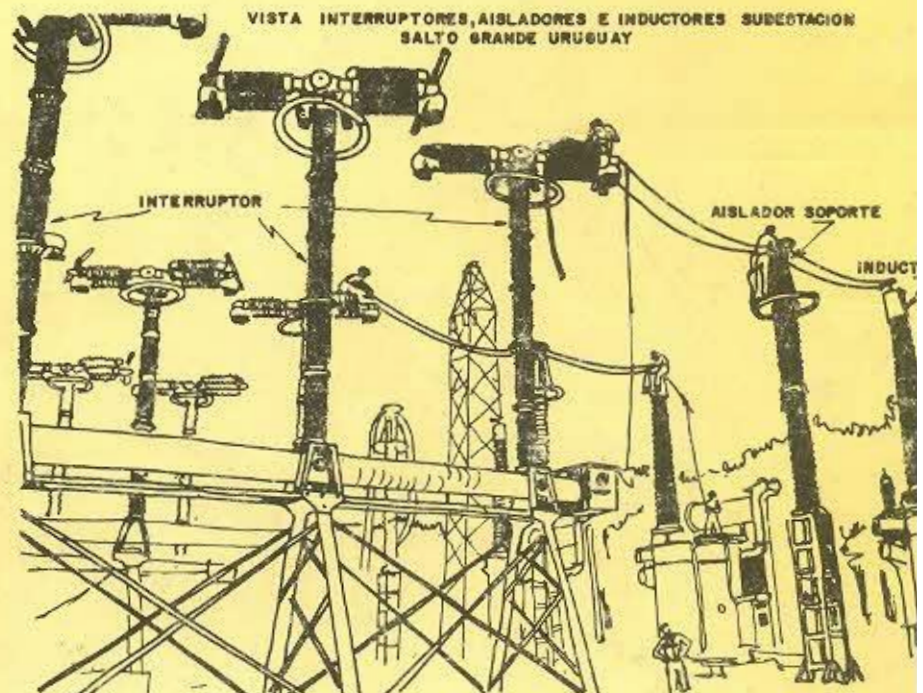
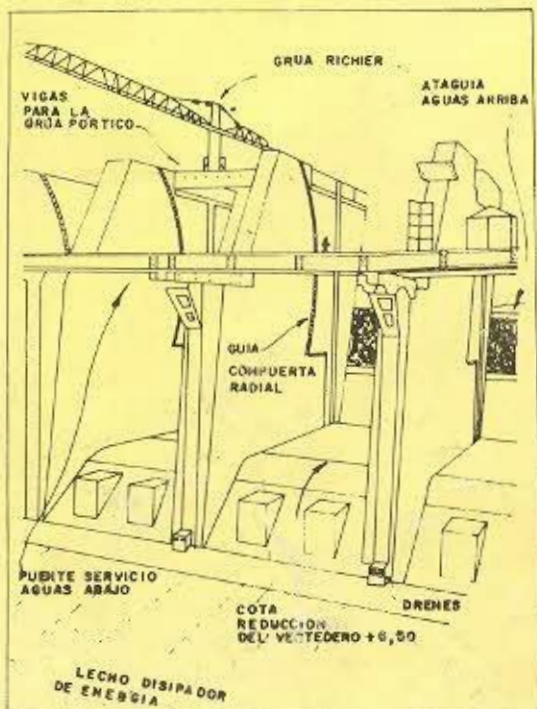
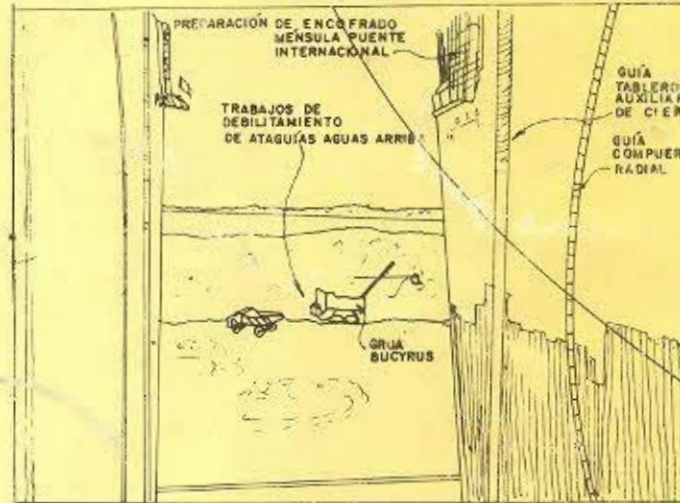
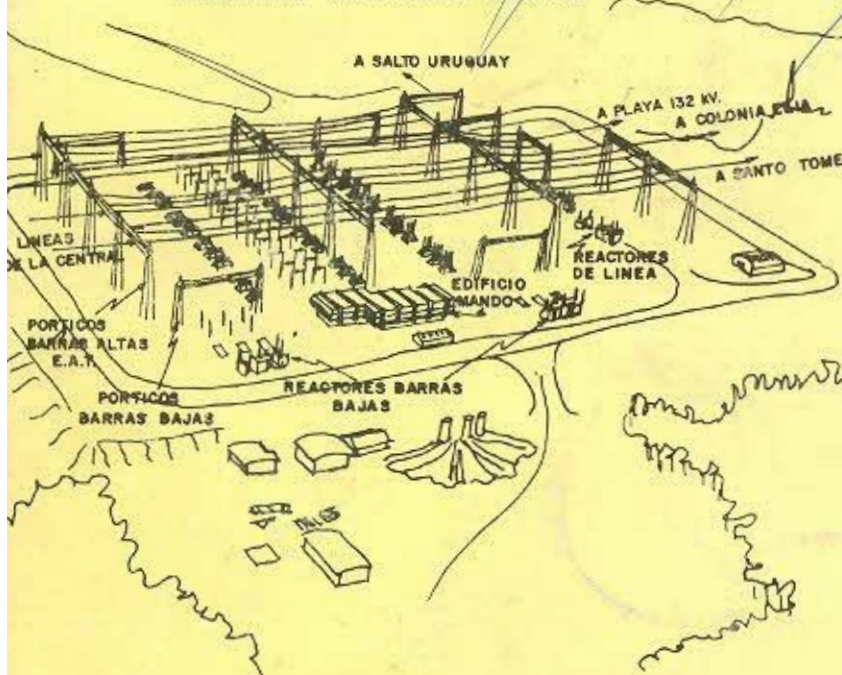


SUBESTACION SALTO GRANDE ARGENTINA



CAPITULO III

Analisis del Sistema Energetico

1978-2000

REPUBLICA DE VENEZUELA
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

DOCUMENTO RECTOR
DE LA
POLITICA ENERGETICA VENEZOLANA

CARACAS, FEBRERO DE 1979

El análisis prospectivo del sistema energético se ha realizado sobre la base de las estimaciones de la oferta y la demanda futura de las distintas fuentes energéticas preparadas por las empresas y organismos del sector. En consecuencia las mismas representan el criterio con que fueron hechas a la luz de las expectativas aisladas de cada uno de ellos. Por tal motivo, al consolidar las estimaciones parciales de demanda y oferta, se aprecian ciertas contradicciones e inconsistencias que nos indican la conveniencia de profundizar en el análisis iniciado, con una efectiva comunicación entre los entes responsables de los diferentes subsectores energéticos y bajo la coordinación del Ministerio de Energía y Minas. Este nuevo enfoque global de la evolución futura del sistema energético deberá partir de las informaciones contenidas en los Balances Energéticos, teniendo en cuenta el futuro desenvolvimiento de la economía del país y los recursos energéticos existentes, con el propósito de que cada uno de ellos sea empleado donde su rendimiento sea mayor y menos sustituible.

En todo caso, la confrontación entre la oferta y la demanda, sujetos a la realización de los planes y proyectos presentados, y a que se cumplan las tendencias señaladas, definen un marco de comportamiento dentro del cual se está planificando el desarrollo del sistema energético hasta el año 2000. Ello ha hecho posible detectar algunos factores críticos que exigen la aplicación de correctivos apropiados a fin de concertar y armonizar a largo plazo, los planes y programas subsectoriales y garantizar el suministro de energéticos demandados por la economía

nacional dentro de criterios de conservación y mejor uso de nuestros recursos energéticos. Entre los factores críticos es de mencionar el desequilibrio entre la estructura de las reservas y la estructura de producción de energía. (Gráfico I).

A. RECURSOS ENERGETICOS.

Los estudios realizados hasta la fecha sobre los recursos energéticos nacionales, su cuantificación y ubicación no son lo suficientemente exhaustivos. La precisión con la cual se dan las cifras varía grandemente de una fuente energética a otra y de una región del país a otra. (Cuadro No. 17). Este hecho se debe primordialmente a la confianza que se ha tenido en la existencia probada y potencial de grandes acumulaciones petrolíferas.

La información que a continuación se presenta corresponde tanto a las reservas probadas, es decir, conocidas con un alto grado de precisión, como a las estimaciones sobre los recursos energéticos adicionales del país, cuya validez varía para cada una de las fuentes y depende del avance de la exploración y de la importancia conferida a cada una de ellas.

A.1. Petróleo.

En cuanto a reservas probadas de petróleo, se tiene que de los 18 mil millones de barriles (MMMB), el 56 o/o corresponde a crudos pesados, el 28 o/o a crudos medianos y el 16 o/o a crudos livianos. Si se consideran las reservas totales, es decir incluyendo

COMPARACION ENTRE LA ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION POR FUENTE Y LA ESTRUCTURA DE LOS RECURSOS ENERGETICOS

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION POR FUENTES.

ESTRUCTURA DE LOS RECURSOS ENERGETICOS

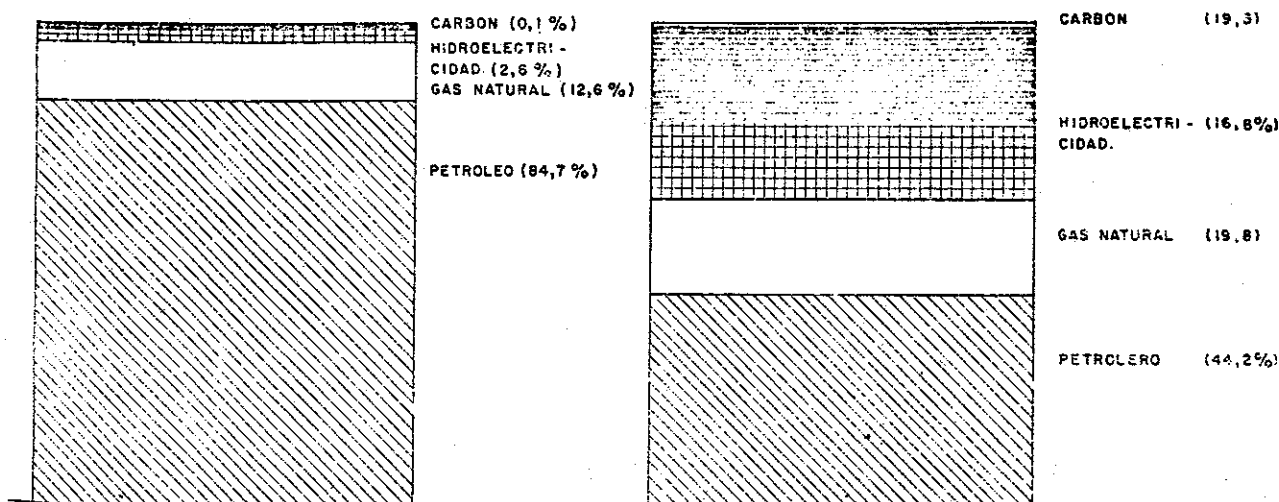
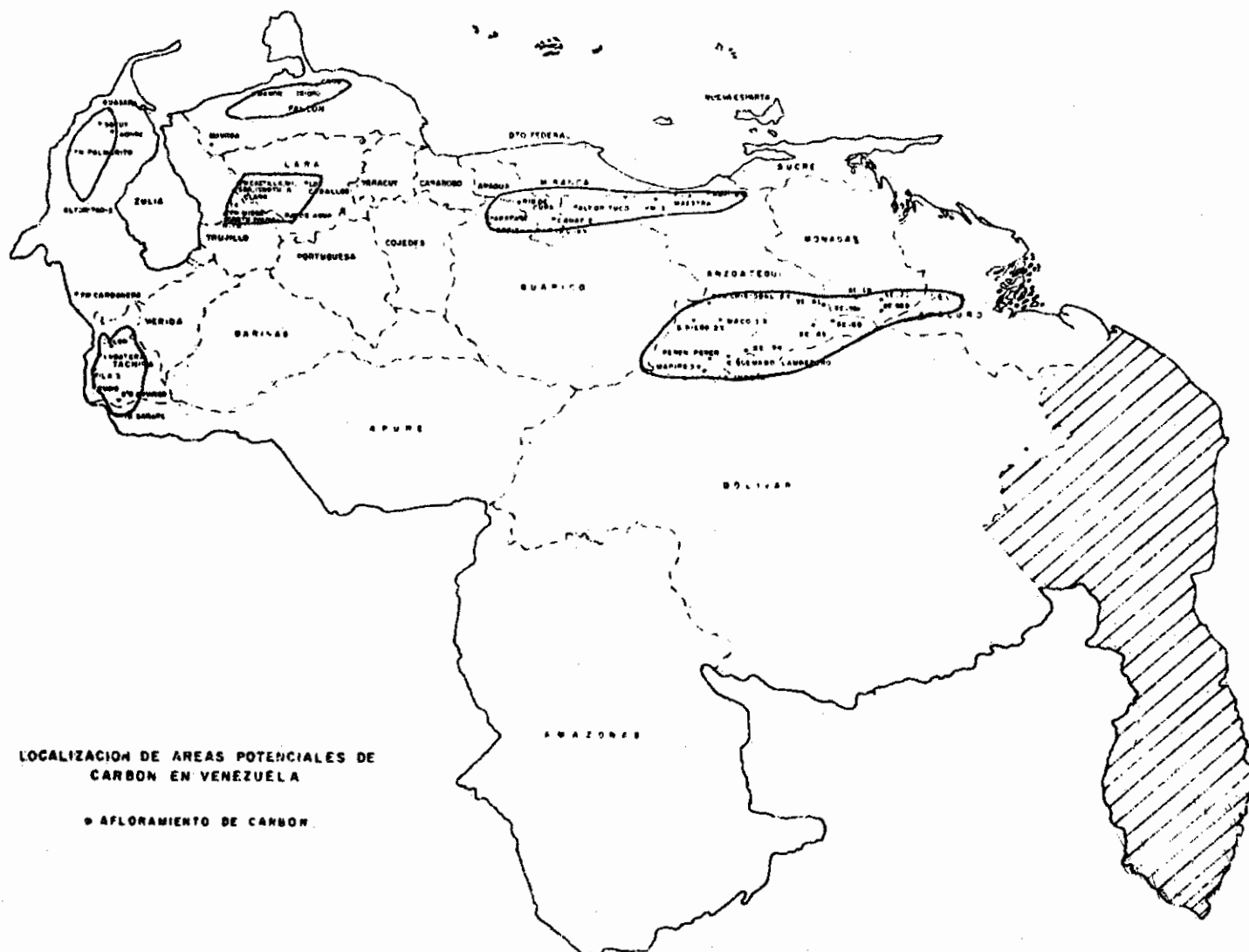


GRAFICO N° 1
35



probadas, semiprobadas y no probadas en las áreas determinadas y adyacentes, la situación no varía fundamentalmente, ya que de los 33 MMBB estimados, el 56 o/o corresponde a petróleo pesado. Lo mismo podría afirmarse sobre el potencial de las nuevas áreas donde se destacan los volúmenes de petróleo pesado y extrapesado, existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual constituye una de las acumulaciones de hidrocarburos más grandes del mundo. Si bien sus límites y condiciones geológicas no están hasta la fecha suficientemente evaluados, la Faja representa, en función de los recursos existentes, la posibilidad más cierta de incorporar a mediano y largo plazo, nuevos flujos de petróleo al potencial de producción nacional. Las estimaciones que se han hecho acerca de petróleo originalmente en sitio, varían entre 700 MMBB y 2000 MMBB. Si bien la acumulación es cuantiosa, independientemente del valor que se tome, las limitaciones existentes para su explotación se sitúan a nivel de la tecnología requerida, la cual no se encuentra completamente desarrollada.

A.2. Gas Natural.

La casi totalidad de las reservas probadas de gas natural conocidas se encuentran asociadas a las reservas de petróleo, tal como puede apreciarse en las cifras para 1977:

	10 ⁹ MC	10 ⁹ PC
Gas asociado	1143	40359
Gas libre	42	1483
Total	1185	41842

El 52 o/o de las reservas de gas están asociadas con las reservas de petróleos livianos, los cuales constituyen un 20 o/o de las reservas probadas de petróleo. Este hecho, plantea la posibilidad de que a fin de satisfacer la demanda de gas se acelere el agotamiento de dichas reservas.

El 31 o/o de las reservas de gas se encuentran en el Oriente del país asociadas con las reservas de petróleo liviano que constituyen el 5 o/o del total de las reservas de este tipo de crudo.

En cuanto a los recursos de gas natural en las áreas potenciales, estos se estiman en alrededor de 63560 x 10⁹ PC (1800 x 10⁹ MC), cifra que indica la importancia de dichos recursos en relación a los volúmenes hasta ahora evaluados.

A.3. Carbón.

Pese a que en los últimos años se han realizado algunos esfuerzos para determinar la cuantía de los recursos carboníferos del país, no existe aún un conocimiento suficiente sobre el volumen de ellos, lo cual se explica por el bajo desarrollo que hasta la fecha ha tenido la industria carbonífera nacional. Las

áreas en las cuales se ha realizado un mayor esfuerzo exploratorio son: la Región Nor-Oriental, los Andes y el Estado Zulia. Las reservas probadas de carbón en esas áreas totalizan 179 millones de toneladas métricas (MMTM) equivalentes a aproximadamente mil millones de barriles equivalentes de petróleo (MMMBEP). La información de los recursos potenciales fue aportada por el Mapa Índice de Carbones de Venezuela elaborado durante 1978 (Gráfico II). De las cifras presentadas en el Cuadro 1, se desprende que Venezuela tiene cuantiosos recursos carboníferos, cuyas características, ubicación y calidades se desconocen en su inmensa mayoría. La cifra que ha sido tentativamente estimada asciende a 569 MMMBEP.

A.4. Recursos Hidráulicos.

No existe un estudio detallado y sistemático que permita cuantificar con precisión, la totalidad de nuestro potencial hidroeléctrico. Existen dos estudios realizados con diez años de diferencia, uno a escala regional y el otro a escala nacional, que permiten cuantificar con cierta precisión el potencial hidroeléctrico. Estas cifras han sido revisadas y se puede afirmar que el potencial hidráulico nacional aprovechable para la generación de electricidad, alcanza aproximadamente a 36.000 megavatios (MW), de los cuales la mayor parte se encuentra en el río Caroní (Gráfico III). Esta cifra equivale a 11 MMMBEP, cuantificada según la cantidad de petróleo que se necesitaría para generar durante 30 años una cantidad de electricidad equivalente al potencial hidráulico. Del potencial aprovechable para la generación de electricidad señalado, 15000 MW aproximadamente corresponden a los recursos plenamente identificados, en su mayor parte ya explotados o con proyectos en fase de construcción. Se estima en 10.000 MW el potencial reconocido pero sin evaluar y en 11.000 MW el potencial por reconocer.

A.5. Minerales Radioactivos.

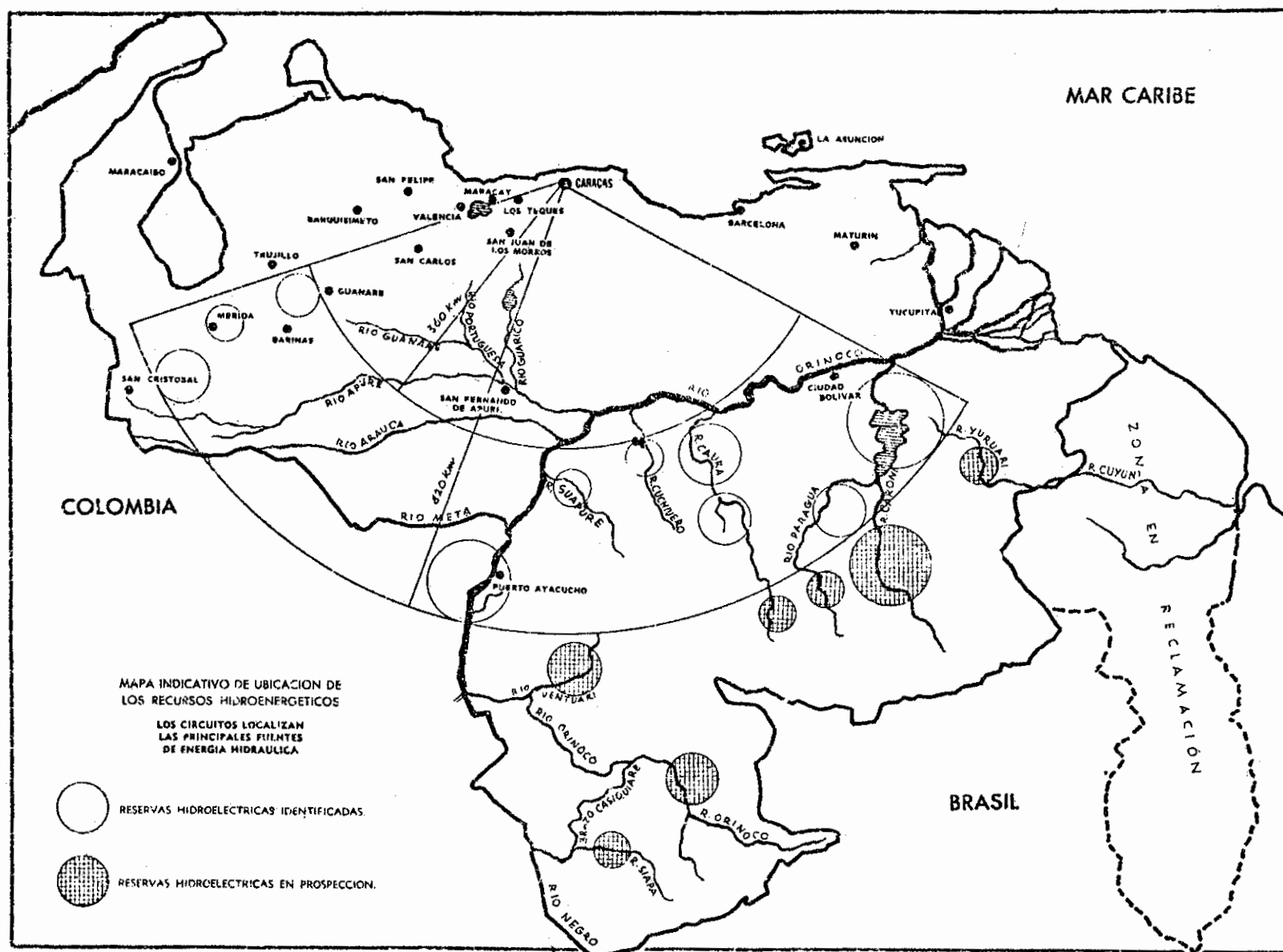
Los trabajos de prospección hasta ahora realizados no han llegado a cuantificar volúmenes comerciales de minerales radioactivos en el territorio nacional; pero si han indicado áreas donde se evidencia la presencia o concentración de estos minerales en ambientes geológicos favorables (Gráfico IV).

A.6. Otras Fuentes de Energía.

Venezuela presenta condiciones naturales muy propicias para la incorporación de nuevas fuentes de energía (solar, eólica - geotérmica, biomasa) a la oferta nacional, las cuales en general, estarán orientadas a la satisfacción de necesidades específicas locales.

A.6.1. Geotérmica.

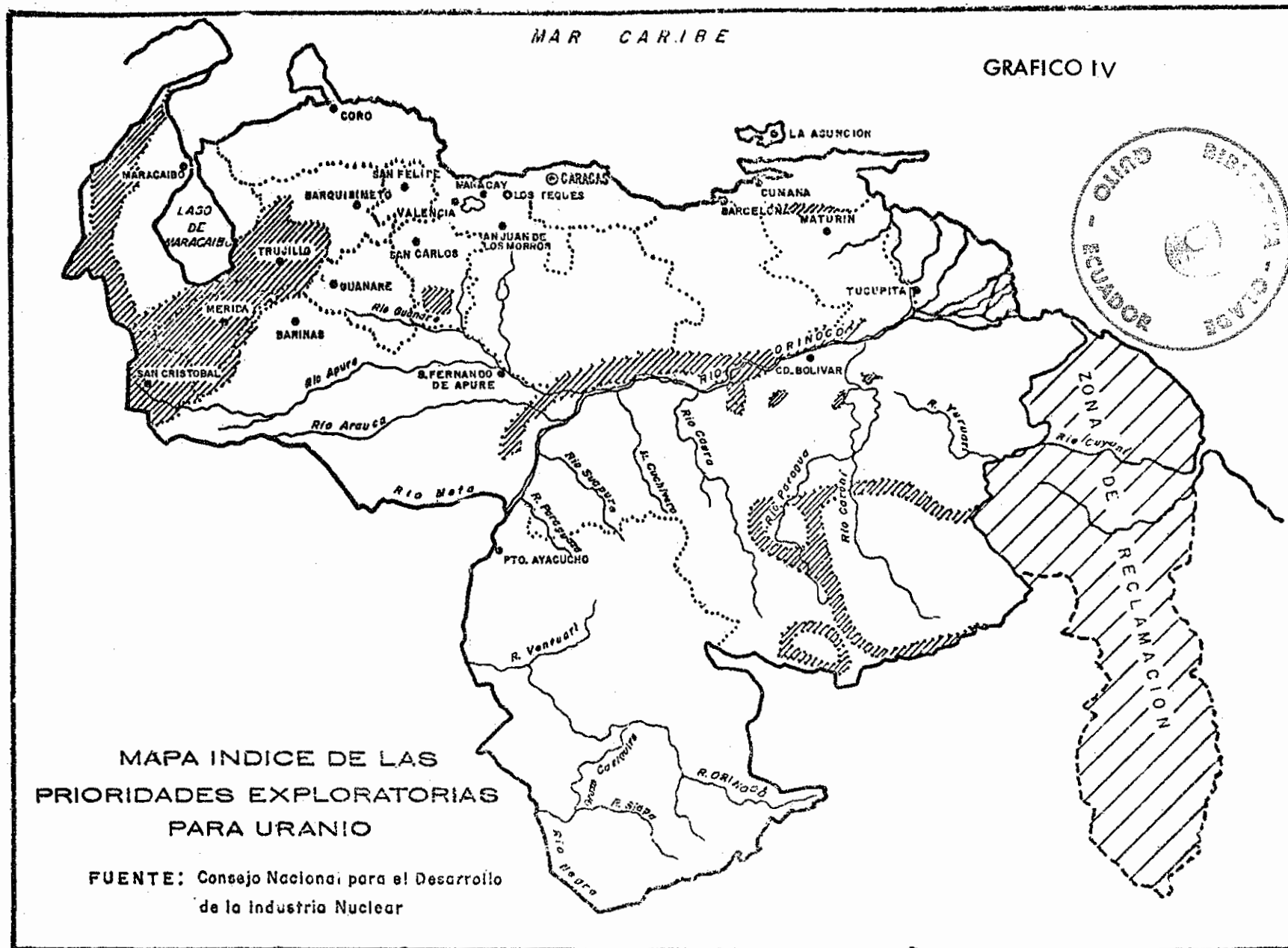
Se conocen alrededor de 60 manifestaciones

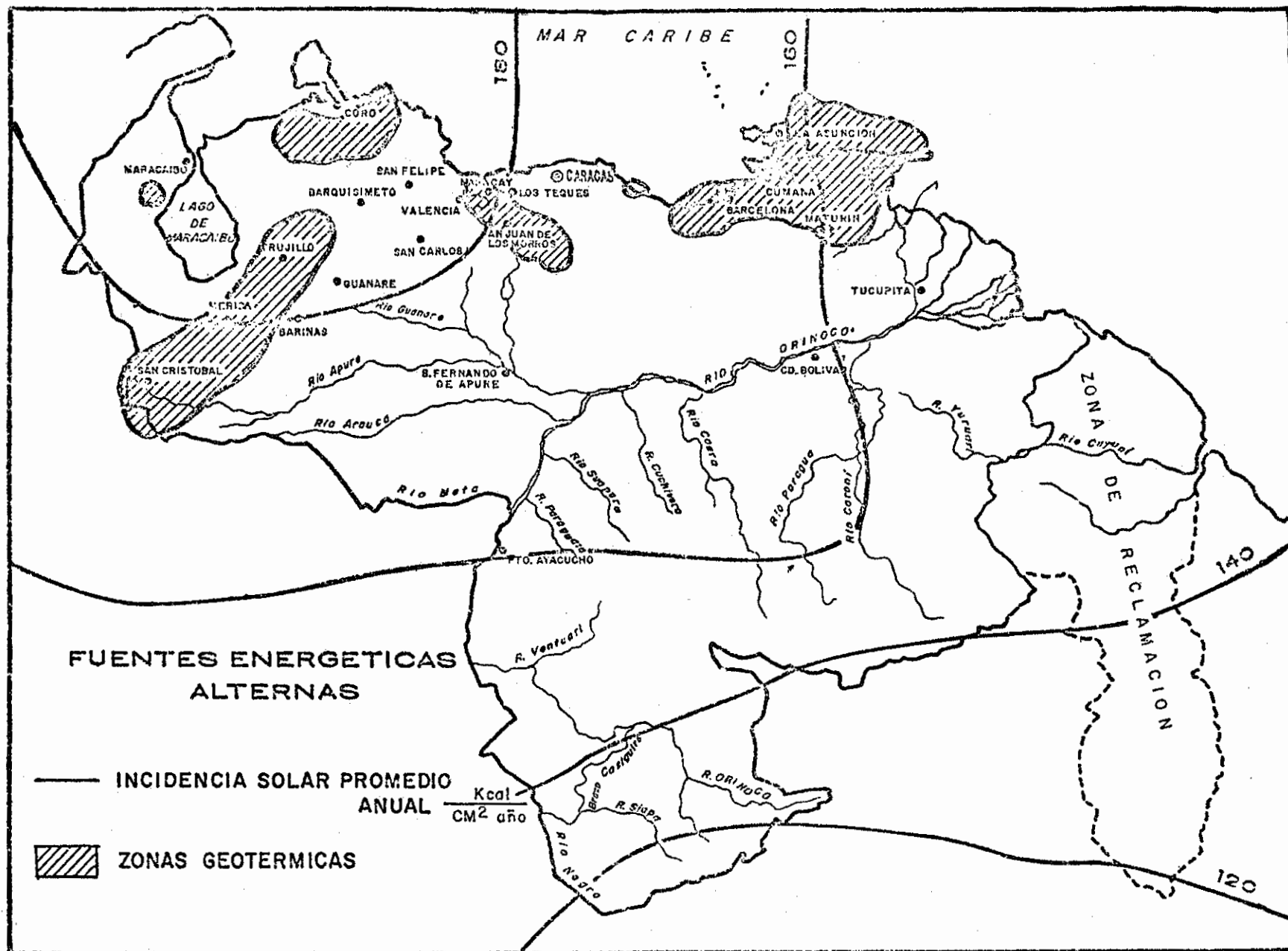


A.6.2. Solar.

MAPA INDICE DE LAS
PRIORIDADES EXPLORATORIAS
PARA URANIO

FUENTE: Consejo Nacional para el Desarrollo
de la Industria Nuclear





(Gráfico V).

A.6.3. Eólica.

Las zonas donde el viento se presenta con mayor velocidad y regularidad se encuentran en el mar y a lo largo de las costas, lo que permite afirmar que Venezuela tiene en dichas áreas un potencial apreciable que pudiera permitir la incorporación de la energía eólica en sus programas de desarrollo. A lo largo de las costas y en las islas nacionales, el viento sopla con una velocidad promedio de 20 KM/h, mientras el límite económico para el aprovechamiento de este recurso se establece internacionalmente en 15 KM/h.

B. OFERTA DE FUENTES ENERGETICAS.

La existencia de abundantes y variados recursos energéticos en el país indica que no existen dificultades, en este sentido, para satisfacer la creciente demanda de energía. El problema se plantea a nivel de la disponibilidad de los recursos técnicos, financieros y humanos necesarios para su explotación, así como en el establecimiento de un plan energético nacional que propicie el desarrollo armónico de las distintas fuentes.

A continuación se presentan las previsiones de la oferta de las distintas fuentes conforme a los planes y programas existentes.

B.1. Petróleo.

A raíz de los aumentos de precio del petróleo ocurridos en 1973 y 1974, se decidió reducir a 2.200.000 barriles diarios la producción petrolera, en el marco de la política conservacionista del Estado.

Un elemento importante para conocer la disponibilidad de petróleo en el futuro es el mantenimiento de una relación adecuada entre las reservas probadas y la producción. Dado que de acuerdo con la política del Ministerio de Energía y Minas, este valor se ha fijado en quince (15) años, la relación para 1977 de 17 años, es satisfactoria. El problema se presenta cuando se hace el mismo análisis para los diferentes tipos de crudo. En efecto, los crudos livianos y medianos que constituyen el 44 o/o de las reservas, representan el 70 o/o de la producción actual de petróleo del país, cuando los crudos pesados deberían tener una mayor participación; sin embargo, es de observar que los petróleos pesados, que hasta hace poco representaban el 26 o/o del total de las exportaciones, en 1977 representaron el 34 o/o de ellas.

Debido a la declinación prevista del potencial de producción de las áreas determinadas, el cual se reducirá de los 2.600 MBD en 1976 a solamente 1.000 MBD en el año 2000, para mantener el nivel

de producción establecida de 2,2 MMBD será necesario desarrollar de aquí al año 2000, un potencial adicional de 1,8 MMBD, del cual una buena parte vendrá del desarrollo de los recursos de la Faja Petrolífera del Orinoco y de la Plataforma Continental.

Para enfrentar esta situación y mantener el nivel de producción de 2.2 MMBD se hace necesario:

- a) Aumentar el factor de recuperación a través de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en los yacimientos de crudos livianos y medianos.
- b) Incrementar la exploración en áreas potenciales de petróleos livianos y medianos.
- c) Desarrollar procesos que permitan el mejoramiento de los crudos pesados para su comercialización.

B.1.1. Derivados del Petróleo.

Las empresas operadoras de Petróleos de Venezuela llevan a cabo directamente actividades de refinación de petróleo, para abastecer la demanda interna y externa de derivados del petróleo. En la actualidad existen en el país 12 plantas con una capacidad de refinación de aproximadamente 1.500.000 barriles diarios, correspondiente a las siguientes refinerías: Amuay (Falcón), Caripito (Monagas), Punta Cardón (Falcón), San Lorenzo (Zulia), El Palito (Carabobo), El Chaure (Anzoátegui), El Toreño (Barinas), Vengref (Anzoátegui), San Roque (Anzoátegui), Morón (Carabobo), Bajo Grande (Zulia) y Tucupita (Delta Amacuro). Durante el año 1977, el volumen de petróleo procesado por las refinerías nacionales alcanzó a un promedio de 970 mil barriles diarios (MBD). El 56,2 o/o de los productos obtenidos correspondió a combustible pesado, el 22,1 o/o a gasolinas y naftas, el 14,1 o/o a diesel y gasoleo y el resto a otros productos.

La oferta futura de derivados del petróleo se estima en base al nivel de refinación requerido para suplir la demanda interna de gasolinas y naftas. Para los años 1978-1981, este nivel se prevé sea del orden de 1180 MBD. A partir de 1982, como consecuencia de la puesta en operación de las modificaciones de los patrones de refinación en algunas refinerías el volumen de derivados se estima en 1.100 MBD.

B.2. Gas Natural.

Durante 1977 la producción bruta de gas natural del país, fue de 3.629 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales el 53 o/o fue devuelto a los yacimientos de hidrocarburos y el 39,5 o/o fue efectivamente utilizado en la propia industria petrolera y por los consumidores finales.

Las previsiones elaboradas por el Ministerio de Energía y Minas para el período 1978-1987, suponiendo una declinación promedio de la producción de petróleo convencional de aproximadamente 2,66 o/o interanual y la incorporación de petróleo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco hasta completar 2,2 MMBD, prevén que la oferta global de gas alcanzará a 3.436 MMPCD, es decir, 97,3 millones de metros cúbicos por día (MMMCD), lo cual significa que la oferta se mantendrá al mismo nivel de 1977. Se ha considerado para realizar esta previsión que la relación gas-petróleo aumentará de 1.622 pies cúbicos por barril (PC/B) en 1977 a 2.068 PC/B en 1987 y que el volumen de gas inyectado se mantendrá constante en 20 MMMCA. A partir de 1987 también se ha considerado que la oferta neta permanecerá constante.

B.2.1. Productos de Gas Natural.

Para el 31-12-1977 existían en el país plantas de procesamiento de gas natural con una capacidad efectiva de 2104 MMPCD (59,6 MMMCD), en los cuales se trataron, durante 1977, 1398, 1 MMPCD (39,6 MMMCD). La producción de hidrocarburos líquidos (propano, butano, gasolina natural) alcanzó en 1977 a 151,9 MMPCD (4,3 MMMCD) siendo exportados 104,9 MMPCD (2,97 MMMCD) y al mercado interno 45,9 MMPCD (1,3 MMMCD). En cuanto a la oferta futura de productos del gas natural se ha estimado que ésta se mantendrá en los niveles actuales hasta 1982, fecha en la cual se estima entrarán en operación nuevas plantas de tratamiento que incrementarán en un 25 o/o los volúmenes de gas transformado en productos.

B.3. Carbón.

Entre 1974 y 1977, la producción nacional de carbón pasó de 57.000 toneladas métricas (MTM) a 113 MTM, lo cual representa un incremento interanual promedio de 27 o/o.

Esta situación va a sufrir en los próximos años modificaciones importantes, al ejecutarse los planes de desarrollo carbonífero programados para la utilización de los carbones de Guasare y Naricual. La importancia de estos planes radica, además de los volúmenes de producción que se alcanzarán, los cuales rebasan las actuales cifras de producción del país, en la utilización que tendrán estos carbones. En efecto, en relación al proyecto carbonífero de Guasare, la mayor parte de la producción estará destinada a la generación de electricidad y el resto estará dirigido a la producción de coque para la planta siderúrgica del Zulia. En cuanto a los planes elaborados para la explotación de las minas de Naricual, estos contemplan la producción de coque siderúrgico y la utilización de los residuos de la coquificación para la producción de electricidad.

Para estimar la oferta futura de carbón se con-

sideró en este Documento la producción prevista en el Complejo Carbonífero del Zulia, la producción de las minas del Estado Táchira, que se supone se mantendrá en los niveles actuales de 60 mil toneladas métricas por año (MTMA) y la producción prevista de las minas de Naricual (600 MTMA) a partir de 1984 (Cuadro No. 18).

B.4. Electricidad.

La capacidad instalada de generación de electricidad pasó de 1.354 megavatios (MW) en 1960 a 5.191 MW en 1977. Por su parte, la participación de la hidroelectricidad aumentó considerablemente al elevarse de 1.8 o/o hasta 43.7 o/o durante el período, como consecuencia del aprovechamiento hidroeléctrico del Caroní.

En cuanto a los planes de expansión del sistema eléctrico a mediano y largo plazo, en el Cuadro No. 19 se presenta la oferta según el programa de equipamiento eléctrico, el cual prevé que para fines de siglo, la capacidad total instalada será superior a los 28.000 MW, correspondiendo el 70 o/o aproximadamente a la generación de origen hidráulico.

C. DEMANDA DE ENERGIA.

En Venezuela el consumo de energía durante el período 1970-1977 ha crecido a una tasa promedio anual de 6,7 o/o pasando de 371 MBEPD a 602

OFERTA ESTIMADA DE CARBON (MILES TM)

AÑO	NARICUAL	LOBATERA	GUASARE	TOTAL
1978	30*	60	—	90
1980	30*	60	—	90
1985	600	60	2040	2700
1990	600	60	5740	6400
1995	600	60	8360	9020
2000	600	60	8360	9020

*Producción destinada a la exportación.

MBEPD durante el período. El consumo de energía per-cápita del país fue en 1977 de 15,8 BEP, superior al promedio mundial que es aproximadamente de 10 BEP/hab.

La demanda futura de energía del país se estimó consolidando las previsiones de la demanda para cada una de las fuentes energéticas. Las cifras así obtenidas se presentan en el Cuadro No. 20.

CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA

Año	Térmica (MW)	o/o	Hidráulica (MW)	o/o	Total (MW)
1978	3659	59,8	2460	40,2	6119
1985	6837	41,6	9610	58,4	16447
1990	6814	31,0	15180	69,0	21994
1995	8264	30,2	19401	69,8	27665

C.1. Petróleo.

La demanda interna de petróleo se refiere a los requerimientos de refinerías del país, cuyos productos son destinados al mercado interno y a la exportación. El mercado interno comprende tres sectores a saber: "Industria y Uso Doméstico", "Entrega a Naves" y la "Industria Petrolera". En lo que respecta al consumo de la industria petrolera, el mismo se ha estimado constante, tomando en cuenta que su producción en el futuro, se mantendrá a los niveles actuales. Sin embargo, es de observar que como la incorporación de los petróleos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco implicarán un mayor consumo de energía por unidad de producto en relación a los petróleos convencionales, se ha supuesto que este consumo adicional será satisfecho a partir de la utilización de los propios combustibles obtenidos en dicha área.

DEMANDA GLOBAL DE ENERGIA (M B D P E)

Consumo Interno	1977	1978	1980	1985	1990	1995	2000
Derivados							
Petróleo	247	279	318	467	597	761	972
Gas Natural	281	333	374	433	484	560	685
Carbón	5	8	12	85	116	140	144
Hidroelectricidad	68	63	69	216	370	509	684
TOTAL:	601	683	773	1201	1567	1970	2485

(1) Estimados.

C.1.1. Derivados del Petróleo.

El consumo de derivados de petróleo en el país, excluyendo entrega a naves, pasó de 148 MBD en 1970 a 246 MBD en 1977. En este último año 26 MBD fueron consumidos por la industria petrolera.

La estructura del consumo de derivados en Venezuela está básicamente orientada hacia las gasolinas, las cuales representaron en 1977 el 60 o/o del total de derivados consumidos por el sector "Industria y Uso Doméstico". La demanda de gasolina se ha duplicado en los últimos años presentando una tasa de crecimiento interanual del 9,3 o/o; sin embargo, su participación porcentual no se ha alterado fundamentalmente. En cambio, el octanaje promedio del total de gasolina que alimenta el parque automotor ha sufrido modificaciones, al operarse una sustitución de gasolina de bajo octanaje (74-76 Oct) con tasas de crecimiento promedio de 17,9 o/o y 11,6 o/o respectivamente. Así, para 1977 el 9 o/o del total de gasolina correspondió a la de bajo octanaje, el 66 o/o a la media y el 25 o/o restante a la alta.

En cuanto al consumo de gasolina por tipo de vehículo es de destacar que más del 40 o/o del total de gasolina consumida en el país se utiliza en vehículos comerciales de carga y pasajeros, mientras que el resto se dirige hacia los automóviles particulares. La participación de los vehículos comerciales en el parque total es sólo del 16,5 o/o; sin embargo este tipo de vehículos tiene una utilización intensiva y presenta bajos rendimientos en el uso del combustible.

La demanda futura del mercado interno de productos derivados del petróleo (excluyendo las entregas a naves) para el período 1978-1985, suponiendo que durante ese período la tasa promedio de crecimiento del consumo se mantendrá igual al 8 o/o interanual, se estima alcanzará a 467 MBD en 1985, y considerando que de aquí en adelante se incrementará a una tasa promedio de 5 o/o interanual, se estima alcanzará a 467 MBD en 1985, y considerando que de aquí en adelante se incrementará a una tasa promedio de 5 o/o interanual, pasará a 972 MBD en el año 2000; cantidad esta equivalente al 44 o/o de la actual producción petrolera del país (Cuadro No. 21).

DEMANDA DE DERIVADOS DE PETROLEO (M B E P D)

Año	Industria y Uso Doméstico	Industria Petrolera	Total Consumo Interno (1)
1980	290	28	318
1985	439	28	467
1990	569	28	597
1995	733	28	761
2000	944	28	972

(1) No Incluye "entrega a naves"

Las cifras antes señaladas indican que el abastecimiento del mercado interno no puede ser considerado una actividad secundaria de la industria petrolera nacional y que por lo tanto la estructura de la producción de derivados o patrón de refinación deberá adoptarse a esta situación.

C.2. Gas Natural.

La demanda de gas natural, excluyendo el gas devuelto a los yacimientos de hidrocarburos, aumentó durante el período 1970-1977 a una tasa de 6,2 o/o interanual pasando de 955 MMPCD en 1970 a 1.435 MMPCD en 1977, de los cuales el 44 o/o fue consumido por la industria petrolera, el 13 o/o fue transformado en productos en las plantas de gas y el 43 o/o sirvió para abastecer la demanda de los sectores industrial, residencial y comercial.

Las previsiones elaboradas sobre el consumo de gas presentadas en el Cuadro No. 22, contemplan un crecimiento promedio de 3,3 o/o interanual, lo cual luce bastante moderado en relación al incremento ocurrido en los años 1970-1977. Dichas previsiones han sido elaboradas en base a las estimaciones realizadas hasta 1987 por la División de Conservación del Ministerio de Energía y Minas, y a partir de esa fecha, fueron extendidas en base a información adicional suministrada por otras dependencias. En general, las estimaciones no contemplan la incorporación de nuevas plantas de tratamiento de gas distintas a las previstas para entrar en operación en 1982. Por otra parte, se ha considerado constante el consumo de gas como combustible de la industria petrolera. No se consideran nuevos proyectos siderúrgicos, aparte de las ampliaciones de SIDOR, utilizando gas natural. En lo que respecta a las previsiones sobre el consumo futuro por parte de la industria manufacturera

ra y el sector comercial y residencial para el período 1979-2000 se consideró un incremento interanual promedio de 9 o/o. En relación al consumo por parte de la industria petroquímica, las previsiones elaboradas por la División de Conservación se revisaron tomando en cuenta que no se prevén nuevos proyectos petroquímicos antes de 1985. Por último, el consumo de gas por parte de la industria eléctrica fue estimado en base a la demanda futura de electricidad y a la participación prevista de la generación de electricidad a partir de gas natural, durante el período de 1978-2000.

La estructura de la demanda de acuerdo a estas previsiones, se modificará considerablemente en relación a la actual. Así encontramos que la participación relativa del gas usado como combustible por la industria petrolera va a disminuir de 31.8 o/o en 1978 a 15.5 o/o en el año 2000. Esto sin considerar que se produzca una sustitución de gas natural por otro energético.

La participación del consumo de gas para la generación de electricidad (empresas de servicio público) disminuirá de 20.9 o/o en 1978 a 8.3 o/o en 1990 y 7.5 o/o en el año 2000. Los sectores que van a incrementar sustancialmente su participación son básicamente la industria siderúrgica, la industria manufacturera, el sector residencial, comercial y la petroquímica (a partir de 1985).

En conjunto el porcentaje de estos tres subsectores pasará de 35 o/o en 1978 a 56.3 o/o en 1990 y a 69.5 o/o en el año 2000.

C.2.1. Productos del Gas Natural.

Durante 1977, el consumo interno de produc-

CUADRO N° 22

DEMANDA DE GAS NATURAL

AÑO	(1) Ind. Pet.y Plantas de Gas.	Ind. Com y Uso Domés- tico.	Generación de Electricidad	Demanda Total.	Demanda Total.
	Millones de Metros Cúbicos				MBEPD
1978	7568	6551	3485	17604	333
1980	7568	8109	4099	19776	374
1985	8085	11691	3119	22896	433
1990	8085	14109	2666	25623	484
1995	8085	17962	2831	29640	565
2000	8085	23892	3500	36239	685

(I) No comprende reinyección de gas natural (20.000 millones de metros cúbicos anuales).

Las cifras antes señaladas indican que el abastecimiento del mercado interno no puede ser considerado una actividad secundaria de la industria petrolera nacional y que por lo tanto la estructura de la producción de derivados o patrón de refinación deberá adoptarse a esta situación.

C.2. Gas Natural.

La demanda de gas natural, excluyendo el gas devuelto a los yacimientos de hidrocarburos, aumentó durante el período 1970-1977 a una tasa de 6,2 o/o interanual pasando de 955 MMPCD en 1970 a 1.435 MMPCD en 1977, de los cuales el 44 o/o fue consumido por la industria petrolera, el 13 o/o fue transformado en productos en las plantas de gas y el 43 o/o sirvió para abastecer la demanda de los sectores industrial, residencial y comercial.

Las previsiones elaboradas sobre el consumo de gas presentadas en el Cuadro No. 22, contemplan un crecimiento promedio de 3,3 o/o interanual, lo cual luce bastante moderado en relación al incremento ocurrido en los años 1970-1977. Dichas previsiones han sido elaboradas en base a las estimaciones realizadas hasta 1987 por la División de Conservación del Ministerio de Energía y Minas, y a partir de esa fecha, fueron extendidas en base a información adicional suministrada por otras dependencias. En general, las estimaciones no contemplan la incorporación de nuevas plantas de tratamiento de gas distintas a las previstas para entrar en operación en 1982. Por otra parte, se ha considerado constante el consumo de gas como combustible de la industria petrolera. No se consideran nuevos proyectos siderúrgicos, aparte de las ampliaciones de SIDOR, utilizando gas natural. En lo que respecta a las previsiones sobre el consumo futuro por parte de la industria manufacturera

ra y el sector comercial y residencial para el período 1979-2000 se consideró un incremento interanual promedio de 9 o/o. En relación al consumo por parte de la industria petroquímica, las previsiones elaboradas por la División de Conservación se revisaron tomando en cuenta que no se prevén nuevos proyectos petroquímicos antes de 1985. Por último, el consumo de gas por parte de la industria eléctrica fue estimado en base a la demanda futura de electricidad y a la participación prevista de la generación de electricidad a partir de gas natural, durante el período de 1978-2000.

La estructura de la demanda de acuerdo a estas previsiones, se modificará considerablemente en relación a la actual. Así encontramos que la participación relativa del gas usado como combustible por la industria petrolera va a disminuir de 31.8 o/o en 1978 a 15.5 o/o en el año 2000. Esto sin considerar que se produzca una sustitución de gas natural por otro energético.

La participación del consumo de gas para la generación de electricidad (empresas de servicio público) disminuirá de 20.9 o/o en 1978 a 8.3 o/o en 1990 y 7.5 o/o en el año 2000. Los sectores que van a incrementar sustancialmente su participación son básicamente la industria siderúrgica, la industria manufacturera, el sector residencial, comercial y la petroquímica (a partir de 1985).

En conjunto el porcentaje de estos tres subsectores pasará de 35 o/o en 1978 a 56.3 o/o en 1990 y a 69.5 o/o en el año 2000.

C.2.1. Productos del Gas Natural.

Durante 1977, el consumo interno de produc-

CUADRO N° 22

DEMANDA DE GAS NATURAL

AÑO	Ind. Pet. y Plantas de Gas.	Ind. Com y Uso Domés- tico.	Generación de Electricidad	Demanda Total.	Demanda Total.
Millones de Metros Cúbicos					MBEPD
1978	7568	6551	3485	17604	333
1980	7568	8109	4099	19776	374
1985	8085	11691	3119	22896	433
1990	8085	14109	2666	25623	484
1995	8085	17962	2831	29640	565
2000	8085	23892	3500	36239	685

(1) No comprende reinyección de gas natural (20.000 millones de metros cúbicos anuales).

tos obtenidos del gas natural alcanzó a 44,9 MMPC (1,27 MMMC), es decir el 29,4 o/o del total de productos obtenidos. De este total el 44,2 o/o correspondió a gasolina natural, el 24,4 o/o a LPG, el 23,7 o/o a propano y el 7,7 o/o restante a butano. El consumo de LPG en el país en particular ha experimentado desde la década de los cincuenta un crecimiento bastante intenso y las previsiones son de que continuará aunque a tasas menos elevadas. El consumo interno futuro de propano y butano, que no representa en la actualidad sino un porcentaje muy pequeño dentro del total de los volúmenes obtenidos de esos productos en las plantas de gas, está sujeto fundamentalmente al desarrollo de la industria petroquímica.

C.3. Carbón.

Para estimar la demanda futura de carbón en Venezuela, se consideraron tanto la demanda prevista por los actuales consumidores, como los requerimientos que tendrán los nuevos desarrollos industriales en el área siderúrgica y de carboelectricidad y la que se generará como consecuencia de la aplicación de medidas que favorezcan la utilización del carbón en el país. En el Cuadro No. 23 se presenta la evolución prevista del consumo de car-

tos—horas (GWh) a 18.800 GWh en 1977, lo cual equivale a una tasa de crecimiento promedio de 8.2 o/o interanual.

Según la proyección presentada en el Trabajo Base No. 2 "La Energía Eléctrica en Venezuela", Primer Congreso Venezolano de Energía (Caracas, septiembre 1978) por la Asociación Venezolana de Ingeniería Eléctrica y Mecánica AVIEM, preparado en base a las proyecciones elaboradas por las distintas empresas de servicio público del país, la tasa interanual promedio de crecimiento del consumo de energía eléctrica para el período 1978–2000 se estima en 9.3 o/o. La demanda máxima se sitúa en 1980 en 6.325 MW, para 1990 en 14.685 MW y finalmente para el año 2000 en 27.134 MW (Cuadro No. 24).

El consumo de gas natural que hasta los últimos años se había constituido en el insumo fundamental de la generación termoeléctrica, disminuirá debido principalmente a las políticas establecidas en cuanto a su uso para este propósito. En su lugar los derivados del petróleo y el carbón aumentarán su participación, de tal manera que para 1985 la demanda de derivados alcanzará a 133 MBD. Por su parte, el carbón llegará a tener para finales de siglo una par-

CUADRO N° 23

DEMANDA DE CARBON

(1000 TM)

Año	C a r b ó n N a c i o n a l				Carbón Importado	Demanda Total.
	Siderúrgica	Electricidad	Otros	Total	Siderúrgica	Total
1978	-	-	60	60	530	590
1980	-	-	60	60	740	800
1985	1820	1200	130	3150	1320	4470
1990	2740	4000	140	6880	2120	9000
1995	3140	6300	140	9580	2810	12390
2000	3140	6300	140	9580	3410	12990

bón en el país hasta el año 2000.

C.4. Electricidad.

La demanda de electricidad ha venido creciendo en los últimos 20 años a tasas bastantes elevadas, producto del intenso proceso de urbanización e industrialización del país. Entre 1970 y 1977 el consumo nacional de electricidad pasó de 11.004 gigava-

ticipación en el consumo total de combustible para generación de electricidad similar a la del gas natural (Cuadro No. 25).

D. CONFRONTACION OFERTA—DEMANDA DE ENERGIA.

La confrontación a largo plazo entre la oferta y la demanda de energéticos determina la vinculación

OFERTA	1978	1980	1985	1990	1995	2000
Derivados del Petróleo	1.180	1.180	1.100	1.100	1.100	1.100
Gas Natural	284	284	284	284	284	284
Carbón Nacional	1	1	35	83	117	117
Carbón Importado	7	1	23	34	44	40
Hidroelectricidad (1)	63	69	216	370	509	684
Total	1.535	1.535	1.658	1.871	2.054	2.225
DEMANDA						
Derivados del Petróleo	279	318	467	597	761	972
Gas Natural	333	374	433	484	560	685
Carbón	8	12	85	116	140	144
Hidroelectricidad	63	69	216	370	509	684
Total	683	773	1.201	1.567	1.970	2.485
Excedente o						
Déficit ()	852	762	457	304	84	(260)

(1) La participación de la hidroeléctricidad en la oferta de energía eléctrica se determinó suponiendo que la estructura de la generación por tipo de planta era igual a la estructura prevista de la capacidad instalada, lo cual equivale a suponer que todas las plantas de generación operarán con un mismo factor de utilización.

entre la previsión del crecimiento del consumo y los planes subsectoriales establecidos para la oferta. Los posibles déficits o excedentes resultantes de la confrontación entre la oferta y la demanda de energía podrán ser corregidos mediante ajustes a los planes y programas subsectoriales o mediante cambios en los planes de desarrollo del país.

La confrontación por fuente entre la oferta y la demanda de energía prevista en Venezuela para el año 2000, constituye un marco valioso para la planificación del desarrollo del sistema energético del país, en la medida que dicho estudio permite detectar con suficiente antelación y con un alto grado de certidumbre los momentos para los cuales se pueden presentar situaciones de poca holgura o de déficit en la oferta de energía en relación a la demanda prevista.

DEMANDA DE COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD (MBEPD)

Año	Gas Natural	Derivados del Petróleo	Carbón	Total
1978	68	58	—	126
1980	77	131	—	208
1985	59	133	3	195
1990	50	134	13	197
1995	53	139	43	235
2000	66	189	64	319

El punto de partida de esta confrontación entre la oferta y la demanda de energía para el período 1978-2000 fueron las estimaciones realizadas de los requerimientos energéticos por fuente y la oferta prevista en base a los planes y proyectos en construcción o en fase de estudio de acuerdo a las informaciones oficiales suministradas por las diferentes empresas y organismos competentes.

Son muchas las limitaciones que un estudio como tal tiene, dado el gran número de premisas en las cuales está basado, lo que obliga a revisarlo periódicamente y proceder a realizar los ajustes pertinentes. Muchas de dichas limitaciones son en general propias a todo estudio prospectivo, entre las cuales hay que referirse a los numerosos factores que pueden retardar y modificar los proyectos de creación de nuevas capacidades de producción en el sector.

Se presentan, además, otros factores que pudiendo modificar en un sentido más profundo las previsiones realizadas, están ligados a las características de nuestro sector energético, al conocimiento limitado de nuestros principales recursos, a la falta de experiencias en la producción y utilización de ciertos recursos y finalmente a la eventual incorporación de otras fuentes energéticas al sistema energético nacional.

La introducción de otras fuentes energéticas como la energía nuclear por su contribución en términos cuantitativos constituiría un factor que alteraría la evolución prevista del sistema. Ahora bien, su incorporación también está sujeta a disponer de

una evaluación exhaustiva de los recursos correspondientes y al mejor conocimiento de las tecnologías y sus implicaciones. En relación a las fuentes energéticas nuevas como la geotermia, la energía solar, eólica y biomasa, si bien su incorporación no significaría aumentos considerables en la oferta de energía, permitiría satisfacer requerimientos energéticos locales.

D.1. Petróleo.

Los programas tendientes a mantener una producción de 2.200.000 barriles diarios plantean grandes exigencias en cuanto a recursos humanos, financieros y de tecnología. Los mismos permitirán que los hidrocarburos provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco y de las otras áreas prospectivas, en especial de la plataforma continental, satisfagan los requerimientos energéticos tanto para la exportación como para el consumo interior del país durante el período de estudio. Se estima que la producción de petróleo proveniente de la Faja y de las otras áreas prospectivas va al menos a compensar la baja de la producción prevista en las áreas tradicionales, siendo la principal incertidumbre la existencia de tecnologías capaces de procesar los petróleos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco a un costo razonable y en volúmenes significativos durante el período en consideración. Las dificultades en este sentido pueden constituir un factor de primer orden que modificará considerablemente todas las previsiones realizadas, no sólo en lo que respecta a los aspectos propiamente energéticos, sino sobre todo en cuanto a las previsiones sobre los niveles de exportación de petróleo y los ingresos de divisas al país.

D.1.1. Derivados del Petróleo.

El cuadro No. 26 que presenta la confrontación entre las estimaciones de la oferta y la demanda (excluida "entrega a naves") de derivados del petróleo, permite determinar los volúmenes de derivados disponibles para la exportación. De acuerdo a estas cifras globales la demanda interna de derivados podrá ser satisfecha a lo largo de todo el período considerado. Las previsiones que se presentan con respecto a los derivados disponibles para la exportación muestran que ellas disminuirán progresivamente hasta llegar a 128 MBD para el año 2000.

Tomando en cuenta las diferencias de precio existentes entre el mercado interno y el internacional, el aumento previsto del consumo nacional implicaría una reducción considerable de los ingresos fiscales provenientes de las exportaciones de petróleo. Si con fines ilustrativos se consideran constantes los precios en los mercados nacionales e internacionales, obtendríamos que en 1983 la Nación dejaría de percibir Bs. 7.075 millones aproximadamente.

DERIVADOS DEL PETROLEO CONFRONTACION OFERTA-DEMANDA (M B E P D)

	1978	1980	1985	1990	1995	2000
Oferta	1180	1180	1100	1100	1100	1100
Demanda	279	318	467	597	761	972
Disponible para Exportación	901	862	633	503	339	128

D.2. Gas Natural.

La política de gas anterior a 1970, condujo a un uso intensivo de éste y al rápido crecimiento del consumo. La situación en la actualidad es completamente distinta, ya que la reducción de la producción petrolera implicó una baja en la oferta de gas asociado que ha dificultado el abastecimiento de la demanda y obliga a redefinir la política de producción y uso del gas natural. En efecto, de mantenerse a los niveles actuales la producción de gas y los volúmenes devueltos a los yacimientos de hidrocarburos, la disponibilidad no será suficiente para satisfacer los aumentos de la demanda.

Si bien una reducción del consumo para generación de electricidad es previsible a mediano plazo, y por lo tanto se incrementaría su disponibilidad, el aumento esperado de la demanda por parte del resto de las actividades no podrá ser satisfecho. Bajo esta situación caracterizada por una disponibilidad limitada, el déficit esperado para los próximos años se indica en el Cuadro No. 27.

GAS NATURAL CONFRONTACION OFERTA-DEMANDA (Millones Metros Cúbicos)

Año	Oferta Neta (1)	Demanda	Déficit
1978	15.000	17.604	2.604
1980	15.000	19.776	4.776
1985	15.000	22.896	7.896
1990	15.000	25.623	10.623
1995	15.000	29.640	14.640
2000	15.000	36.239	21.239

(1) Producción Neta (Producción Bruta — Gas Reinyectado).

Como se observa de las cifras, la situación tenderá a agravarse de modificarse las condiciones actuales. Las alternativas que se presentan para resolver esta situación, no siendo ellas necesariamente excluyentes entre sí, son las siguientes:

1. Reducir el volumen de gas devuelto al subsuelo sustituyéndolo progresivamente y en los casos en que sea técnica y económicamente factible, por otro fluido que se considere más apropiado. Esta medida tiene la ventaja de que podría ser tomada a mediano plazo y permitiría subsanar el déficit. Es de observar que en el caso en que se considere necesaria la inyección de vapor se requerirá disponer de una fuente alterna de energía que permita su generación.

2. Reducir el consumo de gas de la industria petrolera en razón de los altos volúmenes que esto representa, como lo que demuestra el hecho de que para 1977 representó el 44 o/o del total de gas usado en el país (excluyendo reinyección). Buena parte de este gas podría ser sustituido por otros combustibles, con el beneficio de que trataría de la sustitución de una fuente energética escasa y hasta ahora subvalorada por otra más abundante.

3. Reducir a menor valor la tasa de crecimiento de la demanda de gas.

4. Aumento de la oferta, para la cual tendrá que sustituirse el criterio hasta hoy vigente de utilizar gas asociado y contemplar la producción de gas por gas. El aumentar la producción de gas asociado implicaría la reapertura de algunos pozos que presentan una relación de gas-petróleo más elevada y por lo tanto sujeta a las limitaciones técnicas y económicas del caso y al balance requerido en la producción petrolera. La producción de gas libre en cantidades suficientes, sólo podrá considerarse a mediano o largo plazo debido a las necesidades de exploración y desarrollo que esto plantea.

5. Satisfacer el déficit mediante la sustitución del gas natural por derivados del petróleo o hidroelectricidad. En el caso de que se escogiese la vía de los derivados del petróleo, nos encontraríamos, que a partir de la década del noventa, la casi totalidad de la producción de derivados sería absorbida por el mercado interno llegándose incluso a presentarse un déficit a finales del siglo (Cuadro No. 28). Si en lugar de derivados la hidroelectricidad fuese el energético escogido como reemplazo, esto conllevaría a una utilización intensiva de la capacidad hidroeléctrica instalada, llegándose incluso a sobrepasar los niveles técnicamente aconsejables. En consecuencia, del análisis de las dos alternativas extremas consideradas para satisfacer el déficit de gas natural previsto se desprende que el mismo podría ser satisfecho hasta mediados de la década de los noventa, sustituyéndolo simultáneamente con derivados del petróleo e hidroelectricidad. Es de observar sin embargo, que

esta solución resta flexibilidad a la oferta de esas dos fuentes.

DERIVADOS DEL PETROLEO CONFRONTACION OFERTA-DEMANDA (Derivados Satisfaciendo Déficit de Gas Natural) (M B E P D)

	1978	1980	1985	1990	1995	2000
Oferta	1.180	1.180	1.100	1.100	1.100	1.100
Demanda	279	318	467	597	761	972
Déficit de Gas Natural	11	90	149	200	276	401
Excedentes o Déficit ()	890	772	484	303	63	(273)

D.3. Carbón.

En el Cuadro No. 29 se compara la oferta prevista de carbón nacional, incluida la producción de coque, con la demanda total estimada de carbón y coque del país hasta el año 2000.

Según estas previsiones, habrá un déficit de oferta importante a partir de 1980, que deberá ser cubierto mediante importaciones.

Estos déficit se deben principalmente a la calidad de nuestros carbones que requieren ser mezclados con carbones importados de mejor calidad, para producir el coque metalúrgico requerido.

D.4. Electricidad.

En el Gráfico No. VI se presenta la confrontación entre la demanda máxima de energía eléctrica y la capacidad instalada de generación, prevista para los próximos veinte años. La capacidad de generación ha sido prevista de acuerdo con el plan de equipamiento eléctrico y se diferencian tres tipos: hidráulica, térmica convencional y carboeléctrica.

Para 1978, la capacidad de reserva del sistema con respecto a la capacidad instalada se sitúa en 23,4 o/o y disminuye hasta 18,6 o/o en 1981. A partir de este año y como producto de la incorporación de grandes volúmenes de capacidad de generación hidroeléctrica, la reserva del sistema aumenta rápidamente alcanzando un máximo cercano a 38 o/o para el año 1985, a partir de cuando comienza a disminuir, estimándose que para 1990 llegue a 33 o/o y para 1997, 19 o/o. Es de señalar que, en general, a nivel internacional, se considera que la capacidad de reserva óptima se sitúa entre 40 o/o y 45 o/o del total instalado.

De acuerdo con este criterio, sólo durante los años 1985 y 1986, el sistema eléctrico operará con un margen de reserva cercano a lo deseable. A partir

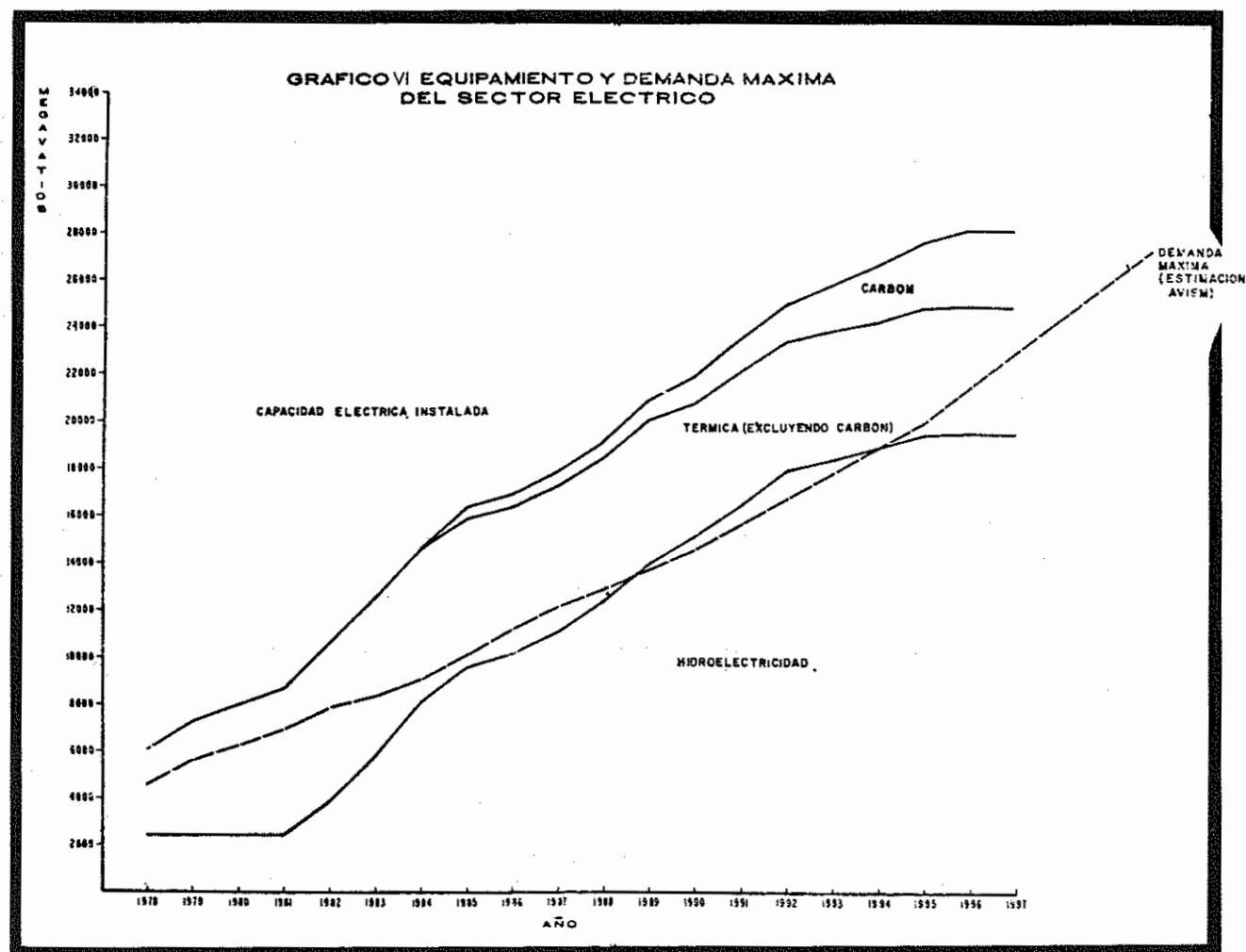
CARBON CONFRONTACION OFERTA DEMANDA (1)

(MTEC)

	1978	1980	1985	1990	1995	2000
Oferta Nacional (2)	90	90	2700	6400	9020	9020
Demanda	590	800	4470	9000	12400	13000
Importación	530	40	1730	2600	3380	3080

(1) Comprende Oferta y Demanda de Coque.

(2) Comprende Exportación de Carbón.



de 1990 ocurre una disminución acelerada de la capacidad de reserva del sistema.

Es de observar que algunos de los proyectos en fase de estudio que han sido considerados en el plan de equipamiento eléctrico, utilizado de base para la realización del análisis prospectivo del sector eléctrico, no cuentan con la suficiente información básica que permita evaluar con exactitud el potencial hidráulico aprovechable y por consiguiente la capacidad de generación que podría ser instalada. Por ejemplo, en el caso del Río Caura, en el cual se ha previsto una capacidad total instalada de 3.300 Mw y se ha estimado que la primera unidad de 660 Mw entre en operación en 1989 y la última de 990 Mw en 1992, ocurre que los planes de ejecución se retrasarán algunos años o la capacidad de generación será menor a la prevista, debido a la insuficiencia de la información de base.

punto hidroeléctrico como de otros propósitos a fin de planificar sobre bases ciertas.

D.5. Confrontación Global Oferta-Demanda.

En el Cuadro No. 30 se presenta la confrontación entre la oferta y la demanda global de energía, discriminada por fuentes, y los excedentes o déficit de energía que existirán hasta el año 2000. En dicho cuadro podrá observarse que se ha incluido en la oferta los volúmenes de carbón que se habrán de importar para satisfacer nuestras necesidades de carbón y coque, por considerar que habrá disponibilidades en los mercados internacionales. En esta confrontación global nos encontramos con excedentes energéticos hasta 1990 cuando comienzan a ser insuficientes hasta aparecer un déficit antes del siglo. Estos resultados llaman a reflexión en cuanto a las acciones

DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA

AÑO	DEMANDA ENERGIA (GWh)	DEMANDA MAXIMA (MW)	CAPACIDAD INSTALADA
		(1)	
1978	26.774	4.685	6.119
1979	33.522	5.622	7.365
1980	38.693	6.325	8.056
1981	43.022	7.080	8.702
1982	47.798	7.809	10.691
1983	52.130	8.436	12.581
1984	56.736	9.160	14.712
1985	62.677	10.181	16.447
1986	69.192	11.254	16.951
1987	76.023	12.204	17.961
1988	80.960	12.908	19.207
1989	86.088	13.853	20.963
1990	91.186	14.685	21.994
1995	124.252	19.975	27.384
2000	168.850	27.134	

(1) Estimación optimista calculada con factor de coincidencia de 97 %.

FUENTE : La Energía Eléctrica en Venezuela. I Congreso Venezolano de Energía . Caracas - Septiembre 1978.

Esta situación no permite tomar las decisiones que se requieren para proseguir el proyecto, y por lo tanto se hace necesario tomar previsiones para que los requerimientos energéticos que iban a ser satisfechos en el proyecto Caura sean sustituidos por otra fuente de energía.

De lo anterior se desprende la importancia de contar con un inventario exhaustivo de los recursos hidráulicos que permita desde este momento, conocer los que son realmente aprovechables tanto desde el

que habrán de emprenderse desde ahora para evitar que ello ocurra. Si se toma la vía de sustitución entre fuentes, habrá de evaluarse el costo financiero y la exigencia tecnológica que ello conlleva y si la decisión es reducir la demanda, también habrán de tomarse decisiones desde ahora. Recordemos que la disponibilidad, para el consumidor, de un flujo importante de energía requiere de la maduración del proyecto, de su ejecución y su puesta en marcha, todo lo cual supone un período no menor de 7 a 10 años.

CAPITULO IV

LA POLITICA ENERGETICA

La Política Energética Venezolana es el instrumento que rige la acción del Estado en esta materia y está conformada por objetivos, lineamientos de política y estrategias referentes a la explotación y uso de todos los recursos energéticos, los cuales dan a su planificación un carácter global. Esta política servirá para hacer coherentes y armónicos los planes y programas de los diversos sectores que conforman el sistema energético nacional.

Con el propósito de que la misma esté inserta dentro de la planificación del desarrollo económico, se requirió establecer previamente supuestos plausibles acerca del escenario actual y futuro del desarrollo económico, político y social del país; asimismo, se detectaron aquellas tendencias, expectativas, exigencias y posibilidades del propio sector energético que generan una serie de factores críticos los cuales restringen la ejecución o puesta en marcha de los planes destinados a satisfacer los objetivos energéticos. Finalmente, es importante señalar algunas de las características del sector energético que le otorgan la importancia que éste tiene para la economía nacional:

1. Los recursos energéticos utilizados actualmente, a excepción de la energía hidráulica, son agotables.
2. Su explotación y uso requieren altos volúmenes de capital y procesos tecnológicos avanzados.
3. El petróleo es no solo un bien energético sino que es también un bien de exportación.
4. El sector energético emplea un volumen relativamente bajo de mano de obra.
5. La energía es insumo indispensable para todos los otros sectores de la economía.

En consecuencia se requiere la formulación de una política energética integral concatenada y acorde con los planes de desarrollo del país, que contemple a todas las fuentes, estimule la diversificación de la producción y del consumo de energía y oriente los programas hacia la racionalización de dicho consumo.

A. PREMISAS.

Las premisas indican el escenario general que define el marco de acción de la planificación del Sistema Energético Nacional, y se refieren a supuestos institucionales, económicos y sociales, tanto de orden interno como externo al sector energético, guardando estrecha relación con los objetivos, políticas y estrategias que guían al Estado en la planificación del desarrollo económico y social del país.

Por lo tanto el Documento Rector de Política Energética se encuentra condicionado a la vigencia de las siguientes premisas principales:

1. Mantenimiento del sistema democrático, como expresión política en la conducción del Estado.
2. La reforma administrativa de la estructura del Poder Ejecutivo permitirá una mayor eficiencia en la elaboración e instrumentación de políticas económicas.
3. La planificación energética forma parte de la planificación del desarrollo nacional.
4. El mejoramiento progresivo de los sistemas educacionales incidirán favorablemente en la estructura científica y tecnológica del país.
5. Se mantendrá la contratación de asistencia tecnológica así como la importación de bienes de capital a mediano plazo, con el predominio de los países industrializados en la oferta de tecnología energética.
6. El Estado venezolano se reserva la administración de los recursos energéticos.
7. La OPEP continuará jugando un papel importante en el campo económico y energético.
8. Se continuará diversificando los mercados de exportación de petróleo y derivados, aún cuando los Estados Unidos seguirá siendo nuestro principal mercado de exportación de petróleo.
9. El petróleo continuará siendo la principal fuente de energía mundial a corto y mediano plazo y su precio en el mercado internacional tenderá a aumentar.
10. Se continuará la acción para lograr un nuevo orden económico internacional en el marco del cual se promoverán mecanismos que aseguren precios justos para los productos básicos de los países en desarrollo y otras acciones encaminadas a contrarrestar las relaciones de dependencia con los países desarrollados.

B. FACTORES CRITICOS.

Los factores críticos son situaciones que obstaculizan el logro de objetivos, por lo que su identificación y clara definición son de gran importancia en el proceso de preparación del Documento Rector de la Política Energética.

Como resultado de los estudios presentados en los capítulos I, II y III fue posible identificar los factores críticos que a continuación se enumeran:

1. Desequilibrio entre la estructura de las reservas

energéticas y la estructura de producción de energía.

2. La relación de reservas-producción de petróleos livianos es inferior a 10 años, siendo la dieta de las refinerías venezolanas principalmente de petróleos livianos y medianos.
3. Limitación de recursos humanos, tecnológicos y financieros para la investigación y desarrollo de las fuentes de energía, en especial para el mejoramiento de los crudos pesados.
4. Rigidez e incoherencia en la estructura de las tarifas y precios nacionales de la energía.
5. Insuficiencia de disponibilidades para satisfacer, a mediano plazo, el crecimiento del consumo de gas y de gasolinas.
6. El suministro de gas natural está estrechamente ligado a la producción petrolera.
7. Conocimiento insuficiente de los recursos energéticos, y en particular los de gas libre, de carbón, de hidroelectricidad y de minerales radioactivos.
8. Creciente daño al ambiente por la explotación y uso de los recursos energéticos.
9. La economía nacional depende en alto grado de los ingresos provenientes de las exportaciones de hidrocarburos, los cuales se ven afectados por el crecimiento acelerado del mercado interno de derivados.

C. OBJETIVOS.

Los objetivos son el conjunto de logros que se desea alcanzar o lo que se desea ser a largo plazo (año 2000). Se ha considerado conveniente sintetizar en los siguientes dos grandes objetivos, todos los que hasta ahora aparecían señalados en la documentación oficial:

1. Garantizar dentro del principio básico de conservación el suministro de energía que requiere el país, aún en condiciones de emergencia y en equilibrio con el volumen necesario de exportación petrolera para financiar el desarrollo económico nacional.
2. Lograr un mayor grado de independencia científica y tecnológica en el desarrollo del sector energético.

Es de destacar que el concepto tradicional de conservación ha sido ampliado a la luz de los nuevos aportes de la economía energética. Es así como se entiende por conservación de acción dirigida a lograr un suministro eficiente y equilibrado de energía para

atender a un uso racional, dentro del menor costo económico y ecológico, que permita mantener en estado natural la mayor cuantía de los recursos, la máxima recuperación posible bajo una eficiente explotación y que logre alcanzar el óptimo ingreso unitario de exportación y el mayor beneficio social.

D. POLITICAS.

Las políticas son lineamientos que guían la toma de decisiones y condicionan y restringen el campo de acción para el logro de los objetivos. A continuación se indica el conjunto de éstas:

1. El Estado se reserva la administración de todos sus recursos energéticos primarios en el territorio nacional.
2. El Estado garantiza la explotación y aprovechamiento de los recursos energéticos bajo el criterio básico de conservación.
3. Cuantificar y evaluar los recursos energéticos de manera que se pueda adaptar la estructura de la oferta y la demanda de las fuentes de energía a la estructura de las reservas de dichas fuentes.
4. Los programas de desarrollo de fuentes energéticas no deben involucrar compromisos que pudieren afectar en forma alguna la soberanía del país sobre esas fuentes.
5. Los programas de desarrollo energético deben estar orientados a la incorporación del mayor valor agregado posible, y su evaluación no debe regirse exclusivamente por criterios de rentabilidad sino también incorporando criterios de soberanía, de seguridad, de interés nacional, abundancia relativa del recurso y de costo social.
6. El desarrollo energético nacional se hará utilizando recursos energéticos autóctonos preferentemente.
7. El sistema de precios internos de la energía debe fundamentarse en la calidad, escasez, disponibilidad, sustituibilidad y costos relativos de las fuentes energéticas nacionales, tomando en cuenta los precios internacionales de la energía.
8. El desarrollo de las fuentes energéticas distintas al petróleo estará dirigido fundamentalmente a satisfacer los requerimientos internos, de forma tal que la industria petrolera continúe siendo la industria energética dedicada a la exportación.
9. Mantener el nivel de producción de petróleo en el orden de los 2.200.000 B/D, procurando guardar una relación reservas/producción de petróleo no menor de 15 años por cada tipo de crudo (livianos, medianos y pesados).

10. La transferencia de tecnología requerida por el sector energético deberá garantizar el desarrollo de la capacidad nacional de asimilación y adaptación, así como el desarrollo de una tecnología propia a fin de fortalecer nuestro poder de decisión.
11. Continuar participando activamente en los organismos internacionales de energía y estimular aquellas iniciativas que permitan la acción mancomunada de los países del tercer mundo en el mejor aprovechamiento de sus recursos naturales y especialmente los energéticos.
12. De acuerdo a los principios de la OPEP proteger el poder adquisitivo de las exportaciones de petróleo en función de su valor intrínseco, de las tasas internacionales de inflación, de las variaciones monetarias internacionales y del costo involucrado en el desarrollo de las fuentes energéticas, tradicionales y alternas.

E. ESTRATEGIAS.

Las estrategias representan el conjunto de acciones o líneas de acción que dan especificidad a las políticas a fin de alcanzar los objetivos propuestos. Una de sus principales características es que sirven de guía para la asignación de recursos, sin los cuales no pueden materializarse.

1. Desarrollar un programa exhaustivo de prospección e investigación dirigido a determinar el inventario de nuestros recursos energéticos y la oportunidad de su desarrollo, así como tomar medidas para aumentar el potencial de producción y lograr el mayor factor de recuperación posible.

1.1. Petróleo.

1.1.1. Crudos Livianos y Medianos.

Incorporar reservas de petróleos livianos y medianos para lograr la relación reservas/producción establecida e incrementar el potencial de producción de acuerdo a lo siguiente:

- a. Aumentar el esfuerzo exploratorio en "áreas determinadas y adyacentes" donde las reservas pueden ser fácilmente incorporadas a los sistemas existentes de recolección.
- b. Desarrollar a corto plazo nuevos proyectos de recuperación secundaria en los yacimientos bajo explotación y restituir puntos de drenaje en los yacimientos con potencial de producción disponible.
- c. Proceder a la construcción de plantas de tra-

tamiento de gas en aquellas zonas donde la ausencia de oportunidad de utilización del gas impide la producción de petróleo.

- d. Incorporar campos marginales a la corriente de producción, mejorando las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, para lo cual se instrumentarán mecanismos fiscales cuando sea necesario.
- e. Intensificar el esfuerzo exploratorio en áreas nuevas.
- f. Incrementar las actividades de perforación y reparación de pozos en las áreas mas promisorias, coordinando el empleo de personal y de equipos disponibles en la industria.
- g. Mejorar la dotación de equipos de exploración geofísica, perforación y de producción creando para ello los incentivos necesarios.

1.1.2. Crudos Pesados.

- a. Aumentar las reservas probadas y el potencial actual de producción de crudos pesados a través de la inyección alterna de vapor seguida de la inyección continua a mediano y largo plazo.
- b. Intensificar los programas de investigación y desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco en especial los relativos a la producción de petróleo y su mejoramiento.
- c. Otorgar un tratamiento fiscal distinto al establecido en las leyes vigentes sobre la materia, cuando ello fuere necesario, para estimular la explotación de crudos pesados y extrapesados.

1.2. Gas.

Proceder a la producción de gas libre a fin de disminuir la dependencia de la oferta de gas natural respecto a la producción de crudos, para lo cual se deberá:

- 1.2.1. Iniciar la exploración de gas libre.
- 1.2.2. Desarrollar campos conocidos de gas libre para cubrir déficit previsible de demanda.

1.3. Hidroelectricidad.

Dar prioridad a los programas actuales de cuantificación de los recursos hidroeléctricos, a fin de lograr a corto plazo una primera evaluación global de los recursos técnico y económicamente desarrollables.

1.4. Carbón.

Intensificar los programas actuales de exploración y proceder a la exploración de áreas potenciales según el mapa índice.

1.5. Energía Nuclear.

1.5.1. Continuar con el programa de exploración de minerales radioactivos, a fin de lograr la cuantificación de los recursos de uranio.

1.5.2. Adelantar estudios para evaluar la potencial utilización de la energía nuclear como fuente primaria de energía en Venezuela, en especial referentes a:

- a. Pre-selección e investigación de sitios de emplazamiento en línea con el Plan de Ordenamiento Territorial.
- b. Análisis regional y sectorial de las necesidades de energía primaria para la generación de vapor y electricidad.
- c. Comparación con otros países de similar estado de desarrollo.
- d. Factibilidad de la fabricación en el país de elementos combustibles y tratamiento del combustible irradiado.
- e. Consideración sobre aspectos tecnológicos, de seguridad, económicos y ecológicos.

1.6. Otras Fuentes.

1.6.1. Desarrollar proyectos pilotos de aprovechamiento de energía solar, eólica y de biomasa.

1.6.2. Continuar la evaluación del potencial geotérmico para generación de electricidad.

2. La explotación y utilización de nuestros recursos energéticos se orientará hacia su mayor eficiencia y a la obtención del mayor valor agregado posible.

2.1. Hidrocarburos.

2.1.1. Petróleo.

Modificar los procesos de transformación de crudo a través de la incorporación de tecnologías apropiadas y la instalación de equipos que permitan el procesamiento de una mayor proporción de crudos pesados, mejorando los ingresos de las exportaciones y satisfaciendo la

demanda interna.

2.1.2. Gas Natural.

- a. Recolectar el gas que se arroja a la atmósfera y recuperar en lo posible sus líquidos previamente a cualquier utilización. A tal fin se establecerán las medidas fiscales pertinentes.
- b. Dar al uso de gas natural seco el siguiente orden de prioridades:
 - i) Uso doméstico y para fertilizantes.
 - ii) Otros procesos industriales de transformación.
 - iii) Generación de calor para usos industriales donde su sustitución sea difícil.
 - iv) Generación de electricidad y otros usos como combustible.
- c. Exportar líquidos del gas solamente cuando las necesidades nacionales han sido satisfechas.

2.1.3. Petroquímica.

- a. Enmarcar los planes de refinación de petróleo y de procesamiento de gas natural dentro de una perspectiva que contemple los insumos requeridos por la industria petroquímica.
- b. Lograr el funcionamiento eficiente de las instalaciones existentes.
- c. Respaldar la consolidación de la industria petroquímica otorgando especial importancia a los requerimientos y al fomento de la industria petroquímica terciaria y de transformación de productos petroquímicos.

2.2. Carbón.

Explotar el carbón en función de las necesidades de desarrollo de los programas siderometalúrgicos y energéticos, de acuerdo a lo siguiente:

2.2.1. Industria del Coque.

Lograr a mediano plazo que la demanda nacional de coque metalúrgico sea satisfecha internamente, importando solamente el carbón necesario para las mezclas adecuadas.

2.2.2. Industria Carboeléctrica.

Desarrollar programas carboeléctricos que permitan la mayor diversificación de las fuentes de

generación de electricidad y reduzcan el peso sobre la demanda de otros combustibles fósiles.

2.2.3. Crear nuevos mercados para el uso energético del carbón en aquellas actividades industriales en donde sea factible.

2.3. Hidroelectricidad.

Utilizar al máximo nuestros recursos hidráulicos en la generación de electricidad a fin de reducir el uso de los recursos energéticos no renovables. Las necesidades locales deberán ser satisfechas mediante proyectos hidroeléctricos pequeños, en donde sea posible.

3. Diversificar los mercados internacionales de crudo y derivados tomando en cuenta:

3.1. La rentabilidad y seguridad de los nuevos mercados y la conveniencia de conservar los tradicionales.

3.2. El incremento de las ventas a consumidores finales, directamente o a través de agencias existentes.

3.3. El aumento progresivo de las ventas de crudos pesados en forma favorable para lograr sustituir volúmenes equivalentes de crudos livianos o medianos.

4. Incrementar el potencial de investigación y desarrollo tecnológico del sector energético a través de:

4.1. Creación de centros especializados de investigación y desarrollo tecnológico para las fuentes energéticas a fin de que éstos:

4.1.1. Contribuyan a la factibilidad técnica de los nuevos desarrollos energéticos.

4.1.2. Establezcan un sistema de información respecto a las tecnologías energéticas existentes en el mercado mundial.

4.1.3. Conformen y desarrollen vínculos de cooperación científico-técnicos con centros similares.

4.1.4. Respondan a las consultas científico-técnicas que planteen las operadoras del subsector energético respectivo.

4.2. Que los centros de investigación y desarrollo tecnológico instrumenten mecanismos que garanticen al menos:

4.2.1. Establecimiento de prioridades mediante la realización de un inventario de las áreas críticas en el campo tecnológico para los subsectores energéticos.

4.2.2. La vinculación de las unidades de investigación existentes a los objetivos de investigación del sector energético, a fin de ser más eficientes y efectivos.

4.2.3. La compatibilización del proceso formativo teórico y práctico que realizan los institutos de educación con los requerimientos del sector energético.

4.3. La aplicación de criterios tendientes a lograr:

4.3.1. Que la tecnología sea libremente transferible entre los entes operadores que conforman cada subsector.

4.3.2. Que se tome en cuenta el aporte del sector energético nacional en la creación o mejoramiento de los procesos contratados.

5. Promover la venezolanización progresiva de los servicios requeridos por la industria energética y la producción de sus insumos dentro del país, para lo cual:

5.1. El Estado estimulará las empresas de servicios y de producción de insumos que contribuyan a desarrollar el potencial científico y tecnológico del país.

5.2. El Estado garantizará la utilización de los bienes y servicios producidos en el país en condiciones similares respecto a los provenientes del exterior.

6. Racionalizar el consumo interno de energía y sustituir progresivamente por otras fuentes, los hidrocarburos que actualmente se emplean para la generación de energía, de acuerdo a los criterios de costo social y costo de oportunidad, disponibilidad, agotabilidad y renovabilidad, protección del ambiente y eficiencia, ahorro y conservación de la energía.

A tal efecto se procederá a actuar sobre las siguientes áreas:

6.1. Precios.

Crear un sistema nacional de precios de la energía, instrumento de política energética, según los siguientes criterios:

6.1.1. Que mantenga las ventajas comparativas que otorga a la economía venezolana la disponibilidad de fuentes energéticas.

6.1.2. Que garantice la rentabilidad del sector energético y permita su expansión auto-

sostenida.

6.1.3. Que oriente la utilización de las fuentes energéticas.

6.1.4. Que refuerce las medidas conservacionistas.

6.2. Consumo del Sector Energético.

Mejorar los rendimientos energéticos del sector mediante programas tendientes a reducir el consumo de energía en sus actuales instalaciones. En particular:

6.2.1. Optimizar el uso del petróleo y el gas natural, especialmente a los niveles iniciales de la cadena energética.

6.2.2. Descontinuar la utilización de gas natural como combustible, excepto en aquellos casos donde no exista otra alternativa.

6.2.3. Aumentar la capacidad de interconexión del sistema eléctrico nacional.

6.3. Consumo Final.

6.3.1. Implantar sistemas masivos de transporte urbano e interurbano de transporte de personas y carga.

6.3.2. Mejorar el rendimiento energético de los vehículos automotores individuales y colectivos.

6.3.3. Diseñar y promover programas educativos tendientes a orientar la colectividad hacia el ahorro de energía y en particular de aquellos recursos energéticos no renovables.

6.3.4. Llevar a cabo programas de conservación de energía en el sector industrial no energético.

6.3.5. Incorporar a la evaluación de los proyectos industriales futuros, criterios que permitan medir la incidencia que sobre los recursos energéticos nacionales tendrían los procesos técnicos y la fuente energética a utilizar.

6.3.6. Llevar a cabo programas tendientes a modificar los hábitos de consumo de electricidad a objeto de lograr que la curva de demanda horaria sea distribuida mas uniformemente.

7. Racionalizar los sistemas de distribución nacional de energía y mejorar la calidad del servicio

en el mercado interno.

8. Perfeccionar la organización institucional del sector energético de acuerdo con los cambios estructurales ocurridos en la administración pública nacional, a través de:

8.1. Creación de entes coordinadores de cada subsector energético.

8.2. Eliminación de disposiciones que conlleven la duplicación injustificada de esfuerzos.

9. Exigir de los grandes proyectos industriales estudios técnico-económicos que incorporen lo siguiente:

9.1. Medida del valor agregado nacional obtenido mediante la exportación de sus productos en relación al que se lograría mediante la exportación de las fuentes energéticas utilizadas en su elaboración, o su equivalente.

9.2. Alternativas de uso de fuentes energéticas y sus costos asociados, incluyendo los relativos a la protección del ambiente.

CAPITULO V

MECANISMOS DE PLANIFICACION Y CONTROL ESTRATEGICO

El Documento Rector de Política Energética tiene entre sus principales finalidades ordenar el sistema de planificación del Sector Energético con el propósito de orientar los planes y programas de los diferentes organismos que lo conforman.

El Documento será sujeto a revisión periódica dentro del ciclo normal de planificación del Sector Energético, para realizar los ajustes que sean necesarios de acuerdo con los cambios, programados o no, que ocurran en la escena energética nacional e internacional. El ciclo de planificación es la secuencia cronológica de eventos y actividades que conforman el proceso de planificación con el fin de facilitar su estructuración y ordenamiento, repitiéndose anualmente en el mismo orden (Gráfico No. VII). De esta manera, la planificación energética se convierte en un instrumento estratégico que permite organizar el desarrollo energético a partir de una estructura coherente de objetivos y de medios correspondientes. Para ello se requiere de un control de ejecución destinado a sincronizar la realización de lo planificado, medir y evaluar los resultados obtenidos y aplicar las medidas de corrección que sean necesarias.

Este mecanismo de Planificación y Control Estratégico exige la concurrencia de varios niveles de planificación, cada uno de los cuales tiene una cierta calidad de responsabilidad y la existencia de un conjunto de requisitos indispensables los cuales pueden resumirse en lo siguiente:

- a. Una efectiva coordinación de actividades.
- b. Una real división de competencias.
- c. Un eficiente sistema de información.
- d. Un sistema de Planificación y Control Estratégico que no colida con los sistemas de planificación y control existentes.

Los niveles de planificación y sus responsabilidades respectivas se definen de acuerdo a la estructura organizativa del Estado en cuanto al Sector Energético:

- a. **Organismo Central de Planificación:** a este nivel corresponde fijar los objetivos y lineamientos generales del Estado sobre política de desarrollo que enmarcan la planificación del Sector Energético, y definen las premisas que restringen y condicionan esa planificación.
- b. **Ministerio de Energía y Minas:** como eje del Sector Energético, le corresponde fijar y coor-

dinar la Política Energética y garantizar su cumplimiento.

- c. **Organismos de Coordinación Sub-Sectorial:** los entes encargados de la coordinación de los diferentes Sub-Sectores Energéticos diseñan los planes sub-sectoriales bajo los lineamientos del Documento Rector de Política Energética y garantizan el cumplimiento de dichos planes por parte de las operadoras energéticas.

Es de destacar que en aquellos sub-sectores donde no exista explícitamente un ente coordinador, el Ministerio de Energía y Minas asumirá esas funciones.

El Sistema de Planificación y Control Estratégico del Sector Energético, cuyos requisitos y niveles ya han sido enumerados, consiste en un ciclo de planificación cuyas fases son las siguientes:

1. **Primera Fase:** El Organismo Central de Planificación fija los objetivos y lineamientos generales del Estado sobre su Política de Desarrollo, la cual será tomada en cuenta por el Ministerio de Energía y Minas en la elaboración del Documento Rector de Política Energética Venezolana.
2. **Segunda Fase:** El Ministerio de Energía y Minas prepara el Documento Rector de Política Energética con el asesoramiento de los Organismos de Coordinación Sub-Sectorial, y los organismos gubernamentales vinculados directa o indirectamente al área energética.
3. **Tercera Fase:** Los Organismos de Coordinación Sub-Sectorial coordinan la elaboración de los planes y programas respectivos correspondientes a cada Sub-Sector, según las directrices del Documento Rector de Política Energética y los someten a la consideración del Ministerio de Energía y Minas.
4. **Cuarta Fase:** El Ministerio de Energía y Minas evalúa los planes y programas sub-sectoriales para asegurar su coherencia entre ellos y al mismo tiempo con los Objetivos, Políticas y Estrategias Energéticas del Estado.

Organización Latinoamericana de Energía

C U A D R O S

Nos.

- 1 Venezuela Balance Energético Consolidado 1970 BEPD.
- 2 Venezuela Balance Energético Consolidado 1970 Teracalorías.
- 3 Venezuela Balance Energético Consolidado 1971 BEPD.
- 4 Venezuela Balance Energético Consolidado 1971 Teracalorías.
- 5 Venezuela Balance Energético Consolidado 1972 BEPD.
- 6 Venezuela Balance Energético Consolidado 1972 Teracalorías.
- 7 Venezuela Balance Energético Consolidado 1973 BEPD.
- 8 Venezuela Balance Energético Consolidado 1973 Teracalorías.
- 9 Venezuela Balance Energético Consolidado 1974 BEPD.
- 10 Venezuela Balance Energético Consolidado 1974 Teracalorías.
- 11 Venezuela Balance Energético Consolidado 1975 BEPD.
- 12 Venezuela Balance Energético Consolidado 1975 Teracalorías.
- 13 Venezuela Balance Energético Consolidado 1976 BEPD.
- 14 Venezuela Balance Energético Consolidado 1976 Teracalorías.
- 15 Venezuela Balance Energético Consolidado 1977 BEPD.
- 16 Venezuela Balance Energético Consolidado 1977 Teracalorías.
- 17 Recursos Energéticos.
- 18 Oferta Estimada de Carbón.
- 19 Capacidad Eléctrica Instalada.

Nos.	
20	Demanda Global de Energía.
21	Demanda de Derivados del Petróleo.
22	Demanda de Gas Natural.
23	Demanda de Carbón
24	Demanda de Energía Eléctrica y Capacidad Instalada.
25	Demanda de Combustibles Fósiles para la Generación de Electricidad:
26	Derivados del Petróleo. Confrontación Oferta - Demanda.
27	Gas Natural. Confrontación Oferta - Demanda.
28	Derivados del Petróleo. Confrontación Oferta - Demanda. (Derivados del Petróleo satisfaciendo déficit de Gas Natural).
29	Carbón. Confrontación Oferta - Demanda.
30	Confrontación Global Oferta - Demanda de Energía.

G R A F I C O S

Nos.

- | | |
|-----|--|
| I | Comparación entre la estructura de la producción por fuente y la estructura de los recursos energéticos. |
| II | Recursos Carboníferos. |
| III | Mapa indicativo de la ubicación de los recursos hidro-eléctricos. |
| IV | Mapa Índice de las prioridades exploratorias para uranio. |
| V | Fuentes Energéticas Alternas. |
| VI | Equipamiento y Demanda Máxima del Sector Eléctrico. |
| VII | Ciclo de Planificación. |

N O T A

Agradecemos que cualquier observación o comentario sobre el presente Documento sea enviado a:

Ministerio de Energía y Minas

Torre Norte, Centro Simón Bolívar

Dirección General Sectorial de Energía

Piso 27

Caracas.