

LA CRISIS ENERGETICA

Efraín Friedmann M.
Ingeniero Civil Eléctrico
Ingeniero Nuclear

I. LA SITUACION INTERNACIONAL



La sociedad moderna se sustenta en el uso de cantidades enormes y crecientes de energía. Estudios históricos y comparativos muestran cómo el consumo de energía

ha ido creciendo en extraordinario paralelismo con el producto nacional. La Tabla N° 1 ilustra esta situación, comparando el producto per cápita y el consumo de energía per cápita para países de diverso grado de desarrollo (1977).

TABLA N° 1

	Energía per cápita (Kilos de carbón equiv.)	Ingreso per cápita (Dólares 1977)
Países ingresos bajos	166	170
Países ingresos medios*	916	1.140
Países ingresos altos	1.079	6.980
* Por ejemplo, Chile	987	1.160

Se puede ver que, muy aproximadamente, el consumo de energía era del orden de un kilo de carbón equivalente¹ por cada dólar (1977) de producto.

Hasta mediados del siglo XIX, la principal fuente de energía en el mundo era la madera; ésta fue subsiguientemente reemplazada por el carbón, principalmente en los países de Europa

¹ Todas las fuentes de energía se reducen a kilos de carbón, de acuerdo con su equivalente térmico.

occidental y Norteamérica. A partir de 1925, el petróleo y el gas natural (los hidrocarburos) empiezan, a su vez, a reemplazar al carbón, primero en Norteamérica y a partir del término de la Segunda Guerra Mundial en Europa y Japón.

Este proceso de *petrolización de la energía* llegó a un término dramático en octubre de 1973 cuando, contemporáneamente con el pánico creado en los mercados petroleros por la guerra de Yom Kippur, los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) quintuplicaron el precio del petróleo en pocos meses. La Tabla N° 2 ilustra el cambio energético ocurrido en el período 1925-1975.

TABLA N° 2

ENERGIA	1925	1975
Carbón	82%	30%
Petróleo	13%	40% ³
Gas	3%	20% ³
Otros ²	2%	10%

El desplazamiento del carbón por el petróleo fue posible gracias al descubrimiento de gigantescos yacimientos, principalmente en el Medio Oriente, con costos de producción increíblemente bajos, del orden de 0,10 a 0,25 dólares por barril (ver Tabla N° 3). A un costo bajo de producción, el petróleo agregaba otras ventajas importantísimas: era más fácil de transportar y distribuir y más limpio y conveniente de utilizar. Finalmente, gracias

a él se pudo desarrollar el transporte automotriz y aéreo, que tan profundo impacto había de tener en la forma de vida económica y social en este siglo.

Favorecido por su bajo costo y conveniencia de uso, así como por el desarrollo económico general acelerado y sin precedentes del mundo (tasas del 6% anual versus los promedios de 3% a partir de 1950), el consumo de petróleo llegó a aumentar a un ritmo de 7-8% anual a partir de 1960.

La mayor parte de este incremento era proveído por unos pocos países subdesarrollados, casi todos ex colonias, que paulatinamente se fueron independizando y organizando para actuar en común en defensa de sus intereses. En 1960 formaron la OPEP y en 1973, aprovechando:

- 1° Su extraordinaria importancia en el mercado como exportadores de más del 90% de petróleo y productores de dos tercios del consumo de los países importadores, y
- 2° El manifiesto debilitamiento de la voluntad americana y occidental para intervenir con la fuerza en la solución de conflictos internacionales, como resultado de la reciente y traumática guerra de Vietnam,

dieron el gran golpe de timón y marcaron el comienzo de la crisis energética.

Desde 1973 hasta la fecha, esta crisis ha tenido las siguientes manifestaciones y efectos asociados:

² Principalmente energía hidroeléctrica.

³ Para los países no comunistas, las cifras de petróleo y gas son 50% y 25%, en 1975.

- Ha causado enormes desequilibrios en la balanza comercial de muchos países y obligado a grandes flujos internacionales de capital para compensarlos, ocasionando un creciente endeudamiento en muchos de ellos, especialmente de los países en desarrollo.
- Ha incrementado las presiones inflacionarias, así como las recesivas. Las primeras, por el aumento relativo en el costo de la energía, que ha pasado a representar entre el 8-10% del PGB versus el 2-3% anterior. Las segundas, porque el mayor pago por el petróleo importado equivale a un impuesto externo y disminuye la demanda por otros productos y servicios.
- Los gobiernos, al tratar de combatir los desequilibrios y presiones mencionados, han adoptado políticas generales cuyo efecto neto ha sido un menor crecimiento económico global, el que ha bajado de 5% anual antes de la crisis (1965-1973) a 3% o menos desde entonces.
- El menor crecimiento económico y el alto costo del petróleo provocaron también dramáticos cambios en el consumo de energía (Tabla 3) y especialmente en el del petróleo (Tabla N° 4), el que bajó de 7.7% anual a menos del 1%.

TABLA N° 3

CRECIMIENTO ENERGETICO ANUAL (%)

PAIS	1965-73	1974-78
EE.UU.	4.3	1.0
Canadá	5.9	2.8
Europa	5.1	1.0
Japón	11.4	0.8
Otros	5.5	1.7
TOTAL	5.5	1.7

TABLA N° 4

CRECIMIENTO PRODUCCION
POR FUENTE

ENERGIA	1965-73	1974-78
Petróleo	7.7	0.5
Gas	6.9	1.1
Carbón	- 0.5	1.4
Nuclear	27.2	23.9
Otros	3.8	4.4
TOTAL	5.5	1.7

DIAGNOSTICO DE LA CRISIS

Se discute acaloradamente, desde 1973, si la crisis del petróleo ha sido provocada artificialmente por los países de la OPEP (crisis *política*) o si es una crisis *real*, debida a la escasez de recursos del tipo vaticinado por grupos tales como el Club de Roma, en su clásica obra *Limits of Growth*.

- A nuestro juicio, expresado ya en una conferencia ofrecida en

Washington, en noviembre de 1973⁴, la crisis del petróleo es una crisis sustentada en una base real —la escasez del petróleo a un plazo histórico corto— pero con características coyunturales propias causadas por factores geopolíticos muy especiales.

Revisemos ambos aspectos rápidamente:

AGOTAMIENTO DEL PETROLEO CONVENCIONAL

Hay claros indicios de que el petróleo está alcanzando al límite de lo que puede contribuir a las necesidades energéticas del mundo.

1. Veintiocho expertos consultados para la Conferencia Mundial de la Energía de Estambul (1977) - El *Delphi Report*, dieron estimación *última* de los recursos de petróleo disponibles y por descubrir:

Medio estimado	2.1*
Rangos altos y bajos	3.0-1.2
Rango mayoritario	1.6-2.4

*En trillones

norteamericanos = 10^{12} barriles

De esa cantidad, 1.0 ya ha sido descubierto y el resto habrá que encontrarlo, a través de nuevos esfuerzos de exploración.

Finalmente, aproximadamente 0.4 ya ha sido consumido. Si aceptamos como valor más probable 2.0, resulta que a la fecha se ha descubierto la mitad y que resta por descubrir otro tanto.

2. El petróleo que se ha descubierto a la fecha es el de más bajo costo.

En efecto, a escala mundial, la mitad está contenido en 28 campos *supergigantes* (+ 5 billones de barriles), 24 de los cuales están en el Medio Oriente (Ver gráfico 1).

Otro 25% está en sólo alrededor de 160 campos *gigantes* (+ 500 millones de barriles) y sólo un 25% en 30 mil campos menores, casi todos en E.E.U.U.

Este país es el más explorado del orbe, y si se supone que el resto del mundo se explorará con una intensidad similar se llega a la conclusión de que la actual distribución de campos gigantes y supergigantes bajaría de 75% al 36%, o sea, lo que falta por descubrir será en campos más pequeños y de mayor costo. A esto se agrega que las grandes provincias *sedimentarias*, aún no explotadas, están principalmente *costa afuera* y en mares inhóspitos, como las costas árticas de Norteamérica y las de la Unión Soviética.

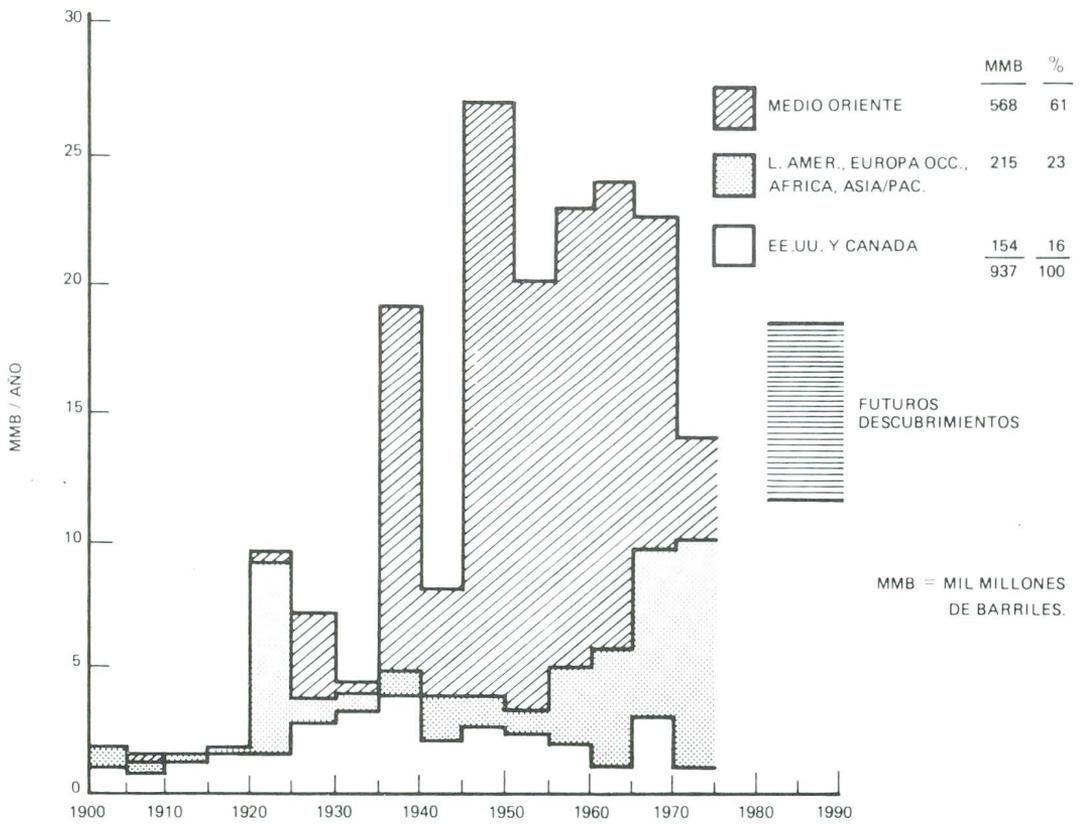
3. El nivel de reservas globales alcanzó su máximo a fines de la década del 60. Ese punto ocurre cuando el consumo anual llega a ser mayor que las nuevas reservas descubiertas en el período. La relación reservas/producción ha decrecido inexorablemente desde 1940, y habría llegado en 1980 al *nivel crítico* de quince si no se hubiera producido la crisis de 1973.

Es interesante notar que este fenómeno mundial ya tenía un precedente notable en el caso de E.E.U.U..

4 Conferencia al *staff* del Banco Mundial y al Fondo Monetario, publicada en inglés en enero de 1974: *Perspectives on the Energy Crisis*.

GRAFICO 1

HISTORIA DE LOS DESCUBRIMIENTOS DE PETROLEO *
 PROMEDIO DE 5 AÑOS



* EXCLUYENDO PAISES COMUNISTAS

sólo que en este país se habría producido con unos veinte años de antelación y que cuando el consumo superó la producción (en 1968) este país tuvo la opción de importar. Hoy día, E.E.U.U. importa aproximadamente la mitad de su consumo (ver gráfico 2).

En resumen, desde 1970, los nuevos descubrimientos cubren sólo alrededor de la mitad del consumo y el mundo está viviendo de sus stocks.

4. Las dificultades de aumentar la producción de petróleo se pueden clasificar como sigue, por tipos de situaciones:

- * Países que han alcanzado límites técnicos para aumentar su producción (42% de la producción actual): Norteamérica, Algeria, Qatar, Indonesia, Libia, Nigeria, Venezuela.
- * Países *conservacionistas* (31%): Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos.
- * Países con posibilidades medianas/grandes de expansión (18%): Reino Unido, Noruega, México, Iraq, Egipto, Argentina y tal vez otros (India, Malasia, Brasil, Costa de Marfil).
- * Países con pequeñas posibilidades de expansión (9%): Alrededor de treinta (incluye Chile).

LAS ALTERNATIVAS

Hemos explicado más arriba porqué debe esperarse una creciente estre-

chez y mayor costo en los suministros del petróleo convencional. El otro soporte real de la actual crisis energética es el alto costo, las cuantiosas inversiones y sobre todo el tiempo considerable que tomará el explorar, desarrollar y/o crear la infraestructura de transporte y distribución para las alternativas del petróleo convencional.

Desde el punto de vista de la disponibilidad potencial de recursos, la crisis energética actual es solamente una crisis petrolera. Otros recursos son mucho más abundantes (ver Tabla N° 5) y si no se han usado hasta ahora es porque el petróleo resulta más económico y conveniente. La tendencia futura será sustituir al máximo el petróleo por las otras fuentes, en la medida que resulten más económicas y que se vayan creando las infraestructuras de producción, transporte y medios de uso que se requieren. Es este segundo requerimiento el más difícil de satisfacer en términos financieros y de tiempo; por eso que el reemplazo del petróleo por gas, carbón y energía nuclear será necesariamente gradual.

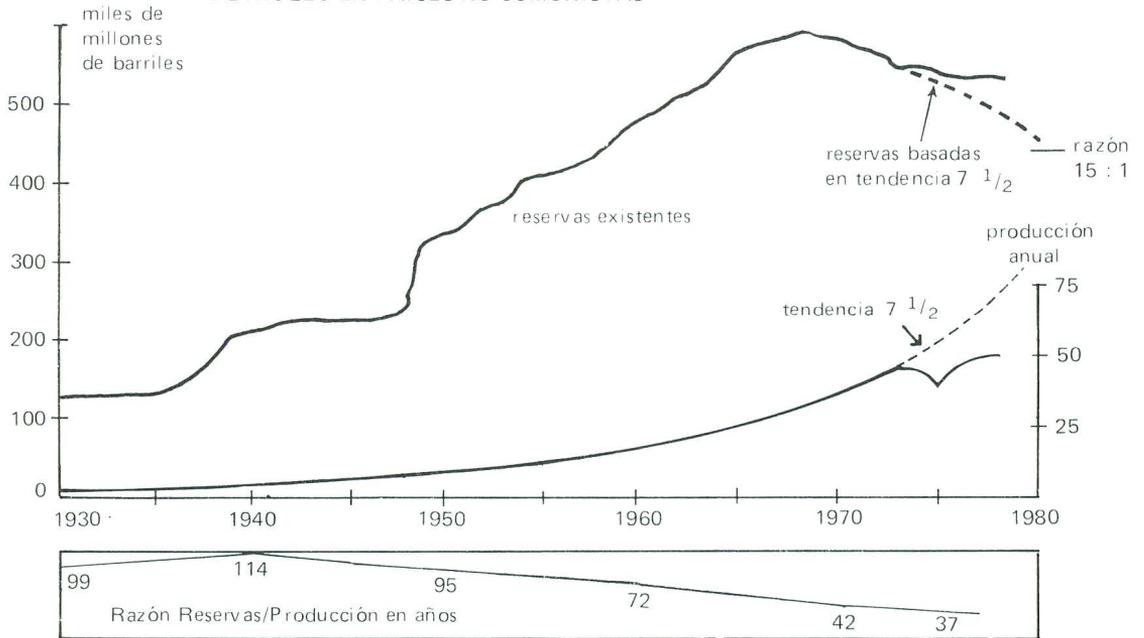
TABLA N° 5

**RECURSOS ENERGETICOS
CONVENCIONALES**
Relación Reservas Probadas
versus Consumo Anual

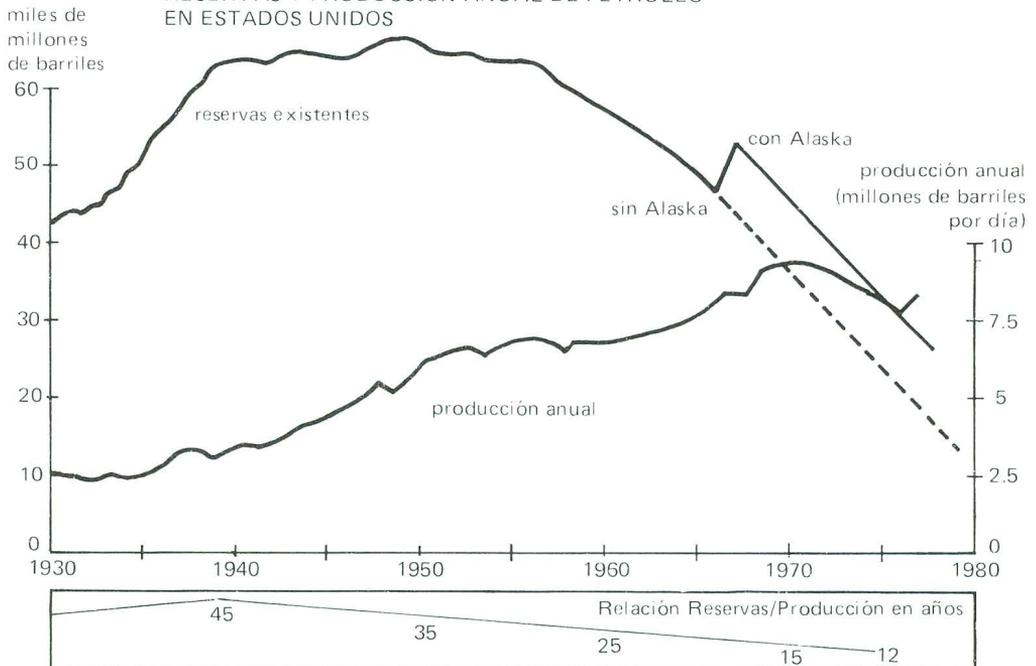
Petróleo	28
Gas	50
Carbón	200
Uranio: Plantas actuales	80
Plantas regeneradoras +	1.000

GRAFICO 2

RESERVAS Y PRODUCCIÓN ANUAL DE PETROLEO EN PAISES NO COMUNISTAS



RESERVAS Y PRODUCCIÓN ANUAL DE PETROLEO EN ESTADOS UNIDOS



FUENTE: BRITISH PETROLEUM.

Este es un tema demasiado vasto para tratar ahora, excepto muy superficialmente, pero digamos algunas palabras sobre las alternativas más importantes y viables en los próximos dos decenios.

El carbón

Es un recurso muy abundante y suficiente para satisfacer las necesidades energéticas por doscientos o más años. Su costo de producción es moderado (menos de la mitad del precio actual del petróleo). Su desarrollo requiere de grandes inversiones en ferrocarriles y puertos, y su utilización de fuertes inversiones en medidas de protección ambiental. Geopolíticamente, tiene el mérito de abundar en los grandes países consumidores, tales como Norteamérica, China, India, URSS, etc. Es, sin duda, la carta alternativa más importante por su costo y su abundancia; sin embargo, no puede usarse para el transporte sin su previa licuefacción. Este proceso requiere fuertes inversiones, y el costo estimado del petróleo sintético, a partir del carbón, es del orden de cuarenta o más dólares por barril, o sea, algo superior al costo actual del petróleo.

La energía nuclear

Es potencialmente muy abundante, sobre todo si se utiliza en reactores regenerativos (*breeders*), actualmente en etapa precomercial. Podría satisfacer las necesidades energéticas por muchos siglos. No puede usarse para el transporte, a menos que se desarrolle el vehículo eléctrico o se utilice para producir hidrógeno a partir del agua. Ambas tecnologías probablemente serán desarrolladas en el futuro.

La energía nuclear es muy resistida por fuertes grupos sociales y políticos, que objetan el peligro de la proliferación de las armas atómicas y el de los residuos radiactivos que se producen y deben ser almacenados cuidadosamente por períodos prácticamente eternos. Aunque hay soluciones técnicas para estos problemas, las autoridades encuentran grandes problemas en persuadir al público al respecto.

Petróleos no convencionales

Incluyen los petróleos muy pesados, los esquistos (*shale oil*) y las arenas bituminosas (*tar sands*). Son recursos relativamente abundantes, pero de difícil y costosa explotación. Sus costos son similares a los de los petróleos sintéticos provenientes de la licuefacción del carbón y constituyen una extensión, a precios similares o ligeramente superiores, del petróleo convencional.

Biomasa

En forma de leña y residuos vegetales, es todavía la principal fuente de energía en el sur de Asia y gran parte de Africa, así como en las zonas rurales de Latinoamérica. Hay grandes programas de reforestación en esos países —algunos fuertemente apoyados por instituciones como el Banco Mundial de Desarrollo— cuyo objetivo es combatir la crisis energética en ese frente.

La biomasa también se puede convertir en combustibles líquidos competitivos con el petróleo. Brasil tiene en marcha el programa más ambicioso en ese terreno, produciendo etanol a partir de la caña de azúcar, mediante el cual espera sustituir pri-

mero el 25% y luego el total del consumo de gasolina. Estudios hechos en otros países, particularmente en E.E.U.U., muestran que el recurso de biomasa no puede hacer más que una contribución marginal a la solución del problema energético.

Energía hidráulica

Los países industrializados ya utilizaban casi totalmente sus recursos hidráulicos (alrededor de un 40-50% del teórico máximo). Los países en desarrollo sólo utilizan un 5-10% del recurso, y para éstos la energía hidráulica es aún una alternativa importante durante las próximas décadas.

El gráfico 3 da costos comparativos de las alternativas energéticas más interesantes.

ASPECTOS GEOPOLITICOS

El problema del petróleo es geopolítico, porque se caracteriza y agudiza debido a factores geográficos (o locacionales).

El 80% de las reservas de petróleo está en la OPEP.

El 72% en países islámicos.

El 67% en el Medio Oriente.

El 30% en un solo país: Arabia Saudita.

La mayor parte de los países exportadores de petróleo son subdesarrollados y dependen casi totalmente del petróleo para su supervivencia actual, así como para la creación de una *base alternativa* de supervivencia futura.

De los cuatro ingredientes necesarios para el desarrollo: capital, traba-

adores entrenados, recursos naturales y tecnología, la mayoría sólo posee capital (dejando de lado el petróleo).

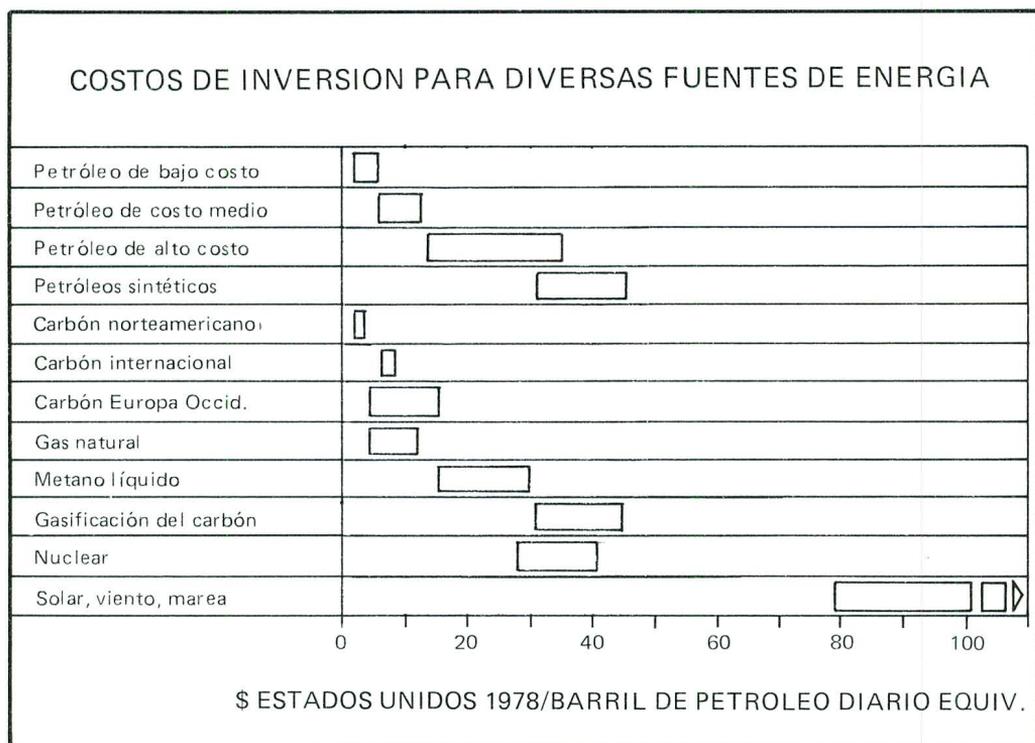
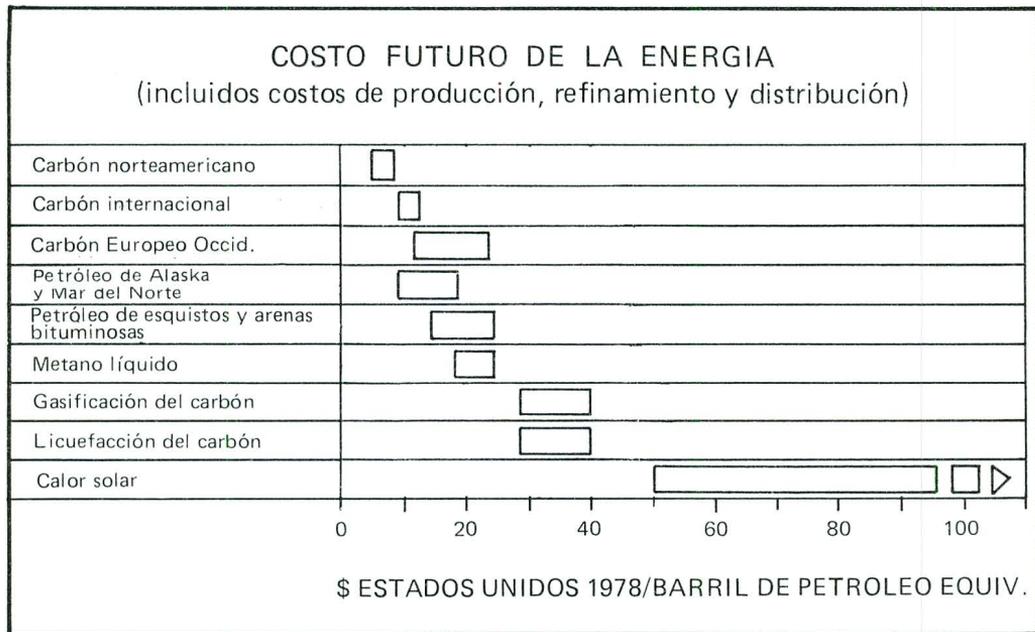
Inicialmente, los países de la OPEP se dividieron en tres grupos, de acuerdo a las estrategias que escogieron para abordar el uso de los recursos provenientes del petróleo.

- * Países *desarrollistas acelerados*: Irán, Venezuela, Nigeria, Indonesia. Producción máxima. Inversión a toda máquina en desarrollo doméstico industrial, agrícola y educacional.
- * Países *rentistas*: Arabia Saudita, Kuwait y otros productores árabes del golfo Pérsico. Producción mínima, compatible con presiones de los compradores. Inversión interna moderada. Excedentes en inversiones externas.
- * Países *desarrollistas moderados*: Iraq, Libia, Argelia. Producción adecuada a las necesidades de recursos para desarrollo económico interno gradual y controlado.

La experiencia de los años iniciales después de 1973 llevó, sin embargo, a los dos primeros grupos a adoptar la posición del tercero, o sea, la más *conservacionista* en términos de objetivos de producción. Los países que emprendieron la ruta del desarrollismo acelerado se encontraron con enormes problemas de inflación, corrupción, tensión social, a veces religiosa, y casi todos tuvieron como consecuencia cambios de gobierno; el caso más dramático sería el de Irán.

Los países rentistas se encontraron con grandes dificultades para invertir eficazmente sus excedentes en el

GRAFICO 3



exterior, debido a la inflación mundial y a las fluctuaciones monetarias, que les hacían difícil obtener rentabilidades reales.

Como consecuencia práctica de todo lo anterior, podemos decir que *la política general de todos los países de la OPEP es ahora, uniformemente, la de producir el mínimo compatible con los intereses de los países importadores, o sea, aquél que evite efectos económicos y políticos catastróficos que puedan conducirlos a tomar medidas de fuerza para obtener los suministros más esenciales*. Este mínimo nivel de producción y el precio asociado son evaluados cuidadosamente en forma periódica, y a ello obedecen las reuniones ministeriales trimestrales que realiza la OPEP regularmente.

PERSPECTIVAS GLOBALES HASTA EL AÑO 2000

- El año 1973 marca el comienzo de una transición forzada hacia fuentes de energía diferentes del petróleo y de costos de producción significativamente más altos.
- Es evidente que, en el largo plazo, la humanidad deberá encontrar tecnología para el uso de fuentes renovables y/o vastas que provean energía a costos aceptables. Los candidatos más claros son:
 - La energía solar
 - La energía nuclear de fusión
 - La geotermia profunda
- Para plazos históricos menores, vale decir los próximos cincuenta años, sólo es posible recurrir a fuentes y tecnologías conocidas o próximas a ser utilizadas industrialmente: carbón, fusión nuclear, etc.
- En todo caso, dado el mayor costo real de estas fuentes alternativas, el uso de energía por unidad de producto debería bajar en la medida que la combinación óptima de factores: capital, trabajo, materiales, energía, se desplaza fuertemente hacia una minimización del consumo de energía en la producción de bienes y servicios.
- Los efectos en la organización de la producción y en los sistemas de vida serán profundos, porque la disponibilidad de energía barata y fácilmente transportable ha sustentado modelos de desarrollo económico, como los de Japón y Corea, intensivos en energía importada, que ahora están siendo revisados aceleradamente. Asimismo, han permitido formas de vida, especialmente en Occidente, que ahora resultan difíciles de sostener, como la extensión de las ciudades a los suburbios, el transporte particular generalizado, la casa unifamiliar, etc.
- Numerosas proyecciones se han hecho en los años recientes, por entidades académicas, gobiernos, bancos y empresas, tratando de imaginar la forma que tomará la oferta y la demanda de energía en las próximas décadas. Desgraciadamente, muchas de ellas han sido invalidadas, al menos en el corto plazo, por la crisis de Irán, que volvió a duplicar los precios del petróleo.

De estos estudios más recientes se puede concluir:

1. La demanda de energía crecerá, en general, a un ritmo igual a la mitad del que prevaleció antes de 1973.

Esta disminución se deberá en parte importante a una fuerte baja en el ritmo de crecimiento económico, particularmente de los países industrializados y en menor grado de los subdesarrollados.

El otro factor que disminuirá el crecimiento del consumo será la conservación, o mejor, el uso económicamente eficiente de la energía a sus nuevos niveles de precio. Medido en términos de la razón energía/PGB, esto quiere decir una baja de alrededor de 1.0, cercana a 0.5 ó menos.

2. El rol del petróleo como fuente de energía disminuirá consistentemente, bajando de un 54% en 1978 a un 37% en el año 2000. A la inversa, la importancia del carbón (incluyendo los sintéticos) y de la energía nuclear crecerá de un 21% a un 38%. Otras fuentes: gas, hidro, mantendrán su importancia relativa.
3. La importancia de la OPEP en el suministro total de petróleo disminuirá, pero no decisivamente, bajando de cerca del 60% a aproximadamente el 50% de la producción mundial no comunista. Los países industriales seguirán fuertemente deficitarios y otros países del Tercer Mundo harán contribuciones significativas (p. ej., México, Egipto, Perú, Argentina, etc.).
4. Los petróleos sintéticos aparecerán en la década del 80 y llegarán

a ser el 10% del total en el año 2000. En EE.UU. se basarán en esquistos y principalmente carbón. En Canadá y Venezuela, en arenas bituminosas y petróleos pesados. En Brasil, en azúcar y otras fuentes de biomasa.

5. Habrá un fuerte renacimiento de la industria y del comercio internacional del carbón, especialmente para usos no tradicionales: calor industrial y sintéticos. Estados Unidos seguirá siendo el principal productor. Europa occidental y Japón importarán cantidades crecientes de Europa oriental, Australia, Indonesia, Colombia y Africa del Sur. En particular, el comercio internacional de carbón para fines energéticos (no metalúrgicos) aumentará de 60 millones de toneladas anuales a cerca de 700 millones, aproximándose en importancia al comercio del petróleo y exigiendo enormes instalaciones en ferrocarriles y puertos.
6. Similar será el caso del gas. Los EE.UU. y Europa occidental deberán aumentar sus importaciones para reemplazar sus declinantes o estagnadas producciones. El año 2000, Europa occidental importará la mitad de sus necesidades. Japón será casi totalmente dependiente. También crecerá mucho el consumo en los países productores subdesarrollados, tanto para uso doméstico como para exportación.
7. El proceso de electrificación continuará y el uso de energía eléctrica aumentará un tercio más rápido que el conjunto. Al mismo tiempo,

el porcentaje de electricidad de origen petróleo/gas bajará de 31% en 1978 a sólo 10% en el año 2000, todo ello a expensas de la energía nuclear, que llegará a ser el 31% en dicho año. En algunos países, por ejemplo, Francia, este porcentaje será mucho mayor, ya que en 1985 puede sobrepasar el 50%.

8. La energía solar empezará a ser un factor durante este período. Desde luego, en forma de alcohol se la incluye dentro del rubro de combustibles sintéticos. En los países subdesarrollados es un elemento clave (+ 50% en Africa y Sud Asia) en forma de biomasa. Su mayor nueva utilización será para calentar agua y en algunos casos para calefacción y aire acondicionado.

En resumen, la transición energética es posible. Hay recursos y tecnologías disponibles, pero el costo de la energía será del orden del precio actual del petróleo o aún algo más caro, dependiendo esto último tanto de factores técnicos como políticos.

II. LA SITUACION DE CHILE

PRODUCCION Y CONSUMO. TENDENCIAS RECIENTES

Al igual que en otros países, la evolución energética de Chile en las décadas anteriores a la crisis de 1973 fue hacia un aumento progresivo en el uso del petróleo, que en menos de veinte años aumentó de 30% de la energía primaria total (1960) a 56% (1978). Contemporáneamente, el consumo de carbón bajaba de un 28% a sólo un 11%; el de la leña de un 34% a un 15%; el gas subía de un 3% a

11% y la hidroelectricidad de un 5% a un 7%.

El aumento en el consumo de petróleo significó también una mayor dependencia del exterior, la que a fines de la década del 70 llegó hasta el 80%, aunque actualmente esté bajando, debido a los nuevos desarrollos costa afuera en el estrecho de Magallanes.

En general, también en Chile, como en otros países, el consumo ha crecido en el pasado en estrecho paralelismo con la economía. En efecto, la relación histórica entre energía y producto, en el período 1960-71, fue de 1 a 1.

A partir de 1975, se nota una clara baja en esta relación, que refleja — como en otros países — el efecto del nuevo nivel de precios de la energía; pero, además, muy posiblemente por cambios estructurales en el sistema productivo chileno (aumento relativo de actividades menos intensivas en el uso de energía, como la agroindustria y los servicios). En el período 1975-78, la relación energía/producto ha sido de 0,88.

En forma aproximada se cumple en Chile — como en muchos otros países — que la energía primaria se consume casi en proporciones iguales entre cuatro grandes sectores: transporte, industria, residencial/comercial y centros de transformación. Estos últimos son centrales termoeléctricas, refinerías de petróleo, plantas de producción de gas, etc., que transforman energía *primaria* en productos energéticos *secundarios*, para su uso final por los consumidores. Un cuadro que resume el uso de energía en Chile en 1978 se incluye en la Tabla siguiente.

TABLA CONSUMO DE LOS PRODUCTOS ENERGETICOS EN FORMA SECTORIAL
(Barriles de Petróleo / Día) Año: 1978

	Petróleo Combustible	Petróleo Diesel	Gasolina 81	Gasolina 93	Kerosene	Gas Licuado	Gasolina Aviación	Kerosene Aviación	Nafta	Gas Refinería	Total Deriva- dos Petróleo y Gas Natural	Electricidad	Carbon	Carbon Coke y Alquitran	Gas corriente	Gas Altos Hornos	Gas Natural	Leña y Otros	Total Energéticos	
Transporte:																				
Terrestre:																				
Ferrovionario	66	664	14.617	6.733	51						30.941	105								31.046
Marítimo	1.951	2.534									730	239	1.213							2.182
Aéreo							228	3.207			4.485									4.485
											3.435									3.435
Total en Transporte	2.017	12.738	14.617	6.733	51		228	3.207			39.591	344	1.213							41.148
Industrial y Minero:																				
Cobre	7.548	1.573			520				45		9.686	3.519	535	74						13.814
Salitre	636	193			17						846	403								1.249
Hierro	887	371									1.258	321								1.579
Papel y Celulosa	2.657	11									2.668	1.363	63					6.877		10.971
Siderurgia	1.776										1.776	472		2.602	835	1.173				6.858
Petroquímica	124										124	343								467
Cemento	475										475	269	1.195							1.939
Azúcar	133	23									156	79	1.376	95						1.706
Indus. y Minas Varias	3.356	3.543			1.367	568				23	8.857	2.646	1.518	95	133		178	854		14.281
Total Ind. y Minero	17.592	5.714			1.904	568			45	23	25.846	9.415	4.687	2.866	968	1.173	178	7.731		52.864
Total Comercial Público y Residencial	930	674			4.801	9.534					15.939	4.552	854		1.139		1.936	16.733		41.153
Consumo Final	20.539	19.126	14.617	6.733	6.756	10.102	228	3.207	45	23	81.376	14.311	6.754	2.866	2.107	1.173	2.114	24.464		135.165
Centros de Trans- formación:																				
Electricidad	9.514	2.837				41					12.392	349	5.708				615	570		19.634
Gas y Coke						373			1.008		1.381	27	5.189	2.051	248	360				9.256
Petr. y Gas Natural	3.036	104				68			215	2.338	5.761	259					8.521			14.541
Carbón y Leña												229	133							362
Total en Centros de Transformación	12.550	2.941				482			1.223	2.338	19.534	864	11.030	2.051	248	360	9.136	570		43.793
Consumo Total	33.089	22.067	14.617	6.733	6.756	10.584	228	3.207	1.268	2.361	100.910	15.175	17.784	4.917	2.355	1.533	11.250	25.034		178.958

Fuente: Comisión Nacional de Energía

De esta Tabla se desprende que el consumo de petróleo en Chile se reparte en un 40% para transporte y 60% para los demás sectores. Esto es importante, ya que, estrictamente hablando, el petróleo es solo difícilmente sustituible por otros recursos en el sector transporte. En las industrias, modificaciones en las calderas y hornos, y en electricidad la integración de los sistemas eléctricos pequeños (como se está planteando para la zona norte), permitirían el reemplazo del petróleo por carbón. En el sector residencial, los principales consumos son el kerosene y el gas licuado, que pueden reemplazarse por electricidad (con tarifas *fuera de punta*) en los sectores urbanos, y por biomasa (leña, pellets) en sectores rurales.

Finalmente, aun en el sector transporte, un mayor uso de los ferrocarriles y del transporte urbano eléctrico tendría algún efecto sustitutivo (y ecológico) beneficiario.

RECURSOS POTENCIALES Y POSIBILIDADES DE DESARROLLO

En este trabajo pondremos especial atención en los aspectos relacionados con la oferta de energía. Esto no significa que los factores relacionados con la demanda no sean también muy importantes. Sin embargo, en el caso chileno, este aspecto del problema está en gran medida superado. El gobierno ha establecido una política de libertad de precios, paridad con precios de importación y competencia en aquellos sectores en que ésta puede operar. En cuanto a aquellos otros que por ser monopolios naturales requieren regulación estatal, principalmente las tarifas eléctricas, éstas, a partir de

noviembre de 1980, son determinadas en base a criterios económicos y técnicos no discrecionales (p. ej. costo marginal para la generación y estándares internacionales de eficiencia para la distribución). Como resultado de esta política de precios realistas, los consumidores actuales y potenciales de energía están recibiendo oportunamente las señales adecuadas para hacer sus determinaciones de inversión. El efecto, como ya se señalara a nivel agregado, ha sido una baja interesante de 1 a 0,88 en la relación de crecimiento energético versus crecimiento económico. Sin embargo, aunque esta relación continúe bajando, seguirá siendo válido para Chile y el resto del mundo que el desarrollo económico no podrá materializarse si los suministros de energía no se incrementan significativamente. Dados los altos y esperados precios actuales de los suministros externos y la vulnerabilidad de los mismos a todo tipo de accidentes políticos, es de la mayor importancia examinar la posibilidad de desarrollar oportunamente aquellos recursos domésticos que potencialmente puedan ser ofrecidos a precios competitivos con los importados, y que en conjunto puedan satisfacer las necesidades del país a un costo social mínimo.

PETROLEO

El desarrollo del petróleo es, sin duda, el que debiera tener máxima prioridad. Se trata del producto energético más valioso, más fácilmente transable y más fácilmente utilizable, dada la infraestructura existente de transporte, distribución y consumo. En otras palabras, *el mejor sustituto*

del petróleo (importado) es el petróleo (doméstico).

En Chile, hasta 1977, la exploración, producción y refinación del petróleo han sido monopolio estatal. La única zona del país en que se ha encontrado y desarrollado petróleo en forma comercial es la del distrito de Springhill, en Magallanes. En años recientes, la exploración se ha extendido al área de costa afuera sobre el estrecho. Con estas obras, la producción de petróleo debiera aumentar de 1.2 millones de metros cúbicos en 1979 al doble en 1982, para enseguida declinar lentamente, posiblemente al nivel de 2 millones de metros cúbicos en 1990. En total, las reservas probadas son de aproximadamente 35 millones de metros cúbicos, o sea, equivalentes a unos 15 años de producción al nivel esperado para 1982.

En todo caso, los niveles de producción mencionados sólo serán suficientes para satisfacer menos de la mitad de las necesidades de la década del 80; el porcentaje dependerá en gran parte del crecimiento del consumo, el cual es difícil de predecir a la luz del comportamiento reciente de la demanda que, posiblemente por efecto de los altos precios, ha aumentado bastante menos de lo que era dable esperar en vista del crecimiento del parque automotriz y del desarrollo económico general del país.

El área de Springhill, la única intensivamente explorada hasta ahora, es sólo una pequeña parte del área potencialmente productora de petróleo. En efecto, la superficie total de Springhill es de unos 15 mil kilómetros cuadrados, de los cuales sólo se explota la parte de 10 mil kilómetros cuadrados

donde se encuentran los yacimientos de menos de 3 kilómetros de profundidad. En esa zona se han hecho más de cuatrocientos sondeos de exploración.

En cambio, en 100 mil kilómetros cuadrados de plataforma continental del Pacífico, entre Valparaíso y Cabo de Hornos, sólo se han hecho seis sondeos por ENAP y un séptimo, por ARCO (frente a Chiloé). ENAP, a través de exploraciones geofísicas, ha identificado en la plataforma continental numerosas cuencas, donde se justificaría hacer sondeos. Las inversiones necesarias son cuantiosas; cada sondeo en estas zonas costaría aproximadamente cinco millones de dólares y puede ser necesario hacer decenas de sondeos antes de lograr éxito (en Noruega se hicieron sobre treinta antes de lograr un descubrimiento comercial, y en Brasil las compañías extranjeras ya han hecho más de esa cantidad en los últimos tres años, sin resultados favorables).

En 1977 y 1978, el gobierno firmó dos contratos con firmas extranjeras para la exploración de dos áreas de gran extensión en la parte sur de la plataforma.

1. Contrato ARCO - *Arenada Hess*, entre los paralelos 40° 55' (bahía San Pedro) y 47° 56' (al sur del golfo de Penas). Tiene 780 kilómetros de largo y 89.400 kilómetros cuadrados de área.
2. Contrato *Phillips - ARCO - Arenada Hess*, entre los paralelos 51° 21,5' (norte de la boca del estrecho de Magallanes) hasta 57° 6',

con un área de 117.000 kilómetros cuadrados.

Estas áreas incluyen zonas extensas con profundidades mayores de doscientos metros de agua que no son propiamente parte de la plataforma, sino que del *slope* continental, cuya explotación se estima será posible en el futuro.

Las principales modalidades de los contratos, ya firmados, son las siguientes:

- 1) Plazo: cinco años de exploración; treinta de explotación.
- 2) Gastos/Compromisos:
 - a) años 1 y 2 : US\$ 1.000.000
 - b) años 3 y 4 : US\$ 5.000.000
 - c) año 5 : US\$ 5.000.000
 - d) Opción a terminar el contrato al final de los primeros dos años. Si en él se decide entrar al segundo período (años 3 y 4), deberá comenzar la perforación de un sondaje exploratorio.
El exceso de gastos en un período es reconocido para el cumplimiento del período contractual siguiente.
- 3) Abandono: 50% al final de cinco años, obligatorio.
- 4) Puede recibir libremente y retener en el extranjero las utilidades originadas por contratos de petróleo.
- 5) Compensación del contratante (llamada retribución) al contado y/o en especies:
 - a) $83\frac{1}{3}\%$ de los primeros 100.000 barriles / día de hidrocarburos líquidos
 - b) 80% de 100.000 a 150.000

- c) 75% de 150.000 a 400.000, y
- d) 65% sobre 400.000.

Puede conservar parte para consumo nacional.

El valor se basa en Saudi Light, FOB, Ras Tanura S.A., ajustado por calidad, gravedad y flete a San Sebastián, Brasil.

- 6) Impuestos a la renta fijados esencialmente en un 50%.

La modalidad usada es, en principio, atractiva para el capital privado, porque le permite dosificar la inversión de acuerdo a los resultados que vaya obteniendo en las diversas etapas del proceso de exploración. Asimismo, la repartición de los beneficios, en caso de descubrimiento, puede dar una rentabilidad aceptable en esta industria (del orden de 15 a 25% real).

Más recientemente, el gobierno ha anunciado su intención de intensificar la exploración en la plataforma continental, entre las zonas de Valparaíso y Puerto Montt. Un programa de diez a doce sondajes, con un costo de alrededor de 50 millones de dólares, sería iniciado por ENAP a comienzos de 1981; mientras, se invitaría a otras empresas nacionales y extranjeras a explorar en otros *bloques* de la misma zona, no reservada para ENAP.

Es de esperar que esta apertura se materialice efectivamente. Chile es, tal vez, el único país importador de petróleo que ha mantenido partes significativas de su territorio prácticamente cerrado a la exploración privada. Argentina y Brasil, entre otros, abandonaron hace ya varios años esa política, con notables beneficios para sus programas energéticos gracias a modali-

dades contractuales innovativas que permitan atraer los capitales de riesgo necesarios y, al mismo tiempo, asegurar un pago equitativo por los recursos descubiertos. Ultimamente, han hecho lo mismo hasta los países de tendencia más socialista, como China, la India y Rumania. Todos esos países tienen empresas estatales con capacidades tecnológicas comparables o superiores a las de ENAP; sin embargo, han resuelto invitar otros inversionistas, debido al alto costo y riesgo de exploración y la mucho mayor urgencia que los nuevos precios del petróleo, y la incertidumbre de su suministro, han dado al logro de una mayor autosuficiencia.

ELECTRICIDAD

La electricidad es una de las formas más convenientes de suministrar energía en las sociedades modernas. Por ese motivo, el coeficiente de electrificación, definido como la proporción de la energía final que se consume en forma eléctrica, aumenta en forma continua con el ingreso per cápita de los países. Por lo mismo, el crecimiento del consumo eléctrico es más rápido, frecuentemente 1.5 veces el promedio del crecimiento energético.

La energía eléctrica puede ser producida a partir de casi todas las fuentes de energía primaria, siendo las más usuales la hidráulica y las plantas a vapor basadas en el carbón, el petróleo combustible y la energía nuclear. En sistemas pequeños, las fuentes más usadas de energía eléctrica son las centrales diesel.

La combinación más económica de centrales eléctricas, para servir una demanda dada, depende de la dimen-

sión y variación horaria o estacional de esta demanda, así como del costo de las diversas fuentes posibles de generación. Por este motivo, cada sistema eléctrico requiere de una planificación cuidadosa de su expansión. Sin embargo, en general se puede decir lo siguiente para las condiciones actuales y futuras.

- * En sistemas aislados pequeños (menos de 30 mil Kw), compiten principalmente las centrales diesel e hidráulicas (si hubiese recursos a distancias razonables).
- * En sistemas medianos (hasta 5 millones de Kw), compiten las centrales a carbón y las hidráulicas.
- * En grandes sistemas (sobre 5 millones de Kw), se agregan a las anteriores las centrales nucleares, que no se construyen en unidades de menos de 500 a 600 mil Kw.

Por razones de seguridad de servicio no es conveniente que una unidad generadora represente más del 10% del total de la demanda, ni en general que un sistema hidráulico carezca de un porcentaje de instalaciones térmicas para períodos extraordinariamente secos.

En el pasado, cuando los precios del petróleo y del gas eran mucho más bajos, centrales de este tipo eran también competitivas, pero éste ya no es el caso. Sin embargo, centrales a petróleo ya construidas se mantienen en operación mientras sus costos variables sean inferiores a los costos totales en plantas nuevas, o aun si no lo son mientras se hacen las inversiones necesarias para reemplazarlas.

En Chile, las características de la demanda y de los recursos disponibles para servirla obligan a distinguir tres grandes regiones:

- (1) Zona norte, correspondiente a las Regiones I-II, con una población equivalente, aproximadamente, al 5% del país. Actualmente, esta zona está dividida en varios subsistemas aislados entre sí, con un importante porcentaje (82%) de plantas de autoprodutores (CO-DELCO, SOQUIMICH, etc.) y con una generación predominante (95%) a petróleo. Como se discute más abajo, existen planes para integrar los actuales consumos, mediante líneas de interconexión, con el objeto de reemplazar la generación a petróleo por una a carbón.
- (2) Zona interconectada, desde Chañaral hasta la isla de Chiloé. Este sistema sirve a más del 93% de la población del país. En él predominan las empresas de servicio público (ENDESA y CHILECTRA) y las plantas hidroeléctricas. Hay una importante proporción de plantas térmicas, casi todas a carbón.
En 1978, la producción hidráulica representó un 79% del total, y este porcentaje deberá aumentar en el futuro, ya que no se proyecta poner en funcionamiento nuevas plantas térmicas en el sistema durante los próximos diez años.
- (3) Zona austral. Esta zona, que representa alrededor del 2,5% de la población del país, está atendida por numerosas centrales de muy pequeña potencia y aisladas entre sí. Excepto en la zona del estre-

cho, donde la mayor parte de la generación es a gas proveniente de los yacimientos de ENAP; en el resto de la región es diesel e hidráulica.

Posibilidades de desarrollo

Dadas las características específicas de las tres grandes zonas indicadas en la sección anterior, es conveniente discutir esta materia por zonas.

Zona norte

Los recursos energéticos conocidos y comercialmente explotables en esta zona son mínimos. Los únicos dignos de considerarse en el corto y mediano plazo son los geotérmicos, de los cuales sólo el yacimiento de *El Tatío* ha sido razonablemente explorado. El gobierno ha anunciado su intención de entregar todos los antecedentes disponibles sobre este yacimiento a los interesados y llamar a una licitación del mismo durante 1981.

La necesidad más urgente en la zona norte es la de sustituir la generación a petróleo por carbón. En octubre de 1980, la Comisión Nacional de Energía (C.N.E.) publicó un estudio titulado *Factibilidad del Desarrollo de un Sistema Eléctrico Interconectado en el Norte Grande*.

Las principales conclusiones de ese estudio son:

1. Es más económico interconectar los actuales sistemas aislados: Tarapacá (de ENDESA, COBRECHUQUI, SOQUIMICH) y Antofagasta (de ENDESA), que continuar desarrollándolos por separado.

2. Esta interconexión permitirá reemplazar la actual generación a petróleo (96% del total) por generación a carbón. Esta se concentraría en:
 - a) La actual Planta Tocopilla de COBRECHUQUI, cuyas unidades N^os 10, 11 y 12, con una capacidad total de 150 mil Kw, aproximadamente, se modificarían para quemar carbón, y
 - b) Una nueva central, ubicada en algún punto de la costa (p. ej., Cobija, Patillos, etc.). Esta central debería entrar en funcionamiento entre 1985-87, con una capacidad inicial del orden de 75 a 100 Mw. Esta capacidad se duplicaría tan pronto como se agregaran a los actuales consumos uno o más desarrollos mineros de importancia (p. ej., Quebrada Blanca, El Abra, Cerro Colorado, etc.).
3. La conversión de petróleo a carbón permitirá sustituir 7.500 barriles/día (7.5% del consumo nacional de petróleo) por alrededor de 1 millón de toneladas anuales de carbón, tipo Magallanes.

Zona interconectada

Esta zona, que como se ha dicho sirve más del 93% de la población, produce aproximadamente el 82% del total de la energía eléctrica del país.

La región se caracteriza por una gran abundancia de recursos hidráulicos, el 97.5% del total del país si se incluyen los recursos de Aisén, que son potencialmente interconectables

(el 60.5% si se les excluye). A la fecha, sólo se explota el 8% de estos recursos, si bien el grado de aprovechamiento es mayor en las zonas próximas a los grandes mercados de Santiago-Valparaíso y Concepción (15 a 20%), comparado con menos de 3% de Lautaro al sur.

Los estudios realizados señalan que, a lo menos durante los próximos diez años, no resulta necesario agregar más centrales térmicas al sistema, de modo que todas las nuevas plantas sean hidráulicas. Las principales, actualmente en construcción y proyectadas por ENDESA, son las de Antuco, Colbún-Machicura, Pehuenche y Neltume, todas las cuales son de más de 400 mil Kw y con costos de alrededor de 600 millones de dólares por central. Las centrales indicadas deberán entrar en servicio en los años 1981, 1985, 1987-88 y 1990, respectivamente.

La magnitud de estas inversiones, así como aquéllas que deben hacerse en los sistemas de transmisión y distribución, ha llevado al gobierno a buscar medios de interesar al sector privado.

Con el objeto de atraer estas inversiones al área de la generación eléctrica, se ha establecido un sistema *transparente* de tarifas, que permitirá a productores privados vender su energía a precios válidos para todos (incluso ENDESA), en los principales *nudos* del sistema troncal de transmisión.

Para hacer lo mismo en el área de la *distribución* (que representa aproximadamente el 30% de la inversión y el 50% del costo de la energía

eléctrica), el gobierno ha dado instrucciones a ENDESA y CHILECTRA de crear empresas filiales de distribución, las que eventualmente serían licitadas. En esta forma, el Estado recuperaría las inversiones ya realizadas y traspasaría al sector privado la tarea de realizar las que se requieran en el futuro (aproximadamente, éstas se duplican cada 7 - 10 años).

Zona austral

Las necesidades de servicio público de esta región son muy pequeñas. La región tiene, sin embargo, grandes recursos hidráulicos (p. ej., Baker) en la actualidad totalmente inexplorados. Se debería estudiar la posibilidad de utilizar parte de estos recursos en industrias electro-metalúrgicas (p. ej., Alumina).

CARBON

En Chile, como en el resto del mundo, el carbón está destinado a recobrar una gran parte de la importancia que tuvo antes de la era del petróleo. El carbón, como combustible sólido, puede reemplazar al petróleo combustible en la producción de electricidad en plantas termoeléctricas y en calderas y hornos industriales. Para reemplazarlo en transporte, el carbón debe ser convertido en gasolina y diesel sintético. La tecnología existe, pero los costos de estas instalaciones son muy elevados y aún no se puede asegurar que sean o que serán competitivos con el precio del petróleo, antes de fines de la década del 80.

Producción y Consumo

En años recientes, la producción y consumo del carbón ha evolucionado en la siguiente forma:

(Miles ton.; 7.000 Kcal/Kg)

Año	Prod.	Cons.	Import.
1960	1.553	1.954	406
1965	1.823	1.822	164
1970	1.560	1.930	272
1975	1.461	1.295	184
1980 (estim.)	1.222	2.260	916

Las características probables del mercado nacional para 1985 y 1990 son las siguientes:

(Miles ton.; 7.000 Kcal/Kg)

Año	Consumo	Prod. Minas Existentes	Déficit
1985	2.600	1.200	1.400
1990	3.000	1.000	2.000

El aumento del consumo se debe fundamentalmente a la conversión de las plantas térmicas de la zona norte, incluido CHUQUI, de petróleo a carbón. A esto se agregan los crecimientos de los consumos de las principales industrias (cemento, azúcar, etc.).

El déficit deberá ser cubierto mediante incrementos de producción nacional y/o importaciones. La proporción en que esto ocurra dependerá de los precios relativos del carbón nacional e importado.

Recursos de carbón. Posibilidades de desarrollo

Los recursos de carbón chileno se concentran en tres zonas principales:

- 1) Concepción, Arauco
- 2) Valdivia, Chiloé
- 3) Magallanes.

La única zona productora actual es la primera, donde se encuentran las minas estatales de Lota, Schwager,

Colico Sur, Lebu y Trongol. El gobierno trató de vender o arrendar Schwaiger en 1980, pero sin encontrar interesados.

Actualmente, la CORFO realiza una campaña de sondeos al sur de Lebu para comprobar la existencia de un mínimo de 60 millones de toneladas de carbón. Completada esta campaña, la zona sería ofrecida en licitación, posiblemente en el segundo semestre de 1981.

Las reservas potenciales conocidas en la zona Valdivia-Chiloé son relativamente menores y no se prestan para operaciones mineras de envergadura.

La zona carbonífera de mayor interés, a mediano y largo plazo, es la de Magallanes, donde hay tres subregiones interesantes: Puerto Natales, península de Brunswick e isla Riesco. Los carbones de Magallanes son subbituminosos, de poco poder calorífico (4.200 a 4.500 Kcal/Kg), alto contenido de ceniza y humedad. Por otro lado, los yacimientos son explotables a costos mucho menores que los de Arauco-Concepción, por tener mantos de mayor espesor y prestarse, al menos en parte, a una explotación de tajo abierto. La C.N.E. y la CORFO han llevado a cabo un intenso programa de exploración en la península de Brunswick (Mina de Peckett), y más recientemente se ha iniciado otra en isla Riesco.

El desarrollo de la minería de Magallanes está subordinado a que se instalen en el país plantas termoeléctricas que puedan quemar un carbón con esas características. La primera instalación de este tipo ha sido

ya ordenada por CODELCO, como unidad N° 12 de su Central de Tocopilla. Existe, además, la posibilidad de usar parcialmente estos carbones, mezclados con otros de mejor calidad, en la Planta de Ventas de CHILECTRA.

En base a lo anterior, la C.N.E. y la CORFO han llamado a licitación para el desarrollo de la Mina de Peckett en la península de Brunswick, seno de Otway, a unos 40 kilómetros de Punta Arenas. Esta mina tendría reservas probadas suficientes para producir alrededor de dos millones de toneladas por año. Los resultados de esta licitación deberían conocerse a mediados de 1981.

GAS NATURAL

Producción y consumo

Aunque Chile tiene recursos probados de gas que doblan en contenido energético a los del petróleo, el uso de este recurso hasta ahora ha sido muy limitado.

El gas natural consiste en una mezcla de hidrocarburos gaseosos *criogénicos*, que sólo se pueden licuar a muy bajas temperaturas (metano y etano), y otros que son líquidos (gasolinas *naturales*) o fáciles de mantener líquidos a temperaturas y presiones próximas a las ambientales (butano y propano, el llamado *gas licuado*).

Más del 90% del gas natural consiste en metano. En Chile, esta fracción del gas sólo se utiliza en las inmediaciones de los yacimientos —principalmente en las ciudades de Punta Arenas y Puerto Natales— donde se

consume una pequeña cantidad del orden de 150 millones de metros cúbicos por año. Durante algunos años también se exportaron a la Argentina alrededor de 500 millones de metros cúbicos anuales, pero estas ventas terminaron en 1979, luego de la construcción de un gasoducto argentino entre Tierra del Fuego y el continente. Estas cifras deben compararse con la cantidad eventual de metano que se podría vender, por ejemplo, a través del proyecto Gas de Chile, que es de aproximadamente 3.500 millones de metros cúbicos por año.

El aprovechamiento actual más importante del gas natural es la extracción del gas licuado y las gasolinas naturales ($\sim 5\%$ del total) en las dos plantas ENAP de Cullén (Tierra del Fuego) y Posesión. La producción anual de gas licuado es del orden de 500 mil metros cúbicos, y parte de ella se exporta a Argentina, Brasil y Estados Unidos. El gas tratado en estas plantas es de unos 4.600 millones de metros cúbicos y la mayor parte, hasta ahora, debe ser reinyectado.

Recursos y estrategias de desarrollo

Los recursos nacionales probados de gas se encuentran en Magallanes y ascienden a 80 mil millones de metros cúbicos, que valorizados a 2,50 dólares por millón de BTU (precio aproximado de venta a Gas de Chile en Magallanes) representan una riqueza potencial del orden de 7.500 millones de dólares.

Se estima que en la zona de Magallanes será posible ubicar reservas

adicionales del orden de otros 100 mil millones de metros cúbicos.

Además, los estudios geofísicos y sondajes ya realizados en la zona central —costa afuera entre Valparaíso y Puerto Montt— han permitido localizar numerosas cuencas sedimentarias de tipo *gasífero*, cuya exploración en 1981, con participación estatal y privada, podrá llevar al descubrimiento de nuevos yacimientos comercialmente explotables.

ENAP y otros organismos han estado estudiando por muchos años una variedad de proyectos para aumentar la utilización del gas, particularmente el metano. Estos proyectos son principalmente de dos tipos: aquéllos en que el metano es una fuente de energía y aquéllos en que es materia prima para la industria. En general, desde el punto de vista del país, lo más conveniente es hacer aquellas inversiones que luego de producir una rentabilidad aceptable (p. ej., 10% real), permitan pagar por el gas, en la boca del pozo, el más alto precio posible. Este es un objetivo fácil de plantear, pero difícil de asegurar, debido a la inestabilidad e incertidumbre prevaleciente en materia de mercados y/o precios de los productos involucrados. Esta situación, de hecho obliga a que los contratos de compra de gas al productor (ENAP en Chile) tengan cláusulas que relacionen su precio con los del producto final; en otras palabras, que permitan traspasar los riesgos a quien mejor pueda resistirlos, otorgándole como compensación el derecho a una parte importante de los mayores beneficios que se obtengan en situaciones favorables de precio.

El único mercado significativo fácilmente accesible al gas de Magallanes, y el que en teoría admite un precio neto en pozo más elevado, por requerir sólo inversiones marginales a las ya hechas, es el argentino. Desgraciadamente para Chile, el país vecino cuenta con abundantes recursos propios y no necesita ahora ni en el futuro previsible hacer importaciones. Por el contrario, tiene excedentes que está estudiando vender a Uruguay y Brasil.

El mercado nacional, ubicado principalmente en la zona de Valparaíso a Concepción, no es accesible sino a través del sistema de gaseoductos argentinos o por mar. En este último caso, se requiere construir plantas de licuefacción y usar barcos criogénicos para el transporte. Esta alternativa es claramente más costosa que la primera.

En estos momentos, sin embargo, la principal objeción a la idea de traer gas de Magallanes a la zona central, por cualquiera de las vías señaladas, resulta de la posibilidad de que se encuentre gas en un futuro próximo en la costa de esta región, el que, naturalmente, resultaría más económico.

Si estas exploraciones fracasaran deberán analizarse en detalle las alternativas indicadas más arriba, en el contexto de la situación económica y política de ese momento (alrededor de 1982 al 83). La decisión se verá afectada principalmente por dos factores: económicamente, por la existencia o no de un proyecto de gas natural licuado (GNL) de exportación que reduciría el costo de las instalaciones para uso doméstico; políticamente, por el

estado de las relaciones con el país vecino (perspectivas de continuada y creciente cooperación económica).

Existen otras formas potenciales de usar el gas de Magallanes en el país, a través de su conversión a combustible líquido de transporte. En estos momentos existen dos tecnologías (*Mobil* y *Sasol*) para producir gasolina a partir de gas natural. *Sasol* puede, además, producir diesel. También está bien establecida la tecnología para la producción de metanol, combustible que eventualmente se puede usar en vez de cualquier producto de petróleo (limpio o sucio). Ninguna de estas tecnologías se encuentra suficientemente avanzada o generalizada como para contemplar su utilización inmediata; sin embargo, es necesario seguir sus desarrollos, ya que pueden ser aplicables en un futuro no lejano.

Los problemas arriba señalados, para la utilización del gas metano en el mercado chileno, han llevado a ENAP a buscar una salida en los mercados de exportación. En estos mercados (dejando de lado Argentina) sólo cabe la exportación en forma de GNL —metano líquido— o en forma de productos químicos, entre los cuales los más importantes en el mercado mundial son la amonio-urea y el metanol.

ENAP ha tratado de interesar a inversionistas en proyectos de todas las áreas indicadas, sin que hasta ahora se haya logrado materializar ninguno de ellos. En cualquier caso, por los volúmenes de gas involucrados, el proyecto de mayor interés es el de GNL, que requiere alrededor de 10 millones de m³/día comparados con aproxima-

damente a 1.5 para una planta de amonio-urea o de metanol. Muy recientemente, ENAP confirmó que concentraría sus esfuerzos en tratar de implementar el proyecto de Gas de Chile, y sólo si éste fracasara (lo que se sabría a mediados de 1981) se invitarían propuestas para otros proyectos.

BIOMASA

Antecedentes generales del uso de la biomasa como material energético

El término biomasa es usado para describir, en el sentido más amplio, toda el área del cultivo de plantas, manojos de residuos vegetales y orgánicos en general, para ser empleados como combustibles, directamente o como materia prima, para la fabricación de éstos o de hidrocarburos con propósitos químicos.

La idea de usar biomasa como materia prima para producir combustibles no es nueva. La madera fue durante mucho tiempo un recurso energético importante en el mundo entero, y lo es todavía hoy en muchos países. La principal diferencia entre la tecnología antigua y los conceptos actuales, reside en que hoy en día se aplican metodologías más avanzadas y mejores procesos en la producción de combustibles orgánicos y químicos, con lo cual se logra un mayor aprovechamiento de éstos. No obstante, la combustión directa de cierto tipo de biomasa y desperdicios para generar calor, vapor o energía eléctrica, es importante y continuará siéndolo cada vez más.

Se estima que desde el punto de vista energético, cinco o seis toneladas de biomasa equivalen a un metro cúbico de petróleo, cifra que aplicada a la producción anual total de biomasa significa más de veinte mil millones de metros cúbicos de petróleo equivalentes, siendo el consumo mundial de petróleo para el año 1980, aproximadamente, de tres mil millones de metros cúbicos.

De lo anterior se desprende que cualquier nueva tecnología que permitiese la conversión de esta biomasa en productos energéticos, fácilmente transportables, provocaría un alivio en la crisis energética.

Entre las razones que hacen recomendable el uso de la biomasa y los desechos como recursos energéticos, se destacan los siguientes:

- * A diferencia de los combustibles fósiles, como el petróleo, carbón, gas natural y turba, la biomasa es renovable.
- * Los costos de los combustibles de biomasa son, en gran medida, independientes de los precios de los combustibles fósiles.
- * No se requiere de alta tecnología para hacer funcionar sistemas energéticos a base de combustibles de biomasa.

Restringiendo el análisis a la biomasa forestal, ésta representa el 50% del total de la biomasa producida en el mundo.

En los últimos años ha sido revisada la idea de usar madera como combustible, y es así cómo, tanto en países desarrollados como en aquéllos en vías de desarrollo, se ha mejorado la fabricación de artefactos de calefacción, sistemas de agua caliente, cocinas y otros, introduciéndosele claras mejoras técnicas y, en algunos casos, sistemas híbridos que permiten el uso de leña en combinación con petróleo o gas natural. Como resultado de lo anterior, las ventas de este tipo de artefactos se han incrementado fuertemente en países como E.E.U.U., Canadá, Finlandia, Inglaterra, Francia y otros.

Los esfuerzos de los países productores de papel y celulosa están dirigidos a que la industria de la madera y sus derivados sea autosuficiente, desde el punto de vista energético, antes de que termine la década. Hoy en día, en los países en que esta industria ha logrado un mayor aprovechamiento de sus desechos de biomasa, se usa entre un 30 y un 40% de ellos para producir parte de la energía que la industria requiere, y en aquellos países que están a la cabeza del proceso, la industria de la madera y sus derivados debe recurrir a los combustibles fósiles o a la energía hidráulica para obtener el 55% de la electricidad que requieren.

Situación actual y perspectivas de uso de la biomasa en Chile

De acuerdo a estadísticas oficiales, la madera representa aproximada-

mente un 13% de la energía total consumida en el país, pero si consideramos su utilización en forma industrial, su participación está entre el 0.4 y 0.5% del total nacional.

Si conceptuamos un programa destinado a lograr la autosuficiencia energética de las industrias de la madera y el papel, en base al reemplazo de los combustibles actualmente utilizados por desechos forestales, sería posible abastecer con energía de biomasa entre un 2 y un 3% del total de energía industrial que el país consume. Estas aseveraciones tienen consistencia en la medida en que existan recursos forestales utilizables con fines energéticos.

Disponibilidad de recursos forestales con fines energéticos en el país

Estudios realizados por la C.N.E. reflejan la magnitud de los recursos forestales aprovechables con fines energéticos que no están siendo utilizados o sólo en forma parcial, recursos provenientes de una explotación sistemática y racional de bosque nativos, plantaciones y matorrales.

La importancia de éstos depende obviamente de la región, siendo las regiones v a x de especial interés. En la VIII región, la disponibilidad energética anual, contenida en los desechos forestales utilizables, no es menor que el doble del consumo total de energía obtenida del petróleo y del carbón en esa región, para el mismo lapso.

El siguiente cuadro nos entrega la magnitud de estos recursos en forma regional.

DISPONIBILIDAD VOLUMETRICA Y ENERGETICA ANUAL POR TIPO DE BOSQUE

REGION	TIPO DE BOSQUE						TOTAL		%	
	NATIVO		PLANTACIONES		MATORRALES		Volumen	Energia	Volumen	Energia
	Volumen	Energia	Volumen	Energia	Volumen	Energia				
V	-- --	-- --	302,9	2.044,0	29,2	282,0	332,1	2.325	5,1	5,0
R.M.	-- --	-- --	27,0	183,0	39,2	381,0	66,2	564	1,0	1,2
VI	0,5	4,0	118,0	798,0	65,9	639,0	184,4	1.441	2,8	3,1
VII	10,0	83,0	971,5	6.556,0	62,2	603,0	1.043,7	7.242	16,1	15,4
VIII	28,9	246,0	2.876,6	19.405,0	153,2	1.484,0	3.058,7	21.135	47,1	45,0
IX	81,6	690,0	560,5	3.782,0	108,7	1.052,0	750,8	5.524	11,6	11,8
X	893,6	7.552,0	150,4	1.016,0	18,2	175,0	1.062,2	8.742	16,3	18,6
Total	1.014,6	8.576,0	5.006,9	33.782,0	476,6	4.615,0	6.498,1	46.973	100,0	100,0
%	15,6	18,3	77,1	71,9	7,3	9,8	100,0	100		

Volumen en miles de m³

Energia en 10⁹ BTU.

CONCLUSIONES

Chile —como el mundo— tiene soluciones para la crisis energética, pero éstas no son fáciles ni en general de bajo costo. A nivel de demanda, implican señales de precio realistas para que productores y consumidores hagan decisiones económicamente correctas de inversión. A nivel de recursos, Chile cuenta con:

1. Un potencial petrolífero probablemente modesto a escala mundial, pero significativo a escala nacional. Este potencial está aún en gran medida inexplorado por falta de recursos técnicos y financieros, adecuados a los programas que hoy resulta urgente implementar.

2. Un potencial de gas ya identificado en Magallanes, importante, pero aún inexplorado por su inconveniente ubicación respecto del mercado nacional y extranjero. Un potencial adicional por ser explorado y eventualmente utilizado frente a las costas de la zona central.

3. Un potencial carbonífero de poca envergadura y alto costo en la zona central. Otro de gran envergadura y costos más bajos en Magallanes, pero de baja calidad y ubicado a considerable distancia de los mercados

extranjeros. Sin embargo, puede ser competitivo con el carbón importado. Más hacia el futuro este recurso podría ser valioso como fuente de petróleo sintético, y no es de extrañar, por eso, que haya interés externo por estos yacimientos.

4. Un potencial hidráulico valiosísimo y suficiente para atender la mayor parte de las necesidades de electrificación del país en la zona central, por varias décadas.

5. Un potencial interesante en forma de energía geotérmica, biomasa y radiación solar, que puede hacer contribuciones marginales, pero valiosas, en situaciones más bien puntuales (p. ej., industria de la madera, celulosa, agua caliente residencial, electrificación).

En resumen, salvo en el caso de los desarrollos hidroeléctricos, el problema energético chileno envuelve inversiones con riesgos técnicos y comerciales considerables. Es en estas situaciones donde resulta particularmente recomendable tratar de interesar al capital privado chileno y extranjero en la asunción de los riesgos señalados, estableciendo reglas de juego claras y estables que permitan minimizar las inevitables consideraciones de tipo político.