndose así una rápida transferencia de datos, tecnologías y experiencias.

A continuación se indican las medidas que podrían adoptarse en el futuro próximo para aplicar un enfoque común a los problemas energéticos y ambientales en la región del Caribe.

a) Identificación de las capacidades institucionales y recursos humanos de la región.

Esto es fundamental para definir las "zonas principales de interés" mencionadas más arriba y evaluar las capacidades de las instituciones del Caribe en las diversas esferas de investigación, después de lo cual pueden establecerse actividades comunes de investigación.

b) Desarrollo de una red institucional.

Es preciso integrar las instituciones a nivel nacional y subnacional; con este objeto, podría crearse una institución supranacional o perfeccionarse una entidad ya existente. Esta institución se ocuparía, en un principio, de promover las vinculaciones y la coordinación entre las instituciones a fin de desarrollar actividades conjuntas.

c) Reunión y organización de datos.

Ya que no es posible iniciar una planificación o investigación sin una base de datos, este ha de ser uno de los primeros objetivos concretos de la labor común de las instituciones regionales. Hay que recalcar que es preciso establecer una metodología común a fin de evitar discrepancias en los datos básicos. Una solución podría consistir en crear un banco de datos que reúna toda la información de las diferentes instituciones, preparando así el terreno para la homogeneidad de los datos que se sigan recibiendo y estableciendo un punto de partida básico para toda acción futura.

2) Problemas energéticos y ambientales a nivel subregional y medidas posibles

En la sección anterior, se introdujo la idea de las zonas principales de interés. Esto querría decir que cada país concentraría sus esfuerzos sobre sectores energéticos concretos (y es de esperar, asimismo, sobre las repercusiones ambientales) en armonía con su actual ritmo de desarrollo y su potencial.

Se han identificado los sectores energéticos siguientes:

Petróleo y gas
Carbón
Energía hidroeléctrica
Energía geotérmica
Biomasa
Energía solar
Otros recursos energéticos.

En el apéndice 1 se presenta una reseña de las principales tecnologías utilizadas en estos sectores y de sus repercusiones ambientales.

En el cuadro 1 se presenta, con respecto a cada país, la situación referente a cada uno de estos sectores, junto con una indicación del actual ritmo de desarrollo y el potencial en cada sector. Aun cuando este cuadro sólo tiene un valor indicativo, parece probable que cada país señale como su zona principal de interés precisamente esos sectores de potencial más elevado (esto es, los sectores que tienen los números más altos en cada columna del cuadro 1).

Por otra parte, ya es posible definir cuáles países estarán en condiciones de colaborar en cada sector; serán los países que tengan la misma zona de interés, y probablemente aquellos dotados del potencial más elevado en el mismo sector. La colaboración podría ser de dos tipos:

- Cooperación entre países ya bien desarrollados en el respectivo sector; y
- Asistencia técnica entre países con ritmos diferentes de desarrollo en el respectivo sector.

En todo caso, la colaboración surgirá de los problemas que, en general, interesan sólo a algunos de los países o a una agrupación subregional; y lo mismo podría decirse de toda medida adoptada ulteriormente. A continuación se indican estos problemas subregionales en los sectores de energía industrial y las posibles medidas correctivas.

Petróleo y gas. Actualmente, las reservas de petróleo y gas están distribuidas de manera muy dispareja en el Caribe. Ya que los hidrocarburos constituirán la fuente principal de suministro en el futuro próximo a medida que crezca la demanda, algunos países experimentarán una tasa de desarrollo más lenta en comparación con los países que estén más ricamente dotados de reservas de petróleo.

Se sabe que ciertos países del Caribe siempre han sido ricos en hidrocarburos. Sin embargo, importantes descubrimientos recientes en ciertos países y las repercusiones que tienen para su futuro vienen a poner de relieve la importancia de unas actividades de exploración bien organizadas y planificadas. La evaluación sistemática de las reservas de hidrocarburos (aun cuando resulte negativa) es un punto de partida fundamental para la planificación seria de las estrategias futuras en materia de energía y el desarrollo económico de cada país. Si la prospección resultase positiva, ha de hacerse todo lo posible para minimizar las pérdidas del sistema; por ejemplo, evitando la quema del gas y utilizando técnicas especiales para explotar mejor los pozos. En todo caso, la cooperación entre los países interesados aportará una mejor solución a estos problemas. Además, una rígida planificación de la utilización de las reservas de hidrocarburos ha de impedir también el rápido agotamiento de las reservas nacionales (como ya ha ocurrido o parece probable que ocurra en algunos países del Caribe).

Objeto de especial interés debe ser la conservación de la energía en lo que respecta a la utilización del petróleo y el gas. Podrían obtenerse mayores economías en estas formas de energía si se prestara mayor atención a la eficiencia de las tecnologías empleadas en las diferentes esferas; por ejemplo, mejorando los sistemas de alumbrado de las calles, aplicando mejores tecnologías de construcción en los sectores residencial y comercial (sobre todo en las regiones tropicales) y promoviendo la innovación tecnológica en los sectores industriales. Por otra parte, ciertos sectores, tales como la agricultura, podrían obtener grandes beneficios si el petróleo se sustituyera parcial o totalmente por otros recursos, más baratos y más

abundantes, de origen local: por ejemplo, biomasa o leña. Este punto es de especial importancia para los países pobres en petróleo. Los transportes de petróleo en la región son especialmente intensos debido a la capacidad de refinación relativamente elevada de los países del Caribe y a su proximidad a Venezuela y los Estados Unidos, que son, respectivamente, un gran exportador y un gran importador de petróleo.

Esto, desde el punto de vista del ambiente, tiene consecuencias particularmente negativas, porque se ha calculado que los derrames y pérdidas de los petroleros representan la tercera parte del volumen total de hidrocarburos que entran en el mar. Puesto que existen instrumentos jurídicos, tanto nacionales como internacionales, para impedirlo, este problema reclama una vigilancia eficiente en cada país.

Dada la situación indicada, podría establecerse un programa de acción de la manera siguiente:

- a) Promoción de la cooperación entre los países productores de petróleo en las esferas de la exploración y la producción. Muchas de las empresas nacionales que trabajan en estos sectores ya se han demostrado plenamente capaces de realizar tales tareas. De todos modos, una estrecha cooperación, basada en un intercambio continuo de experiencia, aumentaría su capacidad para ocuparse de cualquier problema concreto.
- b) Promoción de la cooperación entre países productores y no productores de petróleo en lo relativo a actividades de exploración. En vez de utilizar empresas del extranjero, podría hacerse un uso eficaz de la experiencia adquirida por las compañías nacionales en los países productores de petróleo del Caribe. Esta cooperación podría funcionar tanto sobre una base bilateral como multilateral.
- c) Realización de investigación sobre conservación de la energía. Esto podría estar a cargo de instituciones de investigación a nivel nacional y subnacional, coordinado de la manera ya señalada, y los resultados obtenidos podrían ser utilizados por cualquier país de la región.

Carbón. En términos generales, la situación nunca ha sido positiva en el sector del carbón en el Caribe. Sólo unos pocos países lo han explotado en grado apreciable. Esta situación cambió ligeramente a raíz de la crisis del petróleo y la reevaluación subsiguiente de las otras formas de energía posibles. Actividades de exploración, realizadas sobre todo en los últimos años, han revelado reservas en varios países. En algunos países, el carbón podría, en principio, representar otra posible solución a sus problemas energéticos.

En vista de la evaluación insuficiente de las reservas, la falta de estudio de la infraestructura necesaria para la extracción y transporte del

carbón y la no existencia de investigaciones sobre la posible utilización de las reservas nacionales de carbón, se necesitarán una gran inversión de capital y una investigación científica en gran escala antes que puedan obtenerse resultados positivos apreciables. Algunos de estos problemas pueden superarse si los países interesados en el desarrollo de este sector logran cooperar entre sí. Además, puesto que en todo el mundo se han efectuado estudios sobre la utilización del carbón, también sería muy útil la cooperación con países más adelantados.

En lo relativo a la repercusión que el uso del carbón tiene sobre el ambiente, el problema ha de considerarse con mucha atención. Como la combustión del carbón puede dar lugar a graves problemas de contaminación, es preciso adoptar estrategias especiales con respecto a la utilización del carbón en escala creciente. Sería aconsejable, pues, establecer un programa de investigación conjunto para la utilización eficiente de los recursos de carbón existentes. A las instituciones que estudian estos problemas se les podría confiar también la tarea de estudiar: a) la repercusión del empleo de carbón sobre el ambiente; y b) las tecnologías apropiadas para evitar grandes problemas de contaminación.

Hydroelectricidad. Como ocurre con otras reservas de energía, las de energía hídrica están concentradas en el continente (con unas pocas pequeñas excepciones). En principio, la energía hidroeléctrica es una variante válida para la generación térmica, por constituir una fuente de energía no contaminante y renovable. Sin embargo, en algunos casos también puede la energía hidroeléctrica tener una repercusión negativa sobre el ambiente.

Cuando se construyen represas, el clima tropical y el gran volumen de agua estancada son favorables a enfermedades tropicales que pueden infectar a la población que vive cerca del lago artificial. Además, en un ambiente tropical es mucho mayor la posibilidad de acumulación de sedimentos que en un clima templado.

Por esos motivos, la construcción de una gran estación hidroeléctrica debe evaluarse cuidadosamente, prestando debida atención a los efectos concomitantes sobre el ambiente y sobre las instalaciones de la planta.

Siempre que sea posible, deben promoverse proyectos menos ambiciosos, puesto que las grandes plantas requieren importantes inversiones de capital y suponen largos períodos de construcción. Estos argumentos son especialmente

válidos para los países en desarrollo, donde el adelanto ha de lograrse aprovechando las capacidades locales y no importando tecnologías complicadas.

Posibles medidas para el sector hidroeléctrico subregional son:

- a) Cooperación en la formulación de un enfoque común frente a la repercusión ambiental de las instalaciones hidroeléctricas en gran escala.
- b) Formulación de un enfoque común frente a los problemas tecnológicos concretos que entraña la utilización de grandes plantas hidroeléctricas en climas húmedos.

Energía geotérmica. Muchos países de la región han demostrado en los últimos años gran interés por este sector. Algunos de ellos han iniciado la exploración y utilización de pozos geotérmicos.

La producción de electricidad por medios geotérmicos puede ser una buena variante de energía, sobre todo en los países que poseen recursos energéticos limitados. Sin embargo, la prospección suele requerir un largo tiempo y, según sea la geología de la región, exige también una importante inversión de capital. Por otra parte, los costos de capital y gestión de estas plantas energéticas son muy competitivos en comparación con otras fuentes de energía.

Sin embargo, aún hay problemas no resueltos en relación con el funcionamiento de estas plantas. En muchos casos, el escape a la atmósfera de metales pesados, ácido sulfúrico, amoníaco y otros contaminantes contenidos en los gases de salida, puede dar lugar a graves problemas ambientales, si no se adoptan precauciones. Además, la presencia de compuestos corrosivos en los gases requiere un cuidadoso diseño del equipo. De todos modos, sería aconsejable examinar con precisión los posibles recursos geotérmicos de cada país, junto con los estudios e investigaciones dedicados a su explotación y la solución de ulteriores problemas tecnológicos y ambientales.

Los países interesados en la explotación de sus reservas geotérmicas podrían emprender ciertas actividades conjuntas:

- a) Promoción de un programa conjunto, en que participen tanto los países más adelantados como los menos adelantados, en el sector geotérmico con miras a la explotación de posibles recursos. Ya que algunos países de la región del Caribe tienen acumulada suficiente experiencia en esta materia, su cooperación con países menos experimentados sería de máxima importancia para la labor de explotación. En una etapa posterior, los mismos países podrían proporcionar también, en parte, asistencia técnica a sus coparticipes en la construcción, puesta en marcha y funcionamiento de las plantas energéticas.

- b) Aplicación de un programa de investigación conjunto para estudiar los problemas técnicos del funcionamiento de las plantas así como la posible repercusión ambiental de la energía geotérmica.

Biomásas. Puesto que las economías de muchos países del Caribe se basan sobre todo en la agricultura, la posibilidad de utilizar productos y/o residuos agrícolas para la producción de energía es, en principio, muy elevada. Sin embargo, habrá que realizar aún otros estudios antes que la biomasa pueda utilizarse en gran escala. Además, debe considerarse la repercusión social del empleo de esta energía, ya que supone no sólo la introducción de tecnologías diferentes, sino que entraña también la cuestión de su aceptación local.

En todo caso, la explotación de la biomasa podría ser una variante positiva para la mayoría de estos países que, por motivos de geografía, historia, situación energética y factores económicos, tienen perspectivas limitadas de llegar a ser autosuficientes en su suministro de energía. La biomasa se ha utilizado para satisfacer algunas necesidades básicas de energía en los países en desarrollo. Se espera que esta forma diferente de energía llegue a utilizarse de forma más eficiente remplazando a otras formas comerciales de energía, que resultan más caras, son no renovables y están distribuidas en forma dispareja.

La biomasa puede utilizarse de maneras diferentes, según sea el insumo así como las formas finales de energía producida. A continuación se señalan tres usos diferentes:

a) Combustión directa:

La leña, el carbón vegetal y los residuos agrícolas se pueden quemar para la obtención de energía. La combustión es la utilización más simple de la biomasa, y se ha venido empleando durante miles de años. Ahora se realizan esfuerzos para aumentar la eficiencia de la combustión y organizar la producción de energía en mayor escala. Se están diseñando nuevos hornos, así como nuevas técnicas de combustión, tales como lechos fluidizados.

De los problemas que podrían surgir con el empleo en gran escala de la combustión directa, el primero es la deforestación. Este aspecto negativo ya está en evidencia en ciertas comarcas, y a la larga debería contrarrestarse para que no se reduzca la fertilidad del suelo. Sin embargo, una investigación cuidadosa unida a una planificación sería deberían contribuir a la solución de este problema.

Sería aconsejable proceder de la manera siguiente:

- i) Establecimiento de plantas piloto para investigación y desarrollo tecnológico en zonas donde se sepa que existe potencial de recursos. Los resultados deberían ponerse a disposición de todos los demás países interesados. Deberían celebrarse cursos prácticos y sesiones de capacitación periódicos;
 - ii) Preparación de estudios detallados de viabilidad socioeconómica en países determinados, (sobre todo aquellos que cuentan con muy limitadas formas diversas de energía); y
 - iii) Desarrollo de la investigación respecto a la repercusión sobre el ambiente y criterios de gestión.
- b) Fermentación aeróbica (producción de alcohol para su uso como combustible). Toda planta que contiene azúcar o almidón, tal como la caña de azúcar y la mandioca, pueden utilizarse como materia prima para la producción de alcohol. Esta técnica, pese a su antigüedad, sólo últimamente se ha venido utilizando para la producción de energía en mayor escala. Los problemas tecnológicos relacionados con esta forma de producción tienen que ver sobre todo con el uso final del alcohol. Además, se requiere mayor investigación para elevar la escala de la planta. Se estima que serían útiles las etapas siguientes:
- i) Desarrollo de investigación sobre la viabilidad económica de aumentar la escala de la planta; y
 - ii) Desarrollo de investigación respecto a la posible utilización del alcohol como combustible y su repercusión sobre las estructuras tecnológicas y económicas existentes.
- c) Digestión anaeróbica (generación de biogás a partir de desechos vegetales y animales).

Esta técnica podría utilizarse para satisfacer las necesidades de energía de las granjas y comunidades pequeñas. Los problemas relacionados con la explotación de estas reservas potenciales son, sobre todo, de índole tecnológica y económica: recolección de la materia prima, eliminación del residuo líquido, distribución y utilización del gas, control de las condiciones del reactor (por ejemplo, pH, temperatura, concentración), escala de la operación e inversión de capital. Una vez más, estos problemas pueden superarse mediante una actividad de investigación, tanto teórica como aplicada. Se estima que sería útil lo siguiente:

- i) Desarrollo de investigación coordinada sobre los problemas identificados más arriba;
- ii) Establecimiento de plantas piloto para investigación y desarrollo tecnológico.

Energía solar. La ubicación geográfica de la región del Caribe es favorable a la explotación de la energía solar. Los problemas son estrictamente tecnológicos y económicos, ya que la energía solar aún sigue siendo no desarrollada y no competitiva. Aun cuando es poco probable que la energía solar sustituya en el futuro próximo a las formas convencionales de energía, ya se puede utilizar en pequeña escala en el sector doméstico y agrícola (por ejemplo,

calentamiento de agua, secado de cosechas, bombas solares). Otras aplicaciones más complejas, tales como acondicionamiento de aire o producción de electricidad, surgirán a mediano y largo plazo.

En muchos de los países del Caribe aún está por realizar la labor básica para determinar el potencial explotable. A este primer paso ha de seguir la investigación aplicada en el terreno respecto a aplicaciones en mayor escala, sobre todo en el sector agrícola y en zonas donde la energía solar ofrece perspectivas importantes de desarrollo debido a la carencia de otras formas de energía. Se sugiere, pues, que se proceda como sigue:

- a) Reunión de datos meteorológicos, lo que es fundamental para la planificación correcta de la utilización de energía solar;
- b) Prolongados ensayos sobre el terreno de las aplicaciones solares ya señaladas; y
- c) Análisis de los problemas que entraña el aumento de escala.

Otras fuentes de energía. En los últimos años, los nuevos problemas ocasionados por la crisis energética ha impulsado a muchos países de todo el mundo a emprender una investigación general sobre formas de energía distintas del petróleo y los combustibles fósiles. A este respecto, en ciertos países del Caribe se han promovido estudios sobre la posible producción de energía a partir de fuentes tales como el viento, las olas y la gradiente térmica oceánica. Como ya se ha dicho, es poco razonable esperar que estas nuevas fuentes de energía sustituyan en el futuro próximo a las formas convencionales de producción energética. Sin embargo, debe promoverse la investigación en esta esfera a fin de evaluar el potencial de la región.

Por motivos sociales, económicos y geográficos, así como energéticos, la situación de ciertos países del Caribe (por ejemplo, las pequeñas islas mal dotadas de recursos) representa un campo ideal para la investigación aplicada en este sector y las aplicaciones prácticas. Esto vale tanto para la energía solar como para la energía de la biomasa.

A este respecto, debe hacerse mención especial de la energía nuclear, puesto que en toda la región del Caribe (exclusión hecha de la costa meridional de los Estados Unidos) funciona sólo una planta nuclear, situada en la Zona del Canal de Panamá. Por motivos económicos y tecnológicos, esta fuente de energía no parece ser adecuada para la mayor parte de los países en desarrollo del Caribe. Sin embargo, la presencia de reservas potenciales de uranio en algunas zonas podría promover el empleo de la energía nuclear en algunos de los países más industrializados de la región.

En vista de ello, podrían considerarse las siguientes medidas a nivel subregional:

- a) Reunión de datos para una evaluación de este potencial de reservas de energía en la región;
- b) Desarrollo de sistemas apropiados de almacenamiento de energía; y
- c) Desarrollo de investigación aplicada en esta esfera.

Actualmente se han ejecutado o están en marcha algunos proyectos, con participación de diferentes países, respecto a problemas concretos de energía. Se dan ejemplos en el apéndice 2.

3) Problemas energéticos y ambientales a nivel nacional y medidas posibles

Según sean las políticas energéticas aplicadas por los diferentes países, se han previsto en cada sector muchos programas de desarrollo. Fuera de las opciones principales que han de hacerse en lo relativo a política energética, muchos países parecen interesados en desarrollar el sector de otras formas posibles de energía.

Fuera de lo que ya se ha dicho respecto a la cooperación a nivel regional y subregional, muchos problemas pueden abordarse a nivel nacional o en cooperación con organizaciones internacionales, tales como las Naciones Unidas. Cada país, con arreglo a sus programas de desarrollo, puede definir medidas a este nivel. En esta fase preliminar, tales medidas han de indicarse sólo en términos generales. Algunas de ellas ya se han transformado en proyectos para su ejecución por instituciones locales, según se informa en el apéndice 2.

Análisis de la situación energética de
la zona del Caribe

Esta sección del informe contiene seis capítulos, cada uno de los cuales se refiere a una de las seis subregiones de la zona del Caribe en su conjunto, de la forma que se indica a continuación.

Subregión 1 - Islas del Caribe, Guyana y Suriname

Países: Bahamas
Cuba
Islas Caimanes
Jamaica
Haití
República Dominicana
Puerto Rico
Islas Vírgenes (EE.UU.)
Islas Vírgenes (Reino Unido)
Antigua
San Cristóbal
Montserrat
Guadalupe
Dominica
Martinica
Santa Lucía
San Vicente
Barbados
Granada
Antillas Neerlandesas
Trinidad y Tabago
Guyana
Suriname

Subregión 2 - Venezuela

Países: Venezuela

Subregión 3 - Colombia

Países: Colombia

Subregión 4 - América Central y Panamá

Países: Guatemala
Belice
El Salvador
Honduras
Nicaragua
Panamá
Zona del Canal de Panamá

Subregión 5 - México

Países: México

Subregión 6 - Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México

Estados: Texas
Louisiana
Mississippi
Alabama
Florida

Las subregiones se presentan de conformidad con su ubicación geográfica, en el sentido de las manecillas del reloj, comenzando con la región de las islas. Dentro de cada subregión, el orden de los países o Estados se determina por su posición geográfica (de norte a sur y de oeste a este). Cuando es posible, se dan datos sobre cada país o Estado.

La situación energética de cada subregión se presenta en cinco secciones por cada capítulo, secciones que se refieren a los temas siguientes:

- 1) Situación energética actual
La situación energética actual de la subregión se examina tanto en conjunto y por países. La perspectiva histórica se considera a base de datos recientes y menos recientes. Esta sección se subdivide en cuatro partes relativas a: producción de energía; comercio de energía y producción secundaria de energía; producción de electricidad; y consumo de energía.
- 2) Recursos energéticos nacionales
Las estimaciones sobre reservas de energía se dan a conocer en conjunto y, cuando es posible, por países, a base de fuentes tanto oficiales como extraoficiales. También se presenta información sobre las actividades de exploración.
- 3) Políticas nacionales en materia de energía
Se indican las tendencias en las políticas gubernamentales relativas a la explotación y descubrimiento de fuentes de energía no renovables y renovables.
- 4) Futura demanda de energía
En esta sección se presentan datos sobre el consumo futuro de energía (hasta el año 2000), derivados de diferentes modelos de predicción en materia de energía y de tendencias extrapoladas de los datos sobre la energía consumida en los últimos años. Además, la demanda acumulativa de energía a partir de 1979 se calcula a base de las cifras de demanda de energía mencionadas más arriba, suponiéndose que la demanda acumulativa de energía entre dos años cualesquiera es la suma total del consumo de energía previsto para cada año del período que se examina.
- 5) Futuros problemas nacionales en materia de energía
Después de una comparación del futuro consumo previsto de energía con la disponibilidad de recursos energéticos locales, se presentan ciertos problemas en materia de energía (tales como la brecha energética o la gestión y explotación de recursos).

CAPITULO I

SUBREGION 1: ISLAS DEL CARIBE, GUYANA Y SURINAME

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

Todos los países del Caribe, salvo Trinidad y Tabago, han padecido de falta de energía producida localmente. Esta situación permaneció invariable durante todo el período considerado (1973-1976), si bien desde entonces nuevos descubrimientos han modificado el panorama general de la producción de energía.

En el cuadro I.1 se indica la producción de energía en las islas del Caribe de 1973 a 1976. Durante este período, la producción de energía comercial y no comercial aumentó globalmente en un 17%, aproximadamente. Este aumento se debió por completo al crecimiento de la producción de energía comercial, pues la de energía no comercial permaneció aproximadamente constante. La producción de energía comercial aumentó en un 20% entre 1973 y 1976, con una tasa de crecimiento anual de 6,3%. Sin embargo, este crecimiento no se distribuyó de una manera uniforme, siendo de 7,2% durante el primer año, 12,2% durante el segundo, y sólo 0,02% durante el tercero. Del cuadro I.1 se desprende que el crecimiento de la producción se debió casi totalmente al sector de extracción de petróleo, que aumentó en un 34% entre 1973 y 1977 (tasa de crecimiento anual: 7,6%).

El petróleo representó alrededor del 83% de la producción global de energía comercial de la región, siendo así el principal recurso energético de toda la zona. Sin embargo, esta característica sólo es válida en el caso particular de Trinidad y Tabago, donde está concentrada la casi totalidad de la producción de petróleo de la subregión. La distribución por países de la producción de energía correspondiente a los años 1973 y 1976 se indica en los cuadros I.2 y I.3, respectivamente. De esos datos puede deducirse que el 98,5% del petróleo producido en esta subregión procedió de Trinidad y Tabago. La mayor parte de la producción de petróleo de Trinidad procede de perforaciones petrolíferas submarinas, cuya participación en la producción total no cesó de aumentar entre 1973 y 1976, pasando del 64% al 78% del total. El trabajo de perforación se ha llevado a cabo en las aguas poco profundas del Golfo de Paria, situado en la plataforma continental donde se encuentran Trinidad y Tabago. La producción petrolífera restante de esta subregión está repartida entre sólo dos países: Barbados y Cuba. El primero ha aumentado apreciablemente su producción durante los últimos años: en tres años (1973-1976) aumentó en más de un factor de 9, alcanzando la tasa de 150.000 barriles anuales en 1976. Esta

cantidad tiene cierta importancia para el balance energético nacional, pero es casi insignificante si se compara con la producción global del Caribe, pues representa menos del 0,2% de la producción de petróleo de Trinidad y Tabago. La producción de petróleo de Cuba es siete veces más importante que la de Barbados, pero aun así no representa más que el 1,3% de la producción total del Caribe. Exceptuando a esos tres países, ningún otro produce petróleo en esta subregión.

En lo que se refiere a producción de gas, la situación no difiere apreciablemente de la que se acaba de describir para el petróleo. Como la mayor parte del gas extraído estaba asociado con el petróleo, sólo Trinidad y Tabago, Cuba y Barbados fueron productores de gas durante el período considerado (1973-1976). Sin embargo, a pesar de haber aumentado la producción de petróleo, la de gas permaneció aproximadamente constante (sólo se registró una ligera disminución del 6% entre 1973 y 1977). La razón de esta diferencia reside en las distintas formas como se puede transportar el gas en comparación con el petróleo. Como puede verse en los cuadros I.15, I.16 y I.17, el gas fue utilizado únicamente por los productores para usos locales. Por lo general, el exceso de producción se reinyectó en los pozos de petróleo (a fin de aumentar la productividad de éstos) o se quemó en grandes cantidades (aproximadamente el 25% del total). En todo caso, la producción de gas no representó más del 13% de la producción de energía comercial de esta subregión.

Ninguno de los países considerados produce carbón. La hidroelectricidad está más ampliamente difundida en las islas, y en algunos casos constituye el único recurso energético. Sin embargo, sólo en ocho de los 23 países considerados se explota la energía hídrica. La mayoría de las veces, la energía hidroeléctrica no tiene repercusiones apreciables en la economía energética de las islas del Caribe. Sólo en algunos casos particulares, como Haití, Suriname, Dominica y San Vicente, la hidroelectricidad representó una porción importante de la energía comercial consumida en el país (Haití es un caso especial pues su consumo de energía comercial es muy limitado en comparación con el de energía no comercial). En términos de producción, Suriname produjo la proporción de hidroelectricidad más importante de la subregión (57%).

La electricidad nuclear y geotérmica no se utiliza en las islas del Caribe. Cuba es el único país que pareció interesarse seriamente por la realización de un programa nuclear, puesto que se proyectó un programa de capacitación básica para operadores de plantas nucleares. Por otra parte, el uso de

recursos energéticos no comerciales está muy difundido en esta subregión; prevalece en países con economías débiles, lo cual se aplica a casi todas las islas del Caribe, que carecen de otros recursos energéticos que explotar.

En el caso de Cuba, la producción de leña fue 2,5 veces superior a la de la energía comercial. Sin embargo, el volumen considerable de las importaciones de hidrocarburos para consumo doméstico hizo que disminuyera la importancia de la energía no comercial en el panorama energético nacional. Haití es el caso contrario así como, en cierta medida, la República Dominicana. Para esos países, la producción de leña superó en mucho a la de energía comercial (en 1976, por un factor de 20 y 9, respectivamente) y, al mismo tiempo, la leña representó una importante porción de la demanda interna de energía (90 y 18% del consumo interno de energía). En otros países como Guyana, Guadalupe y Martinica, la leña fue la única fuente de producción de energía interna.

Comercio de energía y producción de energía secundaria

Puesto que ninguno de los países de la subregión, exceptuado Trinidad y Tabago, podía contar con suficientes recursos energéticos nacionales, su suministro de energía se basó principalmente en el comercio. En muchos casos, esos países dependían al 100% del suministro exterior de energía, situación que era común a las pequeñas islas. En el cuadro I.4 se indica el comercio global de energía correspondiente al período 1973-1976.

El desglose correspondiente a los años 1973 y 1976 figura en los cuadros I.5 y I.6, respectivamente, en los cuales puede verse que Trinidad y Tabago fue el único país con un balance energético positivo durante este período. Sin embargo, sus exportaciones de hidrocarburos no neutralizaron la cantidad de petróleo importado en la subregión. Por consiguiente, el comercio general de energía fue negativo durante el período 1973-1976, con algunas fluctuaciones. Las importaciones de energía estuvieron casi totalmente constituidas por hidrocarburos (99,93% del total): tanto como petróleo en bruto (90%) y como productos petrolíferos energéticos (9,9%). El predominio de las importaciones de petróleo bruto con respecto a los derivados del petróleo indica que esta subregión tiene una alta capacidad de refinación; en el cuadro I.7 se indican los datos a este respecto. En tres años (1973-1976) la capacidad de refinación aumentó en aproximadamente un 7%. Esta capacidad excedía ampliamente las necesidades de esos países, pero era un factor determinante para sus

economías, puesto que la mayor parte de los productos refinados se exportaba. En 1976, aproximadamente un 70% de la energía importada como petróleo bruto se reexportó bajo forma de productos refinados. Sin embargo, las refinerías estaban distribuidas de manera desigual entre las islas, como consecuencia de lo cual, la proporción de energía importada en calidad de petróleo bruto o de derivados del petróleo variaba de un país a otro. Sobre esta base, se pueden dividir los países como sigue:

- Países con una capacidad de refinación superior a sus necesidades: Bahamas, Puerto Rico, Islas Virgenes (EE.UU.), Antillas Neerlandesas, y Trinidad y Tabago. La mayor parte de las importaciones de energía de esos países está constituida por petróleo crudo y, para algunos de ellos, el comercio en energía constituye la base de sus economías. Países tales como las Islas Virgenes (EE.UU.), las Antillas Neerlandesas, Bahamas y Martinica exportaron como productos refinados una proporción considerable de sus importaciones de petróleo (en 1976 el 87%, el 81%, el 77% y el 52%, respectivamente). En Puerto Rico, la capacidad de refinación estaba más orientada hacia la satisfacción de la demanda interna de productos refinados, puesto que sólo el 26% del petróleo importado volvió al mercado exterior. Con respecto a Trinidad y Tabago, la situación era ligeramente distinta, porque el país elaboraba no sólo el petróleo importado sino también una parte de su propia producción de petróleo bruto. Exceptuando a la Martinica, la capacidad de refinación de los países mencionados era elevada; representaba aproximadamente el 93% de la capacidad de refinación total de la región. Esas islas representaban un "cinturón de refinación" que rodeaba a Venezuela, país que suministraba parte del petróleo elaborado en esta subregión.
- Países con una capacidad de refinación inferior a sus necesidades: Barbados, Jamaica, la República Dominicana, Cuba y Antigua. En 1976, Barbados, Jamaica, la República Dominicana y Cuba importaron el 55%, el 51%, el 47% y el 30%, respectivamente, de sus importaciones energéticas en forma de productos petrolíferos energéticos. Durante los últimos años, Cuba ha disminuido su porción de derivados del petróleo importados y ha aumentado su capacidad de refinación (11% entre 1973 y 1976). En cuanto a las importaciones energéticas de Antigua, su refinería (con una capacidad de 900.000 toneladas de petróleo al año) cesó la producción en 1975. Como consecuencia de ello, Antigua empezó a importar sólo productos de petróleo energéticos.
- Países sin capacidad de refinación: todas las pequeñas islas de esta subregión, además de Haití, Guyana y Suriname.

Para las islas, invertir en la construcción de una refinería que elabore petróleo bruto para el consumo local no constituiría una inversión útil, mientras que, en países más grandes con un consumo de petróleo establecido como Suriname o Guyana, convendría empezar a refinar productos destinados al mercado interno. Con respecto al carbón, sólo cuatro países (Bahamas, Cuba, Jamaica y la República Dominicana) fueron importadores durante el período considerado. Las Bahamas cesaron sus importaciones en 1976, mientras Cuba consumió un 98,3% del carbón comercializado en la región.

Producción de electricidad

En esta subregión, la producción y el consumo de electricidad (las pérdidas se incluyen en el consumo) son iguales. Debido al obstáculo natural del mar, resulta obviamente imposible comerciar con la energía eléctrica.

Los datos registrados en el cuadro I.8 sobre consumo de electricidad por habitante y las cifras correspondientes a la capacidad instalada indican que la energía eléctrica no se utilizó mucho en esta subregión. El consumo medio por habitante se cifró en 1256 kWh/año (dato correspondiente a 1976). Como medio de comparación, la cifra mundial correspondiente fue de 1720 kWh/año. Un análisis más detallado pone de manifiesto que la contribución de Puerto Rico y las Islas Vírgenes (EE.UU.) elevó apreciablemente la cifra media correspondiente a esta subregión. Si esas islas se eliminan de los datos, el consumo medio de electricidad por habitante caería a 723 kWh/año, es decir, el 57% de la cifra anterior. Islas como Haití, San Vicente, Dominica, Granada, San Cristóbal y Santa Lucía, tienen cifras de consumo sumamente bajas.

La situación es incluso más grave si se considera la falta de otros posibles recursos naturales, (energía hídrica), que proporcionan una fracción importante de la producción de electricidad de otros países de América Central y del Sur. En los cuadros I.9, I.10 y I.11, se indica la producción de electricidad por tipos, con un desglose por países, para los años 1973 y 1976. El aumento de la producción de electricidad registrado entre 1973 y 1976 fue aproximadamente del 21%, con una tasa de crecimiento anual del 6,8%. Este incremento fue muy superior para países como las Islas Caimán (68%), Haití (48%), Guadalupe (35%) y Puerto Rico (32%). El aumento de la producción en Puerto Rico fue particularmente importante, puesto que, en 1973, esta isla generó aproximadamente el 43% de la producción de toda la zona. En 1976, esta cifra se elevó hasta el 47%, lo que puede atribuirse casi totalmente a un aumento correspondiente en la generación de electricidad en centrales térmicas. Este método de producción de energía eléctrica es corriente no sólo en Puerto Rico, sino también en la mayoría de los otros países del Caribe.

Los datos que figuran en los cuadros I.9, I.10 y I.11 muestran que la mayor parte de la energía eléctrica de esta subregión se produjo mediante centrales térmicas (94%) y el resto mediante centrales hidráulicas. En lo que respecta a las islas, la producción se inclinó todavía más hacia la termoelectricidad (97% del total), puesto que una gran proporción de la

hidroelectricidad producida en la subregión procedía de un solo país, Suriname, el cual produjo en 1976 el 60% de la hidroelectricidad global. De los 23 países considerados, sólo ocho utilizaban energía hidráulica para satisfacer parte de sus necesidades en materia de electricidad. En el continente, Suriname utilizó energía hidráulica para producir el 88% de su electricidad total (1976). La situación también fue favorable en Dominica y San Vicente, los cuales produjeron en 1976 el 86% y el 59%, respectivamente, de su producción total de electricidad por medio de la energía hidráulica. En 1976, Haití produjo el 76% de su electricidad con centrales hidráulicas (de todas formas, su producción global fue siempre muy reducida). Los demás países productores de hidroelectricidad eran islas relativamente grandes (Cuba, Jamaica, República Dominicana, Puerto Rico), pero la proporción de la producción general satisfecha por esos medios era muy pequeña (entre el 2% y el 7%).

Con respecto a la capacidad instalada, en el cuadro I.12 se da la capacidad total para el período 1973-1976, mientras que los cuadros I.13 y I.14 se presenta el correspondiente desglose por países, para los años 1973 y 1976. El crecimiento total de este sector fue del 25%. Como esta cifra es superior al incremento correspondiente de electricidad generada, puede deducirse que el factor de utilización de las centrales disminuyó durante el período considerado. Un examen más detallado pone de relieve que así fue, efectivamente, en el sector de la termoelectricidad (que dominó la producción), pero no para las centrales hidroeléctricas. Como consecuencia del aumento de los precios del petróleo, la tendencia general fue utilizar en mayor medida los recursos hidroeléctricos de la región, escasos pero renovables, en lugar de petróleo. Se calculó que el rendimiento general de las centrales térmicas en funcionamiento en esta zona fue del 26% (es decir, 3.300 kcal/kWh producido).

En las islas del Caribe no hay centrales nucleares o geotérmicas en funcionamiento.

Consumo de energía

El consumo general de energía de esta subregión en el período 1973-1976 y el desglose para 1973 y 1976 figuran en los cuadros I.15, I.16 y I.17, respectivamente. En el cuadro I.15 se pone de manifiesto que el consumo de energía disminuyó en un 2,3% entre 1973 y 1976. Esta reducción fue todavía mayor durante el período 1973-1975, durante el cual el consumo de energía

disminuyó en un 5,8% en sólo dos años. Esto puede atribuirse únicamente a una disminución del consumo de hidrocarburos (2,5% para el petróleo y 6% para el gas). Por otra parte, aumentó el consumo de carbón y de hidroelectricidad: el primero en un 4,3% (a pesar de amplias fluctuaciones), y el último en un 25%. Sin embargo, puesto que los hidrocarburos (y en particular el petróleo) dominaban el mercado, su influencia en el sector del consumo de energía fue notablemente superior al de las demás fuentes de energía.

A fin de entender el motivo de esta importante caída en el consumo de energía entre 1973 y 1975, debe recordarse que, en algunos países de esta subregión, una gran proporción de la energía se utilizaba para elaborar petróleo bruto importado. Países tales como las Antillas Neerlandesas, las Bahamas, Trinidad y Tabago, las Islas Vírgenes (EE.UU.) y Puerto Rico tienen una gran capacidad de refinación (véase el cuadro I.7).

En parte, la capacidad de refinación de esos países se utilizaba para elaborar petróleo venezolano. En 1973, en particular, países como las Antillas Neerlandesas y Puerto Rico importaron de Venezuela el 69% y el 55%, respectivamente, de sus importaciones totales de petróleo bruto. Otros países, como Bahamas, Trinidad y Tabago, Islas Vírgenes (EE.UU.), diversificaron sus fuentes primarias de petróleo e importaron de muchos países distintos. Cuando Venezuela, entre 1973 y 1975, redujo sus exportaciones de petróleo en más de un 30%, el primer grupo de países padeció de una falta de petróleo primario que elaborar pero, al mismo tiempo, gastó menos energía en elaborar petróleo bruto. En este caso, la reducción del consumo de energía puede atribuirse principalmente a las Antillas Neerlandesas y Puerto Rico. Sin embargo, la crisis del petróleo ocurrida a principios del decenio de 1970 y la subsiguiente elevación de los precios del petróleo ocasionaron una disminución general del consumo de energía en muchos países o, por lo menos, redujeron la tasa de crecimiento del consumo de energía. Después de 1975, el consumo de energía volvió a aumentar; entre 1975 y 1976, la tasa de crecimiento fue del 3,7%, el 83% del cual fue inducido por un nuevo aumento del consumo de petróleo.

En cuanto al gas natural, su consumo quedó limitado a los países productores: el 99% estuvo concentrado en Trinidad y Tabago. Entre 1973 y 1976, la ligera disminución que registró su consumo (6%) puede atribuirse a las razones citadas anteriormente. El empleo de carbón fue sumamente limitado y las fluctuaciones de su consumo no eran muy importantes en comparación con el panorama global del consumo de energía.

Con respecto a la hidroelectricidad, puede decirse lo mismo del consumo que de la producción, puesto que el comercio de electricidad entre las islas no era factible.

En cuanto al empleo de la energía, el sector industrial utilizó la mayor proporción, seguido por el sector residencial y comercial. A continuación se da un desglose del empleo de energía en determinados países, indicado como porcentajes del consumo general nacional [1]:

	<u>Industrial</u>	<u>Residencial y comercial</u>	<u>Otros usos (inclusive agricultura)</u>	<u>Pérdidas</u>
Jamaica	48,5	32,4	8,5	10,6
Haití	42,9	19,1	13,0	25,0
República Dominicana	26,1	36,9	7,6	29,4
Trinidad y Tabago	56,6	30,2	0,8	12,4
Guyana	70,8	14,6	1,6	13,0

2. Recursos nacionales de energía

De todas las subregiones examinadas en el presente informe, la del Caribe es la menos dotada de recursos energéticos naturales. Además, los pocos recursos disponibles en esa esfera están distribuidos de manera desigual entre los distintos países. Esta situación energética desfavorable, que puede aplicarse a la mayoría de las islas, ya se puso de relieve en el párrafo anterior. Las perspectivas para el futuro no parecen mucho mejores. Los yacimientos de hidrocarburos, tanto de petróleo como de gas natural, están concentrados principalmente en Trinidad y Tabago. Las reservas de hidrocarburos de que gozan otros países son insuficientes para satisfacer las futuras necesidades en materia de energía. Si bien siempre se pueden descubrir nuevos yacimientos de petróleo o de gas, no debieran ponerse muchas esperanzas en ello dados los resultados actuales de las exploraciones.

Las reservas de carbón también son modestas. Además, esta fuente de energía, en principio, no resulta muy atractiva debido al problema de transporte y de la contaminación. Inclusive las reservas hidroeléctricas son escasas y están principalmente concentradas en el continente (Suriname y Guyana). Las características naturales de la mayoría de esos países (es decir, las pequeñas islas) impiden la existencia de ríos importantes y, por consiguiente, limitan la posibilidad de encontrar reservas hidroeléctricas.

En cuanto a los yacimientos de combustibles geotérmicos y nucleares, las exploraciones se encuentran solamente en las etapas iniciales; sin embargo, parece poco probable que pueda aplicarse con éxito en esta zona una tecnología sumamente compleja como es la de la energía nuclear. Además, cada día aumentaría más la dependencia respecto a países extranjeros como resultado de las importaciones de know-how y de combustible.

Los países de esta subregión parecen estar confrontados con una escasez crónica de energía, a no ser que el empleo de otras posibles fuentes de energía tales como la solar, la eólica y la procedente de desechos agrícolas les pueda ofrecer la independencia, o al menos una menor dependencia, de las fuentes externas de energía. Determinadas condiciones, tales como la falta de recursos locales, la situación geográfica, la economía en desarrollo y una abundancia de diversas posibles energías susceptibles de aplicaciones industriales, podrían abrir paso a posibles desarrollos en esta nueva dirección.

Las reservas de energía de esta subregión se examinan con más detalles a continuación.

Reservas de petróleo

Las reservas de petróleo conocidas de la subregión están concentradas en unos pocos países, los actuales productores de petróleo. Trinidad y Tabago, el principal productor de petróleo de la región, posee también las mayores reservas del mismo, estimadas en 1.000 millones de barriles. Al ritmo de extracción de 1976, esas reservas deberían agotarse antes de 1990, de no descubrirse otros yacimientos.

Las reservas de Barbados son unas mil veces más reducidas. A fin de comprender qué repercusiones tienen esas reservas en la estrategia nacional en materia de energía, debe recordarse que, al ritmo de extracción de 1976, sólo durarán siete años. Además, en 1976 la producción nacional satisfizo únicamente el 12% del consumo interno de energía. Por consiguiente, las perspectivas que tiene Barbados de alcanzar la independencia en términos de petróleo no parecen muy positivas. No se dispone de datos oficiales relativos a las reservas de petróleo de Cuba, el otro país productor de la subregión.

Con respecto a los demás países, todavía no se han efectuado estimaciones; sin embargo, se han encargado varios estudios. Las perspectivas

mejores, si bien limitadas, están concentradas en la República Dominicana, que podría tener un potencial de 200 millones de barriles. En Jamaica también se han descubierto trazas de petróleo y se intensificarán las exploraciones entre 1978 y 1982. También se prevén resultados positivos, tras las exploraciones efectuadas en Haití, Granada, Guyana y Suriname.

Reservas de gas

Las reservas de gas estimadas de la subregión se encuentran en los países productores de petróleo. En Trinidad y Tabago, que hasta ahora parece poseer el mayor potencial, las reservas de gas se han estimado de manera moderada en 12,04 billones de pies cúbicos (dato de 1978). Sin embargo, es muy posible que las reservas reales sean muy superiores y alcancen el orden de unos 21 billones de pies cúbicos. Como comparación puede decirse que la producción de 1976 fue de 18,5 mil millones de pies cúbicos. Esas reservas debieran garantizar a Trinidad y Tabago un suministro de energía a largo plazo, incluso si se agotan las reservas nacionales de petróleo. Las reservas de gas de Barbados son muy inferiores: una estimación moderada es de unos 933 millones de pies cúbicos. No se dispone de datos correspondientes a las reservas cubanas. Igual como en el caso del petróleo, se piensa que otros países del Caribe poseen reservas de gas; sin embargo, no se han efectuado evaluaciones específicas. Países como la República Dominicana y Suriname, en los cuales se prevé la existencia de reservas de petróleo, también debieran tener las mejores perspectivas con respecto al gas natural.

Reservas de carbón

En comparación con el petróleo, la importancia del carbón es casi insignificante en el panorama energético de esta subregión. Si las actividades de exploración realizadas con respecto al petróleo han sido limitadas, las efectuadas para el carbón lo han sido todavía más. Hasta ahora, ninguno de los países de la subregión, salvo Jamaica, ha demostrado poseer yacimientos de carbón. Incluso en este caso, la calidad del carbón (turba) es mediocre; no se dispone de datos sobre su explotación industrial, iniciada en 1977.

Reservas hidroeléctricas

De manera general, las perspectivas que tiene la explotación de la energía hidráulica no son muy favorables en esta subregión, debido a las

características naturales de los países. En efecto, a menudo se trata de pequeñas islas, con ríos muy cortos o incluso sin ríos en absoluto. Por consiguiente, el empleo de la energía hídrica ha sido siempre muy limitado. En este sector, las mejores perspectivas quedan limitadas a las islas más importantes o a los países que se encuentran en el continente, tales como Guyana y Suriname, que tienen ríos de cierta magnitud.

Guyana, que en la actualidad no tiene ninguna central hidroeléctrica, posee el mayor potencial hidroeléctrico de la región, estimado en unos 7.000 MW, repartido entre 15 emplazamientos distintos. Hasta la fecha, la elevada inversión de capital que requieren las centrales hidroeléctricas ha impedido la explotación de estas reservas. Se había programado construir una central eléctrica de 1.000 MW, sobre el río Mazanwei, pero hubo que suspender las obras por falta de capital.

Suriname, que posee en la actualidad las mayores centrales hidroeléctricas del Caribe, tiene también un proyecto de construcción de una central de 1.000 MW. Cuba, que en 1976 generó menos del 1% de su producción global de electricidad mediante la energía hidroeléctrica, tiene un potencial aproximado de 1.000 MW. Sin embargo, esta cifra comprende también recursos que no pueden explotarse económicamente. Las reservas potenciales de la República Dominicana parecen ser del mismo orden de magnitud. Haití y Jamaica tienen un posible potencial hidroeléctrico de 600 MW y 400 MW, respectivamente, de los cuales sólo una quinta parte puede explotarse económicamente. Si se comparan esas cifras con el actual consumo de energía eléctrica, puede deducirse que las perspectivas de conseguir mediante la hidroelectricidad proporciones importantes de la producción de energía eléctrica no son muy positivas.

Entre las pequeñas islas, sólo Dominica y San Vicente explotaron la energía hidráulica en una medida apreciable, y las perspectivas en ese sector son positivas. Se supone que también Granada posee ciertas reservas; sin embargo, todavía no se han ultimado los estudios sobre su potencial.

En cuanto a las demás islas, la situación es negativa, caracterizándose por una falta de estudios, una carencia de recursos naturales y, a veces, una explotación no económica del escaso potencial. El constante aumento de los precios del petróleo podría modificar este panorama sólo de una manera marginal.

Reservas geotérmicas

No se han dedicado muchos esfuerzos a la evaluación de los recursos geotérmicos de esta subregión. Las exploraciones más precisas hasta la fecha se llevaron a cabo en Santa Lucía, y sus resultados indicaron unas reservas potenciales explotables adecuadas para producir unos 10 MW. Se llevaron a cabo otras exploraciones en Dominica, Montserrat, Granada, Haití y Jamaica. No se dispone de los resultados correspondientes a los dos primeros países.

En 1977, una comisión, encargada de estudiar el problema de la energía geotérmica, visitó Haití y Jamaica. Sin embargo, como esos estudios apenas se han iniciado, no se pueden sacar conclusiones de ellos. Las perforaciones que deberán efectuarse a continuación de la primera fase ofrecerán una indicación mejor de las perspectivas que tiene la futura utilización de la energía geotérmica.

Reservas de uranio

Los dos únicos países de la región que han intentado descubrir materias radiactivas han sido Jamaica y Guyana. Durante el decenio de 1950, se llevaron a cabo investigaciones en Jamaica, sin que se lograra encontrar ningún yacimiento de uranio importante. Se obtuvieron mejores resultados en Guyana, pero no se dispone de datos al respecto. Se proyectaron exploraciones ulteriores a fin de determinar la magnitud de las reservas.

Exceptuando a Cuba, los demás países no parecen particularmente interesados en desarrollar el sector nuclear, con lo cual las consiguientes actividades de exploración son insignificantes. Cuba tiene mayor interés por un programa nuclear, y se proyectó construir en un futuro próximo una central nuclear. Sin embargo, no se dispone de datos relativos a las reservas de uranio del país.

Reservas energéticas no comerciales

Las únicas formas de energía disponibles en todos los países de esta subregión son las derivadas del sol y de los productos del principal recurso local, la agricultura.

Aun cuando muchos estudios todavía han de terminarse, esta subregión ofrece un importante potencial para el uso de la energía solar. Se informa que la radiación solar de la región es, como promedio, de 5 kWh/m^2 diarios [2], considerada sobre una base anual. En un futuro próximo, la energía

solar podría ponerse en aplicación práctica, principalmente en el sector agrícola, para actividades tales como secado de cultivos, destilación de agua y bombas hidráulicas.

Con respecto a la producción de energía a partir de desechos agrícolas, la subregión ofrece un potencial muy elevado. Dos de los principales productos agrícolas de la región son la caña de azúcar y el arroz. Conforme a la referencia [2], la producción potencial de energía obtenida quemando desechos (bagazo y cáscaras de arroz, respectivamente) en los países enumerados a continuación es del orden de unos 7,38 millones de E.T.C. (como comparación, la producción de energía eléctrica correspondiente a 1976 fue de 13.618 millones de kWh, equivalentes a 6,442 millones de E.T.C., teniendo en cuenta el rendimiento). Se supone que el contenido energético del bagazo (seco) es de 4.400 Kcal/kg y que el de la cáscara de arroz es de 3.000 Kcal/kg.

A continuación [2] se da el desglose de la producción agrícola y de la producción potencial de energía.

País	Rendimiento estimado del bagazo (en miles de t.m.)	Producción potencial de energía correspondiente (en millones de E.T.C.)	Producción estimada de cáscara de arroz (en miles de t.m.)	Producción potencial de energía correspondiente (en miles de E.T.C.)
Cuba	7.800	4,90	112,75	48,32
Jamaica	544	0,34	0,50	0,21
Haití	417	0,26	32,75	14,03
República Dominicana	1.640	1,03	71,50	30,64
San Cristóbal	48	0,03	n.d.	n.d.
Barbados	138	0,08	n.d.	n.d.
Trinidad y Tabago	348	0,22	5,00	2,14
Guyana	615	0,39	43,22	18,52
Suriname	n.d.		43,12	18,48

Estas proyecciones indican en principio unos resultados muy prometedores. Tanto la caña de azúcar como los productos agrícolas ricos en almidón y azúcar

pueden utilizarse en general para producir alcohol de quemar. El ron se produce principalmente por fermentación, y el excedente de caña de azúcar podría utilizarse para obtener alcohol. Como ejemplo [3], en 1976 Jamaica produjo 122.000 toneladas largas de melazas (subproducto de la elaboración de la caña de azúcar); de lo cual el 58% se utilizó dentro del país (principalmente para la producción de ron), y el resto se exportó. A partir de las melazas exportadas se hubiera podido producir un volumen de alcohol del orden de 18.000 m³, ó 22.000 E.T.C.

Las perspectivas de la subregión en este sector son positivas; en cambio, resulta más difícil evaluar el potencial energético subregional que podría obtenerse a partir de la fermentación anaeróbica de desechos animales y agrícolas. Sin embargo, las estimaciones de [2] dan pie a cierto optimismo.

3. Políticas nacionales en materia de energía

Durante los últimos 30 años, la situación energética de la subregión ha experimentado un cambio radical tanto en términos de producción como de consumo. Esta evolución puede resumirse como sigue:

- Aumento del consumo de energía. En todos los países se registró un crecimiento apreciable a medida que una economía casi totalmente agrícola se transformaba en una economía basada en la industrialización, si bien la agricultura sigue siendo la base de algunas economías nacionales.
- Cambio en las fuentes de energía utilizadas. Originalmente, la mayor parte de la energía consumida procedía de fuentes de energía no comerciales (es decir, desechos agrícolas), de la aplicación en pequeña escala de la hidroelectricidad, o de otras formas de energía comercial. Actualmente, el petróleo cubre casi totalmente el mercado de la energía, siendo la única excepción países tales como Haití, que tienen economías débiles y un consumo de energía muy limitado.

El primer punto es común a muchos países en desarrollo y puede considerarse como un paso obligado en todo desarrollo (si bien algunos efectos secundarios ocasionados por la industrialización forzada de las zonas orientadas hacia la agricultura podían tener un efecto contraproducente).

El segundo punto es más susceptible de cambio y mejora. En este caso, como en muchos otros países en desarrollo, la falta de un programa energético adecuado para el país ha provocado una situación a la cual el Gobierno de cada uno se ve ahora obligado a hacer frente: por una parte, la necesidad de petróleo para llevar a cabo los programas de desarrollo y, por la otra, la reducción del poder adquisitivo como resultado del aumento de los precios del

petróleo. Los países de esta subregión nunca han aplicado una política energética autónoma. Esto se refleja en las opciones que efectuaron en el pasado, cuando se utilizaron nuevas tecnologías y fuentes de energía sin prestar la debida atención a las capacidades y a los recursos nacionales. Guyana es un buen ejemplo de ello. Su potencial hidroeléctrico es el más elevado de la región, a pesar de lo cual el país depende totalmente de las importaciones de petróleo. En la actualidad, el 38,4% de la electricidad se produce en centrales térmicas.

En Trinidad y Tabago, único país con un exceso de producción de energía, las políticas energéticas se dedicaban más a resolver problemas a corto plazo que a tomar en cuenta las posibles consecuencias a largo plazo. A pesar de la escasa duración de explotación de los pozos de petróleo (las actuales reservas deberían agotarse hacia mediados del decenio de 1980, a menos que se descubran nuevas), la producción de petróleo de 1977 superó en un 9% la del año anterior. Al mismo tiempo, un 25% del gas extraído junto con el petróleo se quemó o se dejó escapar a la atmósfera. Sólo en los últimos años se han empezado a tomar algunas medidas para reducir esta tendencia. Por ejemplo, los pozos que producen demasiado gas asociado con el petróleo deben cerrarse temporalmente, en espera de que mejore la tecnología y permita utilizar este recurso más eficazmente. En lo que respecta a los demás países de la subregión, los aumentos del precio del petróleo ya han limitado su futuro desarrollo.

Por otra parte, los aumentos del precio del petróleo han obligado a cada país a hacer frente de una manera más realista a los problemas de energía y a tratar de encontrar, siempre que se pueda, otras posibles soluciones autónomas. La mayoría de los Gobiernos han empezado a investigar de nuevo la posibilidad de ubicar en sus países fuentes de energía tradicionales. Han promovido las exploraciones, en algunos casos con buenos resultados (Barbados, Dominica, San Vicente y Santa Lucía). Siempre que esta solución no pueda adoptarse, las futuras estrategias deben tender a reducir sus importaciones de petróleo y a impedir pérdidas de energía; asimismo, esos países deben estudiar la posible aplicación de las demás fuentes de energía posibles en relación con la economía y los recursos locales (por ejemplo, la agricultura), a fin de satisfacer sus necesidades en esta esfera.

4. Futura demanda de energía

Las estimaciones relativas al futuro consumo de energía de esta subregión son bastante inciertas debido a los muchos factores que podrían afectar su desarrollo. En la referencia [4] se indican las tasas de crecimiento anual medio para los distintos periodos considerados:

<u>País</u>	<u>1950-1975</u>	<u>1950-1960</u>	<u>1960-1970</u>	<u>1970-1975</u>	<u>1975-1976</u>
Bahamas	17,2	22,1	13,4	15,2	4,2
Cuba	7,1	8,9	4,2	4,1	4,0
República Dominicana	13,0	11,9	12,1	8,5	0,2
Jamaica	14,7	18,2	13,3	10,5	0,3
Trinidad y Tabago	5,7	7,2	9,6	-4,6	10,5
Antillas Neerlandesas	-1,1	-1,3	2,9	-8,9	11,5
<u>TOTAL DEL CARIBE</u>	<u>4,4</u>	<u>3,8</u>	<u>6,5</u>	<u>1,3</u>	<u>4,7</u>

Teniendo en cuenta la tasa del crecimiento total de la subregión durante el periodo 1950-1975 (4,4%) y considerándola constante para el futuro, puede deducirse que el consumo de energía para los años 1985 y 2000 será de 71 y 136 millones de E.T.C., respectivamente. Estas cifras no deben alejarse mucho de la realidad, puesto que se derivan de un promedio de las tasas de crecimiento de países con economías totalmente distintas. Una extrapolación para cada país sería menos significativa; algunos de los países de esa subregión gozaron de una tasa de crecimiento medio muy elevada entre 1950 y 1975 (p. ej., la República Dominicana, 13%) por haber tenido, a principios del decenio de 1950, un consumo de energía sumamente bajo, que aumentó rápidamente con la introducción de nuevas tecnologías. Como comparación, en otra referencia [5] se indica un 6,8% como futura tasa de crecimiento de la energía en la República Dominicana. La demanda acumulativa de energía comercial a partir de 1979 se dedujo suponiendo una tasa de crecimiento de 4,4%. Hasta 1985, esta demanda debiera equivaler a unos 404 millones de E.T.C., y hasta el año 2000 la cifra correspondiente debía ser 2.032 millones de E.T.C.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

De todas las subregiones del Caribe en general, ésta será la que sentirá con mayor fuerza las repercusiones de la crisis energética en su tasa de

desarrollo. En la sección anterior, se calculó que la demanda acumulativa de energía de la subregión entre los años 1979 y 2000 sería de unos 2.000 millones de E.T.C..

Al comparar esta cifra con los recursos actuales e incluso potenciales de los países de la subregión, puede deducirse que ésta no conseguirá alcanzar la autosuficiencia en materia de energía. (Esta afirmación no se aplica a Trinidad y Tabago, cuyos problemas se parecen más a los de Venezuela.) Por el contrario, de no emprenderse a tiempo una política energética bien calculada (y tal vez incluso conjunta), el destino de esta subregión parece ser una total dependencia de las importaciones extranjeras, con todas las consecuencias que ello tiene para el desarrollo socioeconómico.

Incluso teniendo en cuenta el hecho de que esta subregión se verá inevitablemente obligada a importar energía (principalmente en forma de hidrocarburos) para satisfacer algunas necesidades básicas, esta dependencia sólo puede reducirse, para la mayoría de los países, desarrollando otras posibles formas de energía, vinculadas tal vez a actividades económicas existentes (principalmente la agricultura).

Exceptuando el uso de otras posibles soluciones particularmente complejas (y también costosas) (por ejemplo, la transformación de la energía solar en energía eléctrica), la subregión parece convenir muy bien para la primera aplicación en gran escala de muchos métodos no tradicionales de producción de energía (por ejemplo, secado de cultivos y desalinización mediante la energía solar, bombas hidráulicas solares, transformación de la biomasa mediante combustión directa, fermentación aeróbica o anaeróbica, pequeñas centrales hidroeléctricas y geotérmicas, pequeños mecanismos para la utilización de la energía eólica, etc.), acompañada de una política estricta de conservación de la energía. Las limitaciones negativas que se acaban de examinar, acaso resulten también un incentivo válido para la adopción de esta política.

Cuadro I.1

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de energía primaria
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	Energía comercial total	Combustible líquido	Combustible gaseoso	Combustible sólido	Electricidad primaria ^{1/} hídrica y geotérmica	Electricidad nuclear	Leña ^{2/}	Total de energía primaria
1950	5,179	4,348 (4,322)	0,635 (0,633)	-	0,146	-	n.d.	n.d.
1960	10,103	8,865 (8,844)	1,023 (1,020)	-	0,215	-	n.d.	n.d.
1970	14,100	10,878 (10,644)	2,488 (2,484)	-	0,734	-	n.d.	n.d.
1973	16,374	13,159 (12,953)	2,435 (2,411)	-	0,781	-	3,061	19,435
1974	17,549	14,439 (14,181)	2,234 (2,206)	-	0,876	-	3,063	20,612
1975	19,671	16,753 (16,497)	2,038 (2,013)	-	0,880	-	3,069	22,740
1976	19,671	16,406 (16,165)	2,287 (2,254)	-	0,978	-	3,024	22,695
1977	n.d.	17,621 (17,378)	2,288 (2,254)	-	n.d.	-	n.d.	n.d.

Fuente: Datos derivados de estadísticas de Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Nota: La producción de Trinidad y Tabago figura entre paréntesis.

1/ Factor de conversión: 100 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Koal/m³.

Cuadro I.2

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de energía primaria por países (1973)
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	Energía comercial total	Combustible líquido	Combustible gaseoso	Combustible sólido	Electricidad primaria ^{1/} hídrica y geotérmica	Electricidad nuclear	Leña ^{2/}	Total de energía primaria
Cuba	0,253	0,203	0,019	-	0,031	-	0,643	0,896
Jamaica	0,046	-	-	-	0,046	-	-	0,046
Haití	0,054	-	-	-	0,054	-	1,607	1,661
República Dominicana	0,027	-	-	-	0,027	-	0,788	0,815
Puerto Rico	0,142	-	-	-	0,142	-	-	0,142
Dominica	0,004	-	-	-	0,004	-	-	0,004
San Vicente	0,004	-	-	-	0,004	-	-	0,004
Barbados	0,007	0,003	0,004	-	-	-	-	0,007
Trinidad y Tabago	15,364	12,953	2,411	-	-	-	0,005	15,369
Suriname	0,473	-	-	-	0,473	-	0,002	0,475
Otros	-	-	-	-	-	-	0,016	0,016
TOTAL	16,374	13,159	2,434	-	0,781	-	3,061	19,435

Fuente: Datos derivados de estadísticas de Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1 kW corresponde a 3310 Kcal (eficiencia de 26%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro I.3

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de energía primaria por países (1976)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>	<u>Combustible líquido</u>	<u>Combustible gaseoso</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Total de energía primaria</u>
Cuba	0,267	0,212	0,028	-	0,027	-	0,643	0,910
Jamaica	0,069	-	-	-	0,069	-	-	0,069
Haití	0,077	-	-	-	0,077	-	1,607	1,684
República Dominicana	0,085	-	-	-	0,085	-	0,744	0,829
Puerto Rico	0,150	-	-	-	0,150	-	-	0,150
Dominica	0,008	-	-	-	0,008	-	-	0,008
San Vicente	0,004	-	-	-	0,004	-	-	0,004
Barbados	0,034	0,029	0,005	-	-	-	-	0,034
Trinidad y Tabago	18,419	16,165	2,254	-	-	-	0,004	18,423
Suriname	0,558	-	-	-	0,558	-	0,009	0,567
Otros	-	-	-	-	-	-	0,017	0,017
TOTAL	19,671	16,406	2,287	-	0,978	-	3,024	22,695

Fuente: Datos derivados de estadísticas de Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kW producidos corresponden a 0,43 E.T.C. (eficiencia de 26%).

^{2/} Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro I.4

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: comercio de energía
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	183,989	170,225	135,441	157,408
Exportaciones	7,653	5,290	10,854	10,572
Balance energético (Exp.-Imp.)	-176,336	-164,935	-124,587	-146,836
<u>Productos energéticos de petróleo</u>				
Importaciones	21,032	20,398	42,352	17,272
Exportaciones	133,492	134,590	103,580	113,525
Balance energético (Exp.-Imp.)	+112,460	+114,192	+61,228	+96,263
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	-	-	-	-
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-	-	-	-
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	0,105	0,091	0,105	0,120
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-0,105	-0,091	-0,105	-0,120
<u>TOTAL</u>				
Importaciones	205,126	190,714	177,898	174,790
Exportaciones	141,145	139,880	114,434	124,097
Balance energético (Exp.-Imp.)	-63,981	-50,834	-63,464	-50,693

Fuente: Datos derivados de estadísticas de Naciones Unidas, sobre todo ref. [7], a excepción de los productos energéticos de petróleo, obtenidos como diferencia.

^{1/} 1 tonelada de petróleo = 1,47 toneladas métricas de equivalente de carbón.

Quadro I.5

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: comercio de energía por países (1973)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	Petróleo crudo			Productos energéticos de petróleo			Combustibles sólidos			Total		
	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)
Bahamas	21,050	-	-21,050	1,395	15,275	+13,880	0,005	-	-0,005	22,450	15,275	-7,175
Cuba	7,707	-	-7,707	2,767	-	-2,767	0,098	-	-0,098	10,572	-	-10,572
Islas Caimanes	-	-	-	0,031	-	-0,031	-	-	-	0,031	-	-0,031
Jamaica	2,617	0,037	2,580	1,649	0,094	-1,555	0,001	-	-0,001	4,267	0,131	-4,136
Haití	-	-	-	0,187	-	-0,187	-	-	-	0,187	-	-0,187
República Dominicana	1,396	-	-1,396	1,568	-	-1,568	0,001	-	-0,001	2,965	-	-2,965
Puerto Rico	24,843	-	-24,843	1,394	5,623	+4,229	-	-	-	26,237	5,623	-20,614
Islas Vírgenes (EE.UU.)	37,256	-	-37,256	0,279	27,685	+27,406	-	-	-	37,535	27,685	-9,850
Islas Vírgenes (Reino Unido)	-	-	-	0,012	-	-0,012	-	-	-	0,012	-	-0,012
Antigua	0,876	-	-0,876	0,002	0,036	+0,334	-	-	-	0,878	0,336	-0,542
San Cristóbal	-	-	-	0,014	-	-0,014	-	-	-	0,014	-	-0,014
Montserrat	-	-	-	0,009	-	-0,009	-	-	-	0,009	-	-0,009
Guadalupe	-	-	-	0,205	-	-0,205	-	-	-	0,205	-	-0,205
Dominica	-	-	-	0,013	-	-0,013	-	-	-	0,013	-	-0,013
Martinica	0,714	-	-0,714	-	0,192	+0,192	-	-	-	0,714	0,192	0,522
Santa Lucía	-	-	-	0,040	-	-0,040	-	-	-	0,040	-	-0,040
San Vicente	-	-	-	0,020	-	-0,020	-	-	-	0,020	-	-0,020
Barbados	0,228	-	-0,228	0,288	0,016	-0,272	-	-	-	0,516	0,016	-0,500

Quadro I.5 (cont.)

	Petróleo crudo			Productos energéticos de petróleo			Combustibles sólidos			Total		
	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)
Granada	-	-	-	0,028	-	-0,028	-	-	-	0,028	-	-0,028
Antillas Neerlandesas	66,581	2,722	-63,859	9,196	60,970	+51,774	-	-	-	75,777	63,692	-12,085
Trinidad y Tabago	20,721	4,894	-15,827	0,044	23,301	+23,257	-	-	-	20,765	28,195	+7,430
Guyana	-	-	-	0,888	-	-0,888	-	-	-	0,888	-	-0,888
Suriname	-	-	-	1,003	-	-1,003	-	-	-	1,003	-	-1,003
TOTAL	183,989	7,653	-176,336	21,032	133,492	+112,460	0,105	-	-0,105	205,126	141,145	-63,981

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ 1 tonelada de petróleo = 1,47 toneladas métricas de equivalente de carbón.

Quadro I.6

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: comercio de energía por países (1976)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	Petróleo crudo			Productos energéticos de petróleo			Combustibles sólidos			Total		
	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)
Bahamas	13,965	-	-13,965	1,353	10,710	+9,357	-	-	-	15,318	10,710	-4,608
Cuba	8,977	-	-8,977	2,771	-	-2,771	0,118	-	-0,118	11,866	-	-11,866
Islas Caimanes	-	-	-	0,036	-	-0,036	-	-	-	0,036	-	-0,036
Jamaica	2,131	-	-2,131	2,185	0,048	-2,137	0,001	-	-0,001	4,317	0,048	-4,269
Haití	-	-	-	0,194	-	-0,194	-	-	-	0,194	-	-0,194
República Dominicana	1,970	-	-1,970	1,130	-	-1,130	0,001	-	-0,001	3,101	-	-3,101
Puerto Rico	20,874	-	-20,874	0,937	5,453	+4,516	-	-	-	21,881	5,453	-16,358
Islas Vírgenes (EE.UU.)	40,134	-	-40,134	0,374	34,859	+34,485	-	-	-	40,508	34,859	-5,649
Islas Vírgenes (Reino Unido)	-	-	-	0,012	-	-0,012	-	-	-	0,012	-	-0,012
Antigua	-	-	-	0,331	-	-0,331	-	-	-	0,331	-	-0,331
San Cristobal	-	-	-	0,019	-	-0,019	-	-	-	0,019	-	-0,019
Montserrat	-	-	-	0,014	-	-0,014	-	-	-	0,014	-	-0,014
Guadalupe	-	-	-	0,253	0,006	-0,247	-	-	-	0,253	0,006	-0,247
Dominica	-	-	-	0,014	-	-0,014	-	-	-	0,014	-	-0,014
Martinica	0,676	-	-0,676	0,002	0,350	+0,348	-	-	-	0,678	0,350	-0,328
Santa Lucía	-	-	-	0,040	-	-0,040	-	-	-	0,040	-	-0,040
San Vicente	-	-	-	0,019	-	-0,019	-	-	-	0,019	-	-0,019
Barbados	0,191	-	-0,191	0,231	0,003	-0,228	-	-	-	0,422	0,003	-0,419

Quadro I.6 (cont.)

	Petróleo crudo			Productos energéticos de petróleo			Combustibles sólidos			Total		
	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)	Impor- taciones	Expor- taciones	Balance energético (Exp.-Imp.)
Granada	-	-	-	0,020	-	-0,020	-	-	-	0,020	-	-0,020
Antillas Neerlandesas	51,538	1,335	-50,203	5,424	42,056	+36,632	-	-	-	56,962	43,391	-13,571
Trinidad y Tabago	16,952	9,237	-7,715	0,137	20,040	+19,903	-	-	-	17,089	29,277	+12,188
Guyana	-	-	-	0,856	-	-0,856	-	-	-	0,856	-	-0,856
Suriname	-	-	-	0,910	-	-0,910	-	-	-	0,910	-	-0,910
TOTAL	157,408	10,572	-146,836	17,262	113,525	+96,263	0,120	-	-0,120	174,790	124,097	-50,693

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ 1 tonelada de petróleo = 1,47 toneladas métricas de equivalente de carbón.

Cuadro I.7

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: capacidad de refinerías

(Millones de toneladas métricas de petróleo crudo)

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
Bahamas	25,000	25,000	26,100	26,750
Cuba	5,700	5,700	6,000	6,350
Jamaica	1,850	1,850	1,850	1,850
República Dominicana	1,500	1,500	1,500	1,500
Puerto Rico	16,000	16,580	17,150	16,580
Islas Vírgenes (EE.UU.)	25,000	30,200	36,400	36,400
Antigua	0,900	0,900	0,900	0,900
Martinica	0,550	0,550	0,550	0,550
Barbados	0,150	0,150	0,150	0,150
Antillas Neerlandesas	45,000	45,000	42,450	40,100
Trinidad y Tabago	22,500	23,050	23,050	23,050
TOTAL	144,150	149,480	156,100	154,180

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.8

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: consumo de electricidad por habitante (kWh) y capacidad instalada (kW) de plantas energéticas por habitante

	<u>1973</u>		<u>1974</u>		<u>1975</u>		<u>1976</u>	
	Consumo por habitante	Capacidad instalada por habitante	Consumo por habitante	Capacidad instalada por habitante	Consumo por habitante	Capacidad instalada por habitante	Consumo por habitante	Capacidad instalada por habitante
Bahamas	3.395	1,274	3.360	1,325	3.172	1,250	2.844	1,209
Cuba	631	0,174	655	0,179	705	0,180	761	0,180
Islas Caimanes	1.692	0,538	2.077	0,692	2.357	0,786	2.643	1,143
Jamaica	1.109	0,334	1.137	0,340	1.141	0,336	1.156	0,333
Haití	32	0,017	32	0,020	34	0,019	45	0,019
República Dominicana	509	0,123	554	0,154	562	0,150	556	0,154
Puerto Rico	4.388	1,027	4.820	1,324	5.202	1,289	5.336	1,350
Islas Vírgenes (EE.UU.)	8.598	2,915	8.276	2,747	7.912	2,626	7.579	2,516
Islas Vírgenes (Reino Unido)	1.300	0,400	1.200	0,400	1.200	0,400	1.000	0,333
Antigua	559	0,265	594	0,290	629	0,300	662	0,310
San Cristóbal	338	0,200	338	0,200	348	0,197	348	0,197
Montserrat	667	0,333	667	0,333	692	0,308	692	0,308
Guadalupe	409	0,117	458	0,115	480	0,127	528	0,139
Dominica	178	0,68	176	0,68	187	0,80	197	0,79
Martinica	469	0,134	475	0,137	501	0,143	526	0,149
Santa Lucía	343	0,120	364	0,127	357	0,125	409	0,127
San Vicente	172	0,061	170	0,060	170	0,090	170	0,090
Barbados	872	0,276	849	0,280	881	0,276	923	0,401
Granada	263	0,074	260	0,073	238	0,067	292	0,073
Antillas Neerlandesas	6.624	1,239	6.723	1,218	5.785	1,198	6.639	1,203
Trinidad y Tabago	1.144	0,316	1.130	0,379	1.116	0,373	1.254	0,417
Guyana	476	0,224	478	0,220	484	0,215	508	0,230
Suriname	3.810	0,751	3.864	0,732	2.846	0,713	3.069	0,830
TOTAL	1.112	0,285	1.174	0,327	1.209	0,320	1.256	0,331

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.9

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de electricidad por tipos
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	2,998	2,688	0,310	-	1,315	1,315	-	1,683	1,373	0,310
1960	7,765	7,310	0,455	-	2,244	2,244	-	5,521	5,066	0,455
1970	21,272	19,736	1,536	-	4,957	3,957	1,000	16,315	15,779	0,536
1973	29,942	28,295	1,647	-	6,523	5,541	0,997	23,404	22,754	0,650
1974	32,446	30,597	1,849	-	6,658	5,652	1,006	26,515	25,672	0,843
1975	34,254	32,391	1,863	-	6,023	5,001	1,020	28,231	27,388	0,843
1976	36,490	34,439	2,051	-	6,432	5,256	1,176	30,058	29,183	0,875

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.10

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de electricidad por tipos

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
Bahamas	0,645	0,645	-	-	-	-	-	0,645	0,645	-
Cuba	5,703	5,641	0,062	-	1,120	1,120	-	4,583	4,521	0,062
Islas Caimanes	0,022	0,022	-	-	-	-	-	0,022	0,022	-
Jamaica	2,187	2,088	0,099	-	0,935	0,935	-	1,252	1,153	0,099
Haití	0,141	0,031	0,110	-	0,024	0,024	-	0,117	0,007	0,110
República Dominicana	2,254	2,195	0,059	-	1,057	1,057	-	1,197	1,138	0,059
Puerto Rico	12,950	12,650	0,300	-	0,350	0,350	-	12,600	12,300	0,300
Islas Vírgenes (EE.UU.)	0,705	0,705	-	-	0,321	0,321	-	0,384	0,384	-
Islas Vírgenes (Reino Unido)	0,013	0,013	-	-	-	-	-	0,013	0,013	-
Antigua	0,038	0,038	-	-	0,007	0,007	-	0,031	0,031	-
San Cristobal	0,022	0,022	-	-	0,004	0,004	-	0,018	0,018	-
Montserrat	0,008	0,008	-	-	-	-	-	0,008	0,008	-
Guadalupe	0,140	0,140	-	-	-	-	-	0,140	0,140	-
Dominica	0,013	0,002	0,011	-	-	-	-	0,013	0,002	0,011
Martinica	0,161	0,161	-	-	-	-	-	0,161	0,161	-
Santa Lucía	0,037	0,037	-	-	-	-	-	0,037	0,037	-
San Vicente	0,017	0,008	0,009	-	-	-	-	0,017	0,008	0,009
Barbados	0,212	0,212	-	-	-	-	-	0,212	0,212	-
Granada	0,025	0,025	-	-	-	-	-	0,025	0,025	-
Antillas Neerlandesas	1,550	1,550	-	-	0,900	0,900	-	0,650	0,650	-
Trinidad y Tabago	1,210	1,210	-	-	0,193	0,193	-	1,017	1,017	-
Guyana	0,361	0,361	-	-	0,175	0,175	-	0,186	0,186	-
Suriname	1,528	0,531	0,997	-	1,452	0,455	0,997	0,076	0,076	-
TOTAL	29,942	28,295	1,647	-	6,523	5,541	0,997	23,404	22,754	0,650

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [1].

Cuadro I.11

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: producción de electricidad por tipos y por países (1976)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	Producción total				Industrial			Pública		
	Total	Térmica	Hídrica	Nuclear	Total	Térmica	Hídrica	Total	Térmica	Hídrica
Bahamas	0,600	0,600	-	-	-	-	-	0,600	0,600	-
Cuba	7,198	7,145	0,053	-	1,205	1,205	-	5,993	5,940	0,053
Islas Caimanes	0,037	0,037	-	-	-	-	-	0,037	0,037	-
Jamaica	2,378	2,233	0,145	-	0,975	0,975	-	1,403	1,258	0,145
Haití	0,209	0,050	0,159	-	0,025	0,025	-	0,184	0,025	0,159
República Dominicana	2,690	2,515	0,175	-	1,170	1,170	-	1,520	1,345	0,175
Puerto Rico	17,150	16,830	0,320	-	0,330	0,330	-	16,820	16,500	0,320
Islas Vírgenes (EE.UU.)	0,720	0,720	-	-	0,323	0,323	-	0,397	0,397	-
Islas Vírgenes (Reino Unido)	0,012	0,012	-	-	-	-	-	0,012	0,012	-
Antigua	0,047	0,047	-	-	0,007	0,007	-	0,040	0,040	-
San Cristobal	0,023	0,023	-	-	0,004	0,004	-	0,019	0,019	-
Montserrat	0,009	0,009	-	-	-	-	-	0,009	0,009	-
Guadalupe	0,190	0,190	-	-	-	-	-	0,190	0,190	-
Dominica	0,015	0,002	0,013	-	-	-	-	0,015	0,002	0,013
Martinica	0,194	0,194	-	-	-	-	-	0,194	0,194	-
Santa Lucía	0,045	0,045	-	-	-	-	-	0,045	0,045	-
San Vicente	0,017	0,007	0,010	-	-	-	-	0,017	0,007	0,010
Barbados	0,228	0,228	-	-	-	-	-	0,228	0,228	-
Granada	0,028	0,028	-	-	-	-	-	0,028	0,028	-
Antillas Neerlandesas	1,600	1,600	-	-	0,850	0,850	-	0,750	0,750	-
Trinidad y Tabago	1,367	1,367	-	-	0,080	0,080	-	1,287	1,287	-
Guyana	0,398	0,398	-	-	0,186	0,186	-	0,212	0,212	-
Suriname	1,335	0,159	1,176	-	1,277	0,101	1,176	0,058	0,058	-
TOTAL	36,490	34,439	2,051	-	6,432	5,256	1,176	30,058	29,183	0,875

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.12
Islas del Caribe, Guyana y Suriname: capacidad instalada de plantas energéticas
(Miles de kilovatios)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	842	750	92	-	475	475	-	367	275	92
1960	1.660	1.509	151	-	754	754	-	906	755	151
1970	5.237	4.879	358	-	1.318	1.138	180	3.919	3.741	178
1973	7.695	7.222	473	-	1.820	1.640	180	5.875	5.585	290
1974	9.030	8.543	487	-	1.875	1.695	180	7.155	6.848	307
1975	9.084	8.602	482	-	1.879	1.699	180	7.205	6.903	302
1976	9.638	9.156	482	-	1.977	1.797	180	7.661	7.359	302

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [U].

Cuadro I.13

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: capacidad instalada de plantas energéticas por tipos y por países (1973)

(Miles de kilovatios)

	<u>Capacidad total</u>			<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
Bahamas	242	242	-	-	-	-	-	242	242	-
Cuba	1.576	1.532	44	-	676	676	-	900	856	44
Islas Caimanes	7	7	-	-	-	-	-	7	7	-
Jamaica	659	638	21	-	232	232	-	427	406	21
Haití	75	43	32	-	18	18	-	57	25	32
República Dominicana	547	451	96	-	210	210	-	337	241	96
Puerto Rico	3.032	2.937	95	-	70	70	-	2.962	2.867	95
Islas Vírgenes (EE.UU.)	239	239	-	-	64	64	-	175	175	-
Islas Vírgenes (Reino Unido)	4	4	-	-	-	-	-	4	4	-
Antigua	18	18	-	-	2	2	-	16	16	-
San Cristobal	13	13	-	-	3	3	-	10	10	-
Montserrat	4	4	-	-	-	-	-	4	4	-
Guadalupe	40	40	-	-	-	-	-	40	40	-
Dominica	5	2	3	-	-	-	-	5	2	3
Martinica	46	46	-	-	-	-	-	46	46	-
Santa Lucía	13	13	-	-	-	-	-	13	13	-
San Vicente	6	4	2	-	-	-	-	6	4	2
Barbados	67	67	-	-	-	-	-	67	67	-
Granada	7	7	-	-	-	-	-	7	7	-
Antillas Neerlandesas	290	290	-	-	140	140	-	150	150	-
Trinidad y Tabago	334	334	-	-	50	50	-	284	284	-
Guyana	170	170	-	-	75	75	-	95	95	-
Suriname	301	121	180	-	280	100	180	21	21	-
TOTAL	7.695	7.222	473	-	1.820	1.640	180	5.875	5.585	290

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.14

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: capacidad instalada de plantas energéticas por tipos y por países (1976)

(Miles de kilovatios)

	Capacidad total				Industrial			Pública		
	Total	Térmica	Hídrica	Nuclear	Total	Térmica	Hídrica	Total	Térmica	Hídrica
Bahamas	255	255	-	-	-	-	-	255	255	-
Cuba	1.705	1.661	44	-	690	690	-	1.015	971	44
Islas Caimanes	16	16	-	-	-	-	-	16	16	-
Jamaica	685	670	15	-	230	230	-	455	440	15
Haití	89	42	47	-	18	18	-	71	24	47
República Dominicana	743	647	96	-	300	300	-	443	347	96
Puerto Rico	4.338	4.243	95	-	70	70	-	4.268	4.173	95
Islas Vírgenes (EE.UU.)	239	239	-	-	64	64	-	175	175	-
Islas Vírgenes (Reino Unido)	4	4	-	-	-	-	-	4	4	-
Antigua	22	22	-	-	2	2	-	20	20	-
San Cristobal	13	13	-	-	3	3	-	-	10	10
Montserrat	4	4	-	-	-	-	-	4	4	-
Guadalupe	50	50	-	-	-	-	-	50	50	-
Dominica	6	3	3	-	-	-	-	6	3	3
Martinica	55	55	-	-	-	-	-	55	55	-
Santa Lucía	14	14	-	-	-	-	-	14	14	-
San Vicente	9	7	2	-	-	-	-	9	7	2
Barbados	99	99	-	-	-	-	-	99	99	-
Granada	7	7	-	-	-	-	-	7	7	-
Antillas Neerlandesas	290	290	-	-	140	140	-	150	150	-
Trinidad y Tabago	454	454	-	-	50	50	-	404	404	-
Guyana	180	180	-	-	85	85	-	95	95	-
Suriname	361	181	180	-	325	145	180	36	36	-
TOTAL	9.638	9.156	482	-	1.917	1.797	180	7.661	7.359	302

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro I.15

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: consumo de energía
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles gaseosos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>
1950	12,935	0,771	12,063	0,635	0,091	0,146	-	n.d.	n.d.	n.d.
1960	19,822	0,950	18,515	1,023	0,069	0,215	-	n.d.	n.d.	n.d.
1970	43,365	1,694	40,001	2,488	0,150	0,726	-	n.d.	n.d.	n.d.
1973	52,385	1,946	49,030	2,434	0,140	0,781	-	3,061	55,446	2,060
1974	51,446	1,863	48,216	2,234	0,120	0,876	-	3,063	54,509	1,974
1975	49,349	1,742	46,294	2,038	0,137	0,880	-	3,069	52,418	1,850
1976	51,201	1,762	47,790	2,287	0,146	0,978	-	3,024	54,225	1,866

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

n.d. = no disponible.

1/ Factor de conversión: 1000 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro I.16

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: consumo de energía por países (1973)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		Combustibles líquidos	Combustibles gaseosos	Combustibles sólidos	Electricidad			<u>Energía primaria total</u>	
	Global	Por habitante (E.T.C.)				primaria ^{1/} hídrica y geotérmica	Electri- cidad nuclear	Leña ^{2/}	Global	Por habitante (E.T.C.)
Bahamas	1,418	7,464	1,413	-	0,005	-	-	-	1,418	7,464
Cuba	10,518	1,164	10,370	0,019	0,098	0,031	-	0,643	11,161	1,235
Islas Caimanes	0,031	2,402	0,031	-	-	-	-	-	0,031	2,402
Jamaica	4,010	2,033	3,963	-	0,001	0,046	-	-	4,010	2,033
Haití	0,185	0,042	0,131	-	-	0,054	-	1,607	1,792	0,407
República Dominicana	2,880	0,649	2,852	-	0,001	0,027	-	0,788	3,668	0,826
Puerto Rico	12,384	4,196	12,242	-	-	0,142	-	-	12,384	4,196
Islas Vírgenes (E.E.UU.)	4,586	55,928	4,586	-	-	-	-	-	4,586	55,928
Islas Vírgenes (Reino Unido)	0,012	1,233	0,012	-	-	-	-	-	0,012	1,233
Antigua	0,230	3,379	0,230	-	-	-	-	-	0,230	3,379
Montserrat	0,009	0,776	0,009	-	-	-	-	-	0,009	0,776
Guadalupe	0,205	0,598	0,205	-	-	-	-	0,006	0,211	0,615
Dominica	0,017	0,230	0,013	-	-	0,004	-	-	0,017	0,230
Martinica	0,346	1,009	0,346	-	-	-	-	0,004	0,350	1,021
Santa Lucía	0,040	0,374	0,040	-	-	-	-	-	0,040	0,374
San Vicente	0,024	0,236	0,020	-	-	0,004	-	-	0,024	0,236
Barbados	0,232	0,953	0,228	0,004	-	-	-	-	0,232	0,953
Granada	0,028	0,296	0,028	-	-	-	-	-	0,028	0,296
Antillas Neerlandesas	7,535	32,201	7,535	-	-	-	-	-	7,535	32,201

Cuadro I.16 (cont.)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hidráulica y geotérmica</u>	<u>Electricidad ciudad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>
Trinidad y Tabago	5,336	5,044	2,925	2,411	-	-	-	0,005	5,341	5,048
Guyana	0,874	1,153	0,874	-	-	-	-	0,006	0,880	1,161
Suriname	1,471	3,668	0,963	-	0,035	0,473	-	0,002	1,473	3,673
TOTAL	52,385	1,946	49,030	2,434	0,140	0,781	-	3,061	55,446	2,060

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1.000 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 kcal/m³.

Cuadro I.17

Islas del Caribe, Guyana y Suriname: consumo de energía por países (1976)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		Combustibles líquidos	Combustibles gaseosos	Combustibles sólidos	Electricidad primaria ^{1/} hídrica y geotérmica	Electri- cidad nuclear	Leña ^{2/}	<u>Energía primaria total</u>	
	Global	Por habitante (E.T.C.)							Global	Por habitante (E.T.C.)
Bahamas	1,537	7,286	1,537	-	-	-	-	-	1,537	7,286
Cuba	11,617	1,227	11,444	0,028	0,118	0,027	-	0,643	12,260	1,295
Islas Caimanes	0,036	2,558	0,036	-	-	-	-	-	0,036	2,558
Jamaica	4,036	1,962	3,966	-	0,001	0,069	-	-	4,036	1,962
Haití	0,190	0,040	0,113	-	-	0,077	-	1,607	1,797	0,378
República Dominicana	3,364	0,696	3,278	-	0,001	0,085	-	0,744	4,108	0,850
Puerto Rico	11,651	3,625	11,501	-	-	0,15	-	-	11,651	3,625
Islas Vírgenes (E.E.UU.)	5,157	54,283	5,157	-	-	-	-	-	5,157	54,283
Islas Vírgenes (Reino Unido)	0,012	1,027	0,012	-	-	-	-	-	0,012	1,027
Antigua	0,173	2,438	0,173	-	-	-	-	-	0,173	2,438
Montserrat	0,014	1,078	0,014	-	-	-	-	-	0,014	1,078
Guadalupe	0,247	0,685	0,247	-	-	-	-	0,006	0,253	0,701
Dominica	0,022	0,284	0,014	-	-	0,008	-	-	0,022	0,284
Martinica	0,363	0,984	0,363	-	-	-	-	0,004	0,367	0,995
Santa Lucía	0,040	0,366	0,040	-	-	-	-	-	0,040	0,366
San Vicente	0,023	0,230	0,019	-	-	0,004	-	-	0,023	0,230
Barbados	0,240	0,974	0,235	0,005	-	-	-	-	0,240	0,974
Granada	0,020	0,211	0,020	-	-	-	-	-	0,020	0,211
Antillas Neerlandesas	5,503	22,836	5,503	-	-	-	-	-	5,503	22,836
Trinidad y Tabago	4,657	4,272	2,403	2,254	-	-	-	0,004	4,661	4,275

Cuadro I.17 (cont.)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles gaseosos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>
Guyana	0,839	1,072	0,839	-	-	-	-	0,007	0,846	1,080
Suriname	1,460	3,355	0,876	-	0,026	0,558	-	0,009	1,469	3,376
TOTAL	51,201	1,762	47,790	2,287	0,146	0,978	-	3,024	54,225	1,866

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1000 kWh producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

CAPITULO II

SUBREGION 2: VENEZUELA

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

La situación energética venezolana ha estado dominada en gran parte durante los últimos 28 años por la explotación de las reservas nacionales de hidrocarburos. El gran exceso de producción de petróleo, en comparación con el consumo interno, ha permitido que Venezuela lo exporte a todo el mundo, pero sobre todo a los países de América Latina y la América del Norte.

Fuera de la producción de gas (dedicado casi totalmente al mercado interno), la participación de otros recursos energéticos en el balance total de energía ha sido insignificante. Sin embargo, las estrategias futuras en materia de energía modificarán esta situación, aumentando la proporción de otras fuentes en el sector de producción de energía. Esta estrategia se ha venido aplicando parcialmente en los últimos años, y la tendencia es perceptible en los datos sobre producción de energía en el periodo 1973-1977 que aparecen en el cuadro II.1.

Por el mismo cuadro puede verse que, en cinco años (1973-1977), la producción global de energía comercial descendió más o menos en 30%, lo que se puede atribuir únicamente a una baja en la producción de petróleo. La producción de otras formas de energía primaria permaneció al nivel de años anteriores (por ejemplo, la de gas) o incluso aumentó (por ejemplo, la generación de hidroelectricidad y la extracción de carbón).

Hasta comienzos del decenio de 1970, la producción anual de petróleo aumentaba constantemente, a una tasa de crecimiento anual que fluctuó alrededor del 5% a lo largo de un periodo de 20 años. Casi hasta comienzos de dicho decenio, Venezuela proporcionaba la mayor parte del petróleo importado por otros países latinoamericanos: una parte se suministraba directamente como petróleo crudo, y el resto como productos refinados por las refinerías nacionales o a través de las Antillas Neerlandesas. Esa situación cambió cuando el petróleo del Oriente Medio entró al mercado a precios competitivos; la proporción de Venezuela en el mercado latinoamericano bajó entonces en aproximadamente 50%. Además, fuera de un aumento en 1972, la duración probable de las reservas comprobadas redujo en uno o dos decenios (a base de la misma tasa de extracción de petróleo que en 1972), contra los 70 años que se preveían en el decenio de 1950. Ante esta situación, el Gobierno adoptó

una estrategia en materia de energía orientada a la conservación de los recursos energéticos nacionales no renovables. En consecuencia, la producción de petróleo descendió muy rápidamente después de 1973 (en un 31% entre 1973 y 1977), siendo la tasa anual de descenso de alrededor del 9%. Por otra parte, Venezuela siempre ha sido muy dependiente del petróleo, que aún proporciona la parte predominante de los ingresos de exportación. Este ingreso es fundamental para el desarrollo de otros sectores industriales, como la extracción de mineral de hierro, que se exporta en grandes cantidades. Como solución intermedia, la producción diaria se fijó en 2,2 millones de barriles. Los datos del cuadro II.2 sobre el balance de petróleo crudo para el período 1973-1977 muestran que esta política se mantuvo entre 1975 y 1977 con una flexibilidad operacional (una fluctuación de menos de 7%).

La producción de petróleo está ubicada en la región de Maracaibo, en el Golfo de Venezuela, el Golfo de Vela (frente a la Península de Paraguaná) y la parte nororiental del país. El grueso de la producción procede de la parte centrooriental del Lago Maracaibo, y alrededor del 70% de todo el petróleo extraído procede de pozos en el mar (véase el cuadro II.2).

Alrededor del 44% del petróleo producido en 1976 (alrededor de un millón de barriles) se produjo utilizando la recuperación secundaria y terciaria. Técnicas tales como inyección de vapor, inundación y reinyección de gas se utilizan para aumentar la tasa de explotación. Estos métodos ya se han utilizado en el pasado, pese al aumento de los precios del petróleo que así se origina. Sin embargo, dada la política de conservación de la energía, esos métodos revestirán incluso mayor importancia en el futuro. En cuanto a la producción de gas, los datos presentados en el cuadro II.1 muestran que permaneció aproximadamente constante durante el período 1973-1977. La comparación de los cuadros II.1 y II.8 (consumo de energía en Venezuela) indica que el gas producido en el período 1973-1976 se dedicó por completo al mercado nacional. Los datos del cuadro II.1 relativos a la producción de gas muestran únicamente la cantidad de gas producida (y utilizada) para usarla como combustible (u otros fines industriales). En realidad, la producción de gas fue mucho más elevada; el cuadro II.1 revela sólo una fracción (estimada en 24%) de la producción total de gas. El resto fue reinyectado para la recuperación secundaria de petróleo (alrededor de 44%) o quemado (32%).

La subreproducción de gas va asociada a la extracción de petróleo. El gas extraído junto con el petróleo no se exporta a otros países latinoamericanos,

aun cuando tal perspectiva parecería muy atractiva en principio. Para utilizar el exceso de gas de manera diferente hay dos obstáculos principales:

- 1) La posibilidad de que dedicar a otros usos el gas asociado produzca en última instancia una baja en la recuperación de petróleo. En consecuencia, sólo el gas que actualmente se quema estaría disponible para una mejor utilización en el futuro.
- 2) Las dificultades de transportar el gas no sólo en todo el mundo, sino también en América Latina.

En 1977, el gas producido para el mercado doméstico ascendió a 11.300 millones de metros cúbicos. En Venezuela, la extracción de carbón es limitada debido a la baja demanda interna de este tipo de combustible. Sin embargo, en cinco años (1973-1977) la producción de carbón se ha duplicado con creces. En 1977, el carbón (0,11 millones de toneladas) representaba menos del 0,1% de la producción energética nacional. La mayor parte de la producción nacional de carbón procede de una pequeña mina en la región de Táchira. Este carbón se suministra casi por completo a las fábricas de cemento situadas en la misma región.

Debido a la gran producción de petróleo y gas, Venezuela no necesitaba carbón como combustible. Sin embargo, a fin de satisfacer las necesidades de la industria siderúrgica nacional, parte del carbón producido se dedica ahora a la producción de coque, con buenos resultados. En el futuro, se harán esfuerzos mayores en la misma dirección.

La utilización de energía hidroeléctrica ha aumentado apreciablemente durante el período 1973-1976 (70% en tres años). El aumento anual de la producción fue de aproximadamente 19%. Venezuela posee grandes reservas de energía hídrica, pero actualmente se utiliza únicamente una fracción (estimada entre 2,5 y 5% del potencial hídrico total). Más del 80% de los recursos hidrológicos explotados proceden del río Caroní, el cual, junto con el río Santo Domingo, suministra la mayor parte de la energía hidroeléctrica.

En 1976, se produjeron alrededor de 10.500 millones de kWh por medio de energía hídrica. Esto corresponde a más del 45% de toda la electricidad generada. Por ahora, Venezuela no posee plantas de energía geotérmica, pero se están efectuando algunos estudios para determinar posibles fuentes. Lo mismo se aplica a la energía nuclear, si bien, debido a la competitividad de petróleo, las posibilidades de desarrollo en este sector son escasas. En cuanto a la producción de energía primaria no comercial (leña, carbón vegetal, bagazo, etc.), los datos de las Naciones Unidas indican una cifra de

7.318 millones de metros cúbicos en 1975 y 1976, lo que se muestra en el cuadro II.1 como 3,14 millones de E.T.C. utilizando un valor calorífico de $3,10^6$ kcal/m³. Otra fuente indica cifras mucho más bajas, estimando la producción de bagazo para combustible en 330.000 toneladas (50% de la producción total de celulosa procedente de la elaboración de caña de azúcar), y la producción de leña en 50.700 toneladas. En todo caso, la producción de este tipo de combustible es insignificante dentro del marco total de la producción energética de Venezuela, ya que constituye, a lo más, el 1,5% del total.

Comercio de energía y producción de energía secundaria

El balance energético global de Venezuela ha sido en gran parte positivo durante los últimos años. El cuadro II.3 muestra la situación de exportación e importación para el período 1973-1976. La única partida negativa del balance se debió a la importación de carbón (en su mayor parte coke, el que se requiere para la industria siderúrgica). Sin embargo, esta importación representó menos del 0,15% del comercio total de energía. El resto estaba representado por exportaciones de petróleo, tanto crudo como refinado.

El volumen total de petróleo exportado descendió durante el período que se examina por los motivos que se explican en el párrafo anterior, siendo el descenso de más de 30% en sólo tres años (1973-1976).

En 1976, las exportaciones venezolanas ascendieron a unos 503 millones de barriles de petróleo crudo y 25 millones de barriles de productos líquidos procedentes de las plantas de elaboración de gas natural. Al mismo tiempo, las exportaciones de petróleo refinado representaron alrededor de 263 millones de barriles (más de la tercera parte del total de exportaciones de petróleo).

Como consecuencia de la estrategia en materia de energía, orientada a la conservación de los recursos nacionales, el descenso en la exportación de petróleo crudo (35% entre 1973 y 1976) fue mayor que la baja correspondiente para los productos energéticos derivados del petróleo (27,8%).

Además, en tanto que las exportaciones de petróleo crudo bajaron continuamente, las de productos de petróleo fluctuaron. Pese a la tendencia negativa entre 1975 y 1976, la exportación de productos refinados aumentó más o menos en 25% como resultado de la variación habida en la demanda internacional de dichos productos.

En 1976, la exportación de hidrocarburos proporcionaba el 73% del ingreso neto del país. En cuanto a la producción de productos refinados de petróleo,

en 1976 se elaboraron unos 350 millones de barriles en las refinerías del país, esto es, un aumento de aproximadamente 11% sobre el año precedente. El desglose de los productos refinados era como sigue:

	<u>Porcentaje</u>
Gasolina y nafta	21
Petróleo combustible pesado	59
Petróleo diesel, petróleo combustible y gasoil	13
Queroseno	2
Lubricantes	1
Varios	4

Producción de electricidad

La producción de electricidad durante el periodo 1973-1976 se indica en el cuadro II.4. Estos datos implican un rápido aumento en la generación de energía eléctrica (45% en tres años), siendo la tasa media de crecimiento anual durante el mismo periodo de 13%.

En el cuadro II.5, la producción venezolana de electricidad se indica por tipos. A pesar de la gran disponibilidad de petróleo y gas (también para la generación de energía), el sector hidroeléctrico se amplió con mayor rapidez que el sector correspondiente de generación térmica (59% contra 29% en el mismo periodo). Ya que el país posee grandes reservas hídricas explotables, el Gobierno ha preferido explotar este recurso renovable más bien que los hidrocarburos.

Los productores de electricidad para uso propio generaron alrededor del 15% de la producción total. En su mayoría eran refinerías que utilizaban petróleo y/o gas baratos para tal objeto. En el cuadro II.6 se indica la capacidad instalada de las plantas eléctricas por tipo. Como puede verse en este cuadro, no se utilizó ninguna planta hidroeléctrica para la generación privada de energía. El cuadro II.6 muestra también que entre 1974 y 1976 no se construyó ninguna nueva planta para el suministro propio de energía (lo mismo se aplica a las refinerías). Puede inferirse, pues, que los esfuerzos desplegados para la explotación de la energía hídrica están concentrados únicamente en el sector de la utilización por el sector público.

El cuadro II.7 ofrece datos sobre la utilización de plantas hidroeléctricas por tipos. Este cuadro muestra un descenso en la utilización de

plantas hidroeléctricas durante el período 1973-1976; esto puede mirarse como consecuencia de la expansión del sector. Por otra parte, las plantas termoeléctricas experimentaron un coeficiente de utilización mayor durante el mismo período. De todos modos, siguió siendo más bajo que el coeficiente correspondiente de las plantas hidroeléctricas.

La eficiencia media de las plantas termoeléctricas de Venezuela fue una de las más elevadas entre los países latinoamericanos: se produjeron alrededor de 3.000 kcal/kWh (o sea, una eficiencia térmica de 28,5%).

Consumo de energía

El consumo de energía aumentó en 15,5% entre 1973 y 1976, creciendo a razón de 4,9% anual. Esta cifra no es particularmente elevada, si se compara con la tasa de crecimiento anual durante el período 1950-1973 (8,2%). Por el cuadro II.8, que muestra el consumo de energía durante el período 1973-1976, puede verse que entre 1974 y 1975 el consumo incluso descendió. Esto puede explicarse por el hecho de que más del 50% del consumo total de energía correspondía al sector energético, sobre todo en lo relativo a la extracción de petróleo. En realidad, si se atiende a la producción de petróleo en 1974 y 1975 (indicado en el cuadro II.2), puede verse que la extracción también descendió en 21,6% (164 millones de barriles). Entre las formas de energía comercial consumida, correspondía evidentemente a los hidrocarburos la fracción más grande (87%). El consumo de hidroelectricidad era del 10 al 12% del total, satisfaciéndose el resto con combustibles sólidos.

El consumo de combustibles líquidos aumentó en aproximadamente 20% en tres años (1973-1976), pero a una tasa de crecimiento anual dispareja (entre 1974 y 1975 el consumo disminuyó). El consumo de gas y combustibles sólidos permaneció aproximadamente constante, en tanto que el consumo de energía hidroeléctrica (en este caso igual a la producción) aumentó en 70% durante el mismo período. En 1976, el consumo global de energía era el siguiente:

	<u>Porcentaje</u>
Sector energético	50
Transportes	24,9
Consumo industrial	18,5
Consumo residencial y comercial	5
Varios	1,6

2. Recursos energéticos nacionales

Durante decenios, Venezuela ha poseído las mayores reservas de petróleo comprobadas entre los países latinoamericanos. Las recientes limitaciones impuestas por el Gobierno a la extracción de petróleo constituyen una medida destinada a prolongar la vida de los pozos y permitir una explotación a largo plazo.

Las perspectivas del gas son positivas y, en el futuro, unos medios adecuados de transporte permitirán su exportación. Hasta ahora, las reservas de carbón no se han explotado aún adecuadamente, debido sobre todo a la competitividad del petróleo, cuya extracción absorbía la mayor parte de las inversiones del sector energético. Sin embargo, sus amplias reservas de carbón podrían dar al país la oportunidad de lograr la independencia en este sector. Venezuela posee también un gran potencial hidroeléctrico. Ya se ha iniciado la explotación de este recurso energético en gran escala. Las perspectivas son muy buenas. A continuación se examinan con mayores detalles los recursos energéticos del país.

Reservas de petróleo

El petróleo se considera actualmente como la riqueza de Venezuela; sin embargo, las reservas estimadas constituyen sólo el 43,4% de las reservas energéticas estimadas totales del país. Teniendo en cuenta también las reservas de gas, esta proporción se eleva al 63,4% (para fines de comparación, la producción actual de hidrocarburos es aproximadamente el 98% de la producción energética total).

Actualmente, la producción petrolera está concentrada en la parte norte del país, región donde también están situadas las demás reservas estimadas de petróleo. En enero de 1973, se aseguró que estas reservas eran del orden de 14.000 millones de barriles [Ref. 9]. Otras fuentes actualizadas [Ref. 11, 1, 8, 10] dan unas cifras de unos 18.000 millones. Es probable que estas cifras se eleven a medida que continúan ampliándose las actividades de exploración. En 1978 se completaron alrededor de 45.000 km de labor sismográfica en el mar, y, sobre esta base, se iniciará pronto la perforación exploratoria. Esta exploración no ha de requerir demasiado tiempo o grandes gastos, ya que los estudios geológicos previos indican un número de yacimientos muy grandes, y a relativamente poca profundidad, que pueden explotarse con unos pocos pozos.

Se han establecido prioridades en lo relativo a exploración. La primera zona se encuentra frente al delta del Orinoco, en la parte nororiental de la plataforma continental venezolana. Las otras están en los golfos de Venezuela, de la Vela, Triste y de Paria. Como todas estas estructuras se encuentran en el mar, se utilizará equipo especial tal como barcasas de perforación, instalaciones móviles de perforación y plataformas de altura variable (jack-up rig).

Fuera de estas reservas petroleras, posee Venezuela otra gran reserva de hidrocarburos que, normalmente, no se incluye en los datos oficiales. En una faja de 50.000 km² (700 x 70 km) al norte del río Orinoco hay una serie de acumulaciones de petróleo extrapesado. Ya se ha hecho una evaluación de estas reservas. En ref. [9] se da una cifra muy moderada de 700.000 millones de barriles. En cambio las otras referencias consideradas [11, 12, 8], inclusive datos semioficiales del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, presentan una cifra de unos 2 billones de barriles. Una pequeña cantidad del petróleo más liviano de esta "faja petrolífera", como se la llama, ya se ha extraído en algunos yacimientos próximos al borde de la faja. Sin embargo, la producción cayó bruscamente cuando se inició la extracción de petróleo pesado.

Más de la mitad de la zona ha sido objeto de prospección durante los últimos años utilizándose métodos sismográficos. Se comprobó que el petróleo estaba distribuido de manera continua a lo largo de la faja, y que alrededor del 50% de las reservas estaban concentradas en el tercio oriental de la región.

La explotación de estas reservas presenta dos clases de problemas: los primeros relacionados con la extracción, y los segundos con la mejora del petróleo. El petróleo crudo extrapesado posee una viscosidad muy elevada, que afecta negativamente a la tasa de producción. Para eliminar este problema pueden utilizarse métodos diferentes (inyección de vapor o solventes reductores de la viscosidad), pero el consumo de energía representa aproximadamente el 15% del valor energético total del petróleo recuperado. La viscosidad reduce también la eficiencia de recuperación de los pozos que, en este caso, suele ser de menos del 10%, a menos que se introduzca energía externa (por ejemplo, inyección de fluidos). Además, debido a la presencia de arena, es preciso utilizar bombas capaces de manipular grandes cantidades de arena que viene mezclada con el petróleo.

En términos de composición química, el petróleo del Orinoco tiene un alto contenido de azufre (entre dos y cinco por ciento) y de metales pesados (vanadio y níquel, variando de 200 a 600 millonésimas). El contenido de asfaltenos (que se cuentan entre los componentes más pesados del petróleo) es, asimismo, muy elevado. Para fines comerciales, este petróleo tiene que ser mejorado agregándole hidrógeno o coque. Ambos métodos presentan problemas, debido al efecto catalizador venenoso causado por la presencia de metales pesados y la manipulación del coque producido.

Por esos motivos, la explotación de estas reservas de petróleo está vinculada a los futuros acontecimientos así como al perfeccionamiento de las técnicas de producción. Es poco probable que el petróleo extrapesado del Orinoco se utilice en el futuro próximo.

Reservas de gas

Las reservas de gas venezolanas se estiman en aproximadamente la mitad de las reservas de petróleo (expresadas ambas en E.T.C.). Hasta ahora se ha preferido siempre el petróleo al gas, debido sobre todo a los problemas de transporte. Las reservas de petróleo comprobadas son del orden de un billón de metros cúbicos (bmc). La referencia [9] presenta un valor de 980 bmc. Las referencias [6, 10, 8, 1] ofrecen cifras muy parecidas de aproximadamente 1.190 bmc. Estas reservas deben cubrir un período de 31 años, a base de la producción total de 1975. Sin embargo, alrededor del 44% de esa producción fue reinyectada en los yacimientos petrolíferos. Si sólo se considera el consumo real de gas (1975), las reservas deben cubrir unos 24 años más que el período anteriormente citado.

Reservas de carbón

Aunque la producción de carbón ha sido menos del 0,1% del total de producción de energía, las reservas de carbón estimadas son del mismo orden de magnitud que otras fuentes más importantes, tales como el petróleo o el gas natural. Las reservas de carbón se estiman en aproximadamente el 19% de las reservas energéticas totales.

Entre las tres zonas potencialmente ricas en carbón (Zulia, Labatera y Naricual), sólo una (Naricual) se ha explorado convenientemente. Por este motivo, es ahí donde se han encontrado la mayor parte de las reservas comprobadas (que ascienden a cerca de 10,8 millones de toneladas).

Sin embargo, la región más prometedora en carbón se halla en la Estado de Zulia, en la parte nordoccidental del país, cerca de la ciudad de Maracaibo y con fácil acceso al mar. Los estudios de exploración presentan una cifra que varía entre 750 y 1.500 millones de toneladas, según la profundidad de la extracción (400 ó 900 m). La última cifra (1.550 millones E.T.C.) se utilizó para calcular la proporción de las reservas de carbón dentro de las reservas energéticas totales.

Reservas hidroeléctricas

El potencial hidroeléctrico de Venezuela es uno de los más elevados de América Latina. Varias fuentes citan estimaciones completamente diferentes, según los diversos conceptos de "potencial hidroeléctrico económicamente explotado", que dependen estrictamente de las fluctuaciones en los precios del petróleo. En la referencia [6], las reservas hidroeléctricas se estiman en 16.185 MW, divididos en 2.862 MW en plantas que están en construcción y 13.565 en plantas proyectadas. La referencia [10] da una cifra global de 45.000 MW, de los cuales 20.000 son económicamente explotables. El potencial hídrico se divide entre los ríos de Venezuela de la manera siguiente:

	<u>Megavatios</u>
Río Caroni	13.175
Río Caura	2.520
Río Uribante	900
Río Santo Domingo	240
Río Caparo	350
Otros ríos	2.815

La referencia [8] indica la cifra de capacidad aprobada por el Consejo Nacional de Energía, esto es, 25.000 MW.

La estimación más elevada ha sido hecha por la CEPAL [13] que indica un potencial económicamente explotable de unos 50.000 MW (la cifra original era de 304.000 GWh anuales).

Reservas geotérmicas

En Venezuela no se ha mostrado demasiado interés por el estudio de las fuentes de energía geotérmica. Sólo en los últimos años, la posibilidad de explotar esta forma de energía estimuló a una de las empresas eléctricas a iniciar investigaciones. Se efectuaron algunas exploraciones básicas en la

zona de El Pilar-Casanay, y se obtuvieron resultados positivos. Sin embargo, hasta ahora no se dispone de datos sobre las reservas potenciales de energía de Venezuela en este sector.

Reservas de uranio

En Venezuela no se han efectuado investigaciones para evaluar el potencial energético de las reservas de combustible nuclear.

Reservas energéticas no comerciales

En virtud de su ubicación geográfica, Venezuela podría, en principio, explotar la energía solar tanto directamente por medio de dispositivos concebidos para transformar la energía primaria en energía explotable, como indirectamente mediante la fotosíntesis que contribuye a la formación de biomasa. Sin embargo, estos recursos siempre se han descuidado porque los esfuerzos nacionales estaban concentrados en el sector de hidrocarburos. Sólo en los últimos años ha cambiado ligeramente la situación; de todos modos, aún están por evaluar las perspectivas en el sector de la energía no convencional.

3. Políticas nacionales en materia de energía

Como se explicó en los párrafos anteriores, la economía de Venezuela depende en gran parte de la producción y comercio de petróleo, ya que las exportaciones de éste representan el 73% del total de las exportaciones nacionales (dato de 1976).

Después que Venezuela ha sido un país productor de petróleo durante los últimos 30 años, el Gobierno ha adoptado una política basada en maximizar los ingresos derivados del petróleo y reducir la dependencia respecto a las compañías petroleras extranjeras, las cuales hasta 1976 controlaban la mayor parte de la producción de petróleo.

El primer objetivo se alcanzó aumentando lentamente la producción de petróleo y el precio por barril (con mayor rapidez después de 1970, junto con los demás países de la OPEC). El segundo objetivo se ha alcanzado con no otorgar nuevas concesiones desde 1977, y acelerar el proceso de control estatal a través de la empresa petrolera nacional. El último paso en esta política fue la nacionalización de la industria petrolera (en 1976, por conducto de Petróleos de Venezuela S.A. (Petrovén) la empresa establecida para controlar y dirigir a las compañías petroleras del país.

Antes de la nacionalización, las empresas petroleras reaccionaban a los aumentos de impuestos y a la supresión de concesiones reduciendo sus inversiones de capital. El resultado fue una disminución de las actividades de exploración, lo que dio lugar a una baja de las reservas petroleras comprobadas en Venezuela.

Después de 1976, Petrovén inició un nuevo programa de exploración como parte de un programa más amplio de expansión. A lo largo de un período de 10 años (1977-1986), se ha presupuestado con este objeto la suma de 20.000 millones de dólares. Sin embargo, sólo el 20% de esta cantidad, o menos, se dedicará a actividades de exploración. Hasta 1982, los fondos para exploración serán de 245 millones de dólares anuales, aumentando a 350 millones para 1983. A modo de comparación, los fondos presupuestados en 1978 para producción ascendían a 720 millones de dólares. Esta cifra se aumentará a 1.229 millones en 1982 y a más de 2.000 millones en 1986. La asignación limitada de fondos para exploración puede justificarse por el hecho de que la mayor parte de las probables estructuras ricas en petróleo que hay identificadas son bastante grandes y de poca profundidad, por lo cual su investigación exige sólo un reducido número de pozos. Por otra parte, Petrovén prevé el hallazgo de otros yacimientos nuevos de petróleo, cuya explotación exigirá una alta inversión.

A la larga, Petrovén prevé también la explotación de las grandes reservas de petróleo expresado en la faja del Orinoco, pero los problemas técnicos y económicos concomitantes a la extracción y mejora del petróleo parecen estar lejos de hallarse resueltos. Sin embargo, un equipo de investigación de Petrovén, está trabajando sobre estos problemas.

En general, la política actual en materia de energía que se aplica en Venezuela se caracteriza por las metas siguientes:

- Limitación de la extracción de petróleo. Esta medida ya se ha adoptado, fijándose el límite máximo de producción en 2,2 millones de barriles anuales. Esto debe conducir a un aumento en la disponibilidad de reservas.
- Mayor uso de las fuentes de energía renovables y distintas del petróleo. Ahora hay muchos esfuerzos concentrados en la explotación de los recursos hidroeléctricos. El ambicioso programa apunta a producir por medio de la energía hídrica el 75% del total de la energía generada, y las perspectivas a este respecto son positivas. La tendencia de los últimos años indica un verdadero interés por este sector. La situación también ha cambiado en el sector del carbón, y cambiará aun

más rápidamente en el futuro. Se espera que la extracción aumente agudamente, a fin de utilizar el carbón tanto para la industria siderúrgica como para la producción de energía. Sin embargo, esta última aplicación podría tener algunas repercusiones para el ambiente.

- Ejecución de las actividades de exploración en todos los sectores energéticos. El interés principal se concentra evidentemente sobre el petróleo, pero otros sectores, tales como los del carbón, el gas y el geotérmico, también se beneficiarán de esta nueva tendencia.

4. Futura demanda de energía

Se presentan varias extrapolaciones, derivadas de fuentes diferentes, respecto al futuro consumo de energía en Venezuela. Como suele suceder, difieren apreciablemente unas de otras.

La tasa de crecimiento anual del consumo de energía entre 1950 y 1975 fue de 6,5%. Tomando esto como la tasa de crecimiento constante para el futuro, el consumo estimado será de 65 E.T.C. en 1985 y 168 E.T.C. para el año 2000. A modo de comparación, la tasa de crecimiento anual correspondiente en el período 1974-1976 fue negativa, o sea, -4,9%. Sin embargo, esta cifra deriva de la situación energética particular del país en ese entonces (véase sección 1 - Consumo de energía).

En la referencia [13] se estima una cifra de consumo de energía para el año 2000 muy semejante a la que se indica más arriba. Esta cifra es de 167 E.T.C., distribuida como sigue: petróleo y sus derivados, 33,6%; gas, 49,6%; carbón, 6,9%; e hidroelectricidad primaria, 9,9%.

Una tercera extrapolación, basada igualmente en los datos sobre consumo de energía en 1950-1974, se presenta en la referencia [5]. A base de una tasa de crecimiento anual del 5,68%, el consumo previsto será de 60 E.T.C. en 1985 y de 138 E.T.C. en el año 2000. Un modelo de predicción elaborado por los mismos investigadores da una cifra diferente para el año 2000: 82 E.T.C. La tasa de crecimiento anual media que puede suponerse a partir de allí es de 3,5%. Siguiendo la tendencia general hacia un cuadro de demanda de energía inferior, los mismos investigadores presentaban otra predicción que daba una cifra de 46 E.T.C. en 1975 y 68 E.T.C. en el año 2000, con una tasa de crecimiento anual media de 2,7%. Las cifras dadas para el año 1985 varían únicamente por un factor de 1,4 (en relación con el máximo y el mínimo), mientras que las cifras correspondientes para el año 2000 varían en un factor de 2,5.

En términos de consumo de electricidad previsto, en la referencia [5] se dan cifras de 48.000 millones de kWh en 1985 y 117.000 millones en el año 2000,

con una tasa de crecimiento anual de 7,11%. En la referencia [13] se presenta para el año 2000 una cifra muy semejante, esto es 121.000 millones de kWh, de lo cual el 55% se generaría por medio de energía hídrica y el 45% por plantas energéticas calentadas mediante gas.

La demanda futura acumulativa de energía (la suma de la futura demanda total de energía a partir de 1979) puede derivarse de las cifras anteriores. Este valor oscila entre 253 y 336 E.T.C., si la suma se extiende hasta 1985, y entre 1.096 y 2.024 E.T.C. si la suma se extiende hasta el año 2000. En el primer caso, el margen de diferencia representa un factor de 1,33; en el segundo, un factor de 1,85.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

Como se muestra en el último párrafo, la demanda acumulativa nacional de energía hasta el año 2000 se estima en un valor que fluctúa entre 1.000 y 2.000 millones de E.T.C.

Por otra parte, también se ha mostrado que las reservas comprobadas de hidrocarburos eran del orden de 4.000 millones de E.T.C. En términos de suministro de energía, esto significa que Venezuela podría ser autosuficiente incluso después del año 2000. Sin embargo, la solución a este problema no es tan sencilla, puesto que la mayor parte del petróleo se exporta y el ingreso así obtenido es fundamental para la economía venezolana. Incluso con la reciente reducción en la producción de petróleo, las actuales reservas estimadas han de durar justo hasta el año 2000.

Por otra parte, Venezuela posee grandes reservas de hidrocarburos (el petróleo extrapesado de la "faja"), que podría explotarse tan pronto como se superen ciertos problemas técnicos y económicos (lo cual se espera lograr antes del año 2000).

En vista de lo anterior, puede concluirse que los problemas energéticos nacionales a que se enfrentará el país en el futuro tendrán que ver con lo siguiente:

- Incrementar las actividades de exploración a fin de determinar mayores reservas de hidrocarburos;
- Efectuar estudios de investigaciones respecto al petróleo de la "faja" a fin de asegurar su posibilidad comercial;

- Diversificar la estructura energética nacional, que actualmente se basa sobre todo en los hidrocarburos, en favor de otros recursos energéticos nacionales tales como el carbón (reservas potenciales del orden de 1.000 millones de E.T.C.) e hidroelectricidad, que en principio podrían sustentar toda la producción nacional de electricidad incluso en el año 2000; y
- Diversificar la industria nacional, que actualmente está concentrada casi por completo en la extracción y elaboración de hidrocarburos.

Cuadro II.1

Venezuela: producción de energía primaria
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

Total de energía primaria	Combustible sólido		Combustible líquido		Energía primaria hidrías y geotérmica		Energía nuclear	Total de energía primaria
1950	116,089	0,001	114,509	1,488	0,091	-	n.d.	n.d.
1960	226,631	0,035	220,409	6,135	0,052	-	n.d.	n.d.
1970	302,361	0,040	288,160	11,975	2,186	-	n.d.	n.d.
1973	282,397	0,050	263,299	16,386	2,662	-	2,963	285,360
1974	254,192	0,057	234,196	16,863	3,076	-	3,050	257,242
1975	204,205	0,060	184,080	16,228	3,837	-	3,140	207,345
1976	202,247	0,089	180,719	16,901	4,538	-	3,140	205,387
1977		0,110	179,002	16,433		-	3,140	

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,43 B.T.C. (eficiencia de 23,1%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro II.2

Venezuela: balance de petróleo crudo y capacidad de refinerías
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Producción total de petróleo (incluido el marítimo)</u>	<u>Producción de petróleo marítimo</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Adición a las existencias</u>	<u>Suministro aparente</u>	<u>Capacidad de refinerías</u>
1950	77,897	n.d.	-	64,460	0,440	12,997	13,490
1960	149,372	n.d.	-	104,628	0,075	44,669	52,370
1970	194,306	128,050	-	127,591	-0,530	67,245	71,210
1973	175,776	140,543	-	110,907	-0,785	65,654	77,750
1974	156,167	108,437	-	92,450	-0,001	63,718	77,750
1975	122,400	85,000	-	76,718	-0,540	45,142	77,750
1976	120,153	85,000	-	71,565	-0,512	49,100	77,750
1977	119,000						

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro II.3

Venezuela: comercio de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	-	-	-	-
Exportaciones	163,033	135,901	112,775	105,200
Balance energético (Exp. - Imp.)	+163,033	+135,901	+112,775	+105,200
<u>Productos energéticos de petróleo</u>				
Importaciones	0,016	0,002	-	-
Exportaciones	78,938	71,745	45,504	57,728
Balance energético (Exp. - Imp.)	+78,922	+71,743	+45,504	+57,728
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	-	-	-	-
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp. - Imp.)	-	-	-	-
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	0,324	0,208	0,266	0,240
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp. - Imp.)	-0,324	-0,208	-0,266	-0,240
<u>TOTAL</u>				
Importaciones	0,340	0,210	0,266	0,240
Exportaciones	241,971	207,646	158,279	162,928
Balance energético (Exp. - Imp.)	+241,631	+207,436	+158,013	+162,688

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7], a excepción de los productos energéticos de petróleo, obtenidos como diferencia.

^{1/} Tonelada de petróleo = 1,47 E.T.C.

Cuadro II.4

Venezuela: producción, comercio y consumo de electricidad

(miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo total</u>	<u>Consumo por habitante (en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada por habitante (en kWh)</u>
1950	1,220	-	-	1,220	229	0,066
1960	4,651	-	-	4,651	601	0,175
1970	12,631	-	-	12,631	1,229	0,313
1973	16,077	-	-	16,077	1,425	0,298
1974	18,222	-	-	18,222	1,567	0,377
1975	21,179	-	-	21,179	1,766	0,392
1976	23,276	-	-	23,276	1,883	0,419

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro II.5

Venezuela: producción de electricidad por tipos
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	1,220	1,046	0,174	-	0,667	0,667	-	0,553	0,379	0,174
1960	4,651	4,556	0,095	-	1,990	1,990	-	2,661	2,566	0,095
1970	12,631	8,527	4,104	-	2,239	2,193	0,046	10,392	6,334	4,058
1973	16,077	9,910	6,167	-	2,400	2,400	-	13,677	7,510	6,167
1974	18,222	11,091	7,131	-	3,000	3,000	-	15,222	8,091	7,131
1975	21,179	12,281	8,898	-	3,000	3,000	-	18,179	9,281	8,898
1976	23,276	12,752	10,524	-	3,000	3,000	-	20,276	9,752	10,524

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro II. 6

Venezuela: capacidad instalada de plantas energéticas
(Miles de kilovatios)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	350	315	35	-	180	180	-	170	135	35
1960	1,353	1,220	133	-	523	523	-	830	697	133
1970	3,220	2,312	908	-	532	519	13	2,688	1,793	895
1973	3,357	2,390	967	-	478	478	-	2,879	1,912	967
1974	4,391	2,806	1,585	-	624	624	-	3,767	2,182	1,585
1975	4,705	2,900	1,805	-	624	624	-	4,081	2,276	1,805
1976	5,176	2,931	2,245	-	624	624	-	4,552	2,307	2,245

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro II.7

Venezuela: utilización de la capacidad instalada de generación de electricidad
(Kilovatios/hora producidos por kilovatio)

	<u>Capacidad total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	3486	3321	4971	-	3706	3706	-	3253	2807	4971
1960	3438	3734	714	-	3805	3805	-	3206	3681	714
1970	3923	3688	4520	-	4209	4225	3538	3866	3533	4534
1973	4789	4146	6377	-	5021	5021	-	4751	3928	6377
1974	4150	3953	4499	-	4808	4808	-	4041	3708	4499
1975	4501	4235	4930	-	4808	4808	-	4455	4078	4930
1976	4497	4351	4688	-	4808	4808	-	4454	4227	4688

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro II.8

Venezuela: consumo de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>		<u>Combustible sólido</u>	<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hidrica y geotérmica</u>	<u>Energía nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante E.T.C.</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante E.T.C.</u>
1950	4,871	0,914	0,002	3,290	1,488	0,091	-	n.d.	n.d.	n.d.
1960	13,154	1,699	0,036	6,931	6,135	0,052	-	n.d.	n.d.	n.d.
1970	25,518	2,483	0,352	11,005	11,975	2,186	-	n.d.	n.d.	n.d.
1973	33,170	2,941	0,374	13,750	16,384	2,662	-	2,963	36,133	3,203
1974	34,998	3,009	0,265	14,786	16,871	3,076	-	3,050	38,048	3,271
1975	34,803	2,901	0,326	14,409	16,231	3,837	-	3,140	37,943	3,163
1976	38,323	3,100	0,329	16,555	16,901	4,538	-	3,140	41,463	3,355

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,43 E.T.C. (eficiencia de 23,1%).

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

CAPITULO III
SUBREGION 3: COLOMBIA

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

La evolución de la situación energética colombiana en los últimos años ha sido diferente de la de los otros países latinoamericanos. Durante el período 1973-1977, la producción total de energía primaria en Colombia descendió en 6,3%, lo que correspondía a una tasa de crecimiento anual medio negativa de -1,54%. Los detalles de esta tendencia negativa de la producción de energía se muestran en el cuadro III.1, que se refiere a la producción de energía comercial y no comercial. La baja en la producción de hidrocarburos (tanto como petróleo crudo y como gas), que no quedó compensada por el aumento de la extracción de carbón y la generación de hidroelectricidad, fue la causa principal de la menor producción de energía.

Colombia ha sido durante más de 50 años un país reconocido como productor de petróleo, y los datos más destacados sobre la producción y comercio de petróleo en el período 1973-1976 se muestran en el cuadro III.2. En tanto que la producción de petróleo experimentó un crecimiento apreciable durante el decenio de 1960, con una tasa de crecimiento anual de 4,3% (un aumento de más de 50% en 10 años), la producción descendió con rapidez en el período 1970-1974, cuando se redujo al nivel de 1960.

El petróleo representa ahora alrededor del 50% de la producción total de energía comercial, contra un 60% en 1974. La reducción de la extracción de petróleo puede atribuirse sobre todo a dos factores:

- Agotamiento de las reservas nacionales de petróleo
- Escaso esfuerzo consagrado al descubrimiento de nuevos pozos petrolíferos.

Actualmente, sólo alrededor del 20% de las regiones con perspectivas de producción de petróleo se han explorado efectivamente.

En consecuencia, Colombia empezó a importar petróleo en 1976, mientras que sólo dos años antes había sido país exportador. Sin embargo, a partir de 1974 las actividades de prospección han aumentado considerablemente:

se han perforado más de 900 nuevos pozos de exploración y se han descubierto nuevas reservas explotables. En 1977, la producción de petróleo crudo era de unos 77 millones de barriles, en comparación con 1.600 millones de m³ de gas natural, que es equivalente al 20% de la producción nacional total de hidrocarburos. La extracción de gas se inició a escala industrial a fines del decenio de 1950, y dentro de una década (entre 1960 y 1970) la producción había aumentado en un factor de 7, llegando aproximadamente a la cifra actual. Sin embargo, del mismo modo que con el petróleo, la producción de gas se ha reducido aproximadamente en 3% al año desde 1974.

En lo que se refiere al carbón y combustible sólido en general, Colombia posee las mayores reservas potenciales de carbón en América Latina. A pesar de eso, la producción de carbón representa sólo alrededor del 15% de la producción nacional de energía comercial. Como puede verse por el cuadro III.1, la tendencia de los años más recientes ha sido al aumento de la producción de carbón. Esto se debe a:

- Mayor demanda internacional de coque para la industria siderúrgica; y
- Reevaluación del carbón como combustible a raíz de la crisis petrolera mundial y la disminución de la producción nacional de petróleo.

Desde 1970, la extracción de carbón ha aumentado a una tasa de crecimiento anual media de 4,9%, y en 1977 llegó la producción de carbón a 3,7 millones de toneladas. Este período de crecimiento siguió a un período de estancamiento en el decenio de 1960, cuando la tasa de crecimiento anual era casi insignificante.

Sin embargo, es en la producción de energía hidroeléctrica (el sector que crece más rápidamente, junto con el carbón) donde, durante el período 1973-1976, se ha logrado la tasa de crecimiento anual más elevada (7,6%) entre las fuentes de energía primaria. Este aumento ha ido paralelo al del sector de producción de electricidad. Durante los últimos años, la proporción de la energía hidroeléctrica permaneció aproximadamente constante (6%), y todas las fuentes de energía hídrica

se han utilizado al máximo para la generación de electricidad. En 1977, la producción total de energía hidroeléctrica ascendió a unos 10^{10} kWh. En la actualidad, Colombia no posee plantas de energía nuclear.

En cuanto a la producción de leña, el cuadro III.1 presenta algunos datos para el período 1973-1977; la cifra indicada es la misma cada año. En consecuencia, esta cifra debe considerarse como una indicación más bien que como un valor exacto, debido a las dificultades de reunir datos. La producción de leña representa alrededor de la cuarta parte de la producción total de energía comercial y no comercial: 8,57 millones de E.T.C. (esto corresponde a un valor original de 22 millones de pies cúbicos). Esa cifra es muy elevada, especialmente si se compara con la cifra de producción de carbón (3,7 millones de E.T.C.) y de energía hidroeléctrica (10.080 millones de kWh) en el mismo año (1977).

Comercio de energía y producción de energía secundaria

El balance de energía de Colombia mostró una clara tendencia negativa en el período 1973-1976. Las exportaciones cayeron en un 54%, en tanto que las importaciones aumentaron aproximadamente en 1,8 millones de E.T.C., cifra casi igual a las exportaciones de energía en 1976. El balance total de energía y su desglose en el período 1973-1976 se muestran en el cuadro III.3.

Como productor de carbón, Colombia siempre ha sido país exportador; sin embargo, ha habido grandes fluctuaciones, incluso en el breve período que se examina, lo que se puede atribuir a la inestabilidad tanto de los mercados nacionales como internacionales. En todo caso, el comercio de carbón ha representado siempre sólo una pequeña fracción del comercio total de energía. La proporción mayor es la que representa el petróleo, como petróleo crudo y como productos derivados.

Colombia exportó petróleo hasta 1974. En 1975, la producción de petróleo se consumió totalmente por el mercado interno, y en 1976 el país ya había empezado a importar petróleo. Ya que el petróleo crudo era el principal producto exportado (en lo que se refiere al sector energético),

este cambio afectó gravemente al balance global de energía. La única contribución positiva que aún había a las exportaciones (fuera del carbón que sólo representaba una pequeña fracción) eran los derivados energéticos del petróleo (99,7% de las exportaciones de energía en 1977).

Sin embargo, incluso en este último sector, las exportaciones disminuyeron (en 16% entre 1973 y 1976) y las exportaciones aumentaron. Esta situación se produjo como resultado de un aumento de la demanda interna, que no fue absorbido por un aumento correspondiente de la capacidad de las refinerías nacionales. Por el cuadro III.2 puede verse que la capacidad de las refinerías permaneció sin cambio entre 1974 y 1976. Sin embargo, a fin de limitar las importaciones resultantes del aumento de la demanda interna, hay algunas nuevas refinerías que quedarán terminadas en un futuro próximo. Se estima que, para 1980, la capacidad de refinación habrá aumentado a 10,7 toneladas de petróleo crudo.

En 1977 Colombia importó petróleo crudo, sobre todo de Venezuela. Otros derivados del petróleo (gasolina para motores, queroseno, etc.) se importaron de las Antillas Neerlandesas, Brasil, México y Venezuela. En el mismo año, Colombia exportó petróleo combustible a los Estados Unidos, Canadá, México, Bahamas y Venezuela.

Producción de electricidad

El sector de energía eléctrica ha crecido rápidamente en Colombia durante los tres decenios últimos. En época más reciente, la generación de electricidad aumentó en más de 20% en sólo tres años (1973-1976). El aumento se debió totalmente al servicio público, que incrementó su producción en 25% durante el mismo período. Los productores de electricidad para uso propio son, sobre todo, refinerías y plantas industriales semejantes. Ya que no se construyeron nuevas refinerías entre 1973 y 1976, la producción independiente de electricidad permaneció más o menos constante durante ese período. El cuadro III.5 muestra datos relativos a la producción de electricidad, por tipos, entre 1973 y 1976. Alrededor

de los dos tercios de la electricidad total se producían por plantas hidroeléctricas. Este sector mostró un aumento particularmente elevado (24,5%) durante el mismo período, en tanto que la generación térmica aumentó en 16,8%. Dicho aumento puede verse en los cuadros III.5 y III.6, el último de los cuales ofrece datos sobre la capacidad instalada de plantas de energía. Estas cifras muestran un avance hacia la explotación de los recursos renovables de energía nacional (energía hídrica) y la tendencia hacia el ahorro de los recursos no renovables, por lo menos en el sector de producción de electricidad. A mayor abundamiento, el cuadro III.7 muestra datos relativos a la utilización de plantas de energía: las hidroeléctricas tienen un coeficiente de utilización más elevado (excepción hecha de los productores de electricidad para uso propio).

Consumo de energía

Entre 1950 y 1970, el consumo de energía aumentó en Colombia rápidamente a una tasa de crecimiento anual de 10,34%; en el período 1973-1976, esta cifra fue de 4,5%. En el cuadro III.8 se dan datos detallados sobre el consumo de energía en Colombia. Debido al alto consumo de leña, el consumo de energía comercial por habitante difiere apreciablemente del consumo total por habitante (0,8555 E.T.C. contra 1,207 E.T.C. en 1976). Entre las fuentes de energía comercial, los hidrocarburos (combustibles líquidos y gaseosos) mostraron la proporción más grande (57%), seguidos por la energía hidroeléctrica (26%) y el carbón (17%).

A pesar de la reducción de la producción de petróleo y gas, el consumo interno de hidrocarburos aumentó en 17% en el período de 1973-1976. El consumo de energía hidroeléctrica aumentó en 25%, siguiendo la misma tendencia que el consumo de electricidad.

En cuanto al combustible sólido, el consumo de carbón aumentó aproximadamente en 20%, mostrando la posibilidad de sustituir, en parte, a otros combustibles, líquidos o gaseosos. Hasta ahora, la demanda de carbón siempre ha sido más baja que la prevista por dos motivos:

- Bajo desarrollo de la industria siderúrgica nacional, que podría utilizar una gran proporción de la producción de coque; y
- Baja competitividad del carbón en comparación con el petróleo, incluso en el mercado interno.

Sin embargo, este último factor cambiará en el futuro próximo, y ya está cambiando.

En 1976, el desglose de la energía consumida era como sigue:

	<u>Porcentaje</u>
Generación de electricidad	12
Industria	38
Transporte	40
Uso doméstico	5
Otros usos	5

2. Recursos energéticos nacionales

La situación energética de Colombia para el futuro inmediato puede mirarse con optimismo moderado. Las reservas de hidrocarburos han de permitir que Colombia alcance la autosuficiencia (o siga siendo dependiente sólo en ligero grado respecto a los países exportadores de petróleo cercanos) en lo que respecta al petróleo y el gas. El logro de este objetivo dependerá también de la capacidad de utilizar reservas de energía localmente disponibles distintas del petróleo.

El país tiene buenas perspectivas de producción de carbón; las reservas comprobadas son bastante grandes para que pueda llegar a ser un importante exportador de carbón. Igualmente favorable son las perspectivas en lo que respecta a la explotación del potencial hidroeléctrico, ya que Colombia posee grandes reservas en esta esfera.

Reservas de petróleo

Las estimaciones en cuanto a las reservas de petróleo han variado en los últimos años, según sus autores. En 1973, la referencia [9] presentaba una cifra de 1.500 millones de barriles de petróleo. Según

otras dos referencias actualizadas (1977), las reservas de petróleo previstas eran mucho más bajas. La referencia [6] presenta una cifra de alrededor de 500 millones de barriles. La referencia [8] cita una cifra de 530 millones de barriles; la fuente original de esta última cifra es el Ministerio de Minas y Energía, que sólo tiene en cuenta las reservas comprobadas. La referencia [1] de una cifra de aproximadamente 4.000 millones de barriles, de lo cual 700 millones de barriles son económicamente recuperables. Este valor es más cercano a las otras dos referencias [8,6]. Si la explotación de estas reservas se produce al ritmo de 1977 (alrededor de 50 millones de barriles al año) las actuales reservas comprobadas de petróleo pueden quedar agotadas en unos 10 a 15 años. Sin embargo, por ahora se ha explorado sólo alrededor de la quinta parte de las regiones con perspectivas de producción de petróleo, y sólo en los últimos años se han iniciado operaciones de exploración más intensivas.

Reservas de gas

Las reservas comprobadas de gas natural parecen ser del orden de 20 a 30% de las reservas totales de hidrocarburos. La referencia [8] presenta una cifra de 41.100 millones de m³ de gas. Este valor corresponde a aproximadamente el 30% de las reservas estimadas totales de hidrocarburos.

Una cifra más alta es la que da la referencia [9], o sea, 68.000 millones de m³, cifra que, como asegura la misma fuente, corresponde al 20% de las reservas totales de petróleo y gas.

Reservas de carbón

Entre las reservas colombianas de energía, corresponde al carbón la proporción mayor. En realidad, Colombia dispone de aproximadamente el 60% de las reservas totales de carbón de América Latina, estando ubicadas las principales reservas potenciales en unos 35 emplazamientos diferentes, esparcidos por todo el país.

Las estimaciones globales del potencial colombiano de carbón se iniciaron en 1951, y se han venido actualizando continuamente. Los cálculos iniciales indicaban reservas comprobadas de unos 200 millones de toneladas, que se actualizaron a 375 millones en 1977 (datos del Ministerio de Minas y Energía) (véase referencia [8]). Sin embargo, algunas estimaciones (referencia [14]) indican posibles reservas unas cien veces mayores, que dan una cifra de aproximadamente 40.000 millones de toneladas. La principal zona productiva está en la región de Guajira, en la parte norte del país cerca de la frontera con Venezuela. Grandes reservas de carbón de alta calidad están concentradas en la zona de El Cerrejón, en la misma región. Se trata de un carbón bituminoso, no coquizable, con un contenido volátil elevado (32 a 37%) y de poco azufre (0,52%), adecuado para la exportación. La extracción no debería ser demasiado difícil, ya que el carbón está situado en capas (de más de un metro de espesor) a nivel superficial sobre una amplia extensión. Otras regiones carboníferas ricas están en la costa del Pacífico y en la región central. Las minas ubicadas en esta última región tienen buenas perspectivas como productoras de carbón coquizable. Sin embargo, estas últimas fuentes potenciales aún tienen que ser exploradas y plenamente evaluadas.

Colombia es hasta ahora el único país latinoamericano que dispone de carbón de contenido volátil elevado, medio y bajo, en cantidades adecuadas para exportaciones en gran escala. Las cantidades son: 33% de antracita y semiantracita, 14% de carbón bituminoso con contenido volátil bajo y medio, y 53% de carbón bituminoso con contenido volátil elevado. De éste, más de la mitad es apropiado para coque.

Reservas hidroeléctricas

Las reservas de potencial hidroeléctrico de Colombia son de las más grandes de América Latina. Según la referencia [8], las reservas potenciales son del orden de 25.000 MW. En la referencia [8], las reservas hidroeléctricas "planificadas" se estiman en 23.350 MW. Aun cuando

los autores no especificaban en detalle el sentido de reservas potenciales (o planificadas), debe entenderse ese término en el sentido de que incluye todas las reservas posibles que han sido estudiadas y encontradas económicamente explotables. Pueden obtenerse otras cifras relativas en general a las reservas potenciales totales, incluidas las no económicamente explotables. En este caso, la referencia [13] da un valor de 55.000 kW.

Aunque la inversión de capital y el tiempo requerido para construir una planta hidroeléctrica son relativamente elevados, las perspectivas a largo plazo son favorables para este sector y permitirán que Colombia satisfaga una gran proporción de su demanda.

Reservas geotérmicas

Desde 1968 se vienen realizando en Colombia investigaciones geológicas en la región de Caldas. Las investigaciones preliminares revelaron que podría producirse energía en pequeña escala. El resultado de los ensayos realizados en una planta piloto (3-10 MW) determinará la viabilidad de adoptar un programa de explotación de la energía geotérmica.

Reservas de uranio

No se dispone de datos sobre las reservas colombianas de combustible nuclear.

Reservas de energía no comercial

La situación geográfica del país se presta para la futura explotación de la energía solar, tan pronto como se cuente con tecnologías más baratas. Sin embargo, el clima húmedo no permitirá un coeficiente demasiado elevado de aislamiento, debido al efecto de difusión del vapor de agua sobre la radiación recibida. En todo caso, ya son factibles pequeñas aplicaciones de la energía solar.

Se prestan más para la explotación los recursos energéticos derivados de la biomasa. Colombia posee ya una elevada producción de energía no comercial derivada de la leña (véase el cuadro II.1). Sin embargo, un uso más racional de estos recursos energéticos podrían ayudar a resolver algunos de los actuales problemas de energía.

3. Políticas nacionales en materia de energía

El balance energético de Colombia se ha modificado rápidamente en los últimos años, pasando el país de exportador a importador de energía. En consecuencia, se ha visto obligado a cambiar completamente su estrategia en materia de energía, que anteriormente se basaba en la simple explotación de los recursos naturales.

La nueva estrategia del sector público en este sector puede resumirse como sigue:

- 1) Adopción de un programa apropiado de exploración, dedicado tanto al descubrimiento de nuevos recursos energéticos como a la explotación del potencial ya descubierto; y
- 2) Iniciación de un programa de sustitución de los derivados del petróleo por otras formas de energía localmente disponibles.

Con respecto al primer punto, se aprobó un programa de prospección, cuyo objetivo era determinar unos 80 pozos por año. Además, se aumentó la labor en la detección de pozos de gas, a raíz de los buenos resultados obtenidos en la zona de Guajira. Grandes esfuerzos se están concentrando también en la evaluación y explotación de las reservas de carbón.

La inversión en las inversiones de exploración, en la zona de El Cerrejón, fue especialmente elevada (alrededor de 100 millones de pesos hasta 1977), estando otros 160 millones de pesos destinados a completar las exploraciones sólo en esta zona.

Los estudios sobre la utilización de la energía hídrica son muy interesantes y productivos, habiéndose dedicado grandes esfuerzos a este sector. Hasta ahora se han encontrado reservas económicamente explotables, aun cuando sólo se ha explorado el 40% del país. Pese a la ausencia de planes para la utilización de la energía nuclear en el futuro próximo, se ha aprobado un programa para la exploración intensiva de zonas limitadas que se creen ricas en uranio.

En cuanto a lo segundo, la reducción de la producción de petróleo dio ímpetu a los planes para la utilización de fuentes de energía comercial distintas del petróleo. En todo caso, el nuevo programa de desarrollo se basará en una política de precios que refleje los costos

reales de todas las distintas formas de energía. Como resultado de la crisis del petróleo, el carbón colombiano alcanzó un precio competitivo en comparación con el petróleo. Esta situación es incluso más favorable para Colombia, por cuanto los otros países latinoamericanos están relativamente mal dotados de este combustible.

Sin embargo, la adopción de esta política en materia de carbón exigirá un desarrollo de infraestructura concomitante, que puede resumirse como sigue:

- Conocimiento de las reservas potenciales de carbón, sobre todo aquellas que sean económicamente explotables;
- Conocimiento de las calidades de carbón (importante en vista de posibles exportaciones de coque);
- Estímulo y orientación del mercado interno hacia el empleo de carbón como combustible, promoviendo el desarrollo de tecnologías apropiadas para este objeto;
- Desarrollo y modernización de las minas como base para el establecimiento de una industria del carbón en gran escala;
- Formulación de un programa de investigaciones a fin de limitar el efecto negativo de la explotación y utilización del carbón sobre el ambiente;
- Creación y promoción de una industria nacional del carbón como instrumento eficaz del sector público;
- Creación de la infraestructura necesaria, sobre todo en el sector de transportes (ferrocarriles, puertos, etc.); y
- Capacitación de personal especializado.

Fuera del carbón, también el gas está previsto como sustituto del petróleo, sobre todo después del descubrimiento de los yacimientos de Guajira.

En el sector de producción de energía eléctrica, la política gubernamental ha favorecido ya la explotación de la energía hídrica como recurso energético renovable. Los datos presentados en el cuadro III.6, que muestra la electricidad producida en los últimos años, confirman esta tendencia. Actualmente, alrededor del 65% de la energía total producida se genera mediante energía hídrica, y para 1985 esta proporción debería ser aun más alta. Se estima que llegará

a un nivel de 85% para la producción de electricidad, aumentando aproximadamente en un 10% anual. Se prevé que para entonces estarán funcionando ocho nuevas plantas hidroeléctricas, con una capacidad total de 4.500 MW.

4. Futura demanda de energía

En el caso de Colombia, como en el de otros países, los diferentes autores de predicciones ofrecen estimaciones muy variadas respecto al futuro consumo de energía. Durante el período 1950-1975, la tasa de crecimiento anual media del consumo de energía fue de 8,8%.

Esta tasa de crecimiento anual es bastante elevada, y puede suponerse que sea resultado de la rápida evolución en un país en desarrollo. Parece poco probable que Colombia pueda seguir desarrollándose a tal ritmo en el futuro. En época más reciente, la tasa de crecimiento anual del consumo de energía fue sólo de 2,25%, en el período 1974-1976. La referencia [1] presenta una estimación del consumo de energía de 46 millones de E.T.C. para 1985.

Una extrapolación diferente, basada en datos relativos al período 1950-1975, fue la que hicieron los científicos de IIASA [5]. Este consumo extrapolado es de 43 y 120 millones de E.T.C. para 1985 y 2000, respectivamente, siendo la tasa de crecimiento anual correspondiente de aproximadamente 4,8%. Los mismos investigadores utilizaron un modelo para predecir la demanda de energía hasta el año 2030. La predicción obtenida era de 53 millones de E.T.C. para el año 2000. Esta cifra se concibió dentro de un llamado "cuadro de elevado consumo de energía". En un "cuadro de bajo consumo", el consumo de energía para el año 2000 se estimó en 44 millones de E.T.C.

Las tasas de crecimiento anual derivadas de estas dos últimas cifras son 4,0% y 3,2%, respectivamente. De estas tasas cabe inferir que la demanda de energía para el año 1985 será de 29 millones de E.T.C. en el cuadro de alto consumo y de 27 millones de E.T.C. en el cuadro de bajo consumo. Las cifras presentadas para el año 1985 difieren sólo en un factor de 1,7 (con referencia al mínimo y el máximo). Las cifras presentadas para el año 2000 difieren en un factor de 3,7.

En la referencia [5] se dan extrapolaciones para la electricidad (IIASA). A una tasa de crecimiento anual de 8,67%, el consumo para 1985 se estimó en 35.600 millones de kWh, y para el año 2000 en 115.550 millones de kWh.

La demanda futura acumulativa de energía (esto es, la suma de la demanda energética futura anual a partir de 1979) puede deducirse de los datos anteriormente dados. Esta cifra, para el período 1979-1985, varía entre 149 y 223 millones de E.T.C. La diferencia entre ambas es de 50%. La demanda integrada de energía para el período 1979-2000 varía entre 676 y 1.723 millones de E.T.C., y estas cifras presentan un factor de diferencia de 2,55.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

Aunque Colombia ha sido país productor y exportador de petróleo durante los últimos 50 años, parece que en el futuro tendrá que importar petróleo crudo a fin de satisfacer la creciente demanda interna. Se supone que esta demanda integrada de energía hasta el año 2000 se sitúa entre aproximadamente 680 y 1.700 millones de E.T.C. Las reservas estimadas de petróleo son del orden de 700 millones de barriles (100 millones de E.T.C.). En consecuencia, el petróleo puede durar sólo unos pocos años más, a menos que se hagan nuevos descubrimientos. La diferencia entre la producción prevista y el consumo futuros de energía puede colmarse utilizando otros recursos energéticos del país; las reservas probables de carbón deben garantizar suministros de energía para decenios. En principio, toda la producción actual y la futura estimada de electricidad puede lograrse por medio de energía hídrica. El país produce ya grandes cantidades de combustible de origen vegetal, y tiene un amplio potencial explotable en este sector, en tanto que la situación geográfica del país puede permitir la utilización de energía solar. Sin embargo, ya que más del 50% del consumo de energía se basa actualmente en los hidrocarburos, el empleo de fuentes de energía diferentes del petróleo y el gas exigirá tiempo, un cambio en la tecnología y elevadas inversiones. Además, algunos de los recursos disponibles del país aún requieren una evolución de la tecnología (por ejemplo, energía solar); o bien su utilización se ve limitada por

restricciones económicas (por ejemplo, la energía hídrica) u otras clases de problemas (por ejemplo, los problemas de contaminación ocasionados por el empleo de carbón).

En el futuro próximo, Colombia tendrá que resolver dos tipos de problemas. El primero tiene que ver con la falta parcial de energía en el momento actual (y probablemente también en el futuro). Este problema se resolverá, o bien importando hidrocarburos de otros países a precios cada vez más elevados, o mediante posibles nuevos descubrimientos de petróleo. Al mismo tiempo, Colombia tendrá que hacer frente al segundo problema, el de iniciar una política de diversificación de sus propios recursos energéticos, pensando en términos de la explotación de los recursos de energía nacionales disponibles y en términos de la conservación de la energía.

Cuadro III.1

Colombia: producción de energía primaria

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{3/}</u>	<u>Total de energía primaria</u>
1950	n.d.	1,010	6,925	n.d.	0,385	-	n.d.	n.d.
1960	15,802	2,600	11,287	0,538	1,377	-	n.d.	n.d.
1970	25,156	2,750	17,032	1,950	3,424	-	n.d.	n.d.
1973	24,309	3,048	14,398	2,556	4,307	-	8,570	32,880
1974	23,745	3,266	13,203	2,475	4,801	-	8,570	32,316
1975	23,554	3,447	12,328	2,498	5,281	-	8,570	32,125
1976	22,855	3,620	11,488	2,379	5,368	-	8,570	31,426
1977	22,214	3,700	10,887	2,259	5,368 ^{2/}	-	8,570	30,785

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,53 E.T.C. (eficiencia de 23,1%).

^{2/} Derivados de Anuario Estadístico 1977, OLADE.

^{3/} Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro III. 2

Colombia: balance de petróleo crudo y capacidad de refinerías
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Producción total de petróleo (incluido el marítimo)</u>	<u>Producción de petróleo marítimo</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Adición a las existencias</u>	<u>Suministro aparente</u>	<u>Capacidad de refinerías</u>
1950	4,711	-	-	3,910	n.d.	0,801	1,500
1960	7,584	-	-	4,353	n.d.	3,231	3,650
1970	11,327	-	-	4,203	n.d.	7,124	6,700
1973	9,493	-	-	1,340	n.d.	8,153	8,100
1974	8,686	-	-	0,068	n.d.	8,618	8,670
1975	8,102	-	-	-	n.d.	8,102	8,670
1976	7,553	-	0,930	-	n.d.	8,483	8,670
1977	7,150	-	-	-	n.d.	-	-

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

n.d. = no disponible.

Cuadro III.3

Colombia: comercio de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	-	-	-	1,367
Exportaciones	1,970	0,100	-	-
Balance energético (Exp. - Imp.)	+1,970	+0,100	-	-1,367
<u>Productos energéticos de petróleo</u>				
Importaciones	0,013	0,043	0,335	0,502
Exportaciones	2,363	2,258	1,970	1,986
Balance energético (Exp. - Imp.)	2,350	2,215	1,635	1,484
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	-	-	-	-
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp. - Imp.)	-	-	-	-
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	0,001	-	-	-
Exportaciones	0,029	0,040	0,036	0,004
Balance energético (Exp. - Imp.)	+0,028	+0,040	+0,036	+0,004
<u>TOTAL</u>				
Importaciones	0,014	0,043	0,335	1,869
Exportaciones	4,362	2,398	2,006	1,990
Balance energético (Exp. - Imp.)	+4,348	+2,355	+1,671	+0,121

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7], a excepción de los productos energéticos de petróleo, obtenidos como diferencia.

^{1/} 1 tonelada de petróleo = 1,47 toneladas de equivalente de carbón.

Cuadro III.4

Colombia: producción, comercio y consumo de electricidad
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo total</u>	<u>Consumo por habitante</u> <u>(en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada</u> <u>por habitante (en kWh)</u>
1973	12,596	-	-	12,596	564	0,141
1974	13,203	-	-	13,203	575	0,153
1975	14,485	-	-	14,485	613	0,154
1976	15,343	-	-	15,343	631	0,158

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro III.5

Colombia: producción de electricidad por tipos
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	1,147	0,422	0,725	-	0,112	n.d.	n.d.	1,035	n.d.	n.d.
1960	3,750	1,163	2,585	-	0,645	0,542	0,103	3,105	0,621	2,484
1970	8,750	2,316	6,434	-	0,912	0,400	0,512	7,838	1,916	5,922
1973	12,596	4,503	8,093	-	1,755	1,455	0,300	10,841	3,048	7,793
1974	13,203	4,188	9,015	-	1,580	1,300	0,280	11,623	2,888	8,735
1975	14,485	4,570	9,915	-	1,700	1,400	0,300	12,785	3,170	9,615
1976	15,343	5,263	10,080	-	1,750	1,450	0,300	13,593	3,813	9,780

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro III. 6

Colombia: capacidad instalada de plantas energéticas

(Miles de kilovatios)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	n.d.	n.d.	n.d.	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1960	911	406	505	-	241	196	45	670	210	460
1970	2.700	904	1.796	-	623	292	331	2.077	612	1.465
1973	3.142	1.194	1.948	-	350	250	70	2.792	914	1.878
1974	3.519	1.196	2.323	-	350	250	70	3.169	916	2.253
1975	3.650	1.327	2.323	-	350	250	70	3.300	1.047	2.253
1976	3.850	1.430	2.420	-	350	250	70	3.500	1.150	2.350

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro III. 7

Colombia: utilización de la capacidad instalada de generación de electricidad
(kilovatios/hora producidos por kilovatio)

	<u>Utilización total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	n.d.	n.d.	n.d.	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1960	4116	2865	5123	-	2676	2765	2289	4634	2957	5400
1970	3241	2562	<u>3582</u>	-	1464	1370	1547	3774	3131	4042
1973	4009	3771	4155	-	5014	5196	4286	3883	3335	4150
1974	3752	3502	3881	-	4514	4643	4000	3668	3153	3877
1975	3968	3444	4268	-	4857	5000	4286	3874	3028	4268
1976	3985	3680	4165	-	5000	5179	4286	3884	3316	4162

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro III. 8

Colombia: consumo de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Consumo total de energía comercial</u>		<u>Combustible sólido</u>	<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hidrica y geotérmica</u>	<u>Energía nuclear</u>	<u>Leña^{3/}</u>	<u>Consumo total de energía</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante E.T.C.</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante E.T.C.</u>
1950	n.d.	n.d.	1,010	2,243	n.d.	0,385	-	n.d.	n.d.	n.d.
1960	8,623	0,559	2,600	4,108	0,538	1,377	-	n.d.	n.d.	n.d.
1970	15,431	0,731	2,747	7,310	1,950	3,424	-	n.d.	n.d.	n.d.
1973	18,201	0,813	3,019	8,319	2,556	4,307	-	8,751	26,772	1,197
1974	19,239	0,838	3,225	8,738	2,475	4,801	-	8,571	27,810	1,211
1975	19,896	0,841	3,411	8,706	2,498	5,281	-	8,571	28,476	1,204
1976	20,785	0,855	3,616	9,422	2,379	5,368	-	8,571	29,356	1,207
1977						5,368 ^{2/}	-	8,571		

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1.000 kW producidos corresponden a 0,53 E.T.C. (eficiencia de 23,1%).

2/ Derivados de Anuario Estadístico 1977, OLADE.

3/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

CAPITULO IV

SUBREGION 4: CENTROAMERICA

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

Los países centroamericanos siempre han sido dependientes, en gran parte, de fuentes externas de energía. La producción nacional ha estado limitada siempre a la producción de hidroelectricidad o energía no comercial, y, en total, nunca ha satisfecho la demanda energética de esta subregión. Los datos sobre la producción de energía en el período 1973-1976 se presentan globalmente en el cuadro IV.1, por el cual puede verse que la producción de energía aumentó aproximadamente en 15% durante dicho período.

El 40% de este aumento se debió a una mayor producción en el sector hidroeléctrico. El 60% restante correspondió al aumento de las fuentes no comerciales de energía (leña, bagazo, etc.). Sin embargo, la expansión de este sector fue especialmente apreciable: 35% en un período de tres años, con una tasa de crecimiento anual de más de 10%.

El aumento del sector hidroeléctrico en el período 1973-1976 fue especialmente alto en algunos países, tales como la Zona del Canal de Panamá (69%) y El Salvador (62,5%). En 1976, el 68% de la producción hidroeléctrica total correspondía a sólo tres países: Costa Rica (37%), El Salvador (18%) y Honduras (13%). La Zona del Canal de Panamá, a pesar de sus dimensiones muy limitadas, contribuyó con el 9% de la producción total de hidroelectricidad, sitúandose entre Nicaragua (11%), Guatemala (9%) y Panamá (3%). Belice no tiene plantas hidroeléctricas.

En cuanto a la producción de otras formas de energía comercial, la situación no ha sido muy positiva. Ninguno de los países de la subregión es productor de petróleo, excepción hecha de Guatemala, que inició la producción en 1976 (alrededor del 6% de la energía comercial producida en dicho país). En 1977, esta producción se había duplicado con creces; sin embargo, la proporción de la producción de energía comercial y no comercial cubierta por el petróleo seguía siendo muy pequeña (menos del 1%).

Ninguno de estos países produce carbón. La producción de electricidad por medio de plantas de energía nuclear está limitada a la Zona del Canal de Panamá. La producción de energía no comercial ha sido siempre mucho más

elevada que la de la energía comercial, siendo la proporción de 5:1 en 1976. En el cuadro IV.1 se muestran también datos sobre la producción de energía no comercial. En estos datos se incluye la producción de leña, carbón vegetal, bagazo y otros combustibles de origen vegetal. Sin embargo, debido a la dificultad de reunir datos sobre estas fuentes de energía, las cifras deben considerarse como indicativas más bien que como valores determinados. La referencia [1] da cifras más bajas, pero del mismo orden de magnitud. Alrededor del 78% de la energía no comercial producida en la subregión se derivaba de la leña o el carbón vegetal, y era utilizada por la población local para satisfacer sus necesidades energéticas básicas. El resto procedía de desechos de bagazo, y la reciente expansión de la producción de azúcar ha dado lugar a un aumento de la producción de bagazo.

Comercio de energía y producción de energía secundaria

Debido a la limitada producción de energía primaria en los países de esta subregión, alrededor del 90% (dato de 1976) de la energía comercial necesaria se importaba del extranjero. Las importaciones de energía en el período 1973-1976 mostraron algunas fluctuaciones: entre 1975 y 1976, las importaciones bajaron en más de 15% ($2,7 \times 10^6$ E.T.C.), con una baja correspondiente de las exportaciones (50%, o sea, 10^6 E.T.C.). Estas cifras pueden derivarse del cuadro IV.2, donde se dan los datos de exportación e importación para el período 1973-1976. En los cuadros IV.3 y IV.4 se presenta el comercio de energía por países, para 1973 y 1976.

Por los datos presentados puede verse que alrededor del 55% de las importaciones totales de energía eran de petróleo crudo, correspondiendo el resto casi por completo a otros derivados del petróleo. A excepción de Belice y la Zona del Canal de Panamá (que no poseen refinerías para elaborar el petróleo crudo), todos los demás países de la subregión importaron petróleo crudo en el período examinado. Según el grado de capacidad de refinería disponible, la proporción entre petróleo crudo y productos refinados, en las exportaciones totales de hidrocarburos, variaban de un país a otro. La capacidad de refinería de cada país se muestra, para el período 1973-1976, en el cuadro IV.5

En algunos países, tales como Honduras, Nicaragua y Panamá, la capacidad de refinería superaba a la demanda interna de productos refinados. En consecuencia, estos países exportaban parte de su petróleo refinado. Sin embargo,

el volumen de exportaciones disminuyó entre 1973 y 1976 debido al crecimiento de la demanda interna, que no fue acompañado de un crecimiento análogo de la capacidad de refinería. Únicamente Panamá hizo un esfuerzo apreciable en este sector y duplicó su capacidad de refinería entre 1974 y 1976. Otros países, tales como Guatemala y Costa Rica, importaron una gran proporción de sus hidrocarburos en forma de productos refinados (37 y 59%, respectivamente). El Salvador era autosuficiente, en tanto que Belice y la Zona del Canal de Panamá importaban todo el petróleo que necesitaban en forma de refinado.

El gas natural no se importa a los países de esta subregión debido a los costos y los problemas tecnológicos que van asociados al transporte de gas. En cuanto al carbón, la situación de su comercio no es positiva, puesto que sólo Panamá importó carbón entre 1973 y 1975. Estas importaciones, sin embargo, eran muy limitadas (menos del 0,2% de las importaciones nacionales totales de energía) y cesaron completamente en 1976.

Producción de electricidad

Los datos relativos a la producción y comercio de energía eléctrica en el período 1973-1976 se presentan en el cuadro IV.6. En el cuadro IV.7 se da la producción y comercio de electricidad por países en los años 1973 y 1976. El aumento global de la producción en dicho período fue de aproximadamente 22%, con una tasa de crecimiento anual de 6,9%. El aumento anual correspondiente de la capacidad total de planta eléctrica instalada fue de sólo 4,2%. En consecuencia, la utilización media de las plantas eléctricas aumentó de 3.560 a 3.850 kWh/kW. Estas cifras pueden derivarse de los cuadros IV.6, IV.7, IV.8, IV.12, IV.13 y IV.14, en que se presentan datos sobre la capacidad instalada global de las plantas eléctricas para el período 1973-1976, así como su desglose por países para los años 1973 y 1976.

Los datos presentados en el cuadro IV.9 muestran que la crisis petrolera a comienzos del decenio de 1970 proporcionó un ímpetu para que estos países hicieran mayor uso de sus reservas hídricas. La producción de electricidad por medio de la energía hídrica aumentó en más del 36% en tres años (1973-1976), mientras que la cifra correspondiente a la generación térmica fue de sólo 12% en el mismo período. La tendencia hacia el empleo de plantas hidroeléctricas para satisfacer la carga básica de consumo de energía eléctrica se refleja en la creciente utilización de estos tipos de plantas: 21% entre 1973 y 1976 (en 1976 fue de 4.953 kWh/kW). Por otra parte, la utilización de plantas termoeléctricas permaneció aproximadamente constante (3.200 kWh/kW).

En 1976, la proporción de electricidad producida por medio de la energía hídrica en la subregión fue de 48%. En algunos países, dicha proporción fue mucho mayor: en Costa Rica, la cifra llegó al 88% de la electricidad total producida, en Honduras al 83%, y en El Salvador al 60%. Especial interés ofrece la explotación de la energía geotérmica para la producción de electricidad en El Salvador. En 1977, las plantas eléctricas de 60 MW de Ahuachapán proporcionaban alrededor del 32% de la electricidad producida en ese país. En otros países, la generación térmica era la fuente principal: en Belice el 100%, en Panamá el 93% y en Guatemala el 73% (datos de 1976). La utilización de energía nuclear es muy limitada. La única planta de energía nuclear de la región está situada en la Zona del Canal de Panamá y produce sólo el 0,2% de la electricidad total producida en Centroamérica.

A pesar del aumento más pronunciado de la producción de hidroelectricidad, por sobre la energía térmica, la tasa a que aumentó la capacidad instalada de ambos tipos de plantas fue la misma (12-13% entre 1973 y 1976).

Los productores de electricidad para uso propio utilizaron la generación térmica en mayor grado; como de costumbre, estos productores para uso propio eran refinerías y plantas industriales que contaban con combustible barato o con generadores eléctricos auxiliares. En consecuencia, la mayor proporción de energía producida por los productores para uso propio se encontraba en los países poseedores de gran capacidad de refinería (en relación con el tamaño del país), tales como Guatemala (18% de la producción nacional de energía), Panamá (11%) o Nicaragua (10%).

El comercio de electricidad dentro de la subregión fue muy limitado: menos del 0,7% de la producción total. No se exportaba energía a países situados fuera de la subregión. El comercio de electricidad dentro de la subregión ha de aumentar, a base de estudios sobre vinculaciones eléctricas que ya se han iniciado. [Se suponía que la eficiencia media de las plantas termoeléctricas era de 26% (esto es, 3.300 Kcal/kWh) en 1976.]

Consumo de energía

El consumo de energía comercial en los países centroamericanos aumentó en 12,6% durante el período 1973-1976, con una tasa de crecimiento anual de 4%. Si se incluye la energía no comercial, estas cifras bajan a 11,5 y 3,7%, respectivamente. Los cuadros IV.15, IV.16 y IV.17 muestran el consumo global de energía y su desglose por países en el período 1973-1976.

Alrededor del 45% del consumo total de energía primaria correspondía a energía no comercial. El motivo de este predominio de los recursos no comerciales reside en la economía de estos países y en la falta de otros recursos energéticos nacionales. Entre las formas comerciales de energía, los combustibles líquidos representan la proporción mayor, alrededor del 80% del total. Ya que ninguno de estos países produce petróleo, todo el petróleo tiene que importarse del extranjero. El consumo de combustibles líquidos no aumentó apreciablemente durante el período que se examina: 8,1% en tres años, a una tasa de crecimiento anual de 2,6%.

En países tales como Panamá, Zona del Canal de Panamá y, hasta cierto punto, Guatemala, la mayor parte del petróleo importado no se utiliza para el consumo interno. Se destina a proporcionar combustible a los barcos que pasan por el Canal de Panamá. En Panamá, esta proporción es de aproximadamente el 44%, o sea 1,35 veces mayor que el consumo nacional efectivo de energía (dato de 1976). En la Zona del Canal de Panamá esta característica era todavía más pronunciada; el petróleo para aprovisionar a los barcos representaba alrededor del 90% de las importaciones totales de energía, o sea, 7,7 veces más que el consumo interno de energía.

El consumo de energía por habitante en la Zona del Canal de Panamá era unas 30 veces mayor que el consumo medio de los demás países. Esto puede explicarse por la alta concentración, en un área muy pequeña, de equipo industrial que se necesita para el funcionamiento del canal.

La única otra forma de energía comercial actualmente utilizada en la Zona es la energía hidroeléctrica. Este sector experimentó un apreciable desarrollo entre 1973 y 1976, y la productividad (y, por consiguiente, la utilización) aumentó en más del 36%, siendo la tasa de crecimiento anual de 11%. Este desarrollo fue especialmente importante para países tales como Panamá, cuya capacidad aumentó más de cuatro veces (4,2%) en sólo tres años (de todos modos, la producción hidroeléctrica de Panamá fue siempre la más baja de Centroamérica). El Salvador aumentó su producción en este sector en 62%, mientras que en Costa Rica el aumento fue de 28%. Sin embargo, Costa Rica produjo alrededor del 38% de la hidroelectricidad producida en toda la región en 1976. Los esfuerzos realizados por este país en este sector se reflejan en el hecho de que, en 1976, el 88% de la demanda interna de electricidad se satisfacía mediante este recurso energético renovable.

En cuanto a la energía consumida, el 37% era utilizado en el sector residencial y comercial, el 32% en el sector agroindustrial y el 30% en el sector de transportes. Sin embargo, debido a elevadas pérdidas e ineficiencias, la utilización efectiva era completamente diferente: los sectores residenciales y de transportes representaban el 16%, cada uno, en tanto que el sector agroindustrial consumía el resto de la energía total utilizada.

2. Recursos energéticos nacionales

A pesar de la acentuada dependencia petrolera de Centroamérica respecto a las fuentes externas, se han concentrado pocos esfuerzos en las actividades exploratorias en este sector. Sólo recientemente, los descubrimientos de petróleo en México han inducido a empresas privadas y nacionales a iniciar la exploración. Los resultados iniciales parecerían ser positivos, a lo menos para algunos de los países, pero se requieren muchas otras investigaciones para determinar el volumen real de las reservas. La situación en lo que respecta a reservas de gas y de carbón es negativa.

Las mejores perspectivas las ofrecen los recursos hidroeléctricos y geotérmicos. Algunos de los países derivan ya una gran proporción de su producción de electricidad de la energía hídrica, y las perspectivas siguen pareciendo buenas. Además, debido a la actividad volcánica en toda la región, se presentan buenas posibilidades en el sector geotérmico. A raíz de la crisis petrolera, muchos Gobiernos perfeccionaron sus programas en materia de energía geotérmica, y los resultados concretos pueden verse ya en las plantas de energía que están funcionando o empezarán a funcionar.

Reservas de petróleo

Los recientes descubrimientos de petróleo en México han abierto perspectivas de otros importantes descubrimientos en Centroamérica. En muchos países centroamericanos son muy semejantes las formaciones geológicas a los suelos ricos en petróleo de la región de Chiapas-Tabasco en México.

Además, en la parte norte de Guatemala, el país más cercano a México, se descubrió petróleo y la producción comenzó en 1975 a razón de 140 barriles diarios. La producción se duplicó con creces en 1977 y, a corto plazo, se prevén unos 5.000 barriles diarios. Otra indicación de las posibles reservas de petróleo es el número de concesiones que se han otorgado para fines de

exploración. Alrededor del 40% de la superficie total de la región parecería haberse entregado a una exploración intensiva. Honduras y Guatemala, en especial, parecerían contar con las mejores perspectivas.

Reservas de gas

Actualmente no existen datos sobre las reservas de gas de Centroamérica. La limitada actividad de exploración en esta subregión no ha conducido a ningún descubrimiento, ni siquiera en el sector del petróleo. Sin embargo, las perspectivas creadas por los recientes descubrimientos mexicanos, y las nuevas actividades de prospección de petróleo, estimularán también la exploración en este sector.

Reservas de carbón

Algunos de los países de la subregión parecerían poseer reservas de carbón de cierta importancia. Sin embargo, igual que en el sector de petróleo y gas, la falta de adecuadas actividades de exploración no ha permitido una evaluación de las reservas posibles. Sólo recientemente decidió Honduras evaluar sus reservas nacionales de carbón, las que se supone son las más ricas de la región.

Reservas hidroeléctricas

La crisis de energía de los últimos años indujo a muchos de los Gobiernos de Centroamérica a reevaluar la posibilidad de explotar en mayor grado sus reservas hídricas. Esta tendencia se ha puesto de manifiesto en los últimos años, y se están consagrando muchos esfuerzos a este sector. Las reservas se han evaluado a diferentes niveles; en el primer nivel se han considerado únicamente, en un plano general, los potenciales teóricamente explotables, después de lo cual se emprendieron estudios más detallados respecto a proyectos concretos. A base de esta evaluación ulterior, el potencial hidroeléctrico de la región se distribuye de la manera siguiente (Ref. [1]):

	<u>Megavatios</u>
Guatemala	9.900
El Salvador	950
Honduras	2.800
Nicaragua	2.950
Costa Rica	8.900
Panamá	<u>1.600</u>
Total	27.100

(En esta lista, el potencial de Belice se incluye en el de Honduras, mientras que el de Panamá comprende también el de la Zona del Canal.)

Ya que no se ha hecho una evaluación económica de estos proyectos, las proporciones individuales indicadas del potencial hídrico deben descontarse, ya que no son económicamente explotables. En todo caso, según las cifras citadas, alrededor del 69% de las reservas están concentradas en sólo dos países, Guatemala y Costa Rica (Costa Rica ya está explotando la energía hídrica en grado muy elevado). El 30% restante se distribuye en forma dispareja entre los demás países, representando Honduras y Nicaragua el 21% de las reservas totales.

En la referencia [13] se presentan otras cifras. Las reservas hídricas totales se estiman en 22.060 MW. Esta cifra difiere aproximadamente en 20% de la otra cifra presentada. Se dice que el potencial está distribuido como sigue:

	<u>Megavatios</u>
Guatemala	6.400
El Salvador	630
Honduras	5.130
Nicaragua	3.270
Costa Rica	3.110
Panamá	<u>3.530</u>
Total	22.060

Reservas geotérmicas

Los países centroamericanos han mostrado interés particular por la explotación de recursos geotérmicos. Toda la zona posee una actividad geotérmica muy intensa, que actualmente apenas se utiliza.

La utilización más interesante de reservas geotérmicas se ha efectuado en El Salvador. En 1977, alrededor del 32% de la energía eléctrica total producida en el país procedía de la energía geotérmica. En el emplazamiento de Ahuachapán, donde está situada la planta de energía geotérmica de El Salvador, la actividad de exploración ha revelado otras fuentes posibles, que se explotarán en el futuro próximo. Hay otras dos plantas de energía que quedarán construidas para 1984. También se han efectuado estudios avanzados en Nicaragua. En la zona de Momotombo se iniciará, a fines de 1980, una

planta de energía de 35 MW. Por motivos presupuestarios, los esfuerzos totales del país están concentrados únicamente en esta esfera, que se espera que rinda alrededor de 100 MW.

En Costa Rica se han iniciado exploraciones iniciales. Se encontraron buenas perspectivas para la explotación de energía geotérmica cerca del volcán Miravalles. Ya se ha iniciado la segunda etapa de la investigación, que supone los aspectos técnicos y económicos de la explotación. En el futuro próximo, Costa Rica debe estar también en condiciones de producir electricidad por medio de energía geotérmica.

En los demás países, las actividades de exploración se encuentran sólo en las etapas iniciales; están más avanzadas en Guatemala, y menos en Panamá y Honduras.

Desde el punto de vista geotérmico, Nicaragua y Guatemala poseen las perspectivas mejores, seguidos por El Salvador, Costa Rica, Honduras y Panamá. En términos de potencial explotable probable, toda la región ha de tener alrededor de 8.800 MW, de los cuales 1.600 son muy probables. El empleo de energía geotérmica podría reducir la dependencia en cuanto al petróleo, a lo menos en el sector de generación de electricidad.

Reservas de uranio

No se dispone de datos sobre las reservas de uranio de Centroamérica.

Reservas de energía no comercial

En esta subregión, los recursos no comerciales de energía proceden también del sol y de la agricultura. En términos geográficos, la región se halla suficientemente bien ubicada para la explotación de la energía solar. Como suele ocurrir, las restricciones son de carácter técnico. Sin embargo, en los institutos locales de investigación se están desarrollando tecnologías apropiadas para la utilización local en el sector residencial y en el agrícola.

Más interesante es la situación en lo que respecta a la utilización de desechos agrícolas para la producción de energía. El cultivo principal de la región es la caña de azúcar; el residuo (bagazo) podría servir para la combustión directa como combustible, y uno de los subproductos (melazas), para la producción de alcohol.

3. Políticas nacionales en materia de energía

Todos los Gobiernos de Centroamérica han tenido siempre que hacer frente a un problema doble: la escasez de producción local de energía comercial, por una parte, y la necesidad de energía para desarrollar sus economías, por otra. De acuerdo con la evolución local de las economías locales, algunos países han tratado de satisfacer la demanda interna de energía mediante el empleo de formas no comerciales de energía, por lo general de origen vegetal, o por la elaboración de productos agrícolas. Excepción hecha de los últimos años, esta explotación no ha estado organizada en escala industrial, sino que ha estado restringida a la iniciativa local. La energía no comercial se ha utilizado sobre todo para satisfacer las necesidades energéticas básicas de parte de la población. Países con economías diferentes han tratado de superar el problema parcialmente, desarrollando una economía basada en la transformación de una parte de la energía primaria, una fracción de lo cual podría después exportarse (por ejemplo, refinerías de petróleo).

En los últimos años, el aumento de los precios del petróleo ha obligado a muchos Gobiernos a revisar sus estrategias económicas. Por una parte, se han hecho intentos de limitar o estabilizar las importaciones de petróleo y, por otra, de desarrollar y organizar el empleo de otras formas posibles locales de energía.

La consecuencia práctica ha sido una tendencia diferente en la producción, consumo y empleo de energía, que puede resumirse como sigue:

- Cierta número de estudios de investigaciones sobre la situación energética actual y sus perspectivas futuras. Los estudios se han realizado en parte por algunas instituciones supranacionales, las cuales elaboraron dos programas energéticos diferentes para Centroamérica: el primero en 1973 y el segundo en 1977.
- Un apreciable aumento de la producción de hidroelectricidad durante los últimos años. Esta tendencia se confirma por datos ya registrados y por el programa de exploración y desarrollo en este sector.
- Introducción de la energía geotérmica en el sector de generación de electricidad. Países tales como El Salvador y Nicaragua ya están muy adelantados en esta esfera, y casi todos los países centroamericanos están investigando efectivamente sus recursos geotérmicos nacionales. Ya que los resultados iniciales eran muy positivos, parece probable que se mantengan los ulteriores programas de desarrollo.

- Mayores esfuerzos dedicados a descubrimientos de petróleo en la subregión. Como actualmente el petróleo representa la proporción mayor del consumo de energía, el interés por este sector es particularmente grande. Un país ya ha empezado a producir petróleo.
- Utilización de desechos agrícolas en escala industrial. Ya que los países de la región producen grandes cantidades de productos agrícolas (siendo la caña de azúcar uno de los más importantes), los desechos resultantes podrían utilizarse eficazmente para la producción de energía. Este sector requiere nuevos estudios, aplicaciones experimentales sobre el terreno seguidas por aplicaciones industriales, y enseguida una adecuada coordinación industrial antes de iniciar las operaciones en gran escala. Además, como ocurre con toda nueva tecnología, ha de transcurrir algún tiempo antes que las tecnologías adquieran suficiente "madurez". Sin embargo, los estudios ya efectuados indican que esta subregión ofrece grandes promesas para la explotación de estas fuentes de energía.

4. Futura demanda de energía

Los datos sobre el consumo de energía en el período 1950-1975 pueden extrapolarse para obtener una indicación de la posible demanda futura de energía en la subregión. La Zona del Canal de Panamá se ha excluido de esta proyección debido a su situación energética muy particular en comparación con los demás países de la región. Además, su tasa de crecimiento anual media del consumo de energía es mucho más baja que la cifra correspondiente de los demás países de la región (sólo 3,5%).

La tasa de crecimiento anual media del consumo de la región y el consumo de energía extrapolado para los años 1985 y 2000 se presentan a continuación con ciertos detalles:

	Tasa de crecimiento anual media (porcentajes)	Consumo en 1985 (millones de E.T.C.)	Consumo en 2000 (millones de E.T.C.)
Guatemala	6,9	3,175	8,637
Belice	9,1	0,196	0,723
El Salvador	8,7	2,648	9,256
Honduras	7,1	1,767	4,944
Nicaragua	10,3	2,923	12,746
Costa Rica	7,8	3,145	9,703
Panamá	7,3	3,148	9,057
Total	8-8,1	17,002	55,066

Otra estimación contenida en la referencia [15] da para 1985 un consumo global extrapolado que varía entre 12 y 14 millones de E.T.C., según hipótesis diferentes de desarrollo. La referencia [8] predice el consumo para el año 2000 y únicamente en lo que respecta a Costa Rica, El Salvador y Guatemala. La tasa de crecimiento anual media se calculó a base de los datos ahí citados. Los resultados se presentan a continuación:

	Tasa de crecimiento anual media (porcentajes)	Consumo en 2000 (millones de E.T.C.)
Guatemala	7,5	8,717
El Salvador	8,1	8,390
Costa Rica	6,4	6,349

Estas cifras armonizan bastante bien con las otras ya presentadas.

En cuanto a la futura demanda de energía eléctrica, la referencia [1] da una elevada estimación global del consumo regional en el año 2000. Esta estimación es de 60.000 GWh (que corresponde a 28 millones de E.T.C., tomando una eficiencia de conversión de 26%).

La demanda acumulativa de energía comercial a partir de 1979 puede deducirse de las cifras presentadas anteriormente. Hasta 1985, esa demanda debe ser del orden de 84 millones de E.T.C., y hasta el año 2000 debe haber aumentado a unos 600 millones de E.T.C.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

El consumo acumulativo de energía en los países centroamericanos se ha estimado en unos 600 millones de E.T.C. hasta el año 2000. Actualmente, parece poco probable que estos países puedan alcanzar la autosuficiencia en el sector energético en un futuro próximo. Esa situación sólo podría variar si hubiera importantes descubrimientos de petróleo semejantes a los de México en 1972.

Los problemas de suministro de energía pueden encararse a base de tres enfoques:

- Limitar el consumo interno, evitando, en todo lo posible, una reducción del crecimiento económico regional, y eliminando las ineficiencias y pérdidas de sistema;

- Promover el desarrollo de recursos energéticos locales, sobre todo cuando están vinculados a las infraestructuras existentes (por ejemplo, la agricultura); e
- Importar energía primaria de países extranjeros.

De todos modos, en esferas determinadas del sector energético, la subregión ya ha mostrado su autosuficiencia potencial. Gracias a la abundancia de recursos hídricos y geotérmicos en ciertos países, la producción de energía eléctrica podría efectuarse completamente por medio de estas formas de energía. Se ha calculado que los recursos hidroeléctricos de la subregión podrían satisfacer la demanda de electricidad incluso después del año 2000.

Cuadro IV.1

Centroamérica y Panamá: producción de energía primaria
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	1950	1960	1970	1973	1974	1975	1976	1977
<u>Guatemala</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,019	0,058	0,158	0,150	0,154	0,150	0,161	n.d.
Combustible líquido	-	-	-	-	-	-	0,010	0,022
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	1,928	2,194	2,194	2,194	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	2,078	2,348	2,344	2,365	n.d.
<u>Belice</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	0,028	0,029	0,030	0,030	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	0,028	0,029	0,030	0,030	n.d.
<u>El Salvador</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,019	0,111	0,223	0,208	0,246	0,227	0,338	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	0,984	0,984	1,363	1,363	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	1,192	1,230	1,590	1,701	n.d.
<u>Honduras</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,004	0,008	0,092	0,169	0,192	0,215	0,235	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	1,328	1,286	1,286	1,286	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	1,497	1,478	1,501	1,521	n.d.
<u>Nicaragua</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,008	0,004	0,150	0,150	0,173	0,177	0,192	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	0,857	0,900	0,915	0,915	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	1,007	1,073	1,092	1,107	n.d.
<u>Costa Rica</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,084	0,184	0,446	0,538	0,592	0,615	0,688	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	0,913	0,914	0,940	0,940	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	1,451	1,506	1,555	1,628	n.d.
<u>Panamá</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,004	0,008	0,038	0,042	0,050	0,046	0,054	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	0,600	0,600	0,600	0,600	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	0,642	0,650	0,646	0,654	n.d.
<u>Zona del Canal de Panamá</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,119	0,115	0,146	0,100	0,135	0,107	0,169	n.d.
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<u>TOTAL</u>								
Hidroelectricidad ^{1/}	0,257	0,488	1,253	1,357	1,542	1,537	1,837	n.d.
Combustible líquido	-	-	-	-	-	-	0,010	0,022
Energía no comercial	n.d.	n.d.	n.d.	6,638	6,907	7,328	7,328	n.d.
Total ^{2/}	n.d.	n.d.	n.d.	7,995	8,449	8,865	9,175	n.d.

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [1].

1/ Factor de conversión: 1000 kWh producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ No se incluye la producción de energía no comercial en la Zona del Canal de Panamá.

n.d. = no disponible.

Cuadro IV.2

Centroamérica y Panamá: comercio de energía
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	10,249	9,967	11,017	8,314
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-10,249	-9,967	-11,017	-8,314
<u>Productos energéticos de petróleo</u>				
Importaciones	7,106	6,764	6,750	6,763
Exportaciones	1,402	1,939	2,137	1,071
Balance energético (Exp.-Imp.)	-5,704	-4,825	-4,613	-5,692
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	-	-	-	-
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-	-	-	-
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	0,013	0,005	0,001	-
Exportaciones	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-0,013	-0,005	-0,001	-
<u>TOTAL</u>				
Importaciones	17,368	16,736	17,368	15,077
Exportaciones	1,402	1,939	2,137	1,071
Balance energético (Exp.-Imp.)	-15,966	-14,797	-15,631	-14,006

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7], a excepción de los productos energéticos de petróleo, obtenidos como diferencia.

^{1/} 1 tonelada de petróleo = 1,47 toneladas de equivalente de carbón.

Cuadro IV.3

Centroamérica y Panamá: comercio de energía por países (1973)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>Guatemala</u>	<u>Belice</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Panamá</u>	<u>Zona del Canal de Panamá</u>	<u>TOTAL</u>
<u>Petróleo crudo</u>									
Importaciones	1,382	-	0,904	1,001	0,804	0,657	5,501	-	10,249
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-1,382	-	-0,904	-1,001	-0,804	-0,657	-5,501	-	-10,249
<u>Productos energéticos de petróleo</u>									
Importaciones	0,068	0,078	0,019	0,070	0,093	0,277	0,032	6,469	7,106
Exportaciones	0,003	-	0,015	0,334	0,007	-	0,857	0,186	1,402
Balance energético (Exp.-Imp.)	-0,065	-0,078	-0,004	+0,264	-0,086	-0,277	+0,825	-6,283	-5,704
<u>Combustible sólido</u>									
Importaciones	-	-	-	-	-	-	0,013	-	0,013
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-	-	-	-	-	-	0,013	-	-0,013
<u>TOTAL</u>									
Importaciones	1,450	0,078	0,923	0,071	0,897	0,934	5,546	6,469	17,368
Exportaciones	0,003	-	0,015	0,334	0,007	-	0,857	0,186	1,402
Balance energético (Exp.-Imp.)	-1,447	-0,078	-0,908	-0,737	-0,890	-0,934	-4,689	-6,283	15,966

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ 1 tonelada de petróleo = 1,47 E.T.C..

Cuadro IV.4

Centroamérica y Panamá: comercio de energía por países (1976)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>Guatemala</u>	<u>Belice</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Panamá</u>	<u>Zona del Canal de Panamá</u>	<u>TOTAL</u>
<u>Petróleo crudo</u>									
Importaciones	1,091	-	1,065	0,583	1,065	0,388	4,122	-	8,314
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Balance energético (Exp.-Imp.)	-1,091	-	-1,065	-0,583	-1,065	-0,388	-4,122	-	-8,314
<u>Productos energéticos de petróleo</u>									
Importaciones	0,647	0,098	0,012	0,033	0,094	0,564	0,571	4,744	6,763
Exportaciones	-	-	0,012	0,027	0,006	-	0,975	0,051	1,071
Balance energético (Exp.-Imp.)	-0,647	-0,098	0,000	-0,006	-0,088	-0,564	+0,404	-4,693	-6,692
<u>TOTAL</u>									
Importaciones	1,738	0,098	1,077	0,616	1,159	0,952	4,693	4,744	15,077
Exportaciones	-	-	0,012	0,027	0,006	-	0,975	0,051	1,071
Balance energético (Exp.-Imp.)	-1,738	-0,098	-1,065	-0,589	-1,153	-0,952	-3,718	-4,693	-14,006

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7], a excepción de los productos energéticos de petróleo, obtenidos como diferencia.

^{1/} 1 tonelada de petróleo = 1,47 E.T.C.

Cuadro IV.5

Centroamérica y Panamá: capacidad de refinerías
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Guatemala</u>	<u>Belice</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Panamá</u>	<u>Zona del Canal de Panamá</u>	<u>TOTAL</u>
1950	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1960	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1970	1,250	-	0,650	0,700	0,650	0,400	4,000	-	7,65
1973	1,250	-	0,650	0,700	0,650	0,470	4,000	-	7,720
1974	1,250	-	0,650	0,700	0,650	0,470	5,000	-	8,720
1975	1,250	-	0,750	0,700	0,750	0,470	5,000	-	8,920
1976	1,250	-	0,750	0,700	0,750	0,470	10,000	-	13,920

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.6

Centroamérica y Panamá: producción, comercio y consumo de electricidad
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo global</u>	<u>Consumo por habitante (en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada por habitante (en kWh)</u>
1950	0,807	0,001	0,001	0,807	89 (61 ^{1/})	0,027 (0,018 ^{1/})
1960	1,569	-	-	1,569	129 (107 ^{1/})	0,041 (0,036 ^{1/})
1970	4,347	0,117	0,117	4,347	269 (234 ^{1/})	0,078 (0,069 ^{1/})
1973	6,486	0,106	0,106	6,486	366 (325 ^{1/})	0,103 (0,093 ^{1/})
1974	7,025	0,064	0,064	7,025	384 (365 ^{1/})	0,104
1975	7,392	0,047	0,047	7,392	390 (354 ^{1/})	0,104
1976	7,936	0,055	0,055	7,936	405 (373 ^{1/})	0,105 (0,096 ^{1/})

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Exclusión hecha de la Zona del Canal.

Cuadro IV.7

Centroamérica y Panamá: producción, comercio y consumo de electricidad por países (1973)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo global</u>	<u>Consumo por habitante (en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada por habitante (en kWh)</u>
Guatemala	1,020	-	-	1,020	178	
Belice	0,028	-	-	0,028	242	0,050
El Salvador	0,912	-	-	0,912	242	0,068
Honduras	0,441	-	-	0,441	170	0,052
Nicaragua	0,714	-	-	0,714	354	0,131
Costa Rica	1,346	-	-	1,346	719	0,193
Panamá	1,359	0,019	0,087	1,291	822	0,201
Zona del Canal de Panamá	0,666	0,087	0,019	0,734	17.902	4,488
TOTAL	6,486	0,106	0,106	6,486	366 ^{1/} 325 ^{2/}	0,103 ^{1/} 0,093 ^{2/}

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Promedio ponderado.

2/ Promedio ponderado, exclusión hecha de la Zona del Canal.

Cuadro IV.8

Centroamérica y Panamá: producción, comercio y consumo de electricidad por países (1976)
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo global</u>	<u>Consumo por habitante (en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada por habitante (en kWh)</u>
Guatemala	1,250	-	-	1,250	200	0,053
Belice	0,043	-	-	0,043	299	0,083
El Salvador	1,199	-	-	1,199	291	0,084
Honduras	0,590	-	0,021	0,569	201	0,059
Nicaragua	1,040	0,021	-	1,061	475	0,121
Costa Rica	1,646	-	-	1,646	791	0,195
Panamá	1,508	0,022	0,012	1,518	883	0,201
Zona del Canal de Panamá	0,660	0,012	0,022	0,650	16,250	4,525
TOTAL	7,936	0,055	0,055	7,936	405 ^{1/} 373 ^{2/}	0,105 ^{1/} 0,096 ^{2/}

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Promedio ponderado.

2/ Promedio ponderado, exclusión hecha de la Zona del Canal.

Cuadro IV.9

Centroamérica y Panamá: producción de electricidad por tipos
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
1950	0,807	0,266	0,541	-	0,101	0,074	0,027	0,706	0,192	0,514	-
1960	1,756	0,717	1,039	-	0,195	0,178	0,017	1,561	0,539	1,022	-
1970	4,974	2,301	2,628	0,045	0,477	0,389	0,088	4,497	1,912	2,540	0,045
1973	6,490	3,614	2,830	0,046	0,528	0,485	0,043	5,962	3,129	2,787	0,046
1974	7,025	3,760	3,239	0,026	0,571	0,540	0,031	6,454	3,220	3,208	0,026
1975	7,392	4,140	3,227	0,025	0,582	0,521	0,061	6,810	3,619	3,166	0,025
1976	7,936	4,057	3,859	0,020	0,656	0,588	0,068	7,280	3,469	3,791	0,020

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.10

Centroamérica y Panamá: producción de electricidad por tipos y por países (1973)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
Guatemala	1,020	0,702	0,318	-	0,162	0,162	-	0,858	0,540	0,318	-
Belice	0,032	0,032	-	-	-	-	-	0,032	0,032	-	-
El Salvador	0,912	0,472	0,440	-	0,040	0,040	-	0,872	0,432	0,440	-
Honduras	0,441	0,082	0,359	-	0,050	0,050	-	0,391	0,032	0,359	-
Nicaragua	0,714	0,394	0,320	-	0,096	0,070	0,026	0,618	0,324	0,294	-
Costa Rica	1,346	0,209	1,137	-	0,059	0,042	0,017	1,287	0,167	1,120	-
Panamá	1,359	1,268	0,091	-	0,121	0,121	-	1,238	1,147	0,091	-
Zona del Canal de Panamá	0,666	0,455	0,165	0,046	-	-	-	0,666	0,455	0,165	0,046
TOTAL	6,490	3,614	2,830	0,046	0,528	0,485	0,043	5,962	3,129	2,787	0,046

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.11

Centroamérica y Panamá: producción de electricidad por tipos y por países (1976)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	Producción total				Industrial			Pública			
	Total	Térmica	Hídrica	Nuclear	Total	Térmica	Hídrica	Total	Térmica	Hídrica	Nuclear
Guatemala	1,250	0,910	0,340	-	0,230	0,195	0,035	1,020	0,715	0,305	-
Belice	0,043	0,043	-	-	-	-	-	0,043	0,043	-	-
El Salvador	1,199	0,483	0,716	-	0,053	0,053	-	1,146	0,430	0,716	-
Honduras	0,590	0,097	0,493	-	0,047	0,047	-	0,543	0,050	0,493	-
Nicaragua	1,040	0,635	0,405	-	0,105	0,090	0,015	0,935	0,545	0,390	-
Costa Rica	1,646	0,190	1,456	-	0,056	0,038	0,018	1,590	0,152	1,438	-
Panamá	1,508	1,398	0,110	-	0,165	0,165	-	1,343	1,233	0,110	-
Zona del Canal de Panamá	0,660	0,301	0,339	0,020	-	-	-	0,660	0,301	0,339	0,020
TOTAL	7,936	4,057	3,859	0,020	0,656	0,588	0,068	7,280	3,469	3,791	0,020

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.12

Centroamérica y Panamá: capacidad instalada de plantas energéticas
(Miles de kilovatios/hora)

	<u>Capacidad total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
1950	246	116	130	-	39	30	9	207	86	121	-
1960	507	279	228	-	82	67	15	425	212	213	-
1970	1.257	712	535	10	162	146	16	1.095	566	519	10
1973	1.823	1.121	692	10	227	208	19	1.596	913	673	10
1974	1.920	1.217	693	10	244	225	19	1.676	992	674	10
1975	1.975	1.228	737	10	283	247	36	1.692	981	701	10
1976	2.061	1.272	779	10	293	256	37	1.768	1.016	742	10

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.13

Centroamérica y Panamá: capacidad instalada de plantas energéticas por países (1973)

(Miles de kilovatios)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
Guatemala	285	183	102	-	60	60	-	225	123	102	-
Belice	9	9	-	-	-	-	-	9	9	-	-
El Salvador	269	160	109	-	24	23	1	245	137	108	-
Honduras	134	65	69	-	13	13	-	121	52	69	-
Nicaragua	264	157	107	-	47	40	7	217	117	100	-
Costa Rica	362	119	243	-	37	26	11	325	93	232	-
Panamá	316	301	15	-	46	46	-	270	255	15	-
Zona del Canal de Panamá	184	127	47	10	-	-	-	184	127	47	10
TOTAL	1.823	1.121	962	10	227	208	19	1.596	913	673	10

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.14

Centroamérica y Panamá: capacidad instalada de plantas energéticas por países (1976)

(Miles de kilovatios)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>			
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
Guatemala	333	212	121	-	103	85	18	230	127	103	-
Belice	12	12	-	-	-	-	-	12	12	-	-
El Salvador	346	177	169	-	41	40	1	305	137	168	-
Honduras	168	93	75	-	13	13	-	155	80	75	-
Nicaragua	270	160	110	-	46	39	7	224	121	103	-
Costa Rica	406	167	239	-	40	29	11	366	138	228	-
Panamá	345	330	15	-	50	50	-	295	280	15	-
Zona del Canal de Panamá	181	121	50	10	-	-	-	181	121	50	10
TOTAL	2.061	1.272	779	10	293	256	37	1.768	1.016	742	10

- 130 -

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas; sobre todo ref. [7].

Cuadro IV.15

Centroamérica y Panamá: consumo de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón y toneladas por habitante)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria 1/ hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña 2/</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>
1950	1,426		1,168	-	-	0,258	-	n.d.	n.d.	n.d.
1960	2,912		2,424	-	-	0,488	-	n.d.	n.d.	n.d.
1970	6,190		4,902	-	-	1,267	0,021	n.d.	n.d.	n.d.
1973	7,883	0,445	6,513	-	0,013	1,355	0,022	6,638	14,521	0,820
1974	8,104	0,442	6,555	-	0,005	1,537	0,012	6,907	15,011	0,820
1975	8,562	0,452	7,008	-	0,001	1,542	0,012	7,328	15,890	0,839
1976	8,874	0,453	7,042	-	-	1,823	0,009	7,328	16,202	0,828

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1000 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%)

2/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro IV.16

Centroamérica y Panamá: consumo de energía por países (1973)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón y toneladas por habitante)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria 1/ hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña 2/</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante</u>
Guatemala	1,495	0,260	1,345	-	-	0,150	-	1,928	3,423	0,596
Belice	0,070	0,528	0,070	-	-	-	-	0,028	0,098	0,739
El Salvador	1,094	0,290	0,886	-	-	0,208	-	0,984	2,078	0,550
Honduras	0,812	0,311	0,643	-	-	0,169	-	1,328	2,140	0,821
Nicaragua	1,049	0,520	0,899	-	-	0,150	-	0,857	1,906	0,946
Costa Rica	1,432	0,764	0,894	-	-	0,538	-	0,913	2,345	1,252
Panamá	1,434	0,913	1,410	-	0,013	0,011	-	0,600	2,034	1,295
Zona del Canal de Panamá	0,497	12,115	0,366	-	-	0,109	0,022	-	0,497	12,115
TOTAL	7,883	0,445 0,418 ^{2/}	6,513	-	0,013	1,335	0,022	6,638	14,521	0,820 0,792 ^{2/}

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1000 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%)

2/ Se excluye la Zona del Canal de Panamá.

Cuadro IV.17

Centroamérica y Panamá: consumo de energía por países (1976)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria 1/ hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña 3/</u>	<u>Energía primaria total</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>
Guatemala	1,726	0,276	1,565	-	-	0,161	-	2,194	3,920	0,627
Belice	0,087	0,604	0,087	-	-	-	-	0,030	0,117	0,812
El Salvador	1,175	0,284	0,837	-	-	0,338	-	1,363	2,538	0,615
Honduras	0,913	0,308	0,690	-	-	0,223	-	1,286	2,199	0,743
Nicaragua	1,216	0,520	1,016	-	-	0,200	-	0,915	2,131	0,911
Costa Rica	1,525	0,757	0,837	-	-	0,688	-	0,940	2,465	1,224
Panamá	1,563	0,909	1,506	-	-	0,057	-	0,600	2,163	1,259
Zona del Canal de Panamá	0,669	16,737	0,504	-	-	0,156	0,009	-	0,669	16,737
TOTAL	8,874	0,453 0,412 ^{2/}	7,042	-	-	1,823	0,009	7,328	16,202	0,828 0,795 ^{2/}

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

1/ Factor de conversión: 1000 kW producidos corresponden a 0,47 E.T.C. (eficiencia de 26%).

2/ Excluida la Zona del Canal de Panamá.

3/ Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

CAPITULO V
SUBREGION 5: MEXICO

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

En los últimos 28 años, la tasa de crecimiento anual media de la producción mexicana de energía comercial primaria ha sido constantemente más alta que la media mundial correspondiente. En el período 1950-1970, fue aquélla de 6,5% mientras que esta última era de 5,2%. En el período más reciente de 1974-1976, la tasa de crecimiento energético de México ha sido aun más alta, llegando a 11,46% contra una media mundial de 2,4%. En el cuadro V.1 se presenta la producción, y el desglose, de la energía primaria mexicana comercial y no comercial desde 1973. En el mismo cuadro aparece también la producción de combustible no comercial (como leña). La energía no comercial representa sólo alrededor del 4% de la producción total de energía, según datos de las Naciones Unidas. Otras fuentes (CEPAL) señalan un valor más elevado de la producción de energía no comercial (indicada como combustible vegetal), de alrededor de 12% en 1972. Sin embargo, ya que el consumo de este tipo de combustible permaneció aproximadamente constante durante el período que abarca el cuadro, es posible ver que otras formas de energía (típicas de países más desarrollados) están reemplazando a este combustible tradicional. El crecimiento de la producción nacional de petróleo ha estimulado esta tendencia, restringiendo el empleo de leña a la utilización local, donde todavía está disponible a precio muy bajo, o como subproducto de otros procesos (por ejemplo, bagazo). El rápido aumento de la producción nacional global de energía entre 1973 y 1976 se debió en su mayor parte al incremento de la extracción de petróleo crudo (73% en cuatro años). En el cuadro V.2 aparecen la producción y el comercio de petróleo desde 1973 a 1977. México ha sido un país productor de petróleo desde comienzos del presente siglo. Durante más de 50 años, la producción mexicana ha estado basada sobre todo en los yacimientos petrolíferos del llamado "Golden Lane". En 1949 y 1960 se descubrieron nuevos pozos en la región de Tabasco, en la costa sudoriental. A pesar de esos descubrimientos, las proyecciones aún señalaban a México como país importador de petróleo en el decenio de 1980. La situación, sin embargo, ha cambiado completamente en los últimos años. Petróleos Mexicanos (PEMEX), la empresa nacional que controla la mayor parte de la producción y comercialización de los recursos energéticos, efectuó perforaciones exploratorias

en la zona de Chiapas-Tabasco en el sur del país con el resultado de que se descubrieron dos nuevos grandes yacimientos petrolíferos cerca de Reforma. Investigaciones más extensas revelaron que la zona más abajo de la península de Yucatán, a lo largo de la costa suroriental, así como los fondos marinos hasta más de 200 km de la costa, podrían ser una de las regiones petrolíferas más ricas del mundo. En 1977, PEMEX descubrió 26 nuevos pozos, 17 de petróleo y 9 de gas natural. Esto ocasionó un aumento de la extracción de petróleo de 27,7% entre diciembre de 1976 y diciembre de 1977, esto es, 26.000 barriles por día. El aumento procedía sobre todo de los campos de la zona de Reforma ya mencionada, que produjeron en total un promedio de 647.000 barriles de petróleo crudo por día. Para comprender la importancia de este descubrimiento, cabe comparar el nuevo yacimiento con el de Poza Rica, que fue durante años la base principal del suministro de petróleo mexicano. Mientras que el yacimiento de Poza Rica se demoró 20 años en desarrollarse para alcanzar el nivel de producción de 150.000 barriles por día, el de Reforma ha llegado en menos de cinco años a un nivel de producción de unos 800.000 barriles diarios. Esta cifra representa el doble de la producción nacional de 1967.

La producción de gas natural permaneció aproximadamente constante en el periodo 1973-1977 (véase cuadro V.1), y representó una fracción de la producción total de energía primaria que fluctuaba entre 17 y 25%. Sin embargo, debido al descubrimiento de nuevos yacimientos de gas en las zonas donde se ha encontrado petróleo, la situación va a modificarse, aun cuando en 1977 México seguía importando gas de los Estados Unidos de América.

La producción de combustibles sólidos aumentó aproximadamente en 40% en el periodo 1973-1977, pero su proporción estuvo siempre restringida a más o menos el 5% de la producción de energía primaria. La tasa de crecimiento anual de la producción de carbón en estos años fue de más o menos 7%, comparada con la tasa de crecimiento medio anual mundial, que fue de 2,35%. Este aumento de la extracción nacional de carbón se debió a:

- El rápido desarrollo de la industria siderúrgica nacional (los procesos utilizan grandes cantidades de coque para la reducción de mineral de hierro);
- El alza en todo el mundo del precio del coque metalúrgico. Este aumento se debió a la restricción de las exportaciones de coque por los productores de carbón de los Estados Unidos.

Alrededor del 70% de la producción nacional de carbón y combustible sólido se dedica a la industria metalúrgica. El resto es utilizado por la industria y para fines domésticos y la generación de energía.

Las principales minas de carbón de México están situadas en los Estados del norte: Coahuilas, Oaxaca y Sonora. El carbón producido en Coahuila tiene una volatilidad media ($\approx 25\%$), un 23% de contenido de ceniza y 1,2% de azufre. Los carbones de otra zona son menos volátiles, pero tienen un mayor contenido de ceniza. Se sabe que existen yacimientos de carbón en otras regiones, pero no se consideran económicamente explotables.

La energía hídrica primaria cubría menos del 10% de la producción total de energía en 1976. Se utilizaba para la producción de electricidad (56% de la producción total de energía eléctrica en 1974), pero el aumento de la producción fue de sólo 8,3% en el período 1973-1976. Los nuevos descubrimientos de petróleo (y los consiguientes precios bajos del mismo) fueron sólo uno de los motivos que han contribuido al lento desarrollo del sector hidroeléctrico en México (véase también el capítulo siguiente). La explotación del potencial geotérmico del país estaba limitada a la zona de Cerro Prieto, donde está ubicada la única planta de energía geotérmica. La capacidad de esta planta es de 75 MW, y produce alrededor del 1% de la energía eléctrica del país.

México no posee actualmente ningún reactor nuclear, pero está programada una planta de 1.300 MW, que ha de alimentarse con 140 toneladas de uranio por año.

Producción de energía secundaria y comercio de energía

El comercio mexicano de energía cambió radicalmente en el período 1973-1977. El descubrimiento de nuevos yacimientos petrolíferos hizo que la situación exportaciones-importaciones de energía pasara de negativa a positiva. Por los datos del cuadro V.3 sobre el desglose del comercio mexicano de energía puede verse que, a partir de 1975, hubo un balance energético positivo neto en petróleo crudo. Esto contrapesa en gran parte el balance negativo en los otros sectores energéticos. En 1977 México seguía siendo importador de carbón y combustibles sólidos en general, así como de productos de petróleo refinados y gas natural. Los datos sobre gas natural en el cuadro V.3 muestran una tendencia evidente en los últimos años a limitar y reducir la exportación de gas natural a fin de satisfacer

la demanda nacional. Las importaciones de gas se redujeron debido al aumento de la producción nacional. La misma tendencia en la reducción de importaciones se hecha de ver en los datos del cuadro V.3 sobre comercio de productos petroleros energéticos. Pero, ya que en este caso la demanda nacional se amplió con mayor rapidez que la capacidad de producción nacional, la situación exportaciones-importaciones seguía siendo negativa en 1977, y en ese último año mostró una ligera tendencia a empeorar. La capacidad de refinería aumentó en 27% en el período 1973-1976. En 1977, en las refinerías mexicanas se elaboraba diariamente 835.500 barriles de petróleo crudo y gas licuado, lo que significó un aumento de 12,7% de la capacidad de las refinerías con respecto al año anterior.

En 1977, PEMEX exportó petróleo crudo a los Estados Unidos, Canadá, Israel y España, y gas licuado y productos refinados a los Países Bajos, las Antillas, Belice, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Guatemala y Perú. El volumen exportado era del orden de 206.500 barriles diarios, de lo cual el 97,8% era petróleo crudo y sólo el 2,2% se exportaba como petróleo refinado. En 1977, las exportaciones totales de PEMEX tenían un valor de 23.400 millones de pesos. Eran superiores en 234% a las exportaciones de 1976.

Producción de electricidad

En los últimos 18 años, la producción nacional de electricidad ha tenido que mantenerse a la par con el rápido aumento de la demanda interna. Esto se ve claramente por la pauta de crecimiento del coeficiente de electrificación, cifra que representa la tasa de consumo total de electricidad (en kWh) en relación con el volumen de consumo de combustible comercial (excepción hecha de la cantidad entregada a la industria energética). En 1961, el coeficiente era de 0,74, contra 1,05 en 1973; esto es, un aumento de más del 40% en 13 años. En el cuadro V.4, se muestran los datos de producción, comercio y consumo de electricidad para el período 1973-1977, y puede verse que la producción aumentó en más de 31% durante ese período. En el cuadro V.5, se indica la producción de electricidad por tipos en el mismo período, por lo cual puede verse que alrededor del 40% de la electricidad total producida se generaba en plantas hidroeléctricas, y el resto en plantas térmicas (México no posee plantas de energía de base nuclear).

El cuadro V.5 muestra también que, en el mismo período, la producción térmica de electricidad aumentó más rápidamente que la producción hidroeléctrica. Esto puede atribuirse a:

- La disponibilidad de petróleo barato, a raíz del descubrimiento de nuevos campos petrolíferos en México;
- Las mayores inversiones de capital que requieren las plantas hidroeléctricas;
- La limitada disponibilidad de los datos hidrológicos necesarios para los proyectos hidroeléctricos;
- La distancia entre las fuentes de energía hidroeléctrica y los consumidores.

En el cuadro V.6 se muestra la capacidad instalada de plantas de energía por tipos. En el período 1973-1977, menos del 10% de toda la electricidad producida se generaba en instalaciones industriales que se abastecían parcial o totalmente de su propia electricidad. Debido a la naturaleza de sus procesos industriales (tales como refineries de petróleo y campos petrolíferos), estas plantas disfrutaban de acceso a combustible muy barato, lo que hacía económica la producción independiente de electricidad. Sin embargo, como puede verse por el cuadro V.5, la producción industrial de electricidad ha disminuido en los últimos años, al paso que ha aumentado rápidamente la producción pública. Esta tendencia obedece al hecho de que la mayor parte de los productores para uso propio recurrían a las plantas de su propiedad sólo en casos de emergencia, ya que la mejora de la generación y suministro públicos de electricidad han hecho menos ventajosa la generación independiente. Esto puede confirmarse comparando los datos del cuadro V.7 sobre la utilización de la capacidad instalada de plantas energéticas, tanto para entidades industriales como públicas.

En cuanto a la eficiencia de las plantas de producción de energía por combustión de petróleo, era de 26,6% en 1970 y de 27,8% en 1974; sin embargo, las unidades grandes (200 a 300 MW) son mucho más eficientes, en alrededor de 39%.

Consumo de energía

En México se ha ampliado el consumo de energía más rápidamente que el correspondiente consumo mundial. La tasa de crecimiento anual media del período 1950-1970, era de 8,04%, contra una cifra mundial de 6,36%. En época más reciente, entre 1974 y 1976, el aumento anual mexicano fue de 3,64%, comparado con un valor medio mundial de 3,27%.

El consumo de energía en México durante el período 1973-1977 se muestra con detalles en el cuadro V.8, donde puede verse que la mayor proporción de energía comercial se consumía, en los últimos años, en forma de hidrocarburos, tanto combustibles líquidos (alrededor del 60%) como gaseosos (de 20 a 24%). La proporción total de los hidrocarburos consumidos era de más o menos el 82% de la energía comercial total utilizada. Con respecto a 1974, la utilización del total de hidrocarburos producidos puede resumirse como sigue:

- 69% para el consumo público (de lo cual, 44% para uso industrial, 40% para transportes, 16% para uso doméstico);
- 15% utilizado en la elaboración y refinación de petróleo crudo y/o gas natural;
- 16% para la producción de electricidad.

En 1974, la producción nacional de carbón se utilizaba como sigue:

- 71% para la producción metalúrgica;
- 27% para el consumo público;
- 2% para la producción de electricidad.

Además, casi todo el carbón importado en el mismo año (10% de la cantidad producida, ó 9% del total de carbón consumido en el país) se utilizó en plantas metalúrgicas.

Toda la energía hídrica se utilizó para la generación de electricidad. Entre los países en desarrollo, México tiene un elevado consumo de electricidad por habitante (751 kWh en 1976 - véase el cuadro V.4). El consumo por habitante de los países en desarrollo y del mundo era de 305 y 1.720 kWh, respectivamente. En 1974, la electricidad producida se utilizaba como sigue:

- 33% para la industria;
- 23% para transportes y comercio;
- 22% para usos domésticos;
- 6% para alumbrado público;
- 16% de pérdidas en transmisión.

2. Recursos energéticos nacionales

México es un país rico en recursos de energía. Entre los países en desarrollo de la región, tiene acaso las perspectivas energéticas más favorables debido a sus recursos de hidrocarburos (tanto petróleo como gas). Estos se han descubierto recientemente y ya han convertido a México en país exportador de petróleo.

Las perspectivas son también positivas en el sector del carbón; sin embargo, se cree que en el futuro próximo la producción se limitará a satisfacer la demanda local. Descubrimientos recientes han revelado potenciales muy elevados. Hay también perspectivas positivas para la utilización de energía hídrica en mayor escala. Hasta ahora, sólo el 25% del potencial hidroeléctrico del país se ha explotado, pero su mayor explotación dependerá del desarrollo económico del país.

Dada la intensa actividad volcánica que hay en México, las perspectivas para la explotación de esta forma de energía son muy positivas, a pesar del grado modesto de desarrollo de ese sector por ahora. Las reservas de uranio también se consideran extensas.

Reservas de petróleo

A raíz de los primeros descubrimientos de petróleo en la zona de Chiapas-Tabasco en 1972, las estimaciones sobre las reservas mexicanas de petróleo se han revisado completamente. Se han hecho diferentes predicciones; algunos describen a México como uno de los países más ricos de petróleo del mundo, mientras que otras estimaciones más moderadas hablan de reservas grandes, pero no enormes (aun del orden de decenas de miles de millones de barriles). Actualmente, la situación no es completamente clara, pero la información más reciente ofrece un cuadro mejor del potencial del país.

Durante los últimos siete años, PEMEX ha elevado continuamente sus estimaciones del potencial petrolero mexicano, mostrando siempre gran cautela al declarar reservas; en 1964, las reservas nacionales se estimaban en 3.500 millones de barriles. En 1976, las estimaciones de las reservas comprobadas aumentaron a una cifra fluctuante entre 11.000 y 14.000 millones de barriles, aunque los técnicos de PEMEX indicaban que una cifra de unos 60.000 millones sería una indicación más probable del total de las reservas de petróleo y gas. En septiembre de 1978, el Presidente de México Señor López Portillo anunció que México tenía reservas potenciales de hidrocarburos equivalentes a 200.000 millones de barriles de petróleo (a modo de comparación, las reservas totales en la región del Golfo Pérsico se estiman en 400.000 millones de barriles).

Los yacimientos petrolíferos recién descubiertos se encuentran en una zona limitada por un arrecife geológico, y están situados parcialmente en tierra y parcialmente en el mar. Actualmente, sólo una parte de esta

zona se ha explotado para producir petróleo, sobre la región de Chiapas-Tabasco. PEMEX efectuó un estudio sismográfico de la zona de Chiapas-Tabasco y ubicó alrededor de 150 yacimientos potenciales de petróleo. De éstos, sólo se han investigado alrededor de un tercio mediante perforaciones exploratorias, y se ha encontrado que 25 son ricos yacimientos petrolíferos.

Los técnicos de PEMEX han comprobado también que cinco o seis estructuras geológicas productoras de petróleo están unidas entre sí, conformando un enorme yacimiento petrolífero potencial de más de 200 km². A mediados de 1978, aún estaban tratando de determinar los límites de ese yacimiento, que estaba rindiendo 9.000 barriles diarios, aun cuando se supone que la perforación estaba en la periferia extrema.

En el Golfo de Campeche, PEMEX ha encontrado otros yacimientos petrolíferos potenciales en el mar. Su Director General declaró que se habían estudiado más de 200 estructuras sísmicas apreciablemente más grandes que las de Reforma, las que, si contuvieran petróleo, superarían enormemente el potencial de Chiapas-Tabasco (donde se encuentra Reforma). Hasta ahora, de las 10 estructuras potenciales identificadas, se ha demostrado que siete son ricas en petróleo.

Gran parte del país tiene aún que ser objeto de estudios geológicos exactos en la búsqueda de petróleo. Algunas estimaciones indican que los técnicos de PEMEX necesitarán por lo menos cinco años o más para evaluar los límites y el potencial de los descubrimientos recientes.

Reservas de gas

Las reservas potenciales de gas natural en México están ligadas directamente con las reservas de petróleo. En consecuencia, las estimaciones de aquellas reservas también se han aumentado en los últimos años. Las reservas de gas están incluidas en la cifra de 200.000 millones de barriles de equivalencia de petróleo, que el Presidente de México Señor López Portillo anunció en septiembre de 1978 como reservas potenciales nacionales. Aunque es bastante difícil predecir exactamente qué parte de la reserva total de hidrocarburos corresponde al gas, se puede estimar una cifra de aproximadamente 30% del total. En la zona de Reforma, los yacimientos ofrecen una elevada proporción entre gas y petróleo; las reservas potenciales estimadas de gas de estas zonas son del orden de 20 billones de pies cúbicos (\approx 3.900 millones de equivalencia de petróleo).

Los más importantes descubrimientos recientes de gas se han hecho en los Estados de Nuevo León y Coahuila, en la parte central norte de México. Hay que recalcar que estos Estados no se consideran normalmente como ricos en hidrocarburos. Por consiguiente, hay motivos de optimismo respecto a posibles descubrimientos futuros.

Además, las perforaciones submarinas en el Golfo de Campeche han mostrado la presencia de reservas de gas asociadas con el petróleo. Hay también buenas perspectivas para el gas natural descubierto en la península de Baja California. Ya se ha detectado la presencia de gas durante las perforaciones marinas, y se espera que los yacimientos acaso se extiendan hasta el continente.

Reservas de carbón

La "crisis del coque" de los últimos años ha obligado a México a aumentar sus esfuerzos para hacerse cada vez más autosuficiente en la producción de carbón a fin de satisfacer las necesidades del país (más del 70% del suministro total de carbón se utiliza como coque metalúrgico en la industria siderúrgica). Por este motivo, el Gobierno ha iniciado un programa para ubicar nuevas reservas de carbón. Se incluye un estudio de las propiedades del carbón nacional para coquefacción, a fin de asegurar suministros de coque de calidad satisfactoria.

En el caso de México, las reservas estimadas son tan amplias que se está prestando mayor atención a la posibilidad de su empleo para la producción de energía. Se estima que las reservas de carbón fluctúan entre 6.000 y 10.000 millones de toneladas métricas, siendo comparables a la amplitud de las reservas de petróleo y gas. De esas reservas, 1.685 millones son comprobadas, 462 son probables y 5.992 son potenciales. La mayor parte está concentrada en el Estado de Coahuila.

Reservas hidroeléctricas

Las reservas hidroeléctricas potenciales mexicanas han sido estimadas de manera diferente por varios autores. Algunos datos del año 1974 indican un potencial para nueva generación de energía de 21.800 MW, lo cual, en ese entonces, era unas cinco veces mayores que la capacidad de las plantas hidroeléctricas (4.500 MW). Cifras más recientes relativas a 1976 indican un total de 16.785 MW en reservas hidroeléctricas, divididas como sigue:

1.375 MW en plantas en construcción, 3.790 en plantas proyectadas y 11.620 en emplazamientos posibles. En 1977 se indicaban como reservas 13.833 MW, de lo cual 10.000 se prestaban al aprovechamiento [16].

A pesar de esto, la posibilidad de desarrollo en este determinado sector ha disminuido en vista de los recientes descubrimientos de petróleo. Las grandes inversiones de capital que se requieren para las plantas hidroeléctricas las hace menos atractivas para un país en desarrollo como México, que puede obtener petróleo a costos de producción.

Reservas geotérmicas

El potencial geotérmico de México no está aún bien determinado, pero se cree que es elevado. Se han efectuado investigaciones en la zona de Cerro Prieto, donde se encuentra la única planta mexicana de energía geotérmica. Los resultados indican un potencial de unos 400 MW para esta zona a lo largo de un período de 30 años. Además, se han descubierto unos 120 otros emplazamientos apropiados para la producción de vapor por medios geotérmicos. Se encuentran situados sobre todo en el cinturón central del país.

Reservas de uranio

México no ha extraído uranio en época reciente; sin embargo, se ha hecho una estimación de las reservas nacionales de combustible nuclear. Hasta diciembre de 1975, las reservas comprobadas eran de unas 6.000 toneladas (expresadas como U_2O_3), más otras 2.000 toneladas de reservas probables. Sin embargo, muchos expertos estiman que estas cifras habrán de aumentar una vez efectuadas investigaciones más precisas, ya que hasta ahora sólo se ha examinado el 1% de la superficie del país.

Reservas de energía no comercial

En México se han efectuado investigaciones precisas sobre la distribución de radiación solar [17, 18]. Los resultados confirman que el potencial es grande; más de la mitad de la superficie total del país recibe una radiación que fluctúa entre 4,6 y 5,8 kWh/m² por día, estando sujeto el 37% de la superficie a una radiación de más de 5,8 kWh/m² por día.

Ya se han utilizado algunas aplicaciones en pequeña escala, sobre todo bombas para agua en territorios áridos, y, en principio, podrían equiparse

25.000 pozos con tales dispositivos. Se han programado otras aplicaciones, siempre en el sector agrícola. También ofrece buenas perspectivas la utilización de desechos agrícolas. Se ha calculado [18] que la producción potencial de metano por medio de la fermentación anaeróbica de tales residuos podría ser dos o tres veces tan elevada como el actual consumo de energía del país.

3. Políticas nacionales en materia de energía

Los recientes descubrimientos de petróleo han contribuido a la mejora actual de la situación económica de México. En 1975, PEMEX estuvo en condiciones de producir más petróleo de lo que necesitaba el mercado interno, e inició las exportaciones.

PEMEX fue establecido como una empresa petrolera nacional para reemplazar a las empresas extranjeras, cuando los recursos de energía fueron nacionalizados por el Gobierno mexicano en 1938. En los últimos años, la estrategia del Gobierno en materia de petróleo ha reposado sobre la capacidad de las entidades nacionales (representadas por PEMEX que recibe casi una quinta parte del presupuesto nacional) para desarrollar una industria petrolera nacional sólida. Con sus 40 años de experiencia, la empresa petrolera nacional se ha mostrado capaz de superar el problema. La mayor parte de las labores de perforación y prospección han sido realizadas por ingenieros de PEMEX en colaboración con consultores y técnicos de empresas de los Estados Unidos, que también han proporcionado parte de los servicios técnicos y el equipo.

Los programas de inversión y desarrollo trazados por PEMEX son muy ambiciosos: para 1982, PEMEX prevé gastos de capital de 16,5 millones de dólares. Esta política de inversión se mantendrá únicamente si la producción de petróleo se aumenta a la tasa prevista en los años últimos. Hasta ahora, la meta parecería ser factible, ya que el Director General de PEMEX anunció que la producción diaria alcanzará a 2,25 millones de barriles para 1980, dos años antes de lo previsto. El ingreso procedente de las exportaciones de petróleo es muy importante para la economía mexicana, aun cuando México ha tenido hasta ahora mucho éxito en obtener préstamos para apoyar el desarrollo de su industria de extracción de petróleo. Esta posible mejora de la situación económica puede tener dos importantes consecuencias:

- 1) Un alza del nivel de vida de los mexicanos en general y, en particular, de las capas más pobres de la población; y
- 2) La posibilidad de desarrollo de todos los recursos potenciales de energía.

Actualmente, lo último parecería ser uno de los objetivos mundiales de la estrategia del Gobierno en materia de energía. Sin embargo, las tareas económicas y materiales que entraña el logro de tal objetivo son muy onerosas para un país en desarrollo como México. Esto se pone bien de manifiesto con la producción de petróleo marítimo: la presente producción de petróleo de los yacimientos de Poza Rica procede de 11 pequeñas plataformas, en aguas poco profundas, cada una de ellas unida por tuberías con la tierra firme. En cambio, la futura explotación de los yacimientos marítimos del Golfo de Campeche exigirá el funcionamiento de por lo menos 50 plataformas en aguas hasta de 140 m de profundidad, utilizando sistemas completamente diferentes y más complejos para la extracción de gas y petróleo.

Hay todos los indicios de que, a medida que la economía del país se haga más estable, México adoptará una actitud más conservadora respecto a sus reservas de petróleo, siguiendo el ejemplo de Venezuela que ha venido aplicando esta política desde hace 20 años con resultados positivos. El Sr. Díaz Serrano, Director de PEMEX, dijo que, al alcanzar la cifra de producción en 1980, México estará en condiciones de decidir si prosigue a la misma tasa de producción, o bien la aumenta o la disminuye. El Presidente de México Sr. López Portillo ha afirmado reiteradas veces que los recursos petroleros de México se explotarán sólo en beneficio de México. Parece probable que parte del beneficio se obtenga de la venta de los excedentes de petróleo, aumentando así los ingresos.

Sin embargo, incluso en el sector de exportaciones podrían surgir algunos problemas relativos a la producción de gas asociada al petróleo. La demanda interna de gas no es muy elevada y, una vez satisfecha (lo cual ha de suceder pronto), quedarán disponibles grandes cantidades de gas, puesto que los nuevos yacimientos petrolíferos ya en explotación tienen un alto contenido de gas (alrededor del 35%). Aparte de la posibilidad de quemarlo, la única otra solución práctica parece ser enviarlo por tuberías a los países limítrofes, ya que los costos actuales de la licuefacción del gas para enviarlo a ultramar parecen demasiado elevados.

4. Futura demanda de energía

Predecir la situación energética para un país en rápida evolución como México es mucho más difícil que para otros países en desarrollo. Las perspectivas abiertas por los recientes descubrimientos pueden fácilmente trastornar todas las extrapolaciones y predicciones de los últimos años, que no habían tenido en cuenta esta repentina evolución de la situación energética.

Puede hacerse una estimación aproximada inicial extrapolando la futura demanda de energía a base del aumento del consumo de energía en el período 1950-1975, que fue por término medio de 7,34% al año. La extrapolación de esta cifra da un consumo estimado de 158 millones de E.T.C. en 1985, y de 456 millones en el año 2000. Sin embargo, la fiabilidad de esta estimación puede deducirse de la observación anteriormente hecha, en tanto que, en el período 1974-1976, la tasa de crecimiento anual fue sólo del 1,6% debido a la crisis energética mundial y el consiguiente aumento del precio del petróleo.

En 1974, el Sr. J. Lartigue, Director del Departamento de Ciencia Nuclear de la Universidad de México, preparó un interesante estudio sobre un modelo energético nacional [19]. Estimó que el crecimiento del consumo de energía sería muy elevado, con un aumento de 9,65% anual. En consecuencia, estimó que el consumo de energía sería de 195 millones de E.T.C. en 1985 y de 777 millones en el año 2000.

Un estudio preliminar preparado por científicos que trabajan al servicio de IIASA sobre la futura demanda de energía por regiones mundiales [5] da cifras diferentes: la tasa de crecimiento anual media para el período 1975-2000 se calcula en 4,6%. Según la referencia [16], el consumo de energía en el año 2000 estará entre 407 y 527 millones de E.T.C., siendo la tasa de crecimiento anual media derivada del 7,9%. Las cifras para 1985 presentan un factor de dispersión de 1,6, en tanto que las cifras correspondientes para el año 2000 difieren en un factor de 3,2.

La demanda energética acumulativa obtenida sumando la futura demanda energética anual a partir de 1979 varía de 645 a 929 millones de E.T.C., si se hace llegar hasta 1985, y de 3.985 a 780 millones, si se hace llegar hasta el año 2000. En el primer caso, el factor de dispersión es de 1,44, y en el segundo es de 1,95.

Las predicciones cubren una amplia gama, debido sobre todo a la situación especial de México: las reservas potenciales de energía del país han aumentado

en órdenes de magnitud inmensos en menos de cuatro años. El consiguiente optimismo general ha producido una inversión de la tendencia negativa general, que hasta ahora había indicado una disminución de la tasa actual y futura del crecimiento del consumo de energía. En el caso de México, las perspectivas favorables para la futura producción de energía reducen la importancia de unas fluctuaciones amplias entre las predicciones de consumo energético.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

En los párrafos anteriores se han descrito con algunos detalles las reservas de energía de México y la posible demanda energética futura del país hasta el año 2000. De los datos mencionados pueden sacarse conclusiones en cuanto a los recursos y la demanda nacionales de energía de México por lo menos hasta comienzos del siglo próximo.

La estimación más elevada mencionada respecto a la demanda acumulativa nacional de energía entre 1979 y 2000 era del orden de 7.800 millones de E.T.C. Aun en este caso, las reservas nacionales de energía cubren en gran parte la posible demanda futura. Si sólo se tienen en cuenta las reservas comprobadas de combustible fósil, la relación entre reservas y demanda acumulativa de energía hasta el año 2000 es casi de 2:1. Si se incluyen las reservas potenciales, esta relación aumenta a 5:1.

Además, México posee también considerables reservas de energía renovable y no comercial, las cuales, de ser explotadas, podrían ya satisfacer la demanda energética del país.

En consecuencia, los problemas energéticos de México en el futuro tendrán que ver no tanto con el suministro de energía como con la explotación, utilización y conservación de las reservas energéticas nacionales, así como con la repercusión consiguiente sobre el ambiente.

La política en materia de energía estará directamente relacionada con la modalidad de desarrollo que se escoja. Para un país en desarrollo ricamente dotado de recursos naturales, como México, es muy acentuada la tendencia a promover una rápida industrialización mediante la utilización de la energía. En lo que respecta al ambiente, la industrialización puede contribuir apreciablemente a su deterioro. Los posibles problemas a este respecto merecen atento examen.

Cuadro V.1

México: producción de energía primaria

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial primaria</u>	<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hidrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Total de energía primaria</u>
1950	18,200	15,170	1,225	0,942	0,863	-	n.d.	n.d.
1960	32,621	22,030	6,527	1,776	2,288	-	n.d.	n.d.
1970	60,269	35,106	15,571	2,959	6,633	-	n.d.	n.d.
1973	66,147	38,292	16,617	4,263	7,245	-	3,668	70,085
1974	78,164	48,212	17,189	5,166	7,597	-	3,617	81,781
1975	88,771	59,022	17,642	5,193	6,914	-	3,501	92,272
1976	97,107	66,432	17,189	5,650	7,845	-	3,501	100,608
1977		74,044	16,898	6,000				

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,44 E.T.C. (eficiencia de 27,8%).

^{2/} Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

Cuadro V.2

México: balance de petróleo crudo y capacidad de refinerías
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón^{1/})

	<u>Producción total de petróleo (incluido el marítimo)</u>	<u>Producción de petróleo marítimo</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Adición a las existencias</u>	<u>Suministro aparente</u>	<u>Capacidad de refinerías</u>
1950	10,155	-	-	1,700	0,835	7,620	9,560
1960	13,889	-	-	0,150	0,060	13,679	16,050
1970	21,501	1,791	-	-	-0,769	22,270	30,250
1973	23,257	1,922	3,183	0	0,19	26,250	37,490
1974	29,594	2,555	1,350	0,294	0,735	29,915	37,490
1975	36,456	2,942	0	5,500	0,646	30,310	38,720
1976	41,336	3,300	0	6,176	4,660	30,500	47,870
1977	46,700						

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

^{1/} 1 tonelada métrica de petróleo supone 1,47 E.T.C.

Cuadro V.3

México: comercio de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	4,679	1,984	0	0
Exportaciones	0	0,432	8,085	9,079
Balance energético (Exp. - Imp.)	-4,679	-1,552	+8,085	+9,079
<u>Productos energéticos de petróleo</u>				
Importaciones	5,172	3,511	4,089	4,536
Exportaciones	0,762	2,229	0,498	0,286
Balance energético (Exp. - Imp.)	-4,277	-1,282	-3,591	-4,250
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	0,473	0,400	0,328	0,274
Exportaciones	0,340	0,068	0,014	0
Balance energético (Exp. - Imp.)	-0,133	-0,332	-0,314	-0,274
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	0,356	0,519	0,542	0,174
Exportaciones	0,001	0,002	0,001	0,001
Balance energético (Exp. - Imp.)	-0,355	-0,517	-0,541	-0,173
<u>TOTAL</u>				
Importaciones	10,680	6,414	4,959	4,984
Exportaciones	1,236	2,731	8,598	9,366
Balance energético (Exp. - Imp.)	-9,444	-3,683	+3,639	+4,382

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Quadro V.4

México: producción, comercio y consumo de electricidad
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>	<u>Importaciones</u>	<u>Exportaciones</u>	<u>Consumo total</u>	<u>Consumo por habitante</u> <u>(en kWh)</u>	<u>Capacidad instalada</u> <u>por habitante (en kWh)</u>
1950	4,423	0,125	-	4,548	173	0,047
1960	10,813	0,487	0,033	11,267	313	0,085
1970	28,608	0,186	0,037	28,757	567	0,146
1973	37,061	0,398	0,035	37,424	666	0,168
1974	40,772	0,383	0,040	41,115	707	0,168
1975	43,298	0,378	0,090	43,586	725	0,186
1976	46,612	0,340	0,140	46,812	751	0,206

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro V.5

México: producción de electricidad por tipos
(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>Producción total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	4,423	2,474	1,949	-	0,874	0,695	0,179	3,549	1,779	1,770
1960	10,813	5,639	5,174	-	2,250	2,041	0,209	8,563	3,598	4,965
1970	28,608	13,615	14,993	-	3,418	3,233	0,185	25,190	10,382	14,808
1973	37,061	20,688	15,383	-	3,923	3,742	0,181	33,138	16,946	16,192
1974	40,772	23,599	17,173	-	4,102	3,920	0,172	36,670	19,669	17,001
1975	43,298	27,671	15,627	-	3,903	3,737	0,166	39,395	23,934	15,461
1976	46,612	28,833	17,729	-	3,750	3,582	0,168	42,862	25,301	17,561

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro V-6

México: capacidad instalada de plantas energéticas
(Miles de kilovatios)

	<u>Capacidad total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	1,235	628	607	-	224	170	54	1,011	458	553
1960	3,048	1,691	1,357	-	727	627	100	2,321	1,064	1,257
1970	7,414	4,084	3,330	-	1,385	1,293	92	6,029	2,791	3,238
1973	9,444	5,835	3,609	-	1,718	1,630	88	7,726	4,205	3,521
1974	9,749	6,077	3,672	-	1,378	1,302	76	8,371	4,775	3,596
1975	11,211	7,016	4,195	-	1,381	1,305	76	9,830	5,711	4,119
1976	12,847	8,156	4,691	-	1,387	1,312	75	11,460	6,844	4,616

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro V.7

México: Utilización de la capacidad instalada de generación de electricidad
(Kilovatios/hora producidos por kilovatio)

	<u>Utilización total</u>				<u>Industrial</u>			<u>Pública</u>		
	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>	<u>Total</u>	<u>Térmica</u>	<u>Hídrica</u>
1950	3581	3939	3211	-	3902	4088	3315	3510	3884	3201
1960	3548	3335	3813	-	3095	3255	2090	3689	3282	3950
1970	3859	3334	4502	-	2468	2500	2011	4178	3720	4573
1973	3924	3546	4537	-	2283	2296	2057	4289	4030	4599
1974	4182	3883	4677	-	2977	3018	2263	4381	4119	4728
1975	3862	3944	3725	-	2826	2864	2184	4008	4191	3754
1976	3628	3541	3779	-	2704	2730	2240	3740	3697	3804

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

Cuadro V.8

México: consumo de energía

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Consumo total de energía comercial</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Gas</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>	<u>Leña^{2/}</u>	<u>Consumo total de energía</u>	
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>							<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>
1950	15,557	0,592	11,590	2,081	0,969	0,917	-	n.d.	n.d.	n.d.
1960	29,568	0,819	19,830	5,419	1,829	2,490	-	n.d.	n.d.	n.d.
1970	57,901	1,142	33,402	14,386	3,415	6,698	-	n.d.	n.d.	n.d.
1973	70,484	1,301	41,439	17,022	4,617	7,406	-	3,668	74,152	1,369
1974	76,552	1,318	45,545	17,575	5,684	7,748	-	3,617	80,169	1,380
1975	77,687	1,291	46,940	17,970	5,734	7,043	-	3,501	81,188	1,350
1976	82,227	1,319	51,009	17,463	5,823	7,932	-	3,501	85,728	1,375

Fuente: Datos derivados de estadísticas de las Naciones Unidas, sobre todo ref. [7].

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kW producidos corresponden a 0,44 E.T.C. (eficiencia de 27,8%).

^{2/} Valor calórico: 3×10^6 Kcal/m³.

CAPITULO VI

SUBREGION 6: COSTA DE LOS ESTADOS UNIDOS EN EL GOLFO DE MEXICO

1. Situación energética actual

Producción de energía primaria

La parte meridional de los Estados Unidos, frente al Mar Caribe, es la región que produce más energía de los Estados Unidos, representando aproximadamente el 54% del total del país en 1975. En el cuadro VI.1 se indica la producción de energía de la Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México para el período 1972-1975. En los cuadros VI.2 y VI.3 se da la producción, desglosada por Estados, para 1972 y 1975, respectivamente. La mayor parte de esta producción procede de los hidrocarburos (más del 96%). Sin embargo, en sólo cuatro años (1972-1975) la producción global de hidrocarburos disminuyó en más del 13% como resultado de una decisión política adoptada en vista de la disminución de las reservas nacionales. En realidad, la producción de hidrocarburos sobrepasó el aumento anual de las reservas comprobadas de petróleo y gas, debido a nuevos descubrimientos. A pesar de haber aumentado las exploraciones, las perspectivas de que crezca la tasa de extracción no son positivas.

El petróleo (incluido el gas natural licuado) representa por sí sólo un 45% de la producción global, es decir el 46-47% de la producción subregional de hidrocarburos; y la región de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México produce aproximadamente una cuarta parte del petróleo del país. Durante el período considerado (1972-1975), la producción subregional disminuyó en un 12% por las razones mencionadas.

La mayor parte de la producción procede de dos Estados (Texas y Luisiana), que representan el 95,4% (dato de 1975) de la producción subregional. Texas fue el principal productor (62,8% del total) y su posición se reforzó en el período 1972-1975, durante el cual su producción sólo disminuyó en un 6,6% en comparación con un 24,6% en Luisiana.

Mientras Misisipi disminuyó su producción (en un 24,2%), Alabama y Florida aumentaron sus tasas de extracción en un 33,3% y un 26%, respectivamente. Sin embargo, inclusive en este caso, su producción combinada representó sólo el 1% de la producción total de la subregión.

El gas natural constituye el recurso energético más importante de la subregión, alcanzando el 52,2% (dato de 1975) de la producción global de energía (es decir, 53,2% de la producción de hidrocarburos). La producción de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México es particularmente importante para el balance energético de los Estados Unidos, puesto que aproximadamente un 80% del gas natural del país procede de esta subregión. Sin embargo, incluso con respecto al gas, se ha registrado una tendencia descendente durante el período considerado; la tasa de extracción disminuyó en un 13,7% en tres años, reducción incluso superior a la del petróleo. Una vez más, Texas y Luisiana fueron los principales productores, representando juntos el 99% de la producción subregional (Texas, 51,8%; Luisiana, 45,4% en 1975). Durante el período 1972-1975, la reducción de la extracción de gas fue más marcada en Texas (16,3%) que en Luisiana (11,2%). Si bien de menor importancia, la producción de Misisipi disminuyó también (en un 22,7%), y sólo Alabama y Florida consiguieron aumentar su muy limitada producción.

Con respecto al carbón, la situación es más positiva. A raíz de la crisis de la energía, la extracción de carbón aumentó en un 35% entre 1972 y 1975. Sin embargo, esta producción siempre fue bastante limitada, e incluso tras los nuevos esfuerzos realizados en este sector, la energía producida en forma de carbón no pasó del 3% del total. Debe observarse también que sólo el 5% de la producción de carbón de los Estados Unidos procedía de la subregión de la Costa del Golfo de México (datos de 1975). Texas y Alabama eran los dos Estados productores de carbón en esta subregión (32,7% y 67,3%, respectivamente), en tanto que aumentó apreciablemente la producción de Texas (casi tres veces en tres años).

En materia de energía hidroeléctrica, esta subregión no está particularmente bien dotada, como resultado de lo cual la contribución de este sector a la producción total de energía fue siempre muy modesta (menos del 1%). Durante el período considerado, resulta difícil identificar una tendencia en la producción de hidroelectricidad, pues las cifras presentadas en los cuadros VI.1, VI.2 y VI.3 fluctúan en cierta medida. El principal productor fue Alabama, que representó aproximadamente el 90% de la producción subregional. Aun cuando algunos Estados tienen buenas perspectivas en el sector geotérmico, esta fuente de energía no se utilizaba durante el período 1972-1975.

Por el contrario, la producción nuclear de electricidad experimentó un importante incremento entre 1972 y 1975. En 1972, la producción era

casi insignificante y quedaba limitada al Estado de Florida. En 1973, Alabama inició también la producción. A nivel subregional, la producción aumentó más de 100 veces en tres años, si bien la proporción de electricidad producida a partir de la energía nuclear siguió siendo inferior al 4%. Todos los demás Estados de la subregión han programado la construcción de centrales nucleares para un futuro próximo y, en 1985, toda la zona utilizará energía nuclear.

Comercio de energía y producción de energía secundaria

Los hidrocarburos dominaron el sector, tanto en la esfera de la producción como en la del comercio de energía. Si bien el balance energético neto para toda la subregión seguía siendo positivo en 1975, durante el período examinado experimentó una tendencia negativa. Estados tales como Texas y Luisiana fueron los únicos exportadores positivos netos de la subregión, inclusive con las limitaciones ya mencionadas. En el sector petrolero, Texas experimentó una marcada disminución de sus exportaciones y, de exportador de petróleo en 1972 se convirtió en importador al cabo de tres años. Sin embargo, esto fue consecuencia de una reducción de la producción de petróleo en este Estado y de un incremento de su capacidad de refinación. En 1975, las importaciones netas de petróleo bruto representaron aproximadamente el 35% del petróleo suministrado a las refinerías de esta subregión.

La situación fue también negativa en Luisiana, donde disminuyeron las exportaciones de petróleo y aumentaron las importaciones, con una caída de las exportaciones netas superior al 72% entre 1972 y 1975. Sin embargo, hasta 1975, el balance petrolero de esta subregión siguió siendo positivo a pesar de haberse registrado una reducción de más del 86% en comparación con 1972.

También disminuyeron las exportaciones de gas natural, si bien no tan rápidamente como las de petróleo (13,8% durante el período considerado). Una vez más, Texas y Luisiana predominaron en el balance comercial y la mayor parte del gas se transportó mediante gasoductos.

Con respecto al comercio de carbón, el balance fue negativo para toda la subregión. En 1975, sólo Alabama exportó carbón, en un volumen equivalente al 7,5% de su producción, mientras importó 4,5 veces la cantidad exportada. Sin embargo, este balance negativo del carbón repercutió muy poco en el balance energético general de la subregión, puesto que el resto está dominado por los hidrocarburos.

La subregión fue un exportador neto de electricidad (8,7 mil millones de kWh en 1975). Exceptuado Misisipi, todos los demás Estados exportaron energía eléctrica. Con respecto a la elaboración de energía, la capacidad de refinación y de elaboración de gas de esta subregión es elevada. En 1975, contaba con 74 de las 256 refinerías existentes en los Estados Unidos. La correspondiente capacidad de elaboración del petróleo bruto era del orden de unos 6.000 millones de barriles diarios, o sea, el 40% del total nacional. La mayor parte de las plantas se encontraban en los principales Estados productores de petróleo; Texas y Luisiana juntos representaban el 93,7% de la capacidad de refinación de la subregión.

La situación era todavía más positiva con respecto a la elaboración de gas: en 1975, 482 plantas elaboraron 53.221 millones de pies cúbicos diarios. Como comparación, la capacidad nacional de los Estados Unidos durante este mismo año fue de 72.697 millones de pies cúbicos diarios.

Producción de electricidad

Durante el período 1972-1975, la producción de electricidad de esta subregión aumentó aproximadamente en un 10%, a una tasa de crecimiento anual media del 3,4%. Esta tendencia se indica en el cuadro VI.7, mientras en los cuadros VI.8 y VI.9 se da un desglose para los años 1972 y 1975, respectivamente.

La mayor parte de la producción se generó térmicamente (entre el 92 y el 96% durante el período considerado), utilizándose para ello principalmente el gas, mediante el cual se produjo aproximadamente el 56% de la electricidad de la región (datos de 1975). Sin embargo, durante el período considerado, este método de producción experimentó una tendencia negativa, disminuyendo en más de un 6% en el curso de tres años.

Con respecto al petróleo y al carbón, ocurrió lo contrario. El carbón, en particular, se utilizó para obtener aproximadamente el 20% de la producción, lo cual representa un incremento de más del 67% en cuatro años. La razón de esta tendencia se encuentra en una política orientada hacia la conservación de recursos energéticos menos abundantes (en este caso el gas), que llevó a la transformación de centrales gasoelectricas en centrales a base de carbón.

Esta modificación resultó particularmente importante para Estados tales como Texas o Misisipi, cuya producción de electricidad dependía casi

totalmente del gas. Texas que en 1972 había producido más del 98,6% de su electricidad mediante el gas, ha reducido desde entonces esta dependencia al 89% mediante la introducción de carbón, que no se había utilizado nunca antes de 1973. Se observa en Misisipi una situación similar. La hidroelectricidad también ha experimentado un alza (27% en tres años); sin embargo, su contribución a la producción total siguió siendo aproximadamente del 4%.

La situación fue mucho más favorable en el sector nuclear, donde la producción aumentó apreciablemente (110 veces en cuatro años). La contribución de esta forma de energía a la producción de electricidad alcanzó un total aproximado del 3,3% en 1975, mientras que había sido casi insignificante en 1972. El consumo de electricidad por habitante de la subregión fue relativamente elevado (10.460 kWh en 1972, que se elevó a 10.912 kWh en 1975), siendo superior al promedio de los Estados Unidos (9.911 kWh en 1975).

Consumo de energía

En términos generales, una de las zonas de mayor consumo del país es la Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México, y, en particular, aquellos Estados que producen las mayores cantidades de energía.

En los cuadros VI.10, VI.11 y VI.12, se indican el consumo de energía en el período 1972 y 1975, por Estados. Esos datos ponen de manifiesto una disminución del consumo de energía por habitante hasta 1974 (aproximadamente un 4% en dos años), seguida por un aumento en 1975 (4% en un año) que restituyó el consumo a su nivel de 1972.

Como de costumbre, los hidrocarburos representaron la mayor proporción del consumo. El gas, en particular, se utilizó en grandes cantidades. Sin embargo, la tendencia confirmada por los datos del cuadro VI.1 fue reducir el empleo del gas a pesar del aumento de consumo, siendo sus principales sustitutos el petróleo y el carbón. El consumo de petróleo aumentó rápidamente en 1975 (29% respecto al año anterior), después de una ligera disminución en 1972 y 1974. Se utilizó principalmente en el sector industrial. El consumo de carbón aumentó constantemente (37,7% en cuatro años), a una tasa de crecimiento anual media del 11,2%. Igual que con el de energía hidráulica y nuclear, la evolución fue la misma ya descrita.

Un examen de las pautas de consumo en los distintos Estados pone de relieve que aquellos ricos en energía (Texas y Luisiana) utilizaron

principalmente el gas, y recurrieron considerablemente al petróleo. En los demás Estados, la pauta del consumo era un poco más diversificada (por ejemplo, Alabama consumió más carbón que cualquier otro combustible) o, al menos, más orientado hacia el empleo de petróleo.

La distribución del empleo de energía en los distintos sectores y para los diferentes Estados en 1975 se indica a continuación:

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>
	(porcentajes para cada sector)				
Residencial y comercial	7,7	6,5	17,2	9,9	7,5
Industrial	50,9	64,4	29,9	30,2	9,8
Transportes	20,7	16,2	34,1	22,3	39,0
Servicios eléctricos	20,7	12,9	18,8	37,6	43,7
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

2. Recursos energéticos nacionales

La zona de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México está relativamente bien dotada de recursos energéticos, principalmente en forma de hidrocarburos, estando el petróleo y el gas desigualmente distribuidos entre los Estados de la región. A pesar de ello, esas reservas no pueden garantizar la autosuficiencia de la subregión en suministro de energía, aun cuando se trate sólo de una parte del país. A menos que haya nuevos descubrimientos, no parece que las perspectivas en el sector de los hidrocarburos sean demasiado positivas. En cuanto al carbón, esta subregión tiene cierto potencial que hasta la fecha no se ha explotado suficientemente.

Con respecto a la hidroelectricidad, el cuadro es bastante negativo puesto que la mayoría de las reservas ya se han explotado y, en todo caso, esa forma de energía no es particularmente abundante en la región. Existen buenas perspectivas en el sector geotérmico (teniendo presentes sus límites intrínsecos), así como para las reservas de uranio. También podría considerarse el empleo de desechos agrícolas y otras posibles formas de energía.

Reservas de petróleo

Las reservas de petróleo bruto han disminuido de manera continua a lo largo de los últimos cinco años debido al elevado grado de explotación de los pozos, si bien una baja de la tasa de extracción sólo contrarrestaría en parte esa tendencia negativa. Las reservas de petróleo más importantes -no sólo de la región, sino de los Estados Unidos en su conjunto (fuera de Alaska)- están situadas en Texas y Luisiana, que juntos representan aproximadamente el 40% de las reservas nacionales. Las estimaciones más recientes de las reservas de petróleo comprobadas de la subregión figuran en la referencia [20] y a continuación se indica la situación existente al 31 de diciembre de 1978:

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
	(en millones de barriles)					
Reservas comprobadas al 31 de diciembre de 1978	7.689,991	2.893,401	187,587	33,107	169,361	10.973,447
Cambio con respecto al 31 de diciembre de 1977	-777,445	-220,008	-15,045	-11,067	-39,388	-1.062,953
Reservas añadidas indicadas	1.244,023	46,425	27,255	4,000	1,050	1.322,753

Si se recuerda que la producción de petróleo en 1975 alcanzó un total de 1,974,7 millones de barriles, la situación no resulta muy positiva.

Sin embargo, en la referencia [21] se citan otras reservas que, si bien se definen como "finales", podrían considerarse reservas potenciales. La cifra global citada de 71.952 millones de barriles de petróleo bruto se desglosa como sigue: 70,6% en Texas, 25,6% en Luisiana, 2,5% en Misisipi y menos del 1% en Alabama y Florida.

A esas reservas de petróleo deberán añadirse las reservas de líquidos de gas natural que representan una contribución apreciable a las reservas de hidrocarburos. En la referencia [20] se indican las reservas comprobadas más recientes, al 31 de diciembre de 1978:

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
	(en millones de barriles)					
Reservas comprobadas al 31 de diciembre de 1979	2.398,787	1.350,360	15,127	215,442	20,221	3.999,937
Cambio con respecto al 31 de diciembre de 1978	-130,503	-34,815	-2,420	-11,377	+1,269	-177,846

Como comparación, la producción de líquidos de gas natural en 1975 alcanzó la suma de 434,6 millones de barriles.

Reservas de gas

En términos de reservas de gas, la situación no difiere mucho de la descrita para el petróleo y los líquidos de gas natural. Una vez más, Texas y Luisiana cuentan con las reservas más importantes, que representan el 55% de todas las reservas nacionales de gas, y en la referencia [20] se citan las estimaciones más recientes de las reservas comprobadas, cuyo desglose por Estados se da a continuación:

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
	(en miles de millones de pies cúbicos)					
Reservas comprobadas al 31 de diciembre de 1978	62.157,836	52.685,970	1.307,133	745,538	215,323	117.111,80
Cambio con respecto al 31 de diciembre de 1977	-7.557,601	-3.011,822	+103,381	+5,681	-55,027	-10,515,38

Las reservas finales de gas citadas en la referencia [21] son del orden de 463 billones de pies cúbicos, distribuidas como sigue: 58,0% en Texas, 40,4% en Luisiana, 1,3% en Misisipi y 0,3% entre Alabama y Florida.

Reservas de carbón

Las reservas de carbón de la subregión no son muy apreciables si se consideran a escala nacional. Inclusive en términos subregionales, la producción de carbón no tiene especial importancia. Sólo dos Estados poseen algunas reservas de carbón: Alabama y Texas. Las reservas comprobadas del primero se estiman en unos 2.782 millones de toneladas (de las cuales 1.755 son carbón bituminoso y 1.027 lignito), mientras las reservas del segundo son algo superiores, 3.272 millones de toneladas de lignito. En total, la subregión cuenta con reservas de carbón de 6.054 millones de toneladas (la producción de carbón en 1975 fue de 33,6 millones de toneladas).

Incluso si aumenta la importancia del carbón en el futuro panorama energético de los Estados Unidos, parece poco probable que adquiriera particular importancia para los Estados del Golfo, que son consumidores tradicionales de hidrocarburos y en particular de gas. Además, como la subregión posee sólo el 1,3% de las reservas nacionales, es probable que toda reevaluación del carbón como recurso energético beneficie a la industria carbonífera de otros Estados mejor dotados.

Reservas hidroeléctricas

Con respecto a la hidroelectricidad, las perspectivas de su utilización en gran escala son también limitadas. Esta subregión no puede contar con recursos hidroeléctricos apreciables. Aun cuando no estén totalmente explotados, sólo quedan por utilizar en el futuro unos pocos emplazamientos. El potencial estimado supera apenas los 3.000 MW de capacidad instalada nueva, y la mayor parte de esas reservas están concentradas en el Estado de Alabama.

Reservas geotérmicas

Todos los recursos geotérmicos de la subregión están concentrados en Texas y el potencial recuperable estimado se ha evaluado en unos 9.000 millones de E.T.C. Ya han empezado las obras de perforación de pozos de geopresión, y se calcula que en el año 2000 el Estado podrá contar con una central eléctrica que produzca unos 1.600 MW.

Reservas de uranio

Texas es el único Estado con yacimientos de uranio activo, aparte de Florida que tiene yacimientos de uranio en sus reservas de fosfatos. Texas también tiene instalaciones de molienda. Sin embargo, durante el período considerado, no se produjo uranio en esta subregión y no se encontraron datos concretos relativos a la magnitud de las reservas de uranio.

Reservas de energía no comercial

En virtud de su posición geográfica, esta subregión resultaría la zona más adecuada de los Estados Unidos para la utilización de la energía solar. Si bien existen restricciones tecnológicas y económicas para las actuales aplicaciones comerciales en gran escala, el nivel de las investigaciones y las grandes sumas de capital disponibles indican un futuro prometedor para el empleo en gran escala de la energía solar.

Además, ya se ha señalado la posibilidad de utilizar desechos agrícolas y urbanos. Conforme a la referencia [21], se producen todos los años unos 50 millones de toneladas de residuos agrícolas secos, a partir de los cuales, suponiendo que tengan un valor calorífico de 4.400 Kcal/kg, se podría recuperar una cantidad de energía del orden de los 32 millones de E.T.C.

A continuación se indican los residuos agrícolas producidos todos los años y la correspondiente producción de energía potencial:

	<u>Residuos agrícolas</u>	<u>Energía potencial disponible</u>
	(en millones de E.T.C.)	
Texas	16,270	10,226
Luisiana	10,429	6,555
Misisipi	8,719	5,480
Alabama	10,232	6,431
Florida	5,820	3,658
Total	51,470	32,350

También podría obtenerse energía a partir de fuentes agrícolas transformando pastos, selvas y campos libres en granjas de biomasa. Un estudio citado en la referencia [21] indica que, si esto se realizara para sólo un 10% del potencial total, la energía así recuperada representaría 93 millones de E.T.C. para toda la región meridional de los Estados Unidos (que incluye otros Estados no situados en la región del Golfo). Según un cálculo aproximado, la energía recuperable para la subregión de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México tan sólo representaría unos 50 millones de E.T.C.

3. Políticas nacionales en materia de energía

La autonomía de los cinco Estados de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México en cuestiones de energía y medio ambiente queda limitada por la autoridad central. Sin embargo, varios organismos federales han actuado a nivel regional con respecto a distintos problemas de control del medio ambiente, recursos energéticos, etc. Esta situación es relativamente nueva, pues hasta hace unos años las instituciones de cada uno de los Estados que se ocupaban de ese tipo de problemas estaban aisladas y no conseguían trabajar en colaboración, aparte de que, en algunos casos, ni siquiera existían. Sólo cuando empezaron a plantearse problemas como consecuencia de la crisis de la energía y del rápido aumento de los precios del petróleo, en 1973, hubo un pronunciado incremento de la actividad legislativa y reguladora. Cada Estado ha introducido su propia legislación o reglamentación, pero la mayoría de ellas se basan en la legislación federal.

Sin embargo, como a nivel nacional las políticas energéticas todavía se encuentran en una etapa de evolución, cada Estado ha elaborado leyes especiales para tratar los problemas que se plantean como resultado de las distintas estructuras económicas de desarrollo, la situación del medio ambiente, los problemas energéticos, etc.

Por formar parte de uno de los países más industrializados del mundo, la subregión de la Costa de los EE.UU. en el Golfo de México ha consumido grandes cantidades de energía durante los últimos años, llegando incluso el consumo de algunos Estados a superar el promedio nacional. Las enormes repercusiones de la crisis de la energía han acarreado una revisión de todos

los programas de desarrollo e introducido una perspectiva distintas. Conceptos nuevos, tales como la conservación de la energía, la reducción del consumo, y las otras posibles formas de energía, no sólo han aparecido en la legislación o los programas energéticos, sino que también han encontrado aceptación general. No obstante, debido a la inercia del sistema, transcurrirá mucho tiempo antes que esos conceptos tengan repercusiones directas en la situación. Se han tomado ciertas medidas tanto a nivel nacional como estatal: se han introducido políticas de conservación de la energía; se han fijado límites para la extracción de petróleo y de gas a fin de impedir un agotamiento demasiado rápido de las reservas; y se han acelerado las investigaciones y los estudios relativos a otras posibles fuentes de energía.

4. Futura demanda de energía

La futura situación energética de esta subregión está inexorablemente vinculada con la del país en su conjunto. A fin de evaluar la futura demanda de energía de la subregión, podría adaptarse al nivel subregional un modelo que abarcara todo el país. Sin embargo, en el presente informe, las previsiones se basan exclusivamente en una extrapolación de los datos de consumo correspondientes a los últimos años (1950-1975), conjugada con extrapolaciones del crecimiento de la población basadas en la experiencia anterior.

Esta labor ya se ha realizado y sus resultados se encuentran en la referencia [5]. Para los fines del presente informe, el único dato interesante que puede derivarse de ellos es la tasa media de crecimiento anual, estimada en 2,19%, sobre la base de la cual se ha calculado el consumo de energía correspondiente a la región en su conjunto en 665 millones de E.T.C. en 1985 y en 920 millones de E.T.C. en el año 2000 (estas cifras se basan en los datos de consumo de energía de 1975).

Desglosadas por Estados, las cifras son las siguientes

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
	(en millones de E.T.C.)					
Consumo estimado en 1985	338	140	30	73	84	665
Consumo estimado en el año 2000	468	193	43	100	116	920

Con respecto al consumo de energía eléctrica, esta misma fuente señala una tasa de crecimiento anual medio de 2,92%; el consumo alcanzaría así 441.000 millones de kWh en 1985 y 678.000 millones de kWh en el año 2000. La cantidad global acumulativa de energía consumida en esta región entre 1979 y 1985 debiera ser del orden de 3.750 millones de E.T.C. y la cifra correspondiente hasta el año 2000 debería equivaler a unos 72.297 millones de E.T.C.

5. Futuros problemas nacionales en materia de energía

Según se ha dicho, la mayoría de los problemas con que se enfrenta la Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México en la esfera de la energía no pueden resolverse a nivel subregional, sino que deben colocarse dentro de un amplio contexto nacional. Por consiguiente, carecería de sentido calcular la posibilidad de que una subregión por sí sola alcance la autosuficiencia. (En todo caso, cuando se comparan los datos correspondientes al futuro consumo de energía de la subregión y a los recursos disponibles, las perspectivas siguen siendo negativas.)

Los Estados Unidos son el mayor consumidor de energía del mundo, y desde 1971 sus importaciones de petróleo extranjero se han duplicado. Por consiguiente, los principales problemas en materia de energía estarán relacionados, por una parte, con los medios de satisfacer una demanda interna creciente y, por otra, con la limitación del consumo de energía. El primer problema es una cuestión de política y queda fuera del alcance del presente documento, mientras el segundo ya ha encontrado cabida en ciertas medidas nacionales y regionales de diversos tipos, basadas en los puntos siguientes:

- Conservación de la energía, que entrañe su utilización más eficiente en los diversos sectores industriales y domésticos;
- Transformación de algunas plantas industriales e instalaciones eléctricas que actualmente utilizan petróleo o carbón para que utilicen recursos energéticos más fácilmente disponibles en el mercado interno (principalmente carbón y combustible nuclear);
- Control de la tasa de explotación de los recursos energéticos internos no renovables;
- Reducción de las importaciones de petróleo mediante un aumento de los precios;
- Promoción del desarrollo de otros posibles recursos energéticos.

Cuadro VI.1

Costa de los Estados Unidos en el Golfo de México: producción de energía primaria
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>
Total de energía comercial	1.253,0	1.248,1	1,186,0	1.105,8
Combustibles líquidos	568,9	556,7	526,9	497,6
Combustibles gaseosos	654,8	658,2	621,5	565,0
Combustibles sólidos	24,8	26,1	27,5	33,6
Electricidad primaria ^{1/} hídrica geotérmica	4,5	5,2	4,7	5,4
Electricidad nuclear ^{1/}	0,0	1,9	5,4	4,2
Leña ^{2/}	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Total de energía primaria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Ref. [21].

n.d. = no disponible.

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

^{2/} Valor calórico: 3×10^6 kcal/m³.

Cuadro VI.2

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: producción de energía primaria por Estados (1972)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial</u>	<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles gaseosos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria/ hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>
Texas	689,4	334,8	350,3	4,0	0,3	-
Luisiana	514,7	215,4	299,3	-	-	-
Misisipi	17,2	12,8	4,4	-	-	-
Alabama	27,2	2,1	0,2	20,8	4,1	-
Florida	4,5	3,8	0,6	-	0,1	0,0
TOTAL	1.253,0	568,9	654,8	24,8	4,5	0,0

Fuente: Ref. [21].

1/ Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

Cuadro VI.3

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: producción de energía primaria por Estados (1975)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Total de energía comercial</u>	<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles gaseosos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear</u>
Texas	617,3	312,6	293,0	11,0	0,7	-
Luisiana	428,0	162,4	265,6	-	-	-
Misisipi	13,1	9,7	3,4	-	-	-
Alabama	32,4	2,8	1,4	22,6	4,6	1,0
Florida	15,0	10,1	1,6	-	0,1	3,2
TOTAL	1.105,8	497,6	565,0	33,6	5,4	4,2

Fuente: Ref. [21].

^{1/} Factor de conversión: 1.000 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

Cuadro VI.4

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: comercio de energía
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>
<u>Petróleo crudo</u>				
Importaciones	88,1	108,7	129,8	151,3
Exportaciones	207,5	192,2	179,7	167,6
Balance energético	+119,4	+83,4	+49,9	+16,3
<u>Gas natural</u>				
Importaciones	406,8	402,6	361,4	347,8
Exportaciones	723,7	712,0	656,4	620,9
Balance energético	+316,9	+309,4	+295,0	+273,1
<u>Combustible sólido</u>				
Importaciones	n.d.	14,6	13,9	14,6
Exportaciones	n.d.	1,4	1,0	1,7
Balance energético	n.d.	-13,2	-12,9	-12,9

Fuente: Reelaboración de datos presentados en ref. [21].

Cuadro VI.5

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: comercio de energía por Estados (1972)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Texas</u>	<u>Luisiana</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
<u>Petróleo crudo</u>						
Importaciones	51,9	17,7	16,5	1,7	0,3	88,1
Exportaciones	93,6	102,0	6,3	1,7	3,9	207,5
Balance energético (Exp. - Imp.)	+41,7	+84,3	-10,2	0,0	+3,6	+119,4
<u>Gas natural</u>						
Importaciones	0	35,6	240,9	119,8	10,5	406,8
Exportaciones	137,3	249,2	227,7	109,5	-	723,7
Balance energético (Exp. - Imp.)	+137,3	+213,6	-13,2	-10,3	-10,5	316,9
<u>Combustible sólido</u>						
Importaciones	-	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Exportaciones	-	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Balance energético (Exp. - Imp.)	-	-	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Reelaboración de datos presentados en ref. [21].

Cuadro VI. 6

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: comercio de energía por Estados (1975)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Texas</u>	<u>Luisina</u>	<u>Misisipi</u>	<u>Alabama</u>	<u>Florida</u>	<u>TOTAL</u>
<u>Petróleo crudo</u>						
Importaciones	92,3	39,2	17,1	2,4	0,3	151,3
Exportaciones	89,1	62,2	5,3	2,4	8,6	167,6
Balance energético (Exp. - Imp.)	-3,2	+23,0	-11,8	+0,0	+8,3	+16,3
<u>Gas natural</u>						
Importaciones	-	31,1	208,2	99,5	9,0	347,8
Exportaciones	112,8	215,8	202,2	90,1	-	620,9
Balance energético (Exp. - Imp.)	+112,8	+184,7	-6,0	-9,4	-9,0	+273,1
<u>Combustible sólido</u>						
Importaciones	-	-	1,5	7,7	5,4	14,6
Exportaciones	-	-	-	1,7	-	1,7
Balance energético (Exp. - Imp.)	-	-	-1,5	-6,0	-5,4	-12,9

Fuente: Reelaboración de datos presentados en ref. [21].

Cuadro VI.7

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: producción de electricidad por tipos

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>TOTAL</u>	<u>Térmica</u>			<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
		<u>Petróleo</u>	<u>Gas</u>	<u>Carbón</u>		
1972	299,3	51,7	197,2	39,1	11,2	0,1
1973	320,0	58,0	193,5	47,8	13,7	5,0
1974	327,1	58,0	183,6	59,2	12,1	14,2
1975	331,0	55,8	184,4	65,4	14,3	11,1

Fuente: Reelaboración de datos presentados en ref. [21].

Cuadro VI.8

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: producción de electricidad por tipos y por Estados (1972)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>TOTAL</u>	<u>Térmica</u>			<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
		<u>Petróleo</u>	<u>Gas</u>	<u>Carbón</u>		
Texas	130,7	1,0	128,9	-	0,8	-
Luisiana	39,3	0,7	38,6	-	-	-
Misisipi	12,1	1,9	10,2	-	-	-
Alabama	49,8	0,3	0,2	39,1	10,2	-
Florida	67,4	47,8	19,3	-	0,2	0,1
TOTAL	299,3	51,7	197,2	39,1	11,2	0,1

Fuente: Reelaboración de datos presentados en ref. [21].

Cuadro VI.9

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: producción de electricidad por tipos y por Estados (1975)

(Miles de millones de kilovatios/hora)

	<u>TOTAL</u>	<u>Térmica</u>			<u>Hídrica</u>	<u>Nuclear</u>
		<u>Petróleo</u>	<u>Gas</u>	<u>Carbón</u>		
Texas	147,8	2,9	131,8	11,2	1,9	-
Luisiana	39,2	3,8	35,4	-	-	-
Misisipi	11,5	5,3	2,9	3,3	-	-
Alabama	54,7	0,3	0,5	39,0	12,2	2,7
Florida	77,8	43,5	13,8	11,9	0,2	8,4
TOTAL	331,0	55,8	184,4	65,4	14,3	11,1

Fuente: Ref. [21].

Cuadro VI.10

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: consumo de energía
(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustibles líquidos</u>	<u>Combustibles gaseosos</u>	<u>Combustibles sólidos</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear^{1/}</u>
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>					
1972	506,028	17,685	199,770	274,815	26,878	4,540	0,025
1973	510,022	17,481	194,875	279,594	27,947	5,691	1,915
1974	504,389	16,955	192,211	271,602	31,018	4,122	5,436
1975	535,688	17,636	248,187	239,879	37,015	5,428	4,179

Fuente: Ref. [21].

^{1/} Factor de conversión: 100 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

Cuadro VI.11

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: consumo de energía por Estados (1972)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Combustible gaseoso</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hidrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear^{1/}</u>
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>					
Texas	281,052	23,922	113,611	166,260	0,846	0,335	-
Luisiana	88,859	23,771	16,207	72,652	-	-	-
Misisipi	24,772	10,980	10,415	14,357	-	-	-
Alabama	54,292	15,412	13,626	10,523	26,032	4,111	-
Florida	57,053	7,765	45,911	11,023	-	0,094	0,025
TOTAL	506,028	17,685	199,770	274,815	26,878	4,540	0,025

Fuente: Ref. [21].

^{1/} Factor de conversión: 100 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

Cuadro VI.12

Costa de los EE.UU. en el Golfo de México: consumo de energía por Estados (1975)

(Millones de toneladas métricas de equivalente de carbón)

	<u>Energía comercial total</u>		<u>Combustible líquido</u>	<u>Combustible gaseoso</u>	<u>Combustible sólido</u>	<u>Electricidad primaria^{1/} hídrica y geotérmica</u>	<u>Electricidad nuclear^{1/}</u>
	<u>Global</u>	<u>Por habitante (E.T.C.)</u>					
Texas	272,322	22,225	119,664	145,404	6,534	0,720	-
Luisiana	112,482	29,670	46,548	65,934	-	-	-
Misisipi	24,537	10,459	14,712	8,482	1,343	-	-
Alabama	58,197	16,103	18,202	9,734	24,624	4,622	1,015
Florida	67,150	8,046	49,061	10,325	4,514	0,086	3,164
TOTAL	535,688	17,660	248,187	239,879	37,015	5,428	4,179

Fuente: Ref. [21].

^{1/} Factor de conversión: 100 kWh producidos corresponden a 0,38 E.T.C. (eficiencia de 32%).

APENDICE 1

El presente resumen, extractado de una publicación de la CEPE [22], tiene por objeto ofrecer una sinopsis de las técnicas adoptadas para la producción, manipulación y almacenamiento de la energía, como también de la repercusión de esas técnicas sobre el ambiente. Se han resumido únicamente los aspectos de interés para los problemas de la zona del Caribe en su conjunto.

EXTRACCION DE COMBUSTIBLES SOLIDOS
A CIELO ABIERTO

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Principio básico: la capa superficial del suelo se retira por medios mecánicos a fin de dejar al descubierto las vetas. A fin de evitar que la mina se inunde, hay que entubar las vías de agua o cambiarles de curso. Una vez terminada la extracción, el emplazamiento puede reacondicionarse o aprovecharse para otros usos.

Eficiencia económica: mayor que para la extracción subterránea (menor gasto de capital, mayor eficiencia técnica, mayores posibilidades de adaptación y expansión y menos necesidad de tiempo para poner en explotación la mina).

1.2 Tecnología futura

Sobre todo, racionalización de la producción y desarrollo de maneras para reducir la repercusión sobre el ambiente.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- i) Contaminación del aire: los escombros pueden cubrirse con piedra de desecho o con una capa de tierra vegetal, la que después se vuelve a cultivar o se siembra de árboles.
- ii) Contaminación del agua: antes de empezar las operaciones extractivas se necesitan estudios hidrogeológicos, así como una planificación cuidadosa de la extracción de mineral.
- iii) Reacondicionamiento o reutilización del emplazamiento: el lugar de la extracción puede rellenarse con materiales adecuados (operación que requiere estudios detallados) y devolverse a la agricultura, la silvicultura, etc. Las grandes hondonadas pueden también transformarse en lagos artificiales para fines de recreación o con propósitos urbanos, industriales o agrícolas (suministro de agua, riego, etc.). Las estimaciones hechas en los Estados Unidos indican que el reacondicionamiento completo parece aumentar el costo de la producción de carbón en aproximadamente 0,16 a 2,91 dólares por tonelada (1977)

3. Evaluación general

Esta tecnología de extracción de minerales es probable que se use ampliamente sobre todo para el carbón, debido a su eficiencia económica (costos de inversión y explotación menores que para las minas subterráneas), y debido también al resurgimiento del interés por el carbón para la producción de electricidad.

EXTRACCION DE COMBUSTIBLES SOLIDOS
A CIELO ABIERTO

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Gases de escape de las máquinas, productos de oxidación, polvo levantado por las máquinas o por el viento. Los residuos que contengan un alto porcentaje de sustancias inflamables encierran el peligro de combustión espontánea. Si el fuego no puede dominarse a tiempo, esos residuos pueden producir gases de combustión durante varios decenios.

2. Contaminación del agua

Ocasionada sobre todo por una erosión acelerada del material excavado: modificaciones del pH, sales, materiales pulverizados, etc.

3. Efecto sobre la tierra

Considerable. La zona excavada se ve gravemente afectada (destrucción total de la fauna y la flora, en tanto que los alrededores sufren por la presencia de desechos, desviación de vías de agua, caminos de acceso, etc.,...).

4. Desechos sólidos

Cantidades muy grandes (residuos). Pueden emplearse para reacondicionamiento ulterior.

5. Ruido

Bastante grande durante el retiro de la capa superficial del suelo y las operaciones (p alas de oruga, trituradoras, etc.). Detonaciones, cuando se emplean explosivos. Las personas más gravemente afectadas son los propios trabajadores de la mina.

6. Aspecto estético

Grave problema: zonas excavadas, residuos, caminos, etc. Todo esto puede eliminarse al reacondicionar el emplazamiento, una vez terminada la extracción del mineral.

7. Varios

Ninguno.

8. Evaluación general

Graves efectos ambientales. Sin embargo, no se presentan problemas insolubles si se han tomado las precauciones necesarias (contra la contaminación del aire y el agua). Al quedar terminada la extracción de mineral, el emplazamiento puede reacondicionarse o usarse de otro modo a fin de eliminar, a largo plazo, todos los problemas de desgaste de la tierra y estéticos.

EXTRACCION MARINA DE PETROLEO Y GAS

Aspecto tecnológico

1. Tecnología actual

Métodos: se construyen grandes plataformas en el reborde continental, se perforan pozos, y el petróleo o gas extraído se transporta a tierra firme por tuberías o se almacena (en el caso del petróleo) en grandes depósitos flotantes. Los gases asociados, o bien se transportan por tuberías; se reinyectan en la capa petrolífera; se elaboran en la plataforma (tecnología muy cara, pero conveniente desde el punto de vista ambiental); se queman en el aire (la práctica corriente, aunque es peligrosa para el equipo de la plataforma y crea problemas de contaminación del aire); o se queman bajo el mar en dispositivos especiales (tecnología nueva). Por lo general, pueden aplicarse métodos para aumentar la producción de petróleo y gas.

Eficiencia económica: menor eficiencia económica en comparación con los yacimientos petrolíferos en tierra firme, debido a la tecnología muy complicada y costosa, que exige inversiones bastante grandes.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

No hay métodos especiales para los yacimientos petrolíferos marinos, pero el empleo de métodos tradicionales, asociado a medidas de seguridad, es considerablemente más complicado. Se han desarrollado métodos para reducir la probabilidad y los efectos de posibles derrames de petróleo en las plataformas marinas. Los problemas de eliminación del gas asociado, lodos de perforación, salmueras y aguas usadas son muy complicados desde el punto de vista del ambiente. Por lo general, los lodos, las salmueras o las aguas usadas deben reinyectarse en la formación petrolífera.

3. Evaluación general

Los métodos de extracción marina del petróleo y el gas se han convertido en una tecnología muy importante, ahora que la obtención de petróleo del fondo marino ha llegado a ser el 20% del total de la extracción de petróleo en el mundo. Estos métodos se usarán ampliamente en el futuro.

EXTRACCION MARINA DE PETROLEO Y GAS

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Sobre todo por los productos de combustión al quemarse los gases asociados y, en caso de derrames de petróleo, por la evaporación de fracciones más ligeras de hidrocarburos.

2. Contaminación del agua

La producción marina de gas no debe crear problemas especialmente importantes si se compara con la producción marina de petróleo. Se han registrado varios grandes derrames de petróleo ocurridos en plataformas, y a menudo se han estudiado ampliamente sus efectos sobre el ambiente marino y sobre las actividades pesqueras. Como el petróleo es biodegradable, los derrames de petróleo poco frecuentes y en pequeña escala pueden superarse por medio de la degradación bacteriana. Los derrames de petróleo grandes tienen una repercusión importante sobre la flora y la fauna marina y pueden afectar el ciclo del agua. Las salmueras, si se diluyen en el agua del mar, pueden tener un efecto ecológico sobre las comunidades marinas circundantes.

Parecen requerirse atención y medidas especiales durante la exploración para buscar petróleo en regiones árticas y subárticas, donde el ambiente puede ser especialmente sensitivo y, según parece, podrían inducirse potenciales perturbaciones climáticas mediante derrames de petróleo en gran escala encima y debajo del hielo, que modifiquen el albedo.

3. Efecto sobre la tierra

No se aplica.

4. Desechos sólidos

Nulos o insignificantes.

5. Ruido

No hay información concreta, pero probablemente es de escasa importancia, excepto para el personal que trabaja en la plataforma.

6. Aspecto estético

Problemas bastante importantes, por la presencia de grúas, y el daño a los lugares de recreo, sobre todo las playas, en caso de derrames de petróleo (turismo).

7. Varios

Seguridad de la navegación; riesgos de explosión e incendio en caso de importantes pérdidas por filtración.

8. Evaluación general

Con la extracción de gas no se presentan problemas agudos. En cambio, la extracción de petróleo podría dar lugar a importantes problemas ambientales, que exige cuidado especial y tecnologías avanzadas. Debe prestarse atención especial a las zonas árticas y subárticas, donde los efectos ambientales aún no son claros y merecen ulterior investigación.

GASODUCTOS

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

El gas bajo presión (55-75 barías) se transporta a larga distancia por tuberías de hasta 1.420 mm de diámetro, en su mayor parte enterradas a más o menos un metro de profundidad, sobre todo al atravesar tierra cultivable. A intervalos de unos 30 km se instalan válvulas de separación, y se necesitan estaciones compresoras (turbinas de gas) aproximadamente a cada 100 km.

Eficiencia económica: se requieren grandes inversiones de capital. Para largas distancias y a base de igual energía calórica transportada, los gasoductos son económicos en comparación con el transporte de electricidad y combustible sólido, pero más costosos que el transporte de combustible líquido.

1.2 Tecnología futura

Se usarán tuberías de mayores diámetros, más altas presiones y temperaturas más bajas (un aumento de presión de 55 a 75 barías eleva la capacidad de paso de 30 a 35%; a una presión de funcionamiento dada, el gas natural enfriado (-65 a -70°C) duplica la capacidad de transporte; el gas natural licuado a 40-45 barías aumenta la capacidad de tres a cuatro veces).

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

No hay problemas ambientales importantes. Mediante un trazado cuidadoso de la ruta, pueden reducirse a un mínimo la corta de árboles y los riesgos de explosión.

3. Evaluación general

El transporte de gas natural por gasoductos aumentará. En las actuales condiciones técnicas, un gasoducto de aproximadamente 900 mm de diámetro corresponde al transporte de unas 1.000 toneladas por hora de otros combustibles por camino, carretera o vías acuáticas.

GASODUCTO

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Muy limitado (escapes en las estaciones compresoras) durante el funcionamiento normal.

2. Contaminación del agua

Ninguna durante el funcionamiento normal.

3. Efecto sobre la tierra

Cuando el gasoducto va enterrado, hay unas pocas restricciones a la utilización de la tierra (proximidad de edificios); éstas, en general, aumentan con la presión del sistema; la tierra puede volverse a su uso anterior tan pronto como queda terminada la construcción. Las estaciones compresoras, los terminales de recepción y las estaciones reguladoras son las únicas instalaciones encima de tierra. Por consiguiente, las necesidades de terreno son muy limitadas.

4. Desechos sólidos

Ningunos.

5. Ruido

Localizado en las estaciones de regulación, medición y compresión (escapes, entrada de aire, motores y compresores, termocommutadores, decompresión). Las estaciones compresoras están situadas por lo general en zonas rurales, y las normas en vigor establecen que el nivel de ruido de los compresores en zonas residenciales no debe pasar de 35 a 40 db.

6. Aspectos estéticos

Muy limitados, si las tuberías van bajo tierra. No debe haber árboles en la ruta del gasoducto.

7. Varios

Riesgos de explosión en caso de filtraciones importantes y repentinas.

8. Evaluación general

No hay problemas ambientales importantes.

PLANTAS DE PRODUCCION DE ENERGIA POR COMBUSTION DE PETROLEO^{1/}

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción de electricidad: el calor producido en la cámara de combustión de la caldera evapora el agua y da vapor supercalentado. La energía térmica se convierte, en la turbina, en energía mecánica, la cual, a su vez, es convertida en energía eléctrica por un generador.

Eficiencia térmica: de 35 a 36% parece ser el máximo técnicamente factible.

Eficiencia económica: depende de los costos fijos (inversión inicial) y de los costos variables (combustible, mantenimiento, mano de obra e impuestos). El costo de la energía eléctrica producida en plantas de este tipo varía de un país a otro.

1.2 Futura tecnología

Aumento de la eficiencia de conversión térmica.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- i) optimización de la combustión a fin de reducir las cantidades de CO y NO producidas;
- ii) desulfurización del petróleo combustible y de los gases de combustión; empleo de combustibles con un bajo contenido de azufre;
- iii) utilización parcial del calor de desecho para suministrar calor al distrito (producción combinada de calor y energía eléctrica); torres de enfriamiento. (Hay, sin embargo, una repercusión estética; las torres de corriente de aire ayudada parecen constituir una mejor solución.)

3. Evaluación general

Los recientes aumentos de precios de los productos del petróleo en el mercado mundial han afectado seriamente el costo de la electricidad producida en plantas de combustión de petróleo. En consecuencia, el interés se ha trasladado a otros tipos de planta energética, en especial a las hidroeléctricas y las de energía nuclear.

^{1/} El petróleo combustible normal se compone de C (83,3%), H (10,9%), O (2,2%) y S (3,6%), y produce alrededor de 40.000 kJ (9.600 kcal) por kg.

PLANTAS DE PRODUCCION DE ENERGIA POR COMBUSTION DE PETROLEO

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Las emisiones totales alcanzan a 76.000 toneladas anuales para una planta moderna de 1.000 MWe, que quema 1,6 millones de toneladas de petróleo al año.

Aldehidos	0,2 kg/tce	Azufre	13,5 kg/tce
CO	trazas	Partículas	0,3 kg/tce
Hidrocarburos	0,3 kg/tce	Radioactividad	nula
NO _x	8,9 kg/tce		

2. Contaminación del agua

Un total de 3.000 a 6.000 toneladas anuales para una planta de 1.000 MWe.

Contaminación térmica: alrededor del 60% de la energía consumida;
Ensuciamiento de los condensadores y torres de enfriamiento;

Contaminación química: ninguna procedente de la planta energética misma, a no ser que se utilicen productos nocivos para los organismos vivos;

Contaminación radiactiva: nula.

3. Efecto sobre la tierra

Alrededor de 4 km² para una planta energética de 1.000 MWe (sin contar las instalaciones auxiliares).

4. Desechos sólidos

Nulos o insignificantes.

5. Ruido

No muy grave (30 db a 100 m de la planta energética); un silbido ocasional, que se puede oír hasta una distancia de 5 km, procedente de los reguladores de presión.

6. Aspectos estéticos

Problema serio debido a las chimeneas, torres de enfriamiento e instalaciones externas (depósitos de almacenamiento, líneas férreas, cables de alta tensión, etc., ...).

7. Varios

Problemas de planificación de la utilización de la tierra.

8. Evaluación general

Los problemas ambientales creados por las plantas de producción de energía por combustión de petróleo son bastante considerables desde más de un punto de vista (en especial, la contaminación del aire), pero parecen ser menos serios que los inherentes a las plantas de combustión de carbón.

PLANTAS DE PRODUCCION DE ENERGÍA POR COMBUSTION DE GAS^{1/}

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción de electricidad: el calor producido en la cámara de combustión de la caldera evapora el agua y da vapor supercalentado. La energía térmica se convierte, en la turbina, en energía mecánica, la cual, a su vez, es convertida en energía eléctrica por un generador.

Eficiencia térmica: de 35 a 36% parece ser el máximo técnicamente factible.

Eficiencia económica: el precio de mercado del gas determina el grado en que se utiliza para la producción de energía eléctrica. Aunque en general se le reserva como producto básico para fines industriales, en los países productores puede el gas natural ser competitivo con otros combustibles en la producción de energía eléctrica. Para los países importadores, la producción de energía eléctrica mediante gas natural puede resultar poco económica.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- i) optimización de la combustión a fin de reducir las cantidades de CO y NO_x producidas;
- ii) desulfurización del petróleo combustible y de los gases de combustión; empleo de combustibles con un bajo contenido de azufre;
- iii) utilización parcial del calor de desecho para suministrar calor al distrito (producción combinada de calor y energía eléctrica); torres de enfriamiento. (Hay, sin embargo, una repercusión estética; las torres de corriente de aire ayudada parecen constituir una mejor solución.)

3. Evaluación general

El gas natural no desempeña un papel muy importante en la producción de energía eléctrica, ni es probable que lo desempeñe en el futuro (a no ser que se descubran grandes depósitos). En la mayoría de los casos, su empleo en plantas termoeléctricas se ha decidido, no por motivos puramente económicos, sino con objeto de proteger el ambiente.

^{1/} Hay varios tipos de gas (gas de alto horno, gas industrial, gas obtenido de la gasificación del carbón, gas de petróleo, gas natural, etc.). El más utilizado en la industria eléctrica es el gas natural, cuya composición usual es: CH₄ (metano) (94,0%), C₂H₆ (1,2%), C₃H₈ (0,7%), C₄H₁₀ (0,4%), C₅H₁₂ (0,2%), N₂ (3,3%), CO (0,2%) y SH₂ por lo común en ligeras trazas. Su valor calórico es de unos 35.800 kJ/m³ (8.560 Kcal/m³) normalmente a 15°C (nm³), y su peso específico es de 0,765 kg/nm³.

PLANTAS DE PRODUCCION DE ENERGIA POR COMBUSTION DE GAS

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Las emisiones totales alcanzan unas 24.000 toneladas anuales para una planta de 1.000 MWe.

Aldehidos	0,06 kg/tce	Azufre	0,1-0,2 kg/tce
CO	insignificante	Particulas	0,9 kg/tce
Hidrocarburos	insignificante	Radioactividad	nula
NO _x	20,9 kg/tce		

2. Contaminación del agua

Unas 1.000 toneladas anuales para una planta de 1.000 MWe.

Contaminación térmica: alrededor del 60% de la energía consumida;
Ensuciamiento de los condensadores y torres de enfriamiento;
Contaminación química: ninguna procedente de la planta energética misma, a no ser que se utilicen productos nocivos para los organismos vivos;
Contaminación radiactiva: nula.

3. Efecto sobre la tierra

Alrededor de 4 km² para una planta energética de 1.000 MWe.

4. Desechos sólidos

Nulos.

5. Ruido

No constituye un problema muy grave; un silbido ocasional que se puede oír hasta una distancia de 5 km.

6. Aspectos estéticos

Problema bastante serio debido a las chimeneas, torres de enfriamiento e instalaciones externas (cables de alta tensión, etc.,...).

7. Varios

Instalación de tuberías de gas en zonas urbanas (selección de emplazamiento, seguridad, etc., ...). Planificación de la utilización del terreno.

8. Evaluación general

Problemas ambientales relativamente limitados, excepto en lo relativo a calor de desecho y posible empleo de productos nocivos a los organismos vivos. Los problemas ambientales creados por las plantas de producción de energía por combustión de gas, aunque no son pequeños, parecen considerablemente menos graves que los que ocasionan las plantas de combustión de carbón o de petróleo.

CENTRALES ELECTRICAS ALIMENTADAS POR CARBON DE
ELEVADO CONTENIDO CALORIFICO^{1/}

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción de electricidad: el calor producido en la cámara de combustión de la caldera vaporiza el agua y la convierte en vapor sobrecalentado. En la turbina, la energía térmica se convierte en energía mecánica que, a su vez, es transformada en energía eléctrica por un generador.

Eficiencia térmica: el máximo técnicamente viable parece ser del 35% al 36%.

Eficiencia económica: depende del precio del carbón en los países considerados. El carbón puede ser competitivo y, en el porvenir, tendrá un papel importante que desempeñar en la producción de energía eléctrica.

1.2 Futura tecnología

Combustión de lecho fluidizado; nuevos medios de transmisión de calor; desarrollo de ciclos combinados de mayor rendimiento que utilicen turbinas de gas.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- i) optimización de la combustión para reducir al mínimo las cantidades de CO y NO producidas;
- ii) desulfurización del carbón y los gases de combustión; uso de combustibles con bajo contenido de azufre;
- iii) extracción de polvo del humo (posible hasta un 99,8%);
- iv) los montones de cenizas plantean problemas ambientales. Se están examinando las posibilidades de aprovechar las cenizas en otros sectores de la economía;
- v) uso parcial del calor residual para calefacción de edificios; torres de refrigeración (salvo por sus repercusiones estéticas, las torres de tiro forzado parecen constituir una solución mejor).

3. Evaluación general

El carbón desempeña actualmente, y seguirá desempeñando, un papel muy importante en la producción de electricidad. La protección del medio ambiente y la mejora de las condiciones de trabajo entrañan gastos considerables que afectan al precio de costo de esta fuente de energía. Además, el carbón de alto contenido calorífico puede utilizarse con mayor rendimiento en otros sectores industriales.

^{1/} Carbón cuya combustión libera 25.000-30.000 kJ/kg (6.000-7.000 kcal/kg) y tiene una composición típica de C: 67,9%; H: 0,8%; O: 4,8%; N: 1,5%; S: 0,5%; H₂O: 9% y ceniza: 15,5%.

CENTRALES ELECTRICAS ALIMENTADAS POR CARBON DE
ELEVADO CONTENIDO CALORIFICO

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Emissiones totales: alrededor de 165.000 toneladas anuales en una central moderna de 1.000 MWe

Aldehdos:	trazas	Azufre	14,7 kg/tce
CO	0,1 kg/tce	Particulas	2,0 kg/tce
Hidrocarburos	0,2 kg/tce	Radiactividad	trazas
NO _x	9,1 kg/tce		

2. Contaminación del agua

Contaminación térmica: alrededor del 60% de la energía consumida;
Contaminación biológica de los condensadores y las torres de refrigeración;
Contaminación química: nula, salvo si se utilizan plaguicidas;
Contaminación radiactiva: nula.

3. Efecto sobre la tierra

Unos 4 km² para una central de 1.000 MWe (sin incluir las instalaciones de almacenamiento ni los accesos).

4. Desechos sólidos

Unas 500.000 toneladas para una central de 1.000 MWe (escoria).

5. Ruido

No muy importante (30 db a 100 m de la central); silbidos ocasionales, que se oyen hasta una distancia de 5 km, producidos por los reguladores de presión. No obstante, los dispositivos de transporte, como grúas, correas de transporte, etc., pueden ser ruidosos.

6. Aspectos estéticos

Existen problemas originados por el tamaño de las instalaciones, la altura de las chimeneas y de las torres de refrigeración, así como por las instalaciones al aire libre y los montones de cenizas. Suelen construirse en las zonas industriales de ciudades.

7. Varios

La elección del emplazamiento viene determinada en gran medida por la disponibilidad de agua para la refrigeración y por el transporte de grandes

cantidades de carbón. Normalmente, estas centrales se encuentran en las proximidades de complejos mineros cuando se dispone de agua para refrigeración.

8. Evaluación general

Los problemas ambientales planteados por las centrales eléctricas alimentadas con carbón y sus necesidades de orden tecnológico (infraestructura industrial, terreno, corredores para líneas de alta tensión, refrigeración, chimeneas altas, accesos ferroviarios, montones de cenizas, etc., ...) son particularmente importantes desde varios puntos de vista (contaminación del aire, planificación, etc.).

REACTORES DE AGUA ORDINARIA (LIGERA) A PRESION

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción de electricidad: Se produce calor en una reacción en cadena, controlada y autosostenida, utilizando un combustible enriquecido en U-235 fisionable. Como refrigerante se utiliza agua ordinaria (ligera) que actúa al mismo tiempo de moderador. Para conseguir que el refrigerante tenga una elevada temperatura de salida sin hervir, el sistema debe estar sometido a una alta presión (unos 160 kg/cm^2). El núcleo del reactor va dentro de un recipiente de presión, de acero, de paredes gruesas. El refrigerante circula a través de varios circuitos primarios que contienen generadores de vapor y bombas. El vapor resultante acciona turbogeneradores.

Eficiencia térmica: Alrededor del 32%.

Eficiencia económica: Comprobada. Depende principalmente de grandes costos de inversión. El combustible sólo representa una fracción muy limitada (del orden del 5%) del precio de la electricidad producida. La situación está en rápida evolución.

1.2 Futura tecnología: No es de esperar ninguna novedad espectacular. Las tendencias actuales se orientan hacia una mayor seguridad y un mayor rendimiento térmico a base de aumentar la temperatura del agua en el recipiente del reactor. Plantas situadas en el mar, cerca de la costa.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- se retiene el aire contaminado procedente de las instalaciones nucleares antes de descargarlo a la atmósfera a fin de dar tiempo para que se desintegren los isótopos de período corto. Los nucleidos especialmente nocivos quedan retenidos en filtros o se los recupera;
- se contemplan varios métodos de eliminación de desechos sumamente radiactivos. El más apropiado parece ser el almacenamiento en yacimientos de sal;
- recuperación parcial del calor residual para utilizarlo como energía de "baja calidad";
- aumento del rendimiento global mediante la producción combinada de electricidad y calor para calefacción y usos industriales;
- mejores medidas de seguridad.

3. Evaluación general

Los costos de inversión y la disponibilidad de combustible enriquecido son probablemente los dos factores económicos principales que influirán sobre la evolución futura de la energía nuclear. Por lo tanto, los reactores de agua ordinaria a presión se verán afectados por ambos factores. No obstante, es probable que este tipo de reactor siga representando la mayor parte de la capacidad nuclear total instalada en la región de la CEPE. Por otra parte, se reconoce cada vez más que los problemas de eliminación o reelaboración de desechos influirán de manera decisiva sobre las futuras estrategias nucleares.

REACTORES DE AGUA ORDINARIA (LIGERA) A PRESION

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Total: alrededor de 6.000 toneladas de materiales y unos 490.000 Ci de sustancias radiactivas liberadas al año durante el ciclo completo del combustible (inclusive minería, etc.) para una central de 1.000 MWe. Los agentes contaminantes no radiactivos consisten principalmente en polvo y en partículas emitidos durante las operaciones de minería, y en gases de escape de equipo de minería, transporte, etc., así como en cierta cantidad de flúor liberado durante la fase de enriquecimiento. Los agentes contaminantes radiactivos consisten básicamente en tritio, Kr^{85} , I^{129} e I^{131} . Las cantidades liberadas en la central propiamente dicha son pequeñas y varían notablemente con los materiales de revestimiento que se empleen para los elementos de combustible (por ejemplo 0,4 Ci de tritio/MWe por año si se usa zircaloy y hasta 17 Ci si se utiliza acero inoxidable). Los gases nobles, como el Kr^{85} son difíciles de retener, en tanto que la mayor parte del I^{129} y el I^{131} queda retenida en filtros. La mayor parte de la radiactividad se descarga en la planta de reelaboración y está integrada por radionucleidos de período corto que, por consiguiente, no se acumulan en la atmósfera. Por otra parte, el tritio, el Kr^{85} y el I^{129} tienen períodos de semidesintegración más largos y se acumulan en el medio ambiente.

2. Contaminación del agua

Total: alrededor de 21.000 toneladas de materiales y de 3.000 Ci de sustancias radiactivas liberadas anualmente durante el ciclo completo del combustible para una central de 1.000 MWe.

Contaminación térmica: alrededor de 2/3 de la producción térmica bruta. Suelen utilizarse torres de refrigeración. También se producen descargas de calor considerables durante la fase de enriquecimiento.

Contaminación biológica: principalmente en los condensadores y las torres de refrigeración.

Contaminación química: hay alguna en las fases de minería y refino. No existen en la central eléctrica si no se utilizan plaguicidas.

Contaminación radiactiva: muy baja a insignificante en la central eléctrica, y moderada en la planta de reelaboración. Los principales nucleidos de periodo largo liberados son tritio, Sr^{90} , Ru^{106} y Ce^{144} .

3. Efecto sobre la tierra

Alrededor de 77 km^2 para todas las operaciones (ciclo completo del combustible).

4. Desechos sólidos

Alrededor de 2.600.000 toneladas liberadas al año durante todo el ciclo de combustible para una estación de 1.000 MWe, en su mayor parte desechos de minería no radiactivos y alrededor de 140.000 millones de Ci de desechos radiactivos sumamente compactos, cuya eliminación todavía es objeto de investigaciones. Se recupera el plutonio para utilizarlo en reactores regeneradores o reproductores.

5. Ruido

Se considera de importancia secundaria. Comparable al que se produce en el funcionamiento de centrales eléctricas alimentadas por combustibles fósiles.

6. Aspectos estéticos

Problema considerable debido al tamaño de las instalaciones, las torres de refrigeración, las instalaciones al aire libre, transformadores, etc. Generalmente se construyen en zonas rurales como medida de seguridad.

7. Varios

- Planificación del uso del terreno;
- Manifestaciones de preocupación por la seguridad por parte de la población y de la comunidad científica;
- Cuestiones de no proliferación;
- Problemas al final de la vida útil de la planta.

8. Evaluación general

La evaluación de la importancia relativa de algunos de los factores ambientales arriba enumerados depende hoy principalmente de las actitudes generales ante las políticas económicas; por consiguiente, se trata de una cuestión a la que no puede responder la secretaría. Desde un punto de vista puramente técnico, cabe decir que durante el funcionamiento normal es inevitable cierta contaminación radiactiva de bajo nivel y probablemente inocua, y que el problema de la eliminación a largo plazo de desechos muy radiactivos todavía no tiene una solución que parezca inequívocamente satisfactoria desde los puntos de vista económico, político, técnico y ambiental.

REACTORES DE AGUA ORDINARIA (LIGERA) EN EBULLICION

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción de electricidad: Se produce calor en una reacción en cadena, controlada y autosostenida, utilizando un combustible enriquecido en U-235 fisionable. Como refrigerante se utiliza agua ordinaria (ligera) que actúa al mismo tiempo de moderador. Se permite que el agua hierva y produzca vapor a una presión aproximadamente igual a la mitad de la que existe en un reactor de agua a presión (PWR) (unos 70 kg/cm²). Esta presión de funcionamiento más baja permite usar un recipiente del reactor con paredes más finas pero de mayor tamaño. El vapor acciona directamente los turbogeneradores, y luego se enfría en un condensador y vuelve a circular a través del núcleo del reactor.

Eficiencia térmica: se convierte en electricidad un promedio del 33% de la producción térmica bruta del reactor.

Eficiencia económica: comparable a la de los reactores de agua a presión.

Importancia en la región de la CEPE: en 1976, la capacidad instalada de la CEPE en estos reactores era de 79.784 MW térmicos y 26.289 MW eléctricos, lo cual representa alrededor del 29% de la capacidad nuclear total instalada en los países de la CEPE.

1.2 Futura tecnología

Análoga a la del reactor de agua a presión.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Semejantes a los correspondientes al reactor de agua a presión.

3. Evaluación general

Muy comparable a la del reactor de agua a presión. No es probable que la participación de los reactores de agua en ebullición en la capacidad nuclear total instalada en la región de la CEPE cambie de manera muy considerable en un futuro próximo.

REACTORES DE AGUA ORDINARIA (LIGERA) EN EBULLICION

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Las mismas observaciones que para el reactor de agua a presión. En los terrenos de la central, los reactores de agua en ebullición liberan menos tritio pero más gases nobles (Kr^{85} y varios isótopos del Xe).

2. Contaminación del agua

Las mismas observaciones que para el reactor de agua a presión. La contaminación radiactiva en los terrenos de la central es prácticamente nula.

3. Efecto sobre la tierra

Semejante al reactor de agua a presión.

4. Desechos sólidos

Las mismas observaciones que para el reactor de agua a presión.

5. Ruido

El mismo comentario que para el reactor de agua a presión.

6. Aspectos estéticos

Comparables a los del reactor de agua a presión.

7. Varios

Las mismas características que el reactor de agua a presión.

8. Evaluación general

Las observaciones formuladas respecto del reactor de agua a presión también son válidas para el de agua en ebullición. Puede añadirse que en los terrenos de la central, y en funcionamiento normal, la contaminación radiactiva del medio es inferior a la que origina el reactor de agua a presión.

CENTRALES HIDROELECTRICAS

Aspectos tecnológicos

1.1 Tecnología actual

Método: El agua se retiene en represas, creándose un depósito y un salto de agua (energía cinética) que activa turbinas para producir electricidad. Las represas situadas en zonas montañosas como los Alpes crean saltos de agua de gran presión, que producen grandes cantidades de electricidad con volúmenes de agua relativamente pequeños. Este tipo de central eléctrica es muy flexible y se utiliza a menudo como capacidad de almacenamiento de energía para satisfacer máximos de demanda. Por otra parte, las represas situadas en los ríos utilizan grandes cantidades de agua corriente para producir electricidad y son particularmente adecuadas para satisfacer necesidades de carga básicas.

Eficiencia de conversión: 75% a 95%.

Eficiencia económica: Comprobada. Inversión importante, pero ningún gasto de combustible. A menudo se combina con la regulación de crecidas y de cursos de agua y la irrigación.

1.2 Tecnologías futuras

- a) instalaciones de mucha envergadura con embalses de grandes superficies
- b) "microcentrales hidráulicas" para satisfacer necesidades locales

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Las represas que interrumpen la migración de los peces están dotadas de canales especiales con "escalas" que permiten a los peces superar progresivamente los obstáculos. No parece que pueda aplicarse ningún otro método.

3. Evaluación general

La hidroelectricidad es una de las tecnologías más antiguas que se han desarrollado en la esfera de la energía.

CENTRALES HIDROELECTRICAS

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Nula, salvo durante la fase de construcción (polvo, gases de escape, etc.).

2. Contaminación del agua

Menor capacidad de autodepuración del agua embalsada. Proliferación de bacterias anaeróbicas en las extensiones de agua que ya están contaminadas.

3. Aprovechamiento del suelo

Puede ser considerable.

4. Desechos sólidos

Ninguno salvo la fase de construcción.

5. Ruido

Ninguno.

6. Aspecto estético

Varía considerablemente de un lugar a otro. Posible matanza de peces cuando pasan por las turbinas. Desviación de cursos de agua. A veces contribuyen a mejorar el potencial turístico de las regiones donde funcionan.

7. Otros aspectos

Peligros de rompimiento del dique. Escapes accidentales de aceite de las turbinas y de los transformadores. Obstáculos a la migración de los peces. Repercusiones sociales cuando se sumergen aldeas o grandes territorios. Posibles modificaciones climáticas locales (estructura y velocidad de los vientos, mayor evaporación, modificación del albedo terrestre). Efecto sísmico potencial debido al peso del agua. Acumulación de sedimentos.

8. Evaluación general

La aplicación de la hidroelectricidad en pequeña escala crea sólo problemas ambientales marginales y parece preferible a los planes en gran escala. Puede considerarse aceptable desde el punto de vista del ambiente.

LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

Aspectos tecnológicos

1. Tecnología actual

Método: la electricidad se transporta mediante cables aéreos de alta tensión, a veces a largas distancias. Las centrales eléctricas suelen estar conectadas entre sí mediante redes de líneas de transmisión de la electricidad, lo que permite flexibilidad en la ubicación y la explotación de la central.

Eficiencia económica: a una línea de 345 kV y de 200 millas de largo (322 km) transmite la electricidad con una eficiencia superior al 98%.

1.2 Tecnología futura

Se están estudiando tres nuevas tecnologías para la transmisión subterránea de electricidad, además de formas de mejorar las líneas aéreas tradicionales: a) cables de transmisión aislados con gas comprimido; b) líneas de transmisión criógenas; y c) líneas de transmisión superconductoras.

Sin embargo, los cables subterráneos actualmente disponibles tienen a menudo una capacidad de transmisión demasiado baja sustituir a las líneas aéreas. Las líneas subterráneas se ven limitadas por la incapacidad de la tierra para absorber el calor producido en el cable, pero este problema puede superarse utilizando rellenos de arenas especiales y/o enfriamiento por agua.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Las líneas de transmisión de alta tensión subterráneas reducirían los aspectos estéticos desfavorables, si bien en algunos casos parece que las líneas subterráneas esterilizan más terreno que cuando se utilizan torres y cables aéreos.

3. Evaluación general

Las líneas de transmisión aérea son fiables, son fáciles de reparar y son eficaces.

La transmisión subterránea podría sustituir a las líneas aéreas en ciertas situaciones en las cuales la transmisión aérea resulta imposible (centrales eléctricas en el mar) o peligrosa tales como en la intersección de líneas con autopistas o pistas de despegue de aeropuertos, en zonas urbanas, o en situaciones en las cuales el ambiente visual merece tal medida protectora.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Ninguna.

2. Contaminación del agua

Si se utilizan como material aislante, los PCB podrían escaparse accidentalmente de los transformadores, en ambos extremos de la línea de transmisión.

3. Aprovechamiento del suelo

Se considera problema importante, pues se requiere una extensión de terreno apreciable. Las líneas de transmisión aéreas requieren 12 acres por milla ($30.000 \text{ m}^2/\text{km}$).

4. Desechos sólidos

Ninguno.

5. Ruido

Ligero silbido.

6. Aspecto estético

Puede ser grave (desagradable de ver).

7. Otros aspectos

Riesgos para los seres humanos y los pájaros grandes.

8. Evaluación general

La reacción pública a la presencia y la apariencia de las líneas aéreas de alta tensión constituye un factor importante. Este parece constituir el principal obstáculo a la utilización de dichas instalaciones, si bien también se han expresado inquietudes con respecto a la salud humana y a la protección de la fauna.

MÉTODOS DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA EXTRACCIÓN
DE GAS O PETRÓLEO

Aspecto tecnológico

1. Tecnología actual

Métodos:

- i) Inyección de agua: se mantiene el yacimiento bajo presión inyectándole agua, con lo cual la producción, según el tipo de petróleo, aumenta hasta en un 50%, en lugar del 20-30% obtenido mediante métodos primarios. Este método no sirve para petróleo de gran viscosidad.
- ii) Aditivos: se añaden productos químicos para aumentar la eficacia del método de inyección de agua. Según las características del petróleo, la formación geológica, la permeabilidad de la capa petrolífera y algunos otros factores, se utilizan los siguientes aditivos para el agua: agentes superficieactivos, polímeros, amoníaco, bióxido de carbono, coloide de óxido de silicio, etc. Esos aditivos suelen emplearse en combinación con otras técnicas (técnica de "edging", modificación de la presión y el régimen del agua, selección del número y de la disposición de los pozos de reinyección y de producción, etc.) y permiten un aumento de la recuperación de petróleo del 50-55% al 65-70%.
- iii) Inyección de aire o gas a alta presión (hasta 640 atmósferas).
- iv) Métodos térmicos, tales como inyección de vapor, combustión de petróleo in situ, etc. (efecto de calor).
- v) Métodos de pozo: permiten aumentar la extracción de petróleo hasta un 50-60% y, en combinación con métodos térmicos, hasta un 90%.
- vi) Combinaciones de esos métodos.

Se utilizan los mismos métodos para incrementar la producción de gas y de condensado de gas.

Eficiencia económica: la mayoría de los métodos mencionados (menos el método de pozos) tienen una elevada eficiencia económica: aumentan la productividad de los pozos y la producción total de petróleo. El método de pozos es el menos eficaz.

1.2 Tecnología futura

Explosiones nucleares subterráneas.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Según la tecnología que se utilice para incrementar la extracción, pueden tomarse gran número de medidas de protección para eliminar la contaminación del aire y del agua. Entre ellas figuran diversos métodos de refinación y reciclaje del agua y de los disolventes, sistemas de refinación del gas asociado y sistemas de inyección del gas asociado en los pozos.

3. Evaluación general

Como los métodos primarios de extracción de petróleo sólo permiten recuperar el 20-30% de un yacimiento, y teniendo en cuenta la escasez de las reservas de petróleo, todos los métodos capaces de aumentar la producción de petróleo seguirán desarrollándose todavía más y utilizándose ampliamente en el futuro, en los países productores de petróleo de la región.

METODOS PARA INCREMENTAR EL RENDIMIENTO DE LA EXTRACCION
DE GAS O PETROLEO

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

No se dispone de información concreta. Su importancia ha de ser secundaria y variar según la técnica utilizada.

2. Contaminación del agua

Importante contaminación química en caso de fracasar las medidas de seguridad cuando productos químicos tales como agentes superficieactivos, amoniaco o derivados del silicio se utilicen en la proximidad de un volumen de agua. Debe refinarse y reciclarse el agua usada o reinyectarse en la formación geológica.

3. Aprovechamiento del suelo

No se dispone de información concreta; no debe ser muy importante.

4. Desechos sólidos

Problema secundario (contenedores, etc.).

5. Ruido

No hay información concreta; probablemente problemas secundarios, salvo para los trabajadores.

6. Aspecto estético

No hay información concreta; probablemente no se plantean problemas graves además de los asociados con las técnicas normales de perforaciones petroleras.

7. Otros aspectos

Podrían considerarse ligeros efectos sísmicos.

8. Evaluación general

En condiciones de trabajo normales, no parece haber grandes problemas ambientales asociados con estas técnicas, si se aplican medidas apropiadas, en especial el reciclaje del agua.

PLANTAS DE ENERGIA GEOTERMICA

Aspecto tecnológico

1. Tecnología actual

Método de generación de electricidad: El vapor mismo y/o el agua caliente de pozos de existencia natural o perforados se hace pasar hacia las turbinas. La utilización de una turbina de fluido secundario (corofluometanos o isobutano) puede aumentar la eficiencia. El problema técnico más importante lo constituye la rápida corrosión del equipo.

Eficiencia de conversión: 10-20%.

Eficiencia económica: Mayor eficiencia económica que en las plantas que utilizan combustible fósil o nuclear, ya que no hay necesidad de subsistemas (extracción, trituración, transporte de combustible, etc.). Costo de la instalación por kW de capacidad instalada: 110 dólares de los EE.UU. (1971). Costo de 1 kWh de electricidad producida: 4,86 milésimos de dólar (1971). La perforación de pozos es costosa.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

- i) torres de enfriamiento (1,5 a 2,5 veces más costosas que para plantas de energía convencional);
- ii) las salmueras y las aguas usadas se reinyectan. Debe tenerse especial cuidado para evitar la contaminación de las corrientes de agua y de los acuíferos;
- iii) cuando sea factible, eliminación del azufre y el ácido bórico.

3. Evaluación general

La utilización actual muy modesta de la energía geotérmica para producir electricidad se debe a la escasez de vapor "seco" de alta calidad de existencia natural y a su ubicación en lugares remotos. Aunque la energía geotérmica puede considerarse como una fuente de energía parcialmente renovable, se requiere una administración cuidadosa del "depósito" geotérmico, a fin de que el potencial se mantenga durante un largo tiempo.

PLANTAS DE ENERGIA GEOTERMICA

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Total: 10^4 a $2,10^5$ toneladas/año para una planta de energía de 1.000 MWe, pero las cantidades dependen mucho de la ubicación del emplazamiento. Los agentes contaminantes más usuales que acompañan al vapor geotérmico son SH_2 , amoníaco, ácido bórico, fluoruros y trazas de NO_x , partículas de sustancias, algunos elementos radiactivos como Ra-222 y Pb-210, así como hidrógeno y metano.

2. Contaminación del agua

Total: 10^5 a 10^8 toneladas/año para una planta de energía de 1.000 MWe; contaminación térmica: 80 a 90% de la energía extraída; contaminación química: sobre todo las salmueras, (si no se reinyectan); contaminación radiactiva: insignificante.

3. Efecto sobre la tierra

Alrededor de 20 km^2 para todas las operaciones (1.000 MWe).

4. Desechos sólidos

Nulos.

5. Ruido

El vapor que brota a elevada presión produce un ruido muy agudo (más de 100 db). Es un problema importante, sobre todo para los trabajadores.

6. Aspecto estético

Puede constituir un problema importante, ya que la energía geotérmica por lo general se encuentra en zonas no industriales, donde hacen su aparición caminos, equipos de perforación, tuberías, torres de enfriamiento, etc.

7. Varios

Pueden darse posibles efectos microsísmicos y hundimientos locales (todo ello es poco probable cuando se utilizan fuentes de existencia natural).

8. Evaluación general

Hay una clara repercusión "natural" sobre el ambiente, debido a la forma de presentarse la energía geotérmica superficial: sobre todo la flora puede verse gravemente afectada; cuando no se utiliza, el 100% de la energía se desprende al ambiente ocasionando una "contaminación térmica natural". El empleo de la energía geotérmica superficial debería, teóricamente, mejorar la situación en lo que respecta a la contaminación química, si se utilizan métodos para reducir la repercusión ambiental. Problemas adicionales: el ruido y la perturbación del paisaje.

EMPLEO DE LA ENERGIA SOLAR PARA CALEFACCION
Y ACONDICIONAMIENTO DEL AIRE

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Método de producción: La radiación solar directa o indirecta es absorbida por una lámina de metal ennegrecida, encerrada en una o varias cajas de poca profundidad y cubiertas de vidrio, situadas sobre el techo o sobre las paredes de los edificios (colector solar). Unas tuberías apegadas a la lámina de metal ennegrecida transportan el fluido térmico (por lo general agua), que se almacena en un depósito conectado a un termopermutador. Cuando hace falta, se hace circular agua para usos domésticos a través del termopermutador así como, en aparatos más complejos y aún experimentales, fluidos para dispositivos de acondicionamiento del aire de funcionamiento térmico. A menudo los sistemas complejos son ayudados por una bomba térmica.

Eficiencia económica: Comprobada. Una inversión de capital inicial relativamente elevada. Costos de mantenimiento muy reducido (bomba de circulación). No hay gastos de combustible.

Cuando se desea la calefacción con instalaciones de tamaño normal, debe planearse en la mayor parte de las regiones una fuente térmica adicional; la calefacción con energía solar parece ser competitiva con la calefacción eléctrica en la mayoría de las regiones geográficas, o ser incluso más barata. El acondicionamiento de aire por energía solar parece factible por ahora sólo con instalaciones en gran escala (escuelas, hoteles, grandes tiendas, etc.).

1.2 Tecnología futura

La investigación tecnológica se orienta sobre todo hacia el aumento de la eficiencia de conversión de la energía solar en calor con ayuda de "superficies selectivas", como también a la búsqueda de medios de almacenar grandes cantidades de calor solar para aprovecharlo todo el año. En etapa de planificación o demostración se encuentran instalaciones de conversión de energía solar capaces de calentar o enfriar grandes edificios o grupos de edificios.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Mejora del diseño a fin de minimizar el aspecto estético desfavorable.

3. Evaluación general

Una utilización amplia de la energía solar para fines de calefacción parece factible en escala pequeña a mediana (viviendas, escuelas, etc.). Las ventajas obvias son la simplicidad, la falta de una red de distribución y la obtención de energía sin costo de una fuente renovable. La desventaja principal es la inversión de capital inicial relativamente elevada. En lo que respecta al acondicionamiento del aire, se requiere mayor investigación y desarrollo tecnológico.

EMPLEO DE LA ENERGIA SOLAR PARA CALEFACCION
Y ACONDICIONAMIENTO DEL AIRE

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

La calefacción solar no produce ninguna. En ciertos tipos de dispositivos de acondicionamiento del aire por energía solar son posibles escapes accidentales de clorofluometano.

2. Contaminación del agua

Ninguna.

3. Efecto sobre la tierra

No se requiere terreno, si los colectores solares se colocan sobre los techos o las paredes de los edificios.

4. Desechos sólidos

Nulos.

5. Ruido

Ninguno.

6. Aspecto estético

De poca importancia en casas aisladas (presencia de colectores). Sería más importante en zonas urbanas, pues habría una mayoría de techos orientados hacia el sur, muy semejantes en su pendiente y su apariencia. Cuando se instalan en edificios bajos de techo plano, los colectores solares pueden crear una silueta desagradable.

7. Varios

Nulo.

8. Evaluación general

No se producen problemas ambientales graves.

ENERGIA DE LA BIOMASA

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Principio básico: Conversión de la energía solar captada por fotosíntesis y almacenada en la biomasa (madera, caña de azúcar, algas, desechos animales, etc.), en productos químicos que pueden utilizarse con facilidad, sobre todo en el sector doméstico (para calefacción, cocina, motores de combustión interna y otros usos).

Métodos: digestión anaeróbica de compuestos orgánicos mediante la acción sucesiva de varios tipos de bacterias. La mezcla producida consiste sobre todo en metano (50-70%) y CO₂ (25-35%). Ciertos alcoholes (principalmente metanol y etanol, son productos intermedios en el proceso de producción de biogás).

Eficiencia económica: no está plenamente demostrada, pero parece casi competitiva con métodos más tradicionales. El metanol empleado como combustible para automóviles, por ejemplo, parece ser de 1 a 1,5 veces más caro que la gasolina. Hay varias instalaciones piloto o de demostración en diversos países.

1.2 Tecnología futura

"Granjas energéticas" para cultivar determinadas plantas únicamente en razón de su capacidad de proporcionar fácilmente los materiales básicos para la producción de biocombustible. Estas granjas podrían estar en tierra o en zonas marítimas.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

No se requiere ninguno.

3. Evaluación general

Es un método simple y eficiente de producción de energía, que sin duda podría desempeñar una función creciente en la región.

ENERGIA DE LA BIOMASA

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

La combustión del metano produce agentes contaminantes del aire comparables a los que resultan de quemar gas natural. Los automóviles que emplean metanol como combustible emiten, con rendimientos ligeramente reducidos (aceleración) y para el mismo kilometraje, de seis a diez veces menos monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos no quemados que los que consumen gasolina, y no requieren un aditivo de plomo como agente antidetonante.

2. Contaminación del agua

No parece haber problemas. El cultivo, en aguas contaminadas, de plantas acuáticas y algas como materias primas para la producción de biocombustibles podría ayudar a resolver problemas de eutroficación.

3. Efecto sobre la tierra

Insignificante, salvo el caso de las "granjas energéticas".

4. Desechos sólidos

Los residuos del proceso de fermentación se suelen considerar como fertilizantes excelentes.

5. Ruido

No parece haber problemas.

6. Aspecto estético

No hay problema serio.

7. Varios

Riesgos de explosión con depósitos de biogás tratados con descuido. Una forma de cultivo inapropiada puede ocasionar agotamiento del suelo. Posible erosión.

8. Evaluación general

La producción de metano y alcohol a partir de desechos de biomasa constituye probablemente la tecnología más favorable para la obtención de energía renovable desde el punto de vista ambiental, ya que no sólo representa un suministro de "energía limpia" sino también un instrumento potencial para combatir problemas de contaminación del agua, aprovechar desechos orgánicos de las ciudades, la agricultura, las industrias alimentarias, etc., y reducir el volumen de contaminación del aire procedente de motores de combustión interna.

ENERGIA EOLICA

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Principio básico: Utilizaciones directas (navegación a vela y bombeo de agua) o conversión de la energía cinética del viento en electricidad. En este último caso, el rendimiento de una instalación de rotor aumenta en proporción al cubo de la velocidad del viento y al cuadrado del largo de la paleta; limitaciones: la resistencia de los materiales, la producción de energía es intermitente.

Métodos: a) Rotor de eje horizontal, con paletas que se oponen al viento y velocidad lenta de rotación. Aproximadamente 40% de la energía del viento se convierte en electricidad (máximo teórico: 59%). La instalación existente más grande (Tvind, en Dinamarca) parece tener una capacidad de 2 MWe; b) Turbina de eje vertical, con dos o tres paletas rígidas o flexibles que giran a gran velocidad. La dirección del viento es indiferente.

Eficiencia de conversión: aproximadamente 35%. Especialmente apropiada para aplicaciones locales.

Eficiencia económica: Costo de inversión desde 200 dólares por kW (Tvind) hasta más de 2.000 por kW instalado. No hay gastos de combustible y el costo de mantenimiento es bajo.

1.2 Tecnología futura

Métodos: Perfeccionamiento de las técnicas actuales, aumento del tamaño de las instalaciones mediante el empleo de materiales más fuertes (sobre todo los que se utilizan en ingeniería aeronáutica), conexión a sistemas de almacenamiento de energía a fin de compensar la producción intermitente de esta forma de energía.

Eficiencia económica: Probablemente podría llegar a ser competitiva con las formas convencionales de conversión de la energía.

Importancia en la región: Potencialmente apreciable, pero parece depender sobre todo de la investigación y el desarrollo tecnológico en esta esfera.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Aparentemente no se requiere ninguno.

3. Evaluación general

Es potencialmente una fuente importante de energía, que entraña principios tecnológicos que han de seguir desarrollándose, sobre todo en lo que respecta a métodos de almacenamiento. Es posible un alto rendimiento de conversión debido a la elevada calidad de la energía utilizada (energía cinética).

ENERGIA EOLICA

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Ninguna.

2. Contaminación del agua

Ninguna.

3. Empleo de la tierra

Insignificante.

4. Desechos sólidos

Ninguno.

5. Ruidos

Prácticamente ninguno.

6. Aspecto estético

Las instalaciones en gran escala podrían desfigurar considerablemente los emplazamientos.

7. Varios

Las paletas metálicas interfieren con algunas ondas de radio (sobre todo de televisión).

8. Evaluación general

La energía eólica ofrece muchas ventajas desde un punto de vista ambiental, siendo su único inconveniente la desfiguración de los emplazamientos por las instalaciones en gran escala.

UTILIZACION DE LOS GRADIENTES DE TEMPERATURA OCEANICA

Aspecto tecnológico

1. Tecnología actual

Método de producción: plantas energéticas marinas semisumergidas, que utilizan las diferencias naturales de las temperaturas del océano, sobre todo en zonas tropicales o de corrientes cálidas. Las aguas superficiales a unos 27°C se hacen pasar por bombeo a través de un termopermutador, donde un fluido auxiliar con un bajo punto de ebullición, tal como amoníaco, propano o clorofluometanos, es evaporado por el calor del agua. El vapor se expande a través de la turbina, que hace funcionar un generador. El vapor expandido a baja presión se enfría luego en un condensador donde circula agua oceánica profunda (300-1.000 m) y fría (5°C) y luego se hace volver al termopermutador. La máxima eficiencia posible es de aproximadamente 5%, pero la eficiencia efectiva sería de sólo 2 ó 3%.

Eficiencia económica: no está demostrada. Las inversiones de capital se estiman en unos 2.100 dólares/kW para una planta de 100 MWe.

1.2 Tecnología futura

Perfeccionamiento de las técnicas actuales, sobre todo de las turbinas de baja presión y de los fluidos auxiliares. Aumento de tamaño de las instalaciones a 100 MWe o más. Transmisión submarina a larga distancia de grandes cantidades de electricidad.

2. Método para reducir la repercusión ambiental

Ninguno parece aplicable.

3. Evaluación general

La utilización de los gradientes de temperatura oceánica para la producción de electricidad exige técnicas relativamente sencillas (excepto durante la construcción). Presenta las ventajas, sobre la mayoría de las otras tecnologías de energía renovable, de que no exige instalaciones de almacenamiento de la energía.

UTILIZACION DE LOS GRADIENTES DE TEMPERATURA OCEANICA

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

No se prevé ninguna, a no ser que haya escapes de los dispositivos de transferencia de calor.

2. Contaminación del agua

Agentes antiincrustantes.

3. Empleo de la tierra

No se aplica.

4. Desechos sólidos

Ninguno.

5. Ruido

No se conoce.

6. Aspecto estético

Escaso, debido al carácter semisumergido de la instalación.

7. Varios

Las descargas muy grandes de agua inusualmente fría cerca de la superficie del mar pueden afectar al turismo, los habitantes de la costa y las pesquerías, y pueden ocasionar un aumento de la absorción de energía solar en las capas superficiales del océano (albedo) y, por consiguiente, algunos efectos meteorológicos potenciales. Posible desarrollo de la maricultura, debido al elevado contenido de nutrientes de las aguas marinas profundas. Posibles efectos sobre la capa de ozono, en caso de repetidas liberaciones de clorofluometanos. Obstáculo importante para la navegación.

8. Evaluación general

Es una tecnología energética atractiva desde el punto de vista ambiental. Parece ser la única aplicación en gran escala y centralizada de la tecnología de energía renovable a la producción de electricidad que, al parecer, no representa ninguna repercusión ambiental apreciable.

ENERGIA DE LAS OLAS

Aspecto tecnológico

1.1 Tecnología actual

Principios: La energía eólica almacenada en las olas del mar como oscilaciones mecánicas se convierte, por varios medios técnicos tales como pistones, en aire o agua bajo alta presión, que luego se utiliza para la generación de electricidad. También se están examinando otras aplicaciones, sobre todo la desalinización del agua marina, así como otros principios. Se requiere un dispositivo de almacenamiento de la energía, debido al carácter intermitente y variable de las olas.

Eficiencia económica: No está demostrada.

1.2 Tecnología futura

Diversos dispositivos accionados por la energía de las olas harían subir el agua del mar por bombeo a lo alto de farallones, y entrar en grandes estanques de almacenamiento. Enseguida el agua correría otra vez al mar a través de una planta hidroeléctrica clásica. Este sistema sería flexible y podría utilizarse en combinación con otras fuentes renovables de energía, sobre todo la energía eólica.

2. Métodos para reducir la repercusión ambiental

Aparentemente no se requiere ninguno.

3. Evaluación general

Tecnología apropiada para la aplicación local o para llevar a cabo tareas muy especiales en zonas costeras, que merece apoyo para su investigación y desarrollo tecnológico.

ENERGIA DE LAS OLAS

Aspecto ambiental

1. Contaminación del aire

Ninguna.

2. Contaminación del agua

Ninguna, a no ser que se utilicen agentes antiincrustantes.

3. Empleo de la tierra

No se aplica, a no ser que se utilicen depósitos de almacenamiento.

4. Desechos sólidos

Ninguno.

5. Ruido

Aparentemente ninguno.

6. Aspecto estético

Ninguno, salvo las instalaciones sobre los farallones.

7. Varios

Transmisión de la energía a instalaciones en tierra. Posible interferencia con la navegación, el turismo y las pesquerías.

8. Evaluación general

Tecnología libre de contaminación, que resulta atractiva desde el punto de vista ambiental.

APENDICE 2

En este apéndice se describen proyectos que se han propuesto para su ejecución en la zona del Caribe, o que ya se han iniciado. Hay que recalcar que los proyectos siguientes no son más que algunos de una serie de proyectos que se definirán con mayor precisión en las fases posteriores de ejecución.

- 1) Título: Planta de biogás con conexión con una granja avícola de 10.000 gallinas (Ref. [237])
Organización proponente: Commonwealth Science Council
Países: Trinidad, Barbados, Guyana, Jamaica, Reino Unido
Objetivos: Determinar la viabilidad y las mejores características operacionales, en condiciones locales, de plantas de biogás vinculadas a una granja, con objeto de lograr:
 - a) el autoabastecimiento de energía
 - b) una eliminación de desechos favorable para el ambienteCosto: 240.000 dólares EE.UU.
Duración: 3 años

- 2) Título: Utilización eficiente del bagazo para la producción de electricidad (Ref. [237])
Organización proponente: Commonwealth Science Council
Países: Barbados, Guyana
Objetivos: Determinar la viabilidad económica y técnica del empleo de excedentes de bagazo para la producción de electricidad, reduciéndose así la demanda de combustibles fósiles
Costo: 50.000 dólares EE.UU.
Duración: 2 años

- 3) Título: Producción de tableros para tabiques y piensos animales a partir de bagazo (utilizando la energía solar). (Ref. [237])
Organización proponente: Commonwealth Science Council
Países: Barbados
Objetivos: Producción de tableros para tabiques y piensos animales utilizando los excedentes de bagazo que quedan debido a la combustión más eficiente del bagazo que se quema normalmente para producir vapor o energía
Costo: No determinado
Duración: No determinada

- 4) Título: Adquisición de datos meteorológicos básicos para aplicaciones de la energía solar y eólica. (Ref. [237])
- Organización proponente: Commonwealth Science Council
- Países: Puerto Rico y otros países del Caribe
- Objetivos: Coordinar y mejorar la reunión, análisis y publicación de datos meteorológicos para su uso en proyectos de energía solar y eólica
- Costo: 350.000 dólares EE.UU.
- Duración: 2 años
- 5) Título: Establecimiento de sistemas nacionales de cálculo de energía (Ref. [237])
- Organización proponente: Commonwealth Science Council
- Países: Jamaica, Puerto Rico, Barbados, Guyana, Trinidad y Tabago
- Objetivos: Determinar el consumo de energía por sectores, a fin de apoyar la planificación en materia de energía
- Costo: 714.000 dólares EE.UU.
- Duración: 1 año
- 6) Título: Secadores solares de cultivos para zonas rurales. (Ref. [237])
- Organización proponente: Commonwealth Science Council
- Países: Guyana, Jamaica, Trinidad y Tabago, Barbados, Granada
- Objetivos: El secado de cultivos mediante el empleo de la tecnología existente de secado solar, con modificaciones apropiadas a las condiciones locales
- Costo: 300.000 dólares EE.UU.
- Duración: 2 años
- 7) Título: Bombas solares sencillas para zonas rurales. (Ref. [237])
- Organización proponente: Commonwealth Science Council
- Países: Trinidad y Tabago, Reino Unido
- Objetivos: Diseñar, desarrollar y ensayar bombas sencillas que funcionen mediante colectores solares de placa plana, desarrollar y ensayar sobre el terreno equipo apropiado para su fabricación y utilización en zonas rurales
- Costo: 98.000 dólares EE.UU.
- Duración: 3 años

- 8) Título: Proyecto de evaluación de rendimiento de molinos de viento (Ref. [237])
Organización proponente: Carribbean Science Council
Países: Barbados, Puerto Rico, Kenya, Jamaica, Trinidad y Tabago, Granada
Objetivos: i) Determinar lo apropiado de la escala y diseño en una ubicación determinada. Generación de energía (red nacional) a base de datos meteorológicos.
ii) Determinar las características de rendimiento del diseño escogido en términos de la función insumo de energía/costo.
iii) Investigar el potencial de fabricación de dispositivos.
iv) Desarrollar una política nacional a base de los puntos i) y ii).
v) Experiencia operacional.
Costo: 29.000 dólares EE.UU.
Duración: 2 años
- 9) Título: Máquina de bombeo accionada por el viento. (Ref. [237])
Organización proponente: Caribbean Science Council
Países: Barbados, Santa Lucía, Reino Unido
Objetivos: Construir y ensayar una máquina prototipo utilizando materiales y aptitudes locales, con miras a establecer una pequeña industria
Costo: 30.000 dólares EE.UU.
Duración: 1 año
- 10) Título: Sistema integrado de energía. (Ref. [237])
Organización proponente: Commonwealth Science Council
Países: Trinidad y Tabago, Barbados, Guyana
Objetivos: Satisfacer las necesidades de energía de una comunidad pequeña o aldea mediante un sistema integrado que utilice varias fuentes de energía no convencionales (y convencionales), tales como la solar, la eólica y la de la biomasa
Costo: 324.000 dólares EE.UU.
Duración: 3 años
- 11) Título: Utilización de leña y/o carbón vegetal como fuentes de combustible y energía para uso doméstico y pequeñas industrias. (Ref. [237])
Organización proponente: Commonwealth Science Council

Países: Guyana

Objetivos: Realizar un estudio amplio y catalogar el equipo existente y fácilmente disponible para uso doméstico y pequeñas industrias (hasta 1 MW)

Costo: 50.000 dólares EE.UU.

Duración: 1 año

- 12) Título: Identificación y logro de ahorros de energía en el sector industrial, habida cuenta de las políticas nacionales de conservación de la energía

Organización proponente: Commonwealth Science Council

Países: Barbados, Jamaica, Trinidad y Tabago, Guyana, Chipre, Puerto Rico

Objetivos: Examinar la eficiencia de los grandes usuarios de energía en los países participantes, por ejemplo, industrias del azúcar, de la bauxita, hotelera

Costo: 581.000 dólares EE.UU.

Duración: 1 año

- 13) Título: Eficiencia energética en la cocina. (Ref. [237])

Organización proponente: Commonwealth Science Council

Países: Trinidad y Tabago, Barbados, Bangladesh

Objetivos: Estudiar los procesos de cocinar y buscar diseños de métodos y dispositivos que minimicen el consumo de energía en la cocina

Costo: 51.000 dólares EE.UU.

Duración: 2 años

- 14) Título: Recursos de energía de las olas. (Ref. [237])

Organización proponente: Commonwealth Science Council

Países: Trinidad, Barbados

Objetivos:

- a) Investigar el potencial de energía de las olas en el Caribe
- b) Evaluar el concepto actual de lo que se considera apropiado en el contexto del Caribe
- c) Diseñar y evaluar sistemas nuevos

Costo: 153.000 dólares EE.UU.

Duración: 3 años

- 15) Título: Almacenamiento de energía eléctrica y su utilización en vehículos de tracción eléctrica para pasajeros. (Ref. [237])

Organización proponente: Commonwealth Science Council

Países: Guyana, Reino Unido

Objetivos: Utilizar energía barata (aproximadamente 2 centavos de Guyana por Kv) producida en la industria azucarera, en vez de petróleo diesel para el funcionamiento de vehículos de pasajeros. En etapas ulteriores, el concepto puede hacerse extensivo a otras formas de vehículos de transporte y agrícolas

Costo: No determinado

Duración: No determinada

- 16) Título: Programa regional de secadores solares para cultivos, destinados a pequeñas comunidades rurales en la zona del Caribe.
(Ref. [24])

Organización proponente: UNESCO

Países: Trinidad y Tabago

Objetivos: a) Objetivos a largo plazo:

Desarrollar una tecnología de bajo costo para la preservación de los cultivos de la zona del Caribe por medio de la energía solar

b) Objetivos a corto plazo:

- i) Identificar cultivos que pueden preservarse mediante un secado solar
- ii) Seleccionar diferentes sistemas de secado solar apropiados para los cultivos determinados en el punto i) anterior
- iii) Hacer funcionar secadores solares apropiados en condiciones reales en diferentes localidades y determinar su viabilidad económica y técnica.

Costo: 124.700 dólares EE.UU.

Duración: 2 años

- 17) Título: Programa centroamericano de energía. (Refs. [25] y [26])

Organizaciones proponentes: Departamento de las Naciones Unidas de Cooperación Técnica para el Desarrollo, CEPAL, ICAITI, BCIE, COMENER

Países: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua

Objetivos: a) Aprovechamiento del proceso de consolidación de los comités nacionales de energía u organizaciones equivalentes que están encargadas de formular y aplicar políticas energéticas nacionales

b) Asistencia técnica para el desarrollo de métodos e instrumentos para la planificación del desarrollo de la energía y para la utilización racional de los recursos energéticos disponibles en cuatro de los cinco países interesados.

- c) Organización y reinterpretación de la información existente sobre la búsqueda de petróleo, y asistencia técnica para proseguir las actividades de aprovechamiento de los recursos petroleros en diversos países de la región
- d) Asistencia técnica para la evaluación y aprovechamiento de la energía geotérmica
- e) Asistencia técnica para la evaluación y aprovechamiento de recursos energéticos no convencionales
- f) Capacitación del personal técnico que se requiere en cada sector
- g) Asistencia técnica para proporcionar la infraestructura jurídica e institucional apropiada en cada sector
- h) Identificación y coordinación de medidas semejantes en los países centroamericanos, en el sector de la energía, a fin de desarrollar una utilización complementaria de los recursos energéticos a nivel regional
- i) Completar un estudio de la red eléctrica a fin de optimizar el desarrollo de la energía eléctrica en la región

Costo: 509.000 dólares EE.UU. (PNUD), 1.500.000 (OPEP)

Duración: 3 años

- 18) Título: Estudio del potencial de enfriamiento solar para la preservación de alimentos. (Ref. [27])

Organizaciones proponentes: UNESCO, División de Planificación y Coordinación de la Energía; Ministerio de Recursos Mineros y Naturales; División de Desarrollo y Demostración en Materia de Energía; Consejo de Investigaciones Científicas

Países: Jamaica

Objetivos: Estudiar la posibilidad de utilizar sistemas de enfriamiento por absorción solar para la preservación y almacenamiento de alimentos

Costo: No determinado

Duración: No determinada

- 19) Título: Generación de metano a partir de desechos animales. (Ref. [27])

Organizaciones proponentes: UNESCO, División de Planificación y Coordinación de la Energía; Ministerio de Recursos Mineros y Naturales; División de Desarrollo y Demostración en Materia de Energía; Consejo de Investigaciones Científicas

Países: No designados

- Objetivos:
- a) Demostrar la generación de metano por fermentación anaeróbica de desechos animales en:
 - i) Una granja de unas 200 vacas
 - ii) Una granja de unos 600 cerdos
 - iii) Una granja de unas 5.000 gallinas
 - b) Demostrar el empleo del metano así generado para satisfacer las necesidades de energía de la granja, como calefacción o calentamiento de agua, uso en la cocina, refrigeración, generación de electricidad o alumbrado, según corresponda
 - c) Demostrar el empleo de los residuos de los digestores de metano como fertilizantes
 - d) Proporcionar capacitación en el diseño, construcción y funcionamiento de generadores de metano a personal apropiado de Jamaica y los países de habla inglesa del Caribe
 - e) Evaluar el potencial para la utilización de generadores de metano entre los agricultores de Jamaica
 - f) Difundir información y estimular la comprensión e interés públicos por la importancia de recuperar energía de los desechos, y la contribución de esto a la eficiencia de las operaciones agrícolas y a la situación energética nacional

Costo: 116.400 dólares EE.UU.

Duración: 12-18 meses.

BIBLIOGRAPHY

- Commonwealth Science Council. Report on the project group meeting on alternative energy resources; 18-22 septiembre 1977. Barbados, Londres. Enero 1978. 201 págs. (CSC(77)AER-2).
- Commonwealth Science Council. Report on the project group meeting on alternative energy resources; 18-22 septiembre 1977; Barbados, Londres. Noviembre 1977. 6 págs. y anexos. (CSC(77)AER-1).
- CEPAL. Proyecto regional de interconexión eléctrica del istmo centroamericano; Informe de avance correspondiente al período enero - junio de 1978. Julio 1978. 23 págs. (CEPAL/MEX/SRNET/78/4).
- Empresa Colombiana de Petróleos. Informe del Presidente a la H. Junta de directores. Bogotá, 1977. 30 págs.
- Francis, John and Abrecht, Paul. Energy options for Latin America. Facing up to nuclear power. Edimburgo. The Saint Andrew Press. 121 págs.
- Fundación Bariloche, Instituto de Economía de la Energía. Future requirements of non-conventional energy sources (Proyect RLA/74/030); final report. San Carlos de Bariloche. Diciembre 1978. 97 págs.
- Gajraj, A. M. Energy policy and the Commonwealth Caribbean. Foreign Policies of the Caribbean States, Institute of International Relations, 34 págs.
- Ion, D. C. Availability of World Energy Resources. Second Supplement. Graham and Trotman Limited. Londres. 1978. 109 págs.
- Mexico: The Premier Oil Discovery in the Western Hemisphere. Science. Vol. 202: págs. 1261-1265. 22 diciembre 1978.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Secretaría Permanente: Anuario Estadístico 1977, Núm. 3. 1977.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Visión del Estado Actual de la Geotermia en América Latina (Proyectos Geotérmicos), Serie Documentos OLADE Núm. 2. 1978.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Geothermal exploration methodology; Reconnaissance and prefeasibility stages. Quito. 1978. 56 págs.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Secretaría Permanente: Anuario de Noticias Energéticas 1976. Quito (Ecuador). Febrero 1977.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Secretaría Permanente: Anuario Estadístico 1976. Quito (Ecuador). 1976.

Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica del Istmo Centroamericano. La situación energética en Centroamérica y perspectivas para el futuro. Guatemala. Agosto 1978. 26 págs. y cuadros. (SIECA/78/INF/14).

Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica del Istmo Centroamericano. Simposio sobre Fuentes Energéticas Renovables, Panamá, 20-24 noviembre de 1978. Apreciaciones sobre la situación de los recursos energéticos renovables centroamericanos y posibles tecnologías para su utilización. Guatemala. Noviembre 1978. 37 págs. y cuadros. (SIECA/78/INF/19).

Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica del Istmo Centroamericano. V Reunión Extraordinaria de Ministros de Economía de Centroamérica, tercer período de sesiones, Guatemala, 26 de abril de 1979. Examen global de la situación energética y sus efectos en los países miembros del MCCA. Sugerencias sobre posibles maneras de encarar dicha situación; Nota de Secretaría. Guatemala. Abril 1979. 29 págs. y cuadros. (SIECA/REMECA/-V-iii/D.T.2.).

Rapid rise in oil exports. Petroleum Economist. págs. 260-261. Julio 1976.

Richards, Norman L. Effects of chemicals used in oil and gas well drilling operations in aquatic environments. Environmental Research Laboratory, Florida, U.S. Environmental Protection Agency. 1979. 12 págs.

Satcunanathan, S. Report on the status of the research and development work on the utilization of renewable energy resources at the Faculty of Engineering, University of the West Indies. St. Augustine. 8 págs.

The Tenth World Energy Conference. General reports. Estambul (Turquía). 19-23 septiembre 1977. 57 págs.

Banco Mundial. 1978 World Bank atlas; population, per capita product, and growth rates. Washington. 32 págs.

Naciones Unidas. Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Oficina de Estadística. World Energy Supplies, 1950-1974. Abril 1976. 825 págs. Núm. de venta 76.XVII.5.

Naciones Unidas. Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Oficina de Estadística. World Energy Supplies, 1972-1976. 1978. 233 págs. Núm. de venta 78.XVII.7.

PNUMA. UNEP Report 7 (1979); National energy policies: an overview. Nairobi. Marzo 1979. 30 págs.

PNUMA. UNEP Report 8 (1979); Solar-2000. Nairobi. Marzo 1979. 27 págs.

- ONUUDI. Workshop on Fermentation Alcohol for Use as Fuel and Chemical Feedstock in Developing Countries. Fermentation alcohol in the Commonwealth Caribbean. 21 febrero 1979. 14 págs. (ID/WG.293/27).
- ONUUDI. Workshop on Fermentation Alcohol for Use as Fuel and Chemical Feedstock in Developing Countries. Fuel and chemical feedstock from sugar cane in Central America. 22 febrero 1979. 8 págs. (ID/WG.293/29).
- ONUUDI. Workshop on Fermentation Alcohol for Use as Fuel and Chemical Feedstock in Developing Countries. Potential for fermentation alcohol production in Belize. 23 febrero 1979. 4 págs. (ID/WG.293/19).
- ONUUDI. Workshop on Fermentation Alcohol for Use as Fuel and Chemical Feedstock in Developing Countries. Trends in the production of ethyl alcohol by fermentation. 16 marzo 1979. 19 págs. (ID/WG.293/31).
- ONUUDI. Workshop on Fermentation Alcohol for Use as Fuel and Chemical Feedstock in Developing Countries. Perspective of ethanol usage as fuel in the Dominican Republic. 27 marzo 1979. 6 págs. (ID/WG.293/46).
- World oil future may not be so dim. Chemical and Engineering News. págs. 17-19. 4 septiembre 1978.

REFERENCIAS

- [1] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Primer Seminario de Planificación Energética: Informe Final y Exposiciones, Serie: Documentos OLADE Núm. 3, Caraballeda, abril 1978.
- [2] CEPAL. Preliminary Draft Paper on Energy Resources in the CDCC Member Countries, CEPAL/CARIB 79/3. Enero 1978.
- [3] ONUDI. The Potential of Sugar Cane Derived Alcohol as a Fuel in Jamaica, ID/WG.293.48. Viena, 26 marzo 1979.
- [4] CEPAL. Caribbean Production and Consumption of Energy, CEPAL/CARIB/78/7, diciembre 1978.
- [5] International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). Degree One Order Evaluation of Energy Demand for World Regions (1975-2030) (de próxima aparición).
- [6] OIEA. Energy and Economic Tables related to IAEA Member States, 1950-1976, Vol. 2, diciembre 1978.
- [7] Naciones Unidas. Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Oficina de Estadística. World Energy Supplies 1972-1976, 1978. Núm. de venta 78.XVII.7.
- [8] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Secretaría Permanente, VI Junta de Expertos: Inventario de Recursos Energéticos. Año 1975, Quito (Ecuador), 1977.
- [9] Musgrove, P. and Grunwald, J. Natural Resources in Latin America Development, Baltimore, The Johns Hopkins University Press, 1970.
- [10] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Primer Seminario de Economía de Energía. Eficiencia y Ahorro de Energéticos, Serie: Documentos OLADE Núm. 4, Ciudad de México (México). 1978.
- [11] How nationalization is working out in Venezuela. Ocean Industry, págs. 45-50. Mayo 1978.
- [12] The Tenth World Energy Conference: Technological Needs for the Production - Upgrading of the Orinoco Extra Heavy Crude Oils, Estambul (Turquía), 19-23 septiembre 1977.
- [13] La Hidroelectricidad y sus Perspectivas en América Latina, CEPAL/L.162, 18 julio 1977.
- [14] CEPAL. América Latina y los Problemas Actuales de la Energía, primera edición, 1975.

- [15] Massachusetts Institute of Technology: Annual Review of Energy: 1977: Energy and Economic Growth in Central America. págs. 291-305. 1977.
- [16] The Tenth World Energy Conference: Energy Resources Availability in Mexico to Satisfy its Demand, Estambul (Turquía), 19-23 septiembre 1977.
- [17] Estudio del Clima Solar en la República Mexicana: I. Radiación Solar Total, Dirección General del Servicio Meteorológico Nacional, Instituto de Geofísica U.N.A.M. Tacabaya, D.F., México, 1977.
- [18] Committee for the Solar Energy Program, National Council of Science and Technology: Present State and Perspective of Solar Energy Applications in Mexico, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de México, México, págs. 37-57.
- [19] Hydrocarbon Processing, septiembre 1976.
- [20] U.S. reserves plunge again, but encouraging trends seen. The Oil and Gas Journal, págs. 56-68, 7 mayo 1979.
- [21] E.D. Copenhaver, R.J. Olson and P.L. Rice, Regional Energy - Environment Data Book, Draft, Southern Region, ORNL-5443, Oakridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, diciembre 1978.
- [22] CEPE. Environmental Aspects of Energy Production and Use, with Particular Reference to New Technologies, ENV/R.43/Rev.1, 6 diciembre 1978, 112 págs.
- [23] Commonwealth Science Council. Caribbean Alternative Energy Programme Project Proposals, CSC(77)AER-3, marzo 1978.
- [24] UNESCO. Regional Programme on Solar Crop Driers for Use in Small Rural Communities in the Caribbean. Project Document 1979.
- [25] PNUD. Informe sobre la marcha del proyecto: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Programa Energético Centroamericano Fase II. 1978.
- [26] Report of the Mission on the Use of Alternative Sources of Energy in the Caribbean. Regional Office for Science and Technology for Latin America and the Caribbean. Mayo 1978.
- [27] CEPAL. Energy and Coastal Area Management and Development in the Wider Caribbean Area. 1978.