



REPUBLICA DEL PARAGUAY

PLAN NACIONAL DE ENERGIA

VOLUMEN II

SECRETARIA TECNICA DE PLANIFICACION
AÑO 1972

438062

4.350.

CENTRO DE DOCUMENTACION
EN POBLACION Y DESARROLLO
SECRETARIA TECNICA DE PLANEACION
DE LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA
Calle 175 - ASUNCION, PARAGUAY

**Elaborado en el marco del Proyecto PAR/87/004
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo**

Y la colaboración especial de:

**Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
Petroleos Paraguayos (PETROPAR)
Sub-Secretaría de Minas y Energía (SSME-MOPC)
Servicio Forestal Nacional (SFN-MAG)**

SECRETARIA TECNICA DE PLANIFICACION

DIRECCION DE POLITICAS ECONOMICAS Y SOCIALES

**PROYECCIONES DE LA DEMANDA, OFERTA,
INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO**

CENTRO DE DOCUMENTACION
EN POBLACION Y DESARROLLO
SECRETARIA TECNICA DE PLANIFICACION
DE LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA
Hurbe 175 - ASUNCION, PARAGUAY

RECONOCIMIENTO

La Secretaría Técnica de Planificación hace público su reconocimiento al Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), cuya cooperación técnica a través del Proyecto PAR/B7/004 ha permitido la elaboración del primer Plan Nacional de Energía, el cual representa un esfuerzo de más de tres años de actividad.

También agradece a todas las Empresas y Entidades Públicas y Privadas, y especialmente, a las Instituciones del sector energético que brindaron su estrecha cooperación, entre ellas, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), Petróleos Paraguayos (PETROPAR), Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones - Sub Secretaría de Minas y Energía, Ministerio de Industria y Comercio - Sub Secretaría de Industria, Servicio Forestal Nacional (SFN), sin cuya colaboración este emprendimiento no se hubiera concretado.

Al mismo tiempo hace extensivo su reconocimiento a los ejecutivos, profesionales y técnicos nacionales e internacionales, que participaron en la elaboración de este documento.

CERERINO RODRIGUEZ
Secretario Ejecutivo

PRESANTACION

El presente Documento, elaborado por la Secretaria Técnica de Planificación (Equipo Técnico de la Dirección de Políticas Económicas y Sociales), con la cooperación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y de las instituciones responsables del Sector Energía, responde a la necesidad de definir algunos lineamientos básicos que orienten la aplicación de decisiones, que el Gobierno Nacional debe adoptar en materia energética.

El objetivo perseguido es demostrar, en la primera parte del documento, una perspectiva general de la situación de la energía en el país, a través de un Diagnóstico en el cual se analiza la situación sectorial, cubriendo los aspectos vinculados con la oferta, demanda, los precios y tarifas de la energía, la definición de los problemas y los lineamientos básicos propuestos, que trata de ser realista, en la medida en que tiene en cuenta los problemas y las oportunidades para afrontar los mismos.

En base a ello se plantean, en la segunda parte del documento, alternativas de acción de corto, mediano y largo plazos, haciendo énfasis en armonizar un fortalecimiento estructural del Sector con un aumento del ahorro productivo.

De esta forma, se pretende contribuir a clarificar la importancia del Sector Energía para el desarrollo del país, y al mismo tiempo impedir la adopción de medidas y acciones incoherentes que se constituyan en verdaderas obstáculos para su mejor aprovechamiento en beneficio del país.

EQUIPO TECNICO

Participò directamente en el desarrollo de las actividades el personal técnico de la Dirección de Políticas Económicas y Sociales, a través del Departamento de Políticas Sectoriales e Intersectoriales. El equipo estuvo integrado por las siguientes personas:

Ing. Agr. Guaberto Garcote, Director Nacional de Proyecto
Lic. Rosalve Ibarra
Econ. Pablo Brites
Dr. Bernardo Esquivel
Sr. Rafael Borja
Ing. Juan Carlos Zunini
Ing. Antoniano Benitez
Econ. Gevaldo Aquino
Ing. Gevaldo Núñez

También prestaron su valiosa cooperación:

ing. Jorge Lamor	ANDE
Dr. Segundo Udagawa	PETROPAR
Dr. Juan H. Paimisari	MOPC
Ing. Miguel Angel Arisco	MOPC
Lic. Rubèn Fadlala	MIC
Dr. Guillermo Sosa	NIC
Dr. Sergio Von Horoch	INTN
Ing. César Berni	SPN

Los consultores que colaboraron en el desarrollo de las actividades son:

Ing. Horacio Yápez
Instituto Nacional de Energía, Ecuador

Ing. Nitzia Villarreal
Dirección General de Hidrocarburos, Panamá

Ing. Alvaro Santoyo
Instituto Colombiano de Electricidad, Colombia

Ing. Félix Riveros
Servicio Forestal Nacional, Paraguay

Lic. Mirna de Gjóda
Administración Nacional de Electricidad, Paraguay

TERMINOLOGIA

SIGLAS DE INSTITUCIONES

- ANDE : Administración Nacional de Electricidad
- BCP : Banco Central del Paraguay
- INTN : Instituto Nacional de Tecnología y Normalización
- MAG : Ministerio de Agricultura y Ganadería
- MIC : Ministerio de Industria y Comercio
- MOPC : Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
- PETROPAR: Petróleos Paraguayos
- REPSA : Refinería Paraguaya S.A.
- SFN : Servicio Forestal Nacional
- STP : Secretaría Técnica de Planificación

ABREVIATURA

- G : Guaraníes
- US\$: Dólares americanos
- GLP : Gas Licuado de Petróleo
- MW : Mega Watt
- kWh : Kilo Watt hora
- MWh : Mega Watt hora
- TEP : Tonelada Equivalentes de Petróleo
- Ton : Tonelada
- Bbl : Barriles
- mST : metros sstéreo
- PEA : Población Económicamente Activa

FACTORES DE CONVERSION

	Kg/m ³	Kg/Bbl	TEP/Ton	TEP/m ³
- Petróleo Crudo	648	135	0.979	0.867
- GLP	550	89	1.090	
- Naftas	742	118	0.954	0.777
- Keros y Jst Fuel	799	127	0.968	0.825
- Gas Oil	849	135	0.980	0.988
- Fuel Oil	959	152	1.024	0.933
- LeKe			0.360	
- Carbón vegetal			0.680	
- Residuos vegetales			0.350	
- Alcohol carburante				0.520
- Electricidad:	0.089	TEP/MWh		

CONTENIDO

VOLUMEN II

	<u>PAGINA</u>
CONSIDERACIONES GENERALES Y SISTESIS DEL DOCUMENTO	1
III. PROYECCION DE LA DEMANDA	4
III.1 ESCENARIOS	4
III.1.1 Demografia	4
III.1.2 Crecimiento Económico	5
III.1.3 Escenario Socio-económico	7
III.1.4 Estrategia energética	8
III.1.4.1 Escenario básico	8
III.1.4.2 Escenario de conservación	8
III.2 RESULTADOS	9
III.2.1 Sector Industrial	12
III.2.2 Sector Residencial	14
III.2.3 Sector Transporte	16
IV. OFERTA DE ENERGIA	19
IV.1 PRODUCCION INTERNA	19
IV.2 IMPORTACION	24
IV.3 EQUIPAMIENTO	26
IV.3.1 Sub-Sector Petrolero	26
IV.3.2 Sub-Sector Eléctrico	27
V. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO	28
V.1 INVERSIONES	20
V.1.1 Sub-Sector Petrolero	28
V.1.2 Sub-Sector Eléctrico	29
V.1.3 Sub-Sector Leña	29

		<u>PAGINA</u>
V.2	FINANCIAMIENTO	30
V.2.1	Sub-Sector Petrolero	30
V.2.2	Sub-Sector Eléctrico	31
	ANEXOS	
	ANEXO 1. Programa de Obras Sub-Sector Petrolero	33
	ANEXO 2. Programa de Obras Sub-Sector Eléctrico	35
	ANEXO 3. Programa de Inversiones Sub-Sector Petrolero	42
	ANEXO 4. Programa de Inversiones Sub-Sector Eléctrico	43
	ANEXO 5. Proyectos Identificados Sub-Sector Leña y Carbón Vegetal	44
	ANEXO 6. Proyecciones Financiera Sub-Sector Petrolero	49
	ANEXO 7. Proyecciones Financieras Sub-Sector Eléctrico	50
	BIBLIOGRAFIA	51

CONSIDERACIONES GENERALES Y SINTESIS DEL DOCUMENTO

La previsión a largo plazo de la demanda de energía constituye la base para el desarrollo del sector energético. Los requerimientos energéticos del país deben establecerse en función de sus necesidades sociales, así como para el desarrollo del sistema productivo.

Por esto, la determinación de la previsión de la demanda requiere de la búsqueda, identificación y cuantificación de los requerimientos, mediante la utilización de escenarios de tipo económico y energético, que permitan simular las consecuencias, en términos de consumo de energía, de las alternativas que se presentan en cada sector de la economía.

Partiendo de la situación actual, para determinar la demanda, se consideró necesario realizar dos tipos de escenarios básicos en cuanto a las perspectivas económicas y dos escenarios de tipo energético, cuya combinación permite cuantificar los procesos de aplicación de una política energética deseada y también proporciona las indicaciones necesarias para el estudio de factibilidad de las mismas y su compatibilidad con los programas de desarrollo del sector, la oferta energética y las inversiones necesarias y sus necesidades de financiamiento.

Para establecer los escenarios económicos se han tomado en cuenta los objetivos de desarrollo y crecimiento económico del país para el largo plazo, y su coherencia con la evolución de los años anteriores. El primer escenario considera una tasa de crecimiento del PIB de 4.5% a.a., en el periodo 1992-2005, y al segundo, 4.8% a.a..

En los dos escenarios, el factor importante de desarrollo constituye el sector agropecuario y con un consiguiente, aunque leve, desarrollo del sector industrial.

No se han elaborado escenarios con ritmos de crecimiento más bajos, ya que la planificación es necesaria para el desarrollo y crecimiento del país, sin que por esto se resista la probabilidad de que escenarios de menor crecimiento, lamentablemente, ocurran.

Para las estrategias energéticas se han supuesto dos escenarios, el básico, que consiste en considerar una evolución sin control del sistema, es decir las trayectorias tendenciales, y el escenario de conservación, donde se cristalizan las diferentes alternativas energéticas relativas, esencialmente, al mejoramiento de rendimientos, penetración de nuevas fuentes y sustitución de hidrocarburos.

La combinación de los dos escenarios, los económicos con los energéticos, proporcionan cuatro resultados que se presentan a continuación.

DEMANDA TOTAL DE ENERGIA
(Miles de Twp)

Años	1992	1995	2000	2005	X.a.a	X
Escenarios						
I	3318	3642	4320	5198	3.51	56.84
IC	3244	3448	3920	4610	2.74	42.10
II	3350	3733	4478	5565	3.98	66.12
IIc	3278	3535	4083	4643	3.22	50.81

La demanda de energía de largo plazo hace posible determinar las necesidades de oferta por fuentes de energía, que permita asegurar el abastecimiento de los requerimientos del país.

Así, por ejemplo, las proyecciones del consumo de energía eléctrica, según el escenario de mayor crecimiento, será del orden de 8500 GWh en el año 2005.

Debido a la gran disponibilidad de generación, con los emprendimientos binacionales con que cuenta el país, este resultado indica que existe suficiente oferta de energía eléctrica, que permite satisfacer la demanda de esta fuente.

Sin embargo se deberá incrementar la infraestructura de transmisión y distribución de manera a aumentar la cobertura del servicio a localidades aún no servidas.

También se tendrá que realizar inversiones para aumentar la calidad y confiabilidad del sistema en las localidades ya servidas, donde el crecimiento del consumo así lo exijan.

Las inversiones en obras de transmisión y distribución (no se requiere en generación), necesarias para atender la expansión del sistema son del orden de US\$ 500 millones, durante el periodo del Plan; las cuales se estima serán financiadas con préstamos externos, aproximadamente en 80%, y con recursos propios, 20%.

Para atender los requerimientos de hidrocarburos, entre 27700 a 31000 bbl/día en el 2005, será necesaria, especialmente, ampliar la infraestructura de almacenamiento de tal forma a permitir aumentar la capacidad de reservas, dado que, la capacidad de refinación se se modificará antes del año 1998 por lo menos.

Sin embargo, se plantea la posibilidad de ampliar y/a modificar el sistema de refinación si los estudios de factibilidad a llevarse a cabo así lo recomiendan.

Las inversiones necesarias para incrementar la capacidad de oferta de este sub-sector son del orden de US\$ 210 millones (como mínimo), de las cuales más del 70% corresponderán a la modificación de la refinería.

El financiamiento para la construcción de la infraestructura de almacenamiento podrá ser financiado con recursos propios, pero el correspondiente a la refinería demandaría financiamiento externo.

Otra fuente importante constituye la leña y el carbón vegetal. Aunque el consumo de leña va siendo sustituido por la penetración de las energías comerciales, el mismo seguirá siendo importante; se estima un consumo de 6 a 7.5 millones de Ton/a en el 2005; entre 61000 a 75000 hectáreas.

La oferta de esta fuente, considerando las reservas existentes actualmente, está garantizada hasta el año 2005, pero dado el alto índice de deforestación existente la situación puede tornarse crítica; para disminuir dicho impacto se plantean los programas de reforestación con fines energéticos (con un proyecto ya en ejecución), y de difusión de fogones eficientes en el sector residencial, con el objetivo de lograr una utilización racional del recurso, al elevar los rendimientos en el sistema de utilización de esta fuente energética.

Además se utilizan otras fuentes como el alcohol carburante cuya infraestructura actual para atender la demanda es suficiente, pero la evolución de la misma dependerá de las decisiones de política tomadas respecto a la producción. Sin embargo, el punto crítico constituye la rentabilidad de esta actividad la que está determinada, entre otros factores por los niveles de precios del petróleo. En este sentido, se estima que el alcohol es competitivo con niveles de precios del petróleo superiores a 40 US\$/bbl.

III. PROYECCIONES DE LA DEMANDA

La previsión a largo plazo de la demanda de energía constituye la base para el desarrollo del sector energético.

Los requerimientos energéticos del país deben establecerse en función de la satisfacción de sus necesidades sociales, tanto de alimentación y confort, como también de la seguridad para la buena marcha y el desarrollo del sistema productivo.

La determinación de la previsión de la demanda requiere de la búsqueda, identificación y cuantificación de los requerimientos energéticos.

Al analizar escenarios, se pretende realizar una predicción del futuro, simular las consecuencias, en términos de consumo de energía, de las diferentes alternativas que se presentan en cada sector de la economía.

La demanda energética total se encuentra desagregada en un conjunto de demandas sectoriales homogéneas, cuya evolución está determinada por los factores socio-económicos y tecnológicos.

La disponibilidad de la información ha determinado el tratamiento adoptado, el que puede ser completado en consecuencia y la coherencia de los supuestos se encuentra en gran parte garantizada con el planteo de escenarios socio-económicos y energéticos.

III.1 ESCENARIOS

Partiendo de la situación actual se consideró necesario realizar dos tipos de escenarios básicos en cuanto a las perspectivas económicas y de los escenarios de tipo energético. La combinación de estos escenarios permite cuantificar los procesos de aplicación de una política energética deseada y también proporcionar las indicaciones necesarias para el estudio de factibilidad de las mismas y su compatibilidad con los programas de desarrollo del sector oferta energética.

III.1.1 Demografía

La hipótesis de crecimiento poblacional asume una tasa de crecimiento anual global del 2.57%, diferente para cada una de las regiones consideradas.

La proyección de la población ha sido la misma para todos los escenarios, por cuanto el crecimiento poblacional es una consecuencia del entorno social, cultural y económico y en menor medida de la evolución del sistema energético.

CUADRO No. 1

POBLACION
(Miles de Habit.)

Años	Total	Urbano Asociación	Urbano Interior	Rural
1988	4039	606	1207	2226
1990	4277	642	1313	1322
1995	4693	731	1596	2564
2000	5539	811	1897	2831
2005	6216	893	2230	3097
Crecimiento %	2,57	2,28	3,69	1,86

Fuente: Estimación y Proyección de la Población según sexo y grupo de edad - Período 1960/2025.

Esta evolución supone una transformación en la estructura por regiones como se visualiza en el cuadro 2.

CUADRO No. 2

ESTRUCTURA DE LA POBLACION
(%)

Años	Urbana	Rural
1988	45	55
2000	48	62
2005	50	50

Fuente: Cuadro anterior

III.1.2 Crecimiento Económico

La evolución del sector económica requiere al aporte energético, al mismo que se encuentra condicionada por el tipo de desarrollo tecnológico del país, la ocupación de la capacidad instalada industrial y los objetivos de desarrollo a mediano y largo plazo.

Para establecer los escenarios se realiza un análisis breve de la evolución de los diferentes índices económicos en los últimos años (1977-1990).

El crecimiento del PIB en este periodo ha sido variable como se aprecia en la Fig. 1.

Es necesario evidenciar, sin embargo, la no correlación instantánea entre estas variaciones y los porcentajes de crecimiento que observaron los diferentes sectores del sistema productivo, lo que se aprecia en las Fig. 2, 3 y 4.

El efecto mostrado puede ser explicado por el desarrollo no necesariamente simultáneo de las ramas, y por un factor de inercia del sistema.

Lo anterior demuestra la dificultad que encierra el aventurarse sobre pronósticos de lo posible. Por tanto, al estudio trate de simular situaciones y sus consecuencias en los diferentes sectores y no prever el futuro.

Por otra parte, se observa en las Fig. 5 y 6, que pese a la disparidad de crecimiento entre los diferentes sectores, estos siguen manteniendo su peso relativo en la estructura.

Para establecer los escenarios económicos se han tomado en cuenta los objetivos de desarrollo y crecimiento económico del país para el largo plazo y su coherencia con la evolución en los años anteriores.

Las Fig. 7 al 12 ilustran la evolución del PIB y su estructura en los últimos años, así como las proyecciones propuestas para los años venideros.

La primera con un crecimiento promedio del 4,5% a.a. en el periodo considerado (escenario I), y la segunda con un crecimiento de 4,6% a.a.

En los dos escenarios, el factor importante de desarrollo constituye el sector agropecuario y con un consiguiente, aunque íavo, desarrollo del sector industrial.

VARIACION CRECIMIENTO PORCENTAJE ANUAL

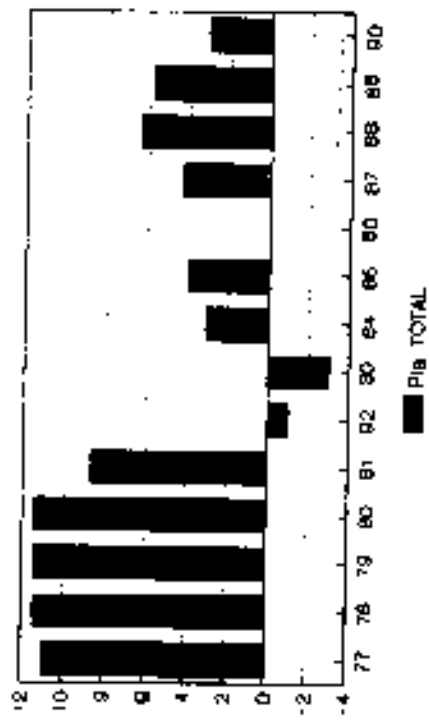


Fig. Nº 1

VARIACION CRECIMIENTO PORCENTAJE ANUAL

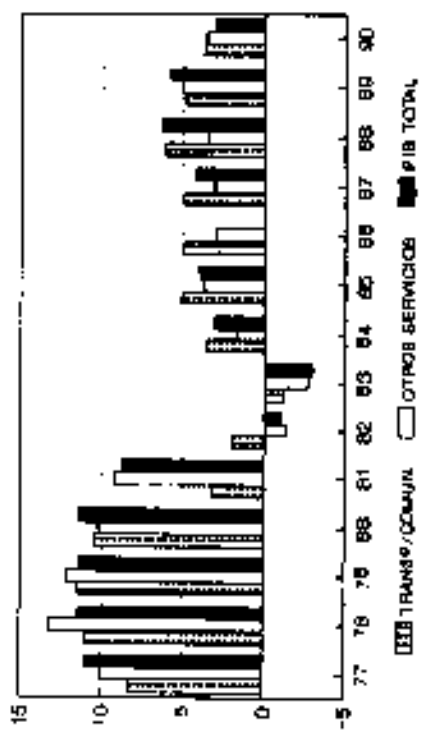


Fig. Nº 2

VARIACION CRECIMIENTO PORCENTAJE ANUAL

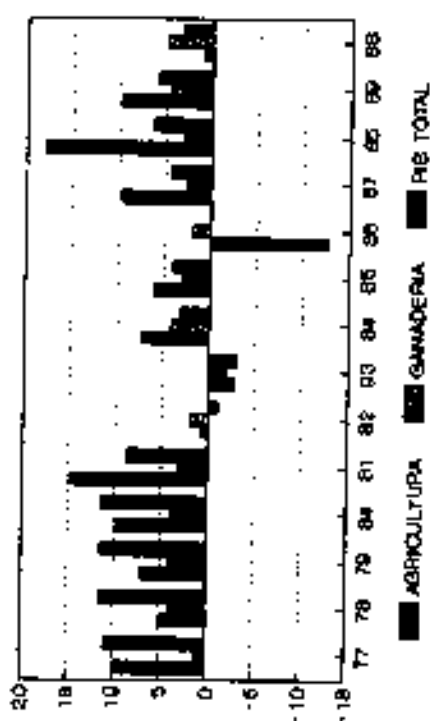


Fig. Nº 3

VARIACION CRECIMIENTO PORCENTAJE ANUAL

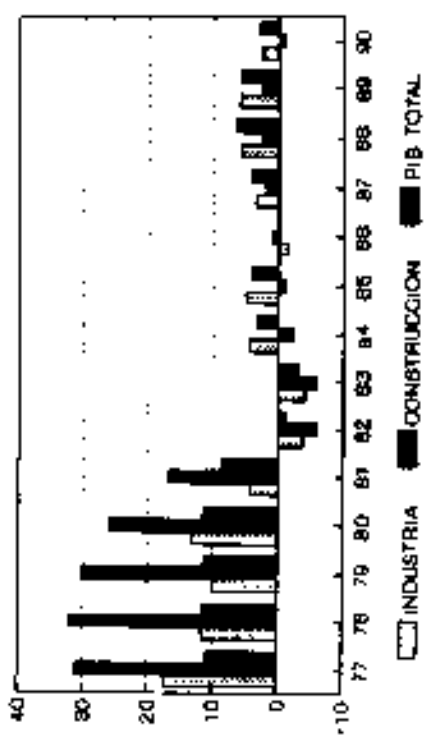
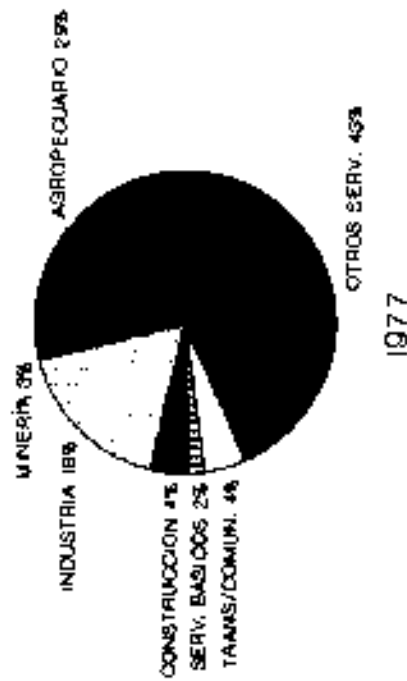


Fig. Nº 4

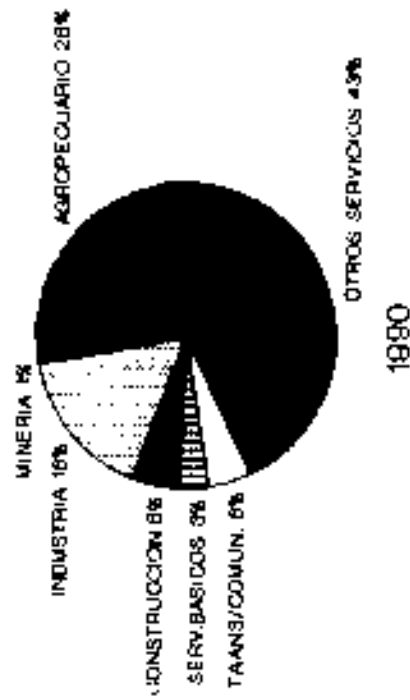
PIB ESTRUCTURA



1977

Fig. Nº 8

PIB ESTRUCTURA



1980

Fig. Nº 9

PIB MIL MILLONES GS. CONST (1982)

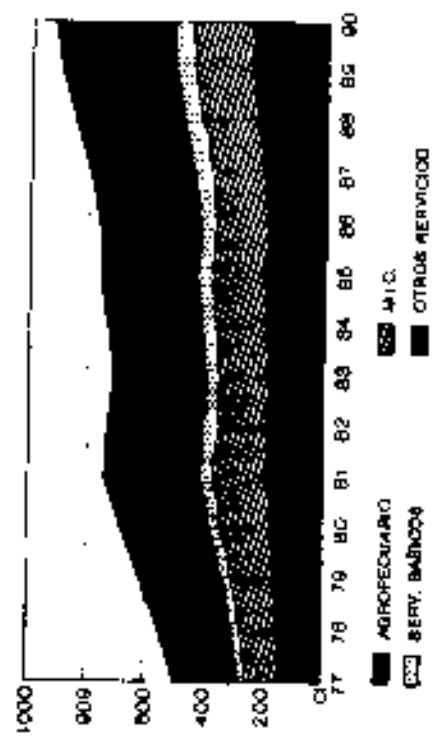


Fig N° 7

PIB ESTRUCTURA

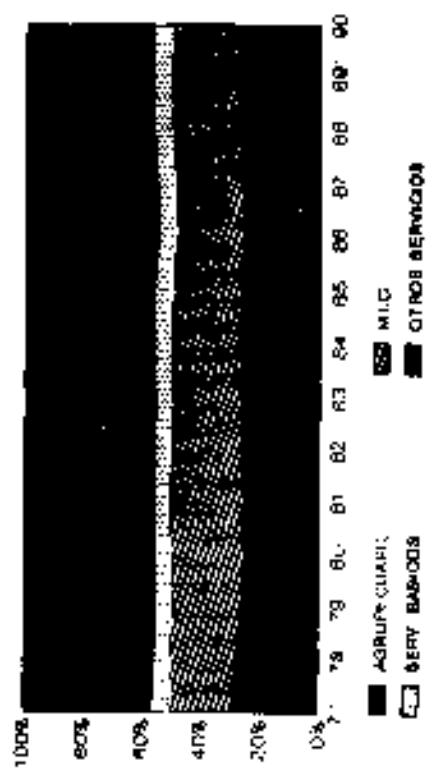


Fig N° 8

PROYECCION ECONOMICA PIB ESCENARIO I

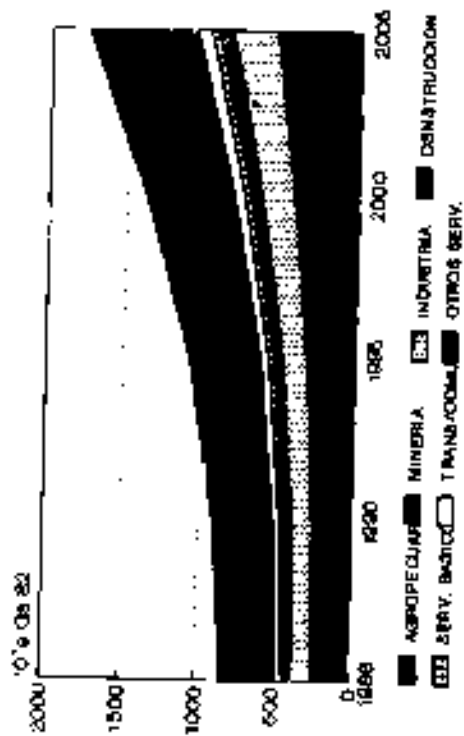


Fig. N° 9

PROYECCION ECONOMICA PIB ESCENARIO II

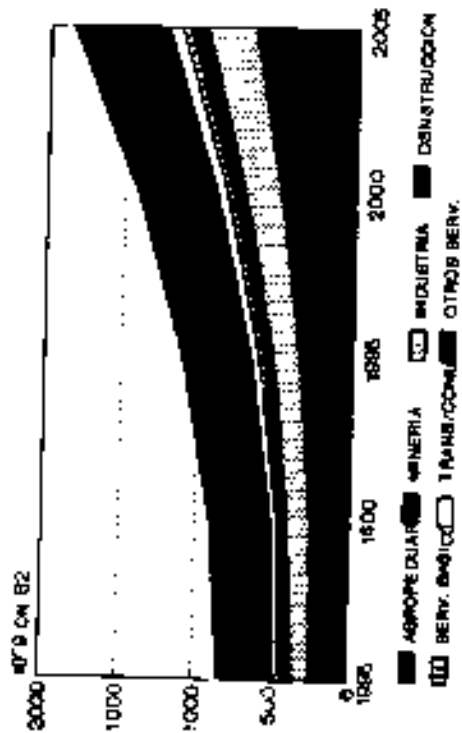


Fig. N° 11

PROYECCION ECONOMICA PIB ESCENARIO I

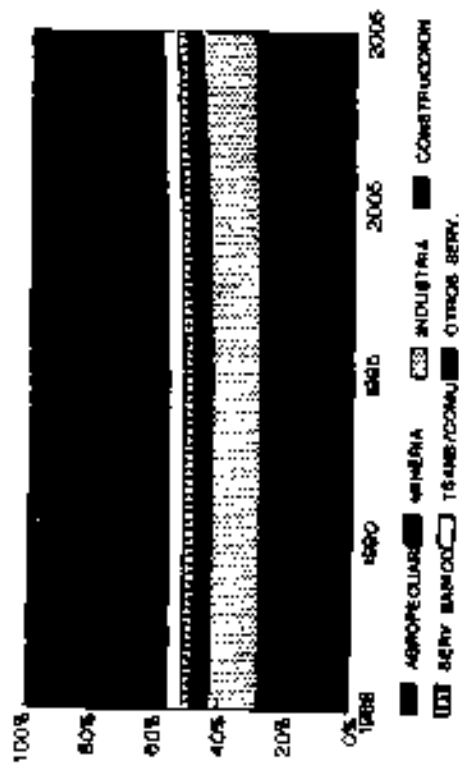


Fig. N° 10

PROYECCION ECONOMICA PIB ESCENARIO II

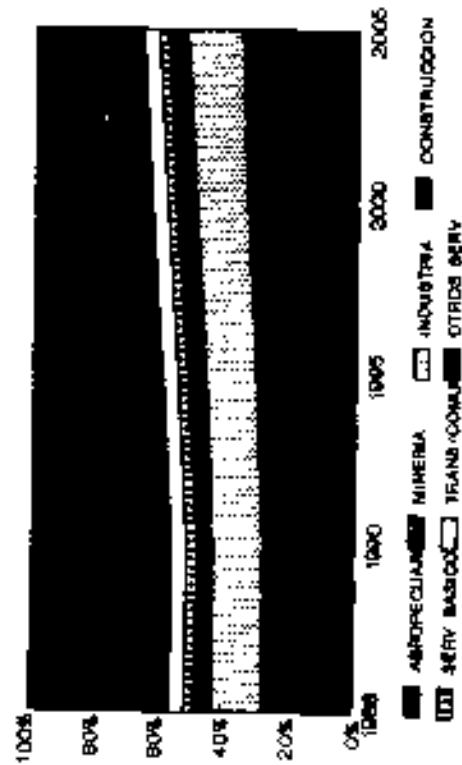


Fig. N° 12

No se han elaborado escenarios con crecimientos más bajos, ya que la planificación es necesaria para el desarrollo y crecimiento del país, sin que por esto se reste la probabilidad de que escenarios de menor crecimiento lamentablemente ocurran.

III.1.B Escenario Socio-económico

A continuación, en el cuadro 3, se presenta el principal indicador socio-económico en el período 77-90 y, en el cuadro 4, la evolución supuesta en los dos escenarios en el período 1990-2005.

CUADRO No. 3

EVOLUCION DEL PIB POR HABITANTE
(Miles Gs 1982)

	1977	1979	1980	1982	1984	1987	1988	1990	1990	% a.a
PIB/HAB.	173.40	201.82	217.50	229.11	205.82	203.00	210.13	216.40	216.38	1.6

Fuente: - INE, Cuentas Nacionales

En base a las hipótesis realizadas y la evolución supuesta de la población, se tendrá, para los dos escenarios, el siguiente PIB/habitante.

CUADRO No. 4

PROYECCION DEL PIB POR HABITANTE
(Miles Gs 1982)

	1990	1995	2000	2005	% a.a
ESCENARIO I					
PIB/HAB.	216.82	224.77	253.44	288.22	1.82
E (PIB/HAB)/PIB		0.21	0.49	0.52	
ESCENARIO II					
PIB/HAB.	216.82	230.03	258.37	302.06	2.24
E (PIB/HAB)/PIB		0.30	0.49	0.56	

III.1.4 Estrategia energética

El objetivo central del análisis de la proyección de la demanda es cuantificar las consecuencias de políticas energéticas que responden a estrategias planteadas y consideradas viables.

En primer lugar, es indispensable poner énfasis sobre la disponibilidad y costos de los recursos propios, ya que una planificación integral debe tender a favorecer al consumo de los productos nacionales y así garantizar en parte el autoabastecimiento energético.

Para las estrategias energéticas se han supuesto dos escenarios: el escenario básico, que consiste en considerar una evaluación sin control del sistema; es decir, seguir las trayectorias tendenciales, y el escenario de conservación, donde se cristalizan las diferentes alternativas energéticas relativas esencialmente al mejoramiento de rendimientos, penetración de nuevas fuentes y sustitución de hidrocarburos.

III.1.4.1 Escenario básico

Este escenario conserva los mismos niveles de rendimiento de las diferentes fuentes en las distintas usos, lo importante de considerar este escenario radica en poder obtener una base de comparación con relación a las estrategias planteadas en los otros escenarios.

III.1.4.2 Escenario de conservación

En este escenario, se asumen mejoras en los rendimientos, tasas de penetración de las diferentes fuentes, así como procesos de sustitución.

Se debe destacar el hecho de considerar un aumento del rendimiento de la leña, de 4.5 y 8% a 6.2 y 10% en los sectores residencial (38%), e industrial (25%) respectivamente, en el periodo 1992-2005.

Se supone además una reducción del 10% en los consumos específicos en el transporte de carga y colectivo de pasajeros urbano e interurbano, así como de los taxis.

En relación a la sustitución, se prevé un aumento del consumo de electricidad en el sector industrial (penetración de 1 a 3.5% anual) y en el sector

residencial una paulatina sustitución de gas licuado por electricidad en hogares que consumen gas licuado y de carbón por gas licuado en los que consumen carbón en las áreas urbanas. Se plantea, además, una reducción del porcentaje de hogares consumidores de leña mediante una sustitución por gas licuado y carbón vegetal en las zonas rurales (minifundaria y suburbana).

III.2 RESULTADOS

La combinación de los dos escenarios económicos con los dos escenarios que contemplan las estrategias básicas planteadas, proporcionan cuatro resultados que serán analizados por fuentes y por sectores. Los resultados globales de estos cuatro escenarios son:

CUADRO No. 5
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA
(Miles de Tce)

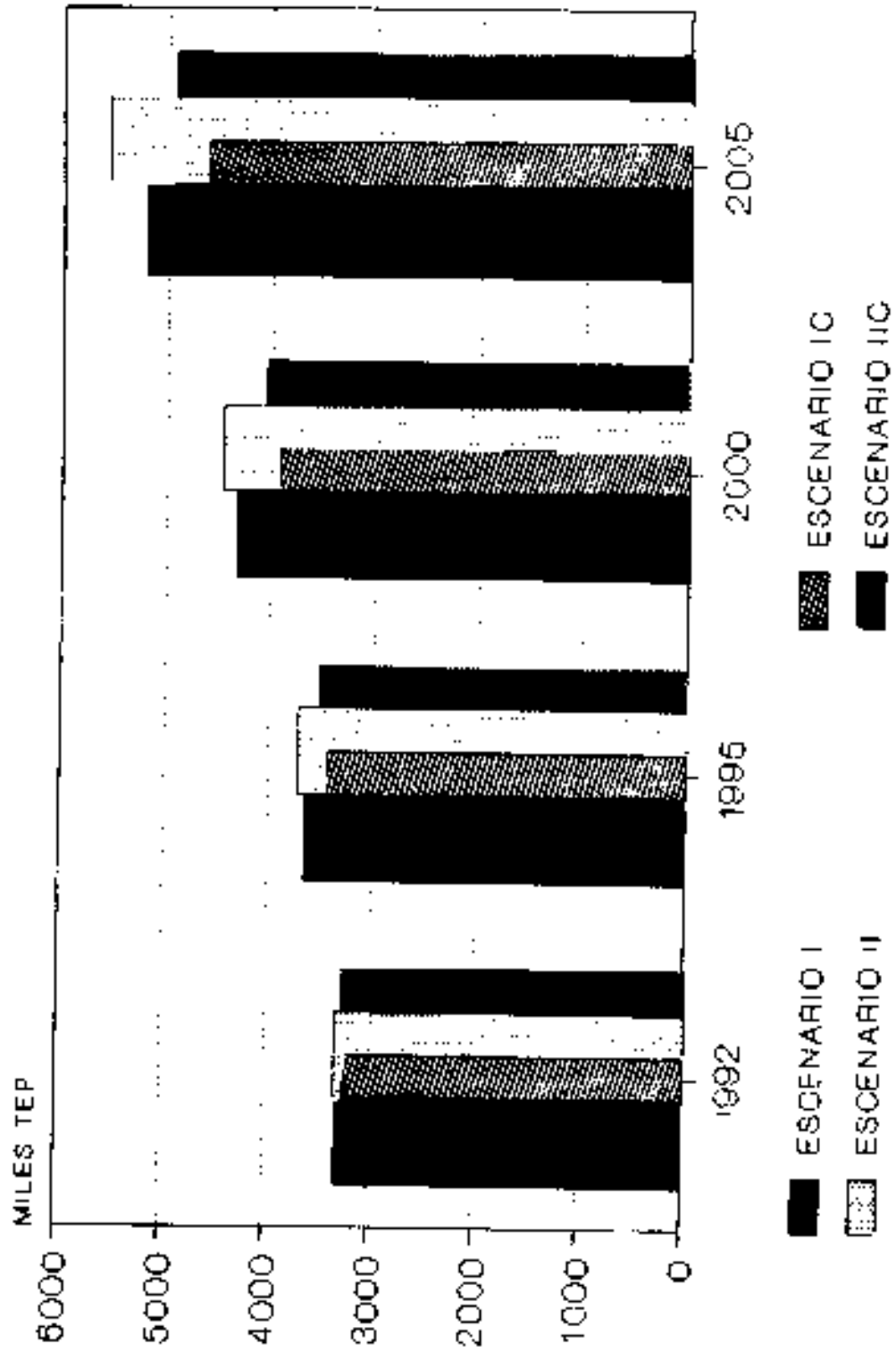
Años	1992	1995	2000	2005	K.a.a	%
Escenario						
I	3318	3642	4320	5188	3.51	58.64
IC	3244	3448	3920	4810	2.74	42.10
II	3350	3733	4478	5585	3.98	86.12
IIc	3276	3535	4083	4943	3.22	50.81

Como puede observarse en los resultados entre el escenario I y IC, existe una diferencia de 255 miles de TEP en el año 2005, pese a que el escenario IC representa un mayor crecimiento económico, pero al mismo tiempo una mejor gestión energética.

Los resultados así obtenidos muestran claramente una reducción en el consumo, pese a situaciones de crecimiento similares. Para realizar una cuantificación, y evaluación de los resultados, es necesario abordar por separado cada uno de los sectores y los productos.

De manera general, se puede vislumbrar la gran ventaja que se obtendrá al emprender programas masivos de difusión de fogones mejorados en el sector rural, logrando la reducción de volúmenes de consumo por parte de los usuarios y, por consiguiente, la preservación del recurso leña.

DEMANDA DE ENERGIA



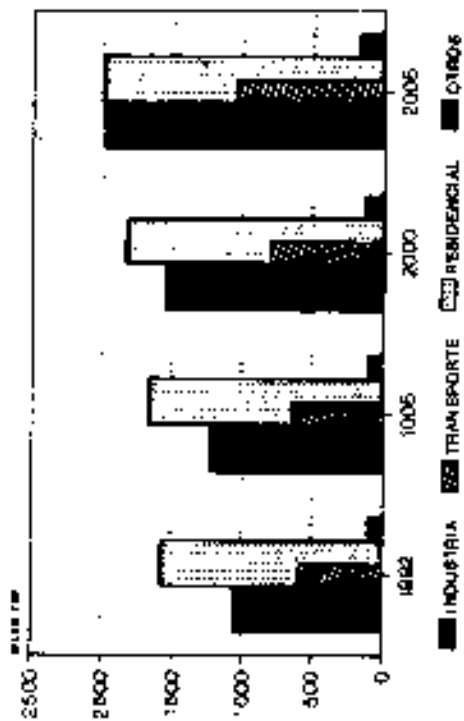
CUADRO No. 6.1
DEMANDA DE ENERGIA POR PRODUCTOS
(Miles de Tep)

ANOS	1992	1995	2000	2005	% a.a	%
ESCENARIO I						
LEÑA	1799.62	1894.27	2090.97	2275.44	1.83	26.61
RESIDUOS VEGETALES	409.26	466.95	637.89	882.19	6.09	115.56
CARBON VEGETAL	152.57	217.11	225.61	230.80	3.23	51.14
GLP	73.57	84.08	144.10	129.47	4.44	75.97
NAFTA	135.22	137.87	148.81	174.36	1.97	28.95
AERONAFIA	3.09	3.09	3.09	3.09	0.09	0.09
KEROSENE	8.58	9.91	9.39	9.70	0.95	13.05
JET FUEL	46.88	53.14	76.46	111.00	6.86	136.88
GAS OIL	421.25	486.23	605.03	793.37	4.99	69.34
FUEL OIL	49.45	54.94	71.53	93.80	5.05	89.48
ALCOHOL	14.15	14.56	17.26	21.69	3.34	53.29
ELECTRICIDAD	204.50	241.18	329.69	469.49	6.80	129.58
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	289.56
TOTAL	3318.24	3642.39	4319.52	5187.61	3.51	58.64
HIDROCARBUROS	738.01	806.16	1017.85	1314.79	4.54	78.15
BIOMASA	2361.45	2578.33	2954.49	3391.22	2.82	43.61
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	283.56
ALCOHOL	14.15	14.56	17.26	21.69	3.34	53.29
ELECTRICIDAD	204.50	241.18	329.69	469.49	6.80	128.58
ESCENARIO IC						
LEÑA	1749.24	1784.46	1819.14	1926.17	0.74	10.11
RESIDUOS VEGETALES	390.42	415.07	537.17	705.75	4.66	80.77
CARBON VEGETAL	152.37	218.39	224.48	229.27	3.19	50.47
GLP	73.54	83.98	103.78	129.04	4.42	75.47
NAFTA	134.68	139.51	147.78	173.58	1.97	28.89
AERONAFIA	3.09	3.09	3.09	3.09	0.09	0.09
KEROSENE	8.58	8.91	9.39	9.70	0.95	13.05
JET FUEL	46.88	53.14	76.46	111.00	6.03	136.88
GAS OIL	417.43	455.73	577.78	737.41	4.47	78.85
FUEL OIL	46.45	54.94	71.53	93.80	5.05	89.69
ALCOHOL	14.15	14.56	17.26	21.69	3.34	53.29
ELECTRICIDAD	204.50	241.18	329.69	469.49	6.09	129.58
SOLAR	0.11	0.16	0.29	0.42	10.44	283.56
TOTAL	3244.42	3448.01	3817.75	4610.40	2.74	42.10
HIDROCARBUROS	733.83	799.20	989.76	1257.52	4.23	71.42
BIOMASA	2292.08	2395.91	2580.79	2861.19	1.72	24.83
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	283.56
ALCOHOL	14.15	14.56	17.26	21.69	3.34	53.29
ELECTRICIDAD	204.50	241.18	329.69	469.49	6.09	129.50

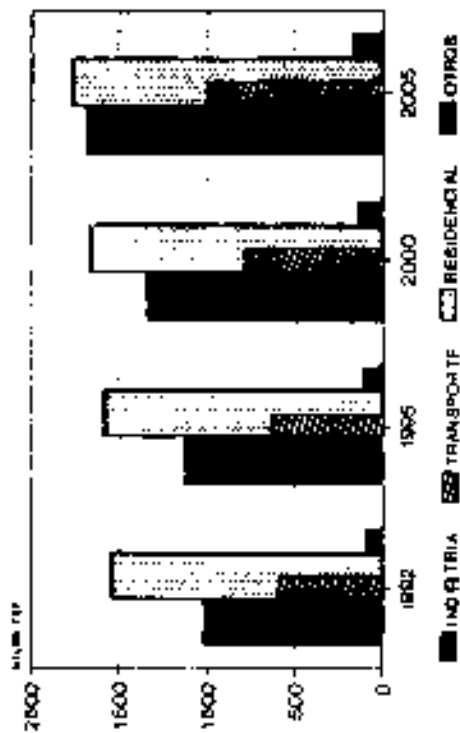
CUADRO No. 8.2
DEMANDA DE ENERGÍA POR PRODUCTOS
(Miles de Tsp)

AÑOS	1992	1995	2000	2005	No. a	%
ESCENARIO II						
LEÑA	1802.43	1901.88	2092.19	2296.73	1.88	27.42
RESIDUOS VEGETALES	419.29	496.10	691.20	995.51	6.88	137.43
CARBÓN VEGETAL	152.57	217.11	225.61	230.60	3.23	51.14
GLP	73.61	84.20	184.69	129.68	4.45	76.17
NAFTA	135.11	137.68	153.26	167.91	2.57	39.08
AVIACIONA	3.08	3.08	3.09	3.96	6.96	0.60
KEROSENE	6.88	8.88	6.40	9.61	1.02	14.67
JET FUEL	47.74	55.84	80.96	121.87	7.48	155.39
GAS OIL	432.40	497.70	687.29	910.61	5.96	116.64
FUEL OIL	50.67	58.39	73.37	196.61	5.64	109.22
ALCOHOL	14.34	15.06	17.85	39.39	3.64	63.11
ELECTRICIDAD	209.69	257.23	353.74	548.89	7.88	161.56
SOLAR	6.11	0.16	0.26	6.42	10.44	263.56
TOTAL	3349.64	3732.83	4476.36	5564.62	3.68	66.12
HIDROCARBUROS	751.22	845.50	1095.53	1469.16	5.39	95.57
BIOMASA	2374.29	2814.66	3008.66	3522.64	3.06	48.37
SOLAR	6.11	0.16	6.26	6.42	10.44	263.56
ALCOHOL	14.34	15.06	17.85	39.39	3.64	63.11
ELECTRICIDAD	209.89	257.23	353.74	548.69	7.88	161.68
ESCENARIO IIC						
LEÑA	1751.96	1771.96	1820.16	1940.76	6.79	10.79
RESIDUOS VEGETALES	399.96	440.96	562.04	796.39	5.44	96.11
CARBÓN VEGETAL	152.37	218.38	224.45	229.27	3.19	50.47
GLP	73.58	84.16	103.71	129.22	4.43	75.52
NAFTA	135.03	137.39	152.74	167.96	2.54	38.55
AVIACIONA	3.69	3.69	3.09	3.08	0.96	0.69
KEROSENE	9.68	6.66	9.40	9.81	1.02	14.67
JET FUEL	47.74	55.86	86.09	121.67	7.45	155.29
GAS OIL	428.53	486.64	637.52	847.13	5.38	67.66
FUEL OIL	50.67	58.39	76.37	106.01	5.64	109.22
ALCOHOL	14.34	15.98	17.85	29.39	3.64	63.11
ELECTRICIDAD	209.89	257.23	353.74	548.89	7.88	161.56
SOLAR	6.11	0.16	0.26	6.42	10.44	263.56
TOTAL	3276.76	3534.64	4063.39	4943.48	3.22	50.91
HIDROCARBUROS	747.24	834.13	1084.92	1404.21	4.67	87.92
BIOMASA	2304.17	2426.37	2626.62	2966.43	1.96	29.74
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	263.56
ALCOHOL	14.34	15.98	17.85	29.39	3.64	63.11
ELECTRICIDAD	209.89	257.96	353.74	548.89	7.60	161.56

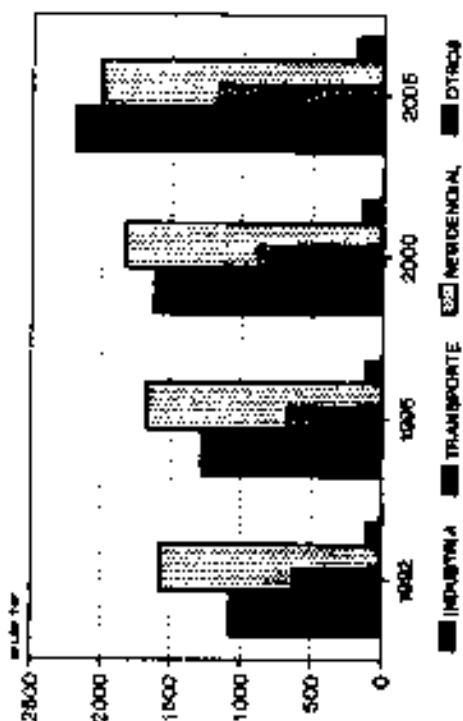
**CONSUMO POR SECTORES
ESCENARIO I**



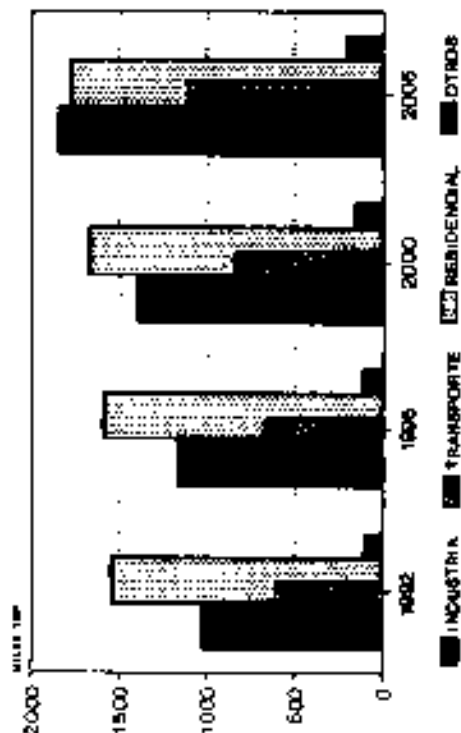
**CONSUMO POR SECTORES
ESCENARIO I CONSERVACION**



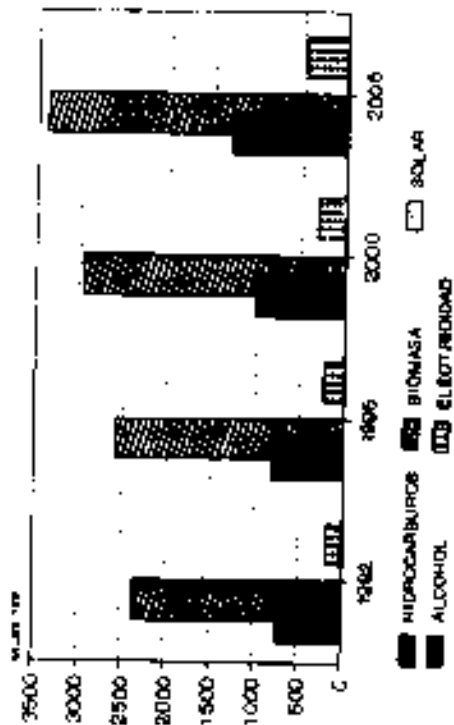
**CONSUMO POR SECTORES
ESCENARIO II**



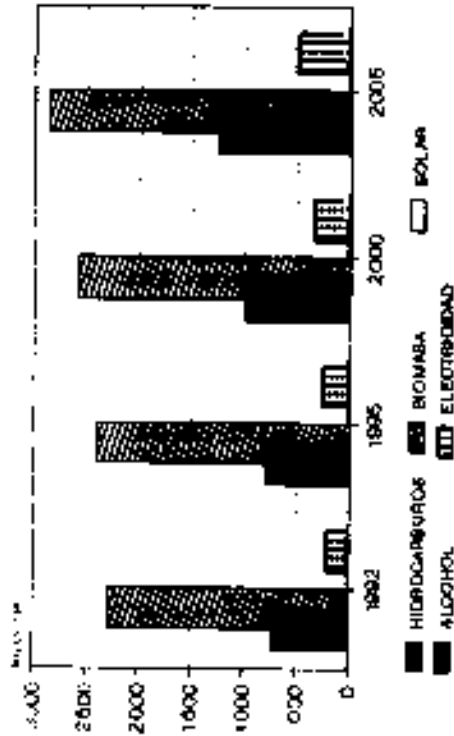
**CONSUMO POR SECTORES
ESCENARIO II CONSERVACION**



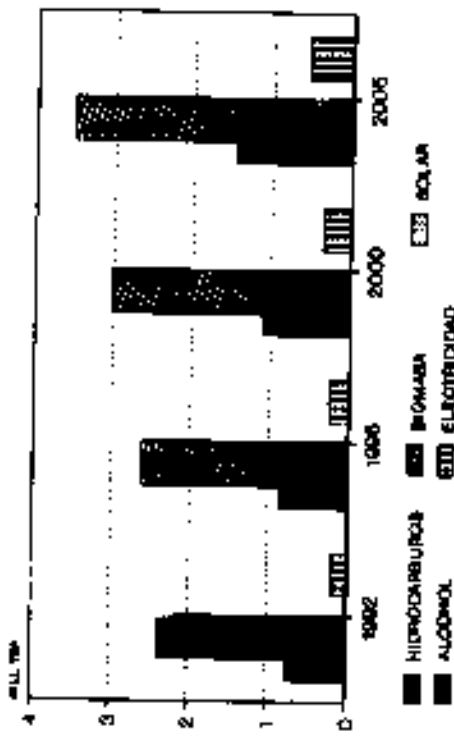
DEMANDA DE ENERGIA
ESCENARIO I



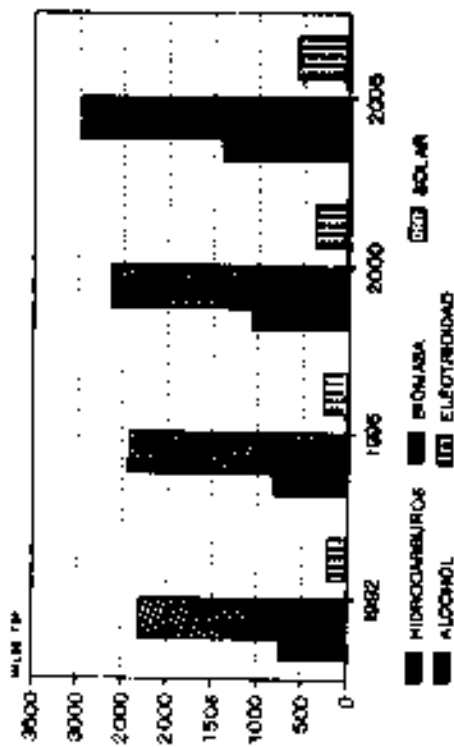
DEMANDA DE ENERGIA
ESCENARIO I CONSERVACION



DEMANDA DE ENERGIA
ESCENARIO II



DEMANDA DE ENERGIA
ESCENARIO II CONSERVACION



III.2.1 Sector Industrial

Para comparar las ventajas de las alternativas propuestas, se presenta el consumo del sector industrial.

El suponer una mejora del 25% en la combustión de la leña y los residuos vegetales, hasta el final del periodo, indica el potencial de ahorro que se puede obtener.

Para la leña sólo entre los años 2000 y 2005 el ahorro será superior a las 600 miles de TEP (1.600.000 Ton), lo que al precio actual de la leña significa: 32.000 millones de G., y representa casi el consumo de un año en el sector industrial.

Los residuos vegetales también representan un potencial de ahorro considerable de 600 a 800 miles de TEP, lo que puede constituir una mejor utilización de este energético.

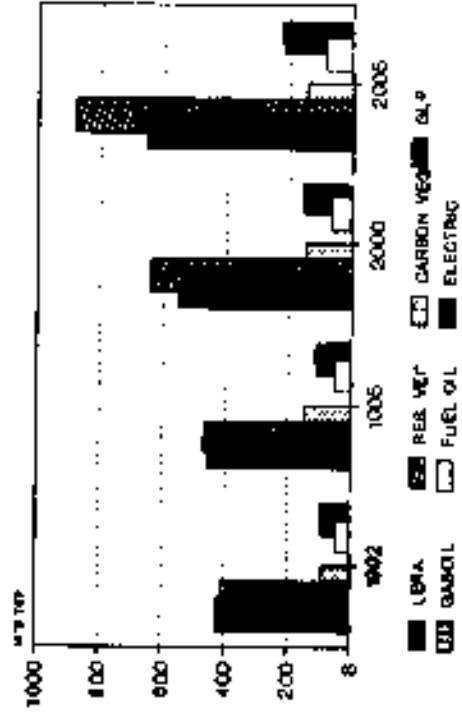
El consumo de electricidad registra la mayor tasa de crecimiento entre las fuentes de consumo sectorial 8,9% y 6,7% en los escenarios de Base y Crecimiento respectivamente. Sin embargo, si se considerara la instalación de industrias electrointensivas, el consumo sectorial sería superior a lo estimado.

CUADRO No. 7

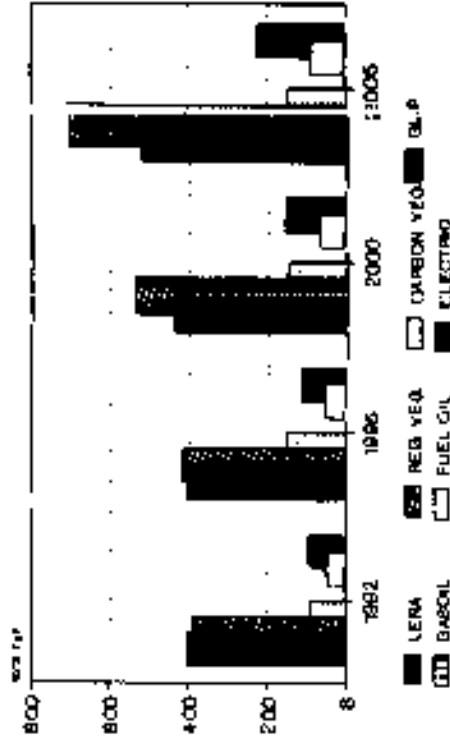
DEMANDA DE ENERGIA DEL SECTOR INDUSTRIAL
(Miles de Ton)

ANOS	1982	1995	2000	2005	% a	%
ESCENARIO I						
LEÑA	420.70	454.44	547.74	981.05	3.42	54.75
RESID VEGETALES	409.28	468.95	637.69	882.19	6.09	115.56
CARBON VEGETAL	90.11	148.75	148.75	148.75	3.93	65.07
GLP	D.14	D.21	D.21	0.21	3.33	53.02
GAS DIL	2.23	2.50	3.21	4.17	4.93	67.09
FUEL DIL	44.91	49.88	64.90	85.93	5.03	89.33
ELECTRICIDAD	93.03	110.28	151.90	222.16	6.93	138.90
TOTAL	1060.38	1256.01	1554.30	1993.58	4.98	68.68
ESCENARIO IC						
LEÑA	481.34	403.95	438.19	520.64	2.03	29.79
RESID VEGETALES	390.42	415.07	537.17	785.75	4.66	80.77
CARBON VEGETAL	90.11	148.75	148.75	148.75	3.93	65.07
GLP	D.14	0.21	D.21	D.21	3.38	59.02
GAS OIL	2.23	2.50	3.21	4.17	4.83	67.00
FUEL OIL	44.61	49.88	64.90	85.03	5.03	89.38
ELECTRICIDAD	93.03	110.28	151.90	222.16	6.93	138.80
TOTAL	1022.18	1130.64	1344.03	1666.91	3.63	85.03
ESCENARIO II						
LEÑA	423.43	461.65	548.99	669.35	3.58	58.98
RESID VEGETALES	419.29	496.10	691.20	985.51	6.89	137.43
CARBON VEGETAL	90.11	148.75	148.75	148.75	3.93	65.07
GLP	D.14	0.21	0.21	D.21	3.33	53.02
GAS OIL	2.27	2.61	3.43	4.65	5.67	104.85
FUEL OIL	45.98	52.91	70.87	95.68	5.90	108.05
ELECTRICIDAD	68.30	120.12	170.90	285.98	6.73	196.94
TOTAL	1077.52	1282.54	1633.42	2200.09	5.64	104.18
ESCENARIO IIC						
LEÑA	403.93	410.52	438.15	535.46	2.19	32.58
RESID VEGETALES	399.98	440.86	582.04	796.33	5.44	90.11
CARBON VEGETAL	90.11	148.75	148.75	148.75	3.93	65.07
GLP	0.14	0.21	D.21	D.21	3.33	53.02
GAS OIL	2.27	2.61	3.43	4.65	5.87	104.85
FUEL OIL	45.98	52.91	70.87	95.66	5.90	109.05
ELECTRICIDAD	96.30	120.12	170.90	285.95	6.73	196.94
TOTAL	1030.43	1167.38	1402.61	1851.34	4.61	78.67

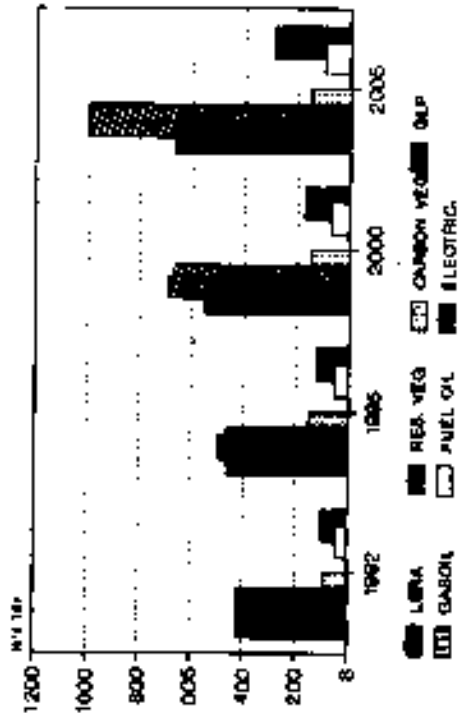
**CONSUMO SECTOR INDUSTRIA
ESCENARIO I**



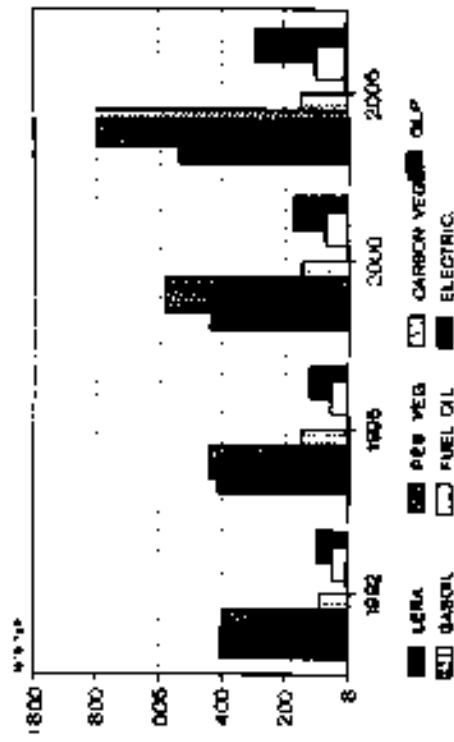
**CONSUMO SECTOR INDUSTRIA
ESCENARIO I CONSERVACION**



**CONSUMO SECTOR INDUSTRIA
ESCENARIO II**



**CONSUMO SECTOR INDUSTRIA
ESCENARIO II CONSERVACION**



III.2.2 Sector Residencial

Los cambios más importantes en este sector son relativos a los usos de la leña, GLP y electricidad.

En primer lugar, dada la estructura de los sectores consumidores, no existe mayor variación de consumo entre los escenarios económicos I y II.

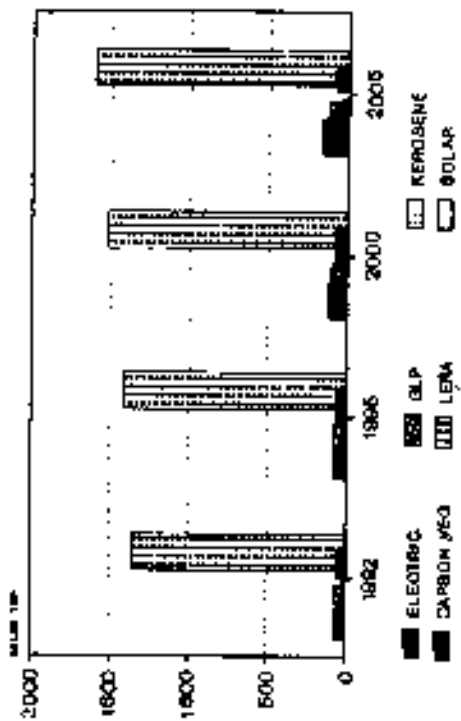
Como se aprecia, el potencial de ahorro de leña que se lograría, por un lado, por la disminución de la población consumidora del 63%, en 1988, al 52% en el 2005, y por el otro, el aumento del rendimiento de los fogones hasta el año 2005 en un 36%, representa más de 200 milas de TRP. sólo en el último año (600.000 Ton.).

CUADRO No. 8

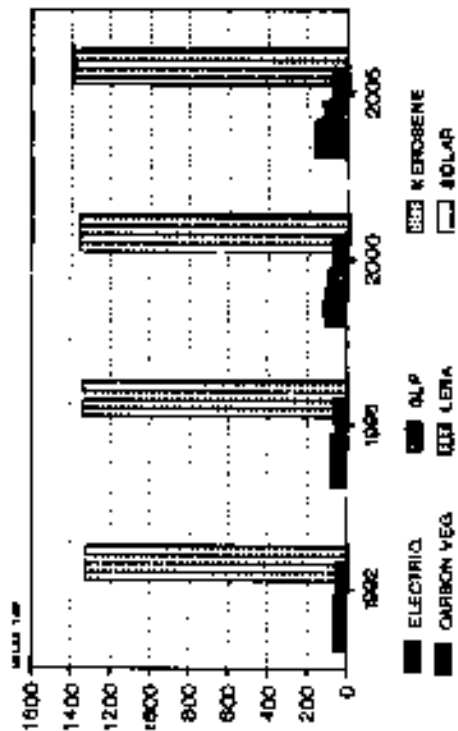
DEMANDA DE ENERGIA SECTOR RESIDENCIAL
(Miles de Tep)

ANOS	1992	1996	2000	2005	% a	%
ESCENARIO I						
ELECTRICIDAD	67.53	80.06	113.24	164.28	7.68	143.27
GLP	66.98	76.87	95.51	116.22	4.47	76.55
KEROSENE	8.58	8.81	9.33	9.70	0.95	13.05
CARBON VEGETAL	69.71	68.36	76.86	81.85	2.33	34.82
LEÑA	1362.15	1423.20	1528.59	1610.75	1.30	18.25
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	263.56
TOTAL	1566.04	1657.45	1821.76	1985.21	1.64	28.77
ESCENARIO IC						
ELECTRICIDAD	67.53	80.06	113.24	164.28	7.08	143.27
GLP	66.96	76.87	95.51	116.22	4.47	76.55
KEROSENE	8.58	8.613	9.33	9.76	0.95	13.85
CARBON VEGETAL	80.45	87.63	75.73	69.52	2.23	33.21
LEÑA	1331.26	1343.89	1364.31	1388.69	0.33	4.31
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	269.56
TOTAL	1534.89	1577.41	1658.36	1781.68	1.07	14.79
ESCENARIO II						
ELECTRICIDAD	68.99	87.94	117.54	176.42	7.49	155.72
GLP	66.92	76.74	95.15	117.56	4.43	75.69
KEROSENE	8.60	8.66	9.40	9.61	1.02	14.07
CARBON VEGETAL	69.71	69.28	76.86	81.85	2.33	34.62
LEÑA	1362.15	1423.20	1528.59	1610.75	1.30	18.25
SOLAR	0.11	0.16	0.26	0.42	10.44	263.56
TOTAL	1567.46	1665.28	1825.69	1896.81	1.88	27.39
ESCENARIO IIC						
ELECTRICIDAD	68.99	87.94	117.54	176.42	7.49	155.72
GLP	66.92	76.74	95.15	117.56	4.43	75.69
KEROSENE	8.60	8.66	9.40	9.61	1.62	14.07
CARBON VEGETAL	69.45	67.63	75.73	80.52	2.23	33.21
LEÑA	1331.26	1343.88	1364.31	1388.69	6.33	4.31
SOLAR	0.11	6.16	0.26	6.42	10.44	263.56
TOTAL	1536.33	1585.22	1662.39	1773.43	1.11	15.43

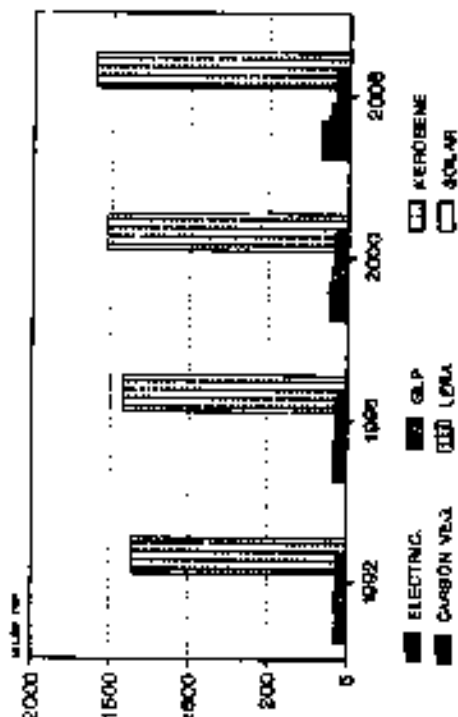
**CONSUMO SECTOR RESIDENCIAL
ESCENARIO I**



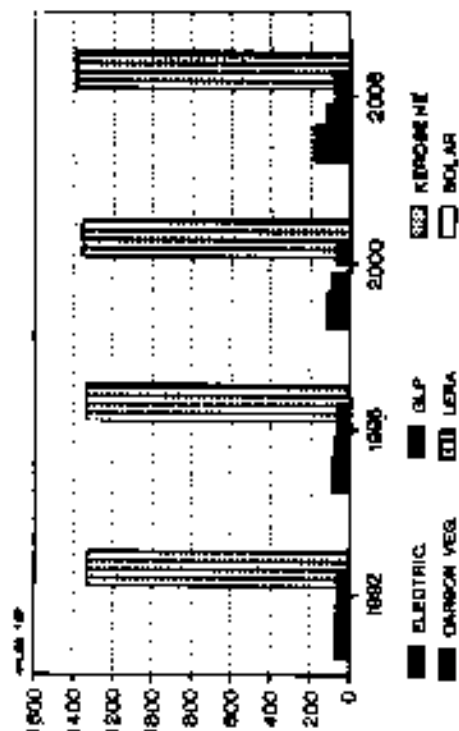
**CONSUMO SECTOR RESIDENCIAL
ESCENARIO I CONSERVACION**



**CONSUMO SECTOR RESIDENCIAL
ESCENARIO II**



**CONSUMO SECTOR RESIDENCIAL
ESCENARIO II CONSERVACION**



CENTRO DE DOCUMENTACION
EN POBLACION Y DESARROLLO
SECRETARIA EJECUTIVA DE PLANIFICACION
DE LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA
Hurbe 175 - ASUNCION, PARAGUAY

Al mismo tiempo, el número de habitantes de acuerdo al tipo de energético en el uso cocción en todos los escenarios serán iguales:

CUADRO No. 9
HABITANTES POR FUENTE DE COCCION
(Miles)

Años	1990	2005	% a.e.
Leña	2669	3224	1.28
Electricidad	6	37	12.89
GLP	1237	2422	4.56
Carbón	370	533	2.46

Analizando la cantidad de habitantes por fuentes de cocción, al substituir el uso de la leña por GLP y de éste por electricidad, se incorporarán alrededor de 7.000 hogares al uso de electricidad y más de 200 mil hogares al uso de GLP.

El incorporar mayor número de usuarios del área rural al uso de GLP, no varía el número final de los usuarios en ninguno de los escenarios, ya que una parte de los usuarios urbanos opta por la electricidad.

III.2.3 Sector transporte

El consumo esencial del sector transporte son los hidrocarburos, y es pequeña escala, la leña y el alcohol; éste último constituye una de las mejores alternativas para disminuir la dependencia de productos importados, como son el petróleo y derivados.

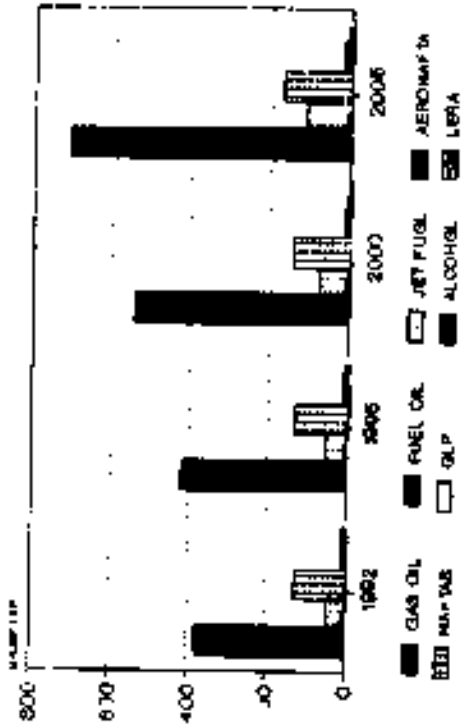
La aplicación de medidas de conservación, mediante el aumento de los rendimientos de los combustibles con el uso de aditivos, y el adelanto tecnológico en materia de automotores (menor consumo específico), permitan obtener ahorros en un orden aproximado del 5%.

CUADRO No. 10

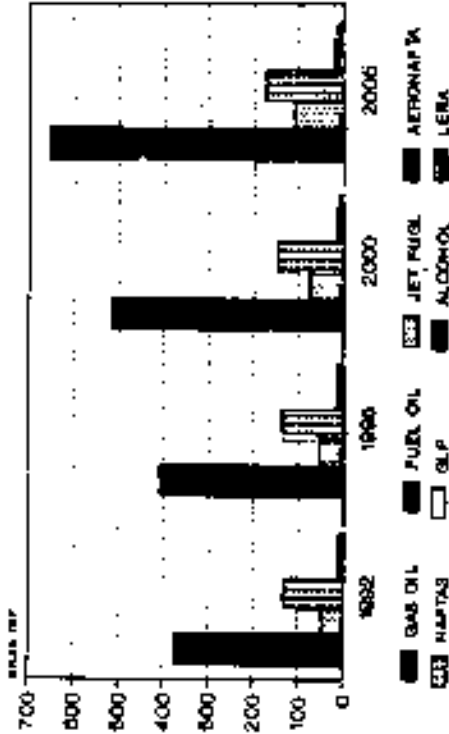
DEMANDA DE ENERGIA SECTOR TRANSPORTE
(MILES TRP)

ANOS	1992	1995	2000	2005	Me.a	%
ESCENARIO I						
GAS OIL	379.06	419.17	542.63	718.59	4.85	67.46
FUEL OIL	4.54	5.68	6.68	8.77	5.20	93.17
JET FUEL	46.86	53.14	76.44	111.09	4.86	136.88
AERONAFIA	3.68	3.68	3.09	3.09	8.09	8.09
NAFTA	135.22	137.87	148.31	174.36	1.37	28.85
GLP	6.47	7.81	8.38	11.84	4.20	78.75
ALCOHOL	14.15	14.59	17.26	21.69	3.34	58.29
LENA	12.63	12.68	12.63	12.63	8.00	8.00
TOTAL	602.02	652.58	815.59	1053.17	4.40	74.94
ESCENARIO IC						
GAS OIL	375.24	468.67	515.58	654.63	4.37	74.46
FUEL OIL	4.54	5.06	6.63	6.77	6.26	93.17
JET FUEL	46.86	58.14	76.46	111.09	6.69	136.69
AERONAFIA	3.09	3.68	3.68	3.69	8.00	8.69
NAFTA	134.68	128.51	147.78	172.58	1.97	29.69
GLP	9.43	6.81	9.87	18.61	3.92	64.95
ALCOHOL	14.15	14.56	17.26	21.69	3.34	53.29
LENA	12.63	12.68	12.69	12.63	8.09	9.09
TOTAL	597.02	640.67	787.50	996.09	4.01	69.88
ESCENARIO II						
GAS OIL	388.50	445.78	594.52	810.02	5.91	108.50
FUEL OIL	4.69	5.48	7.50	18.35	6.28	120.68
JET FUEL	47.74	55.88	86.68	121.97	7.48	155.28
AERONAFIA	3.09	3.68	2.68	3.09	8.69	9.69
NAFTA	135.11	137.60	153.26	197.91	2.67	39.69
GLP	9.66	7.24	9.66	11.81	4.70	61.78
ALCOHOL	14.34	15.06	17.85	23.39	3.84	68.11
LENA	12.63	12.68	12.63	12.63	8.69	6.09
TOTAL	612.69	682.49	877.60	1181.17	5.18	92.69
ESCENARIO IIC						
GAS OIL	364.63	434.64	564.75	746.34	6.23	94.64
FUEL OIL	4.69	5.48	7.50	19.35	6.28	126.68
JET FUEL	47.74	55.89	69.68	121.87	7.48	155.29
AERONAFIA	3.68	3.09	3.09	2.09	8.09	8.09
NAFTA	135.03	137.39	152.74	187.08	2.54	39.55
GLP	6.52	7.14	6.34	11.44	4.48	75.53
ALCOHOL	14.34	15.06	17.85	22.39	3.64	63.11
LENA	12.63	12.83	12.63	12.68	9.69	0.69
TOTAL	608.67	671.09	846.99	1118.19	4.78	99.36

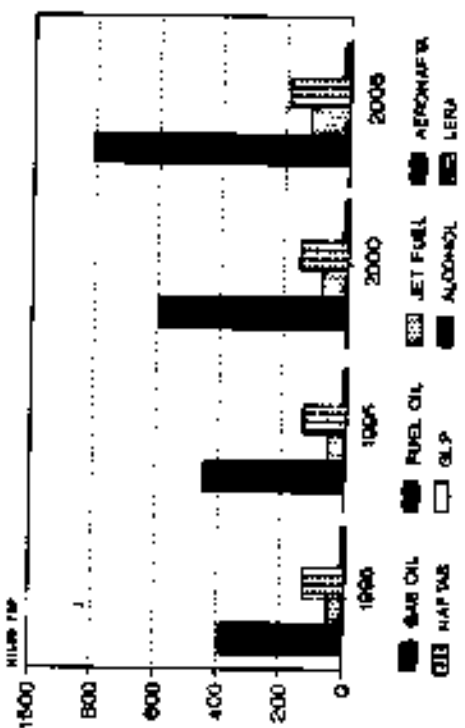
**CONSUMO SECTOR TRANSPORTE
ESCENARIO I**



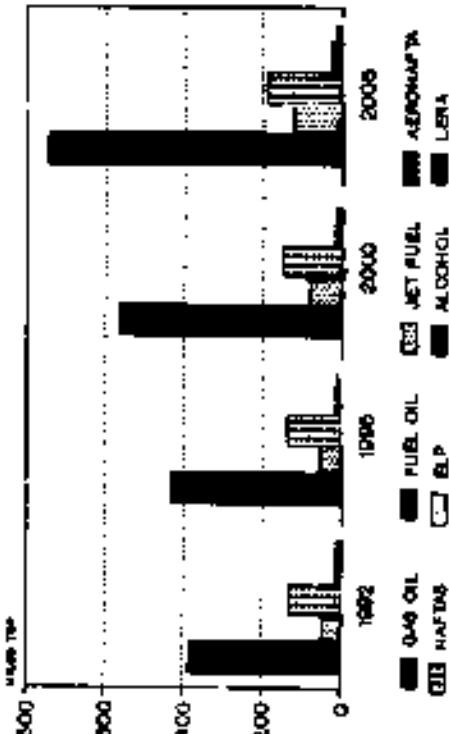
**CONSUMO SECTOR TRANSPORTE
ESCENARIO I CONSERVACION**



**CONSUMO SECTOR TRANSPORTE
ESCENARIO II**



**CONSUMO SECTOR TRANSPORTE
ESCENARIO II CONSERVACION**



De igual forma, tomando en cuenta la disponibilidad en generación eléctrica, se puede cuantificar el consumo del transporte colectivo público urbano, a fin de estudiar la factibilidad de uso de energía eléctrica en este medio de transporte.

El consumo de gasoil, en el transporte urbano, para el escenario II, se muestra en el cuadro 11.

CUADRO No. 11

CONSUMO DE GASOIL EN EL TRANSPORTE URBANO

ANOS	1992	1995	2000	2005	% a.a
TEP	40.50	46.03	56.27	78.09	5.2
LITROS (Mill)	46.77	53.16	68.44	90.13	5.2
BARRILES (Miles)	294	334	490	567	5.2

IV. OFERTA DE ENERGIA

La oferta de energia deberá adecuarse de una manera óptima a la demanda, a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos del país. En el Paraguay, la energia disponible para el consumo está constituida por la producción interna y la importación.

IV.1 PRODUCCION INTERNA

En el país, la producción de energia eléctrica está garantizada para un plazo de más de treinta años, ya que comparte con Brasil la central hidroeléctrica Itaipú, que tiene una capacidad instalada total de 12.800 MW, de las cuales el 50% pertenece al Paraguay. Además, está en construcción la central hidroeléctrica Yacyretá, en sociedad con la Argentina, la cual una vez finalizada tendrá una potencia total de 2700 MW; también, en este caso, al país le corresponderá un 50% de la capacidad total.

De esta manera, considerando los dos emprendimientos binacionales, el Paraguay puede disponer de hasta 7.650 MW lo cual supera ampliamente la demanda de potencia para satisfacer al consumo interno de electricidad.

Por otra parte, la ANDE dispone de la Central hidroeléctrica Acaray con 190 MW de capacidad instalada y seis centrales térmicas las que alcanzan 38.17 MW de potencia. Estas centrales térmicas sirven principalmente a localidades del interior en sitios donde todavía no llega el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Para el escenario de mayor crecimiento de la demanda de energia eléctrica, se estima que el consumo en el año 2005, considerando las pérdidas tanto en generación, como en las redes de transmisión y distribución, será del orden de 6.700 GWh.

En su mayor parte la energia será suministrada por el SNI, utilizando las plantas de generación hidráulica, por tanto, las plantas térmicas quedaran fuera de servicio a medida que las pocas localidades, que utilizan dicho sistema, se conecten a la red.

La disponibilidad de potencia instalada permitirá al país satisfacer la demanda de energia eléctrica con holgura e inclusive, exportar los excedentes.

En el cuadro siguiente se presenta la demanda de electricidad, las necesidades de generación y la potencia requerida para satisfacer el consumo, considerando una pérdida del 18.5% en generación, transmisión y distribución y un factor de carga de 0.558.

CUADRO No. 1

ENERGIA ELÉCTRICA: PROYECCIÓN DEL CONSUMO, GENERACIÓN Y POTENCIA

AÑO	CONSUMO (GWh)		GENERACIÓN (GWh)		POTENCIA (MW)	
	I	II	I	II	I	II
1992	2878.44	2414.21	2771.99	2818.28	556.30	574.81
1993	2512.71	2589.81	2928.99	2984.36	598.28	811.81
1994	2854.56	2735.99	3093.36	8187.10	632.04	651.18
1995	2804.42	2811.05	3287.99	3392.24	667.72	693.11
1996	2986.35	3118.44	3505.70	3663.18	710.80	742.72
1997	3177.96	3342.75	3731.99	3925.38	756.88	785.89
1998	3383.00	3582.05	3972.65	4206.40	805.48	852.87
1999	3601.28	3836.47	4228.96	4507.52	857.44	813.92
2000	3833.80	4113.26	4501.80	4830.20	812.78	979.35
2001	4114.45	4491.21	4880.15	5327.92	979.63	1069.34
2002	4415.89	4998.89	5237.85	5818.51	1051.40	1167.56
2003	4739.38	5354.50	5621.35	6350.97	1128.42	1274.88
2004	5088.56	5846.50	6033.18	6834.54	1211.99	1392.92
2005	5459.19	6383.72	6475.14	7571.73	1200.81	1518.93

Nota

- I : Escenario Base
- II: Escenario de Crecimiento

En cuanto a los productos provenientes de la biomasa, alcohol carburante, leña, carbón vegetal, y residuos vegetales, la oferta proviene de la producción interna.

La proyección de la demanda de alcohol carburante indica que, en el año 2005, podría oscilar entre 42000 M3 y 45000 M3, según los escenarios básico y de crecimiento respectivamente, (115 - 123 M3/día).

La oferta de esta fuente cuenta actualmente con suficiente capacidad instalada que podría satisfacer los requerimientos actuales y futuros de alcohol carburante, sin embargo la

misma no está siendo utilizada en toda su capacidad por los problemas indicados en el diagnóstico.

No obstante, la evolución de la oferta dependerá de las recomendaciones que se deriven del estudio integral sobre alcohol, a realizarse en corto plazo.

CUADRO No. 2

**PROYECCION DEL CONSUMO DE ALCOHOL CARBURANTE
(Miles MS)**

AÑO	ESCENARIOS	
	BASE	CRECIMIENTO
1992	27.21	27.58
1993	27.47	28.03
1994	27.73	28.49
1995	28.00	28.96
1996	28.97	29.96
1997	29.97	31.00
1998	31.01	32.07
1999	32.08	35.18
2000	33.19	34.33
2001	34.74	36.23
2002	36.37	38.25
2003	38.07	40.37
2004	39.85	42.91
2005	41.71	44.98

CUADRO No. 3

**PRODUCCION DE ALCOHOL: CAPACIDAD INSTALADA
(MS/día)**

Privados	182
Petropar	180
Azucareras	60
TOTAL	422

CUADRO No. 5

DEFORESTACION MEDIA ANUAL Y RESERVA FORESTAL ESTIMADA DE LA REGION ORIENTAL DEL PAIS

DEPARTAMENTOS	BOSQUES EXISTENTES 1984/85	DEFORESTACION ANUAL (Ha/año)		RESERVA ESTIMADA (Años)	
		A	B	A	B
Concepción	158985	21609	10972	7.28	14.31
San Pedro	599388	16347	10785	36.67	55.88
Cordillera	---	569	---	---	---
Guairá	27472	2089	1665	13.28	16.50
Canguazá	215616	15535	9625	13.88	22.40
Cazapá	283750	4105	4684	64.25	56.31
Itapúa	390000	15238	25254	25.59	15.44
Misiones	---	338	---	---	---
Paraguari	---	1975	689	---	---
Alto Paraná	532508	19514	34141	27.29	15.60
Central	---	---	---	---	---
Itamburú	---	---	---	---	---
Amambay	335790	13579	16051	24.73	29.92
Canindeyú	966178	12033	31514	41.09	31.29
TOTAL	3507670	122911	145200	28.54	24.16

Nota

- A: Cálculos realizados en función de la deforestación media anual de 40 años (1945-1985)
- B: Cálculos realizados en función de la deforestación media anual de 9 años (1976-1985)

Fuente: Convenio Paraguayo Alemán de Cooperación Forestal (GTZ),
Itapas de la Deforestación en la Región Oriental del Paraguay
Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG)

Las necesidades de energía requieren aproximadamente entre el 42% y el 53% del promedio del mayor ritmo de deforestación; sin embargo dicha relación está atenuada por el hecho de que la producción de leña no es la principal causante de la deforestación. Según el ritmo de deforestación, el que varía entre 123 mil y 145 mil Ha/años, las reservas existentes varía entre 24.1 y 28.5 años.

En el caso de los residuos vegetales, la producción de los mismos dependerá, fundamentalmente, de la actividad agrícola.

IV.2 IMPORTACION

Para el abastecimiento de hidrocarburos, el Paraguay seguirá importando todo el crudo y derivados que demanden los distintos sectores consumidores, por lo menos hasta que no se compruebe la existencia de petróleo en territorio nacional.

En cuanto a la producción de derivados, la misma está determinada por la capacidad y flexibilidad de la refinería.

Actualmente la demanda de combustibles es cubierta en un 60% mediante la importación de productos terminados, debido a que la capacidad de producción es insuficiente para cubrir todos los requerimientos.

Los combustibles con mayor volumen de importación son el gasoil y el GLP, cuyos consumos superan ampliamente la producción local, y las naftas de alto octanaje que deben ser importadas en su totalidad, debido a la carencia de unidades adicionales de producción.

Por la estructura del consumo de derivados, que presenta una característica de alta dieselización, se hace casi imposible, para cualquier refinería, adaptar la estructura de producción a la de la demanda, aún realizando modificaciones en el proceso de refinación será muy difícil lograr el abastecimiento total mediante la producción local.

Consecuentemente, establecer un programa de abastecimiento petrolero significa resolver y atenuar el impacto de los problemas mencionados en el diagnóstico, de manera a lograr un sistema de oferta óptimo.

Según la proyección de la demanda de energía, se estima que el consumo de derivados de petróleo en el año 2005 oscilará entre 27700 Bbl/día y 31000 Bbl/día, en las escenarios básico y de crecimiento respectivamente. La evolución de la demanda de derivados, en el escenario básico se observa en el siguiente cuadro.

CUADRO No. 6

SUB-SECTOR PETROLERO: PROYECCION DEL CONSUMO DE DERIVADOS
(Millas de MS)

AÑO	GLP	MPTZ	AERONAUTA	INDUSTRIAL	JET FUEL	GASOIL	FUEL OIL	TOTAL	CONSUMO/DÍA (Millas Bbl)
1982	122.73	174.83	2.88	19.46	58.80	486.43	53.08	907.28	15.84
1983	128.31	176.18	3.08	19.46	59.23	508.16	54.88	939.23	16.12
1984	164.15	176.28	3.06	19.59	65.77	529.47	58.85	964.19	16.61
1984	148.15	177.44	3.08	19.88	64.41	538.37	58.96	904.61	17.13
1984	148.37	180.85	3.06	19.80	69.37	587.18	62.68	1020.72	17.92
1987	152.78	182.76	3.08	19.89	74.58	587.52	65.44	1067.88	18.75
1988	158.43	186.38	3.08	11.05	80.13	628.48	65.99	1138.44	19.92
1989	148.28	188.11	4.08	11.18	88.17	683.17	73.73	1181.72	20.54
2000	173.64	198.88	2.08	11.31	92.88	888.86	78.37	1247.88	21.50
2001	181.82	197.15	3.08	11.40	98.85	737.50	80.84	1312.27	22.61
2002	188.47	203.44	3.08	11.48	187.58	778.64	85.45	1388.25	23.79
2003	197.82	210.34	3.88	11.58	115.91	828.01	90.71	1451.94	25.82
2004	206.75	217.89	2.88	11.67	124.88	887.88	95.237	1527.55	26.32
2005	215.85	224.40	2.88	11.76	134.55	219.13	100.18	1607.31	27.76

Es de destacar que mediante la aplicación de medidas de conservación, que permitan un uso racional de esta fuente, se puede lograr una disminución del consumo. De acuerdo con las estimaciones realizadas la demanda, bajo estas condiciones, estaría entre de 26500 Bbl/día y 29500 Bbl/día, según los distintos escenarios mencionados; lográndose de esta forma un ahorro de aproximadamente 5%.

IV.3 EQUIPAMIENTO

La evaluación de la oferta de hidrocarburos y electricidad se fundamenta en los planes elaborados por las empresas estatales PETROPAR Y ANDE, responsables de cada uno de los sub-sectores.

IV.3.2 Sub Sector Petrolero

El crecimiento continuo de la demanda de derivados exigirá un aumento de la infraestructura de oferta petrolera.

En este sentido la propuesta, luego de analizar varias alternativas, y de acuerdo con el Plan Operativo de PETROPAR, considera la opción de seguir con las condiciones actuales de abastecimiento, por lo menos hasta el año 1996 y, posteriormente, estudiar la ampliación y/a modernización de la refinería existente.

Seguir con las condiciones actuales de oferta implicará una creciente importación de productos terminados, lo que consecuentemente requerirá, especialmente entre otras necesidades, del aumento de la capacidad de almacenamiento.

Actualmente la capacidad en tanques para cruda y derivados es del orden de 160 mil metros cúbicos, lo que, al ritmo del crecimiento de la demanda, permite reservas para aproximadamente 70 días en promedio.

Esta capacidad de reserva de productos para 70 días, en el futuro, será insuficiente, más aún teniendo en cuenta que la capacidad de producción permanecerá constante. Por razones estratégicas se recomienda aumentar la capacidad en tanques, de manera a lograr una disponibilidad para, al menos, 100 días.

Para el gas licuado, sin embargo se plantea reservas para 50 días, dada la actual política de deregulación y la existencia de empresas privadas que comercializan este energético y que cuentan con cierta capacidad de almacenamiento.

Las necesidades de almacenamiento están en relación directa a la estructura de la demanda y de su evaluación. Por tanto, de acuerdo a la situación actual, en la que existe déficit en la disponibilidad de tanques para algunos productos, y el posible comportamiento del consumo, (asumiendo el escenario base), requerirá la construcción adicional de, aproximadamente, 328 mil m³ en el periodo 1995 y 2005, (ver Anexo No. 1).

IV.3.1 Sub-sector Eléctrico

En lo que a este sub-sector se refiere y para el horizonte del Plan, que se extiende hasta el 2005, el análisis de la oferta se centraliza en las áreas de transmisión y distribución de energía eléctrica; ya que en cuanto a generación el país tiene asegurado el abastecimiento mediante el aprovechamiento de Itaipú (en operación), y Yacyretá (en construcción).

A fin de brindar el servicio de energía eléctrica a zonas aún no servidas y asegurar el abastecimiento con la calidad y confiabilidad adecuadas mediante la ampliación, refuerzo y densificación de las redes, en las áreas servidas donde el continuo crecimiento de la demanda lo requieran, ANDE deberá ejecutar en el periodo 1981/1995 el programa de obras ya aprobado por el Poder Ejecutivo según Decreto No. 10.337. Las principales obras identificadas en el mencionado programa se detallan en el Anexo No. 2.

V. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

A fin de atender la demanda energética futura, se realizarán importantes inversiones en el período del Plan, para las cuales se tendrá en cuenta las siguientes condiciones:

- Los proyectos de expansión serán ejecutados por las respectivas instituciones, atendiendo los niveles de la demanda y los requerimientos de seguridad y calidad del servicio.
- Los créditos externos del sector deberán provenir, fundamentalmente, de organismos de crédito para el desarrollo, o créditos comerciales cuyas condiciones se adecuan en costos y plazos a las características del sector.

V.1 INVERSIONES

V.1.1 Sub-Sector Estrolero

Parte del programa de inversiones de este sub-sector fue determinado por PETROPAR, a partir de su Plan de Operaciones para el período 1992-1996. Según dicho Plan, las inversiones se realizarán básicamente en el área de infraestructura.

Las inversiones previstas por la mencionada institución, aprobadas dentro del presupuesto de la empresa, para 1992 ascienden a 25.234 millones. Por tanto el monto total previsto para dicho año sería del orden de US\$ 17.4 millones (considerando una tasa de cambio de 1450 G/US\$).

Por otra parte, las necesidades de almacenamiento, indicadas en el capítulo de Oferta, harán necesario realizar inversiones para ampliar la capacidad en tanques.

Para estimar dichas inversiones se consideraran costos unitarios de 5p US\$/m³ para tanques cilíndricos de petróleo crudo y derivados líquidos y 65p US\$/m³ para tanques esféricos de gas licuado. Los requerimientos de inversión para la construcción de estas obras alcanzan alrededor de 33 millones de US\$ en el período del Plan.

Las inversiones para ampliar la oferta de derivados de petróleo son del orden, el menos, de 210 millones de US\$, considerando para la ampliación de la refinería la instalación de una torre de destilación atmosférica de 10.000 Ebl/día, sin ninguna unidad adicional.

En el Anexo N°. 3 se presentan los requerimientos de inversión para construir las obras del sub-sector.

V.1.2 Sub-Sector Eléctrico

Las inversiones del sub-sector corresponden a las de las obras estimadas necesarias para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Se presenta en este punto un desfase entre el período del plan y el de las inversiones previstas por la ANDE, debido a que el programa de obras con que cuenta dicha institución abarca un período más corto que el horizonte del plan, sin embargo, sirve como referencia para determinar el monto de las inversiones necesarias del sub-sector.

La ANDE tiene definido en su programa ordinario, que cubre el período 1981-1995, una serie de obras de transmisión y distribución. Además cuenta, dicha institución, con un programa preliminar de obras de transmisión, cuya ejecución podría efectuarse en el período 1996-2005.

Para el desarrollo de las obras de transmisión, que comprende obras de refuerzo, de expansión y de complementación, la inversión requerida, en el período del Plan, es del orden de los US\$ 400 millones. En el Anexo No. 4 se presenta las inversiones previstas para el desarrollo de obras de transmisión:

Por su parte el programa de distribución, que también comprende obras de refuerzo y de expansión, no cuenta con un cronograma de inversiones. El mismo fue elaborado con flexibilidad, debido a que pueden presentarse algunas modificaciones de acuerdo con las necesidades: o del financiamiento.

El monto de la inversión asignada a estas obras alcance aproximadamente US\$ 44 millones para el período 1992-1995. Tomando como hipótesis que las inversiones en distribución mantengan el mismo ritmo que en el período mencionado, se estima que la misma puede alcanzar alrededor de US\$ 100 millones entre 1996-2005.

En síntesis, el desarrollo del Programa de Obras del sub-sector eléctrico requerirá una inversión de al menos US\$ 500 millones en el período del Plan.

V.1.3 Sub-Sector Leña

Las inversiones a efectuarse en este sub-sector estarán dirigidas a la actividad de reforestación con fines energéticos. El Servicio Forestal Nacional actuará como organismo coordinador y de asistencia técnica, y la ejecución de los proyectos estará a cargo del sector privado.

Por otra parte se plantea la construcción de fogones de leña, que permitirá la utilización más racional de la biomasa como fuente de cocción. En el Anexo No. 5 se presentan los perfiles de los proyectos de reforestación y del programa de difusión de fogones.

V.2 FINANCIAMIENTO

V.2.1 Sub-Sector Petrolero

La proyección financiera (Anexo No. 6), realizada para este sub-sector presenta muchas limitaciones. Sin embargo puede constituirse en un parámetro aproximativo para visualizar las perspectivas del mismo.

Uno de los principales factores que limitan el análisis prospectivo constituyen la falta de orientaciones claras a la política de inversiones futuras.

En este sentido, existen dos alternativas básicas, por un lado, mantener el sistema de abastecimiento actual, y por otro, realizar inversiones importantes para la ampliación y modernización de la capacidad instalada de la refinería; así como implantar una agresiva política de exploración, la que ya figura en los planes de PETROPAR, para el corto o mediano plazo.

Para la primera alternativa, las proyecciones financieras indican un resultado neto superavitario de aproximadamente 37% del costo total, lo cual significa que PETROPAR se hallará en condiciones de cubrir sus costos de producción, y al mismo tiempo, contaría con suficientes recursos para afrontar parte de las nuevas inversiones requeridas en el área de exploración y producción.

Por tanto, las inversiones a efectuarse en obras de infraestructura podrán seguir el mismo mecanismo de financiamiento actual (financiamiento propio).

Sin embargo, si los resultados de los estudios a realizar para la ampliación y modernización de la refinería existente o para la construcción de una nueva planta, determinan la viabilidad del proyecto, se tendrá que recurrir a fuentes de financiamiento externo, por tratarse de grandes montos de inversión.

3.2.2 Sub-Sector Eléctrico

La proyección financiera (Anexo No. 7), resultó de la visión en perspectiva simplificada, de algunas variables significativas como son el ingreso y gastos, así como los préstamos y las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad del sub-sector.

Del análisis de dicha proyección para el periodo 1982-2005, se concluye, que la evolución del origen de fondos depende en un 85% de la de los ingresos de la ANDE, provenientes de la venta de energía eléctrica y de las utilidades, compensación y resarcimiento de los emprendimientos binacionales (Iteipù y Yacretá); y en un 15% de los préstamos externos de largo plazo.

En contrapartida, la aplicación de fondos, que constituyen los gastos de operación, en promedio representa el 72%, entre los cuales uno de los más importantes es el de compra de energía; el 18% corresponde a las inversiones en obras de transmisión y distribución, y el 9% al servicio de la deuda incluyendo: amortizaciones, intereses y comisiones.

Las características propias del país determinan un significativo encarecimiento de los costos unitarios del tendido eléctrico, por ello ANDE que tradicionalmente, ha recurrido a préstamos provenientes de la Banca Multilateral para la ejecución de sus obras, seguirá con el mismo mecanismo de financiamiento.

Para proyectos de electrificación rural se prevé que los mismos, debido a sus características peculiares, en parte sean financiados con el sistema de autoconstrucción aplicado por ANDE en los últimos años y en los que se ha logrado importantes reducciones en los gastos (entre 40 y 60%).

Los resultados de dicha proyección indican que el financiamiento externo, con préstamos de largo plazo, alcanzarán aproximadamente 846 mil millones de guaranes, (US\$ 446 millones), durante el periodo, equivalentes al 15% del total de ingresos a generar. Con este monto se podrá cubrir el 80% de las inversiones proyectadas en el mismo periodo:

No obstante, la existencia de déficits en el periodo 1984/86 debido a la participación de las inversiones del

proyecto de electrificación del Chaco, entre otros (*), la evolución de las variables financieras indican que en el período se tendrá un superávit financiero de cerca de 150 millones de US\$.

Este resultado neto se obtendrá del incremento de los ingresos de operación (6.3% a.a.), y del aporte de los préstamos que cubrirán con holgura los gastos de operación, la inversión proyectadas y el servicio de la deuda.

De este modo se prevé que las necesidades financieras futuras de esta institución serán satisfechas en el período del plan toda vez que se mantenga un nivel tarifario real, o sea que al mismo acompañe el proceso inflacionario.

(*) Ver Capítulo anterior de Inversiones y Anexo 2

PROGRAMA DE OBRAS DEL SUB-SECTOR PETROLERO
NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO
 (Miles M\$)

	ACTUAL	1995	2000	2005
Gasoil	72.3	75.20	44.00	53.50
Fuel Oil	15.7	0.50	4.80	6.50
Jet Fuel	12.2	5.50	7.70	11.50
GLP	2.0	17.20	4.60	5.80
Naftas	18.6	30.10	3.70	9.20
Cruda	62.2	41.50	-	-
TOTAL	184.0	170.00	64.80	92.50

Además de las necesidades de almacenamiento, el sistema de oferta de productos petroleros requerirá la construcción de obras de infraestructura, adquisición de maquinarias, equipos y otras instalaciones, las cuales están previstas en el Plan Operativo de PETROPAR, para el periodo 1992-1998.

Entre dichas obras se puede mencionar las siguientes:

1) Obras de infraestructura:

- Tanques cilindricos para almacenamiento de crude y derivados con 91.000 m³ de capacidad
- Instalaciones para descarga de GLP via fluvial
- Muelle de hormigón armado - 100 m de longitud
- Planta envasadora de garrafas
- Pileta API para recuperación de productos
- Sistema de esferas para petróleo crude y derivados
- Caminos internos para zona de tanques y nuevas instalaciones
- Tanques esféricos para gas licuado con capacidad total de 8.000 m³.
- Planta de distribución de gas licuado
- Cargadero para camiones automatizado
- Sistema de cañerías para GLP y cargadero

2) Maquinarias y Equipos

- 2 Calderas de 5000 Ton/h c/u con accesorios.
- Bombas, máquinas de soldar, compresores, extintores
- Desalador de petróleo crudo

3) Construcción de edificios

4) Adquisición de aparatos, herramientas, instrumentos de laboratorio, de precisión y medidas y comunicación

5) Otras instalaciones

PROGRAMA DE OBRAS DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO

Periodo 1991-1995

- 1) Construcción de una línea de transmisión de 66.000 voltios entre Aceray y el Km 30 de la Ruta VII, con subestación transformadora de 66.000 a 23.000 voltios, y 20.000 KVA de potencia instalada, con el objeto de posibilitar el adecuado abastecimiento de energía eléctrica a la creciente demanda de la zona aledaña a la intersección de las Rutas VI y VII.
- 2) A fin de permitir el aumento de la capacidad de distribución de energía eléctrica para atender el crecimiento de la demanda en las zonas de influencias, se realizarán ampliaciones de la potencia instalada en las siguientes subestaciones transformadoras:

Tree Bocas de 20.000 kVA a 30.000 kVA

San Lorenzo, instalación del segundo transformador de 220.000/23.000 voltios, 40.000 kVA

Guarambaré, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA e instalación de un segundo banco de transformadores de 220.000/66.000/23.000 voltios, 37.500 kVA

Itauguá, instalación de un segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Coronel Oviedo, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 12.000 kVA

Villarrica, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 12.000 kVA

Pilar, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Villeta, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 12.000 kVA

Cacupé, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 12.000 kVA

Alto Paraná, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Pedro Juan Caballero, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 10.000 kVA

Encarnación, instalación del segundo transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Puerto Botánico, instalación del segundo banco de transformadores de 220.000/66.000/23.000 voltios, 120.000 kVA

San Miguel, instalación del tercer transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Barrio Parque, instalación del tercer transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

Puerto Sajonia, instalación del tercer transformador de 66.000/23.000 voltios, 20.000 kVA

- 3) Modificación del trazado de la línea de 66.000 voltios San Lorenzo-Puerto Botánico por el de San Lorenzo-Barrio Parque y Barrio Parque-Puerto Botánico, con el objeto de evitar sobrecargas en las líneas de 66.000 voltios del Sistema Metropolitano en caso de emergencia en una de ellas.
- 4) Construcción de una segunda línea aérea de 66.000 voltios entre las subestaciones San Lorenzo e Itauguá y una posición de línea de 66.000 voltios en cada una de ellas, de forma de permitir el adecuado suministro de energía eléctrica a la creciente demanda de la zona de influencia de la Subestación Itauguá y de las demás subestaciones que alimenta (Caacupé, Paraguari, Quindy y Caapucú).
- 5) Construcción de la Subestación Santa Rosa, de 220.000/66.000/23.000 voltios, 10.000 kVA, de forma de proveer adecuadamente el servicio de energía eléctrica a la zona de Santa Rosa y localidades vecinas, las cuales, debido al crecimiento de la demanda, no podrán seguir siendo alimentadas a través de líneas de 23.000 voltios desde la Subestación San Estanislao.
- 6) Construcción de la Subestación Casguazú, de 220.000/23.000 voltios, 20.000 kVA, con el objeto de aumentar en la zona, los puntos de alimentación de las redes de distribución en constante expansión, como también para mantener la calidad del servicio y hacer frente al crecimiento de la demanda. Esta subestación estará

alimentada a través de una derivación de la línea de transmisión de 220.000 voltios Acaray-Guarambaré.

- 7) Construcción de la Subestación San Patricio, 220.000/66.000/23.000 voltios, 30.000 kVA, con el objeto de aumentar en la zona, los puntos de alimentación de las redes de distribución en constante expansión, como también para mantener la calidad del servicio y hacer frente al crecimiento de la demanda. Esta Subestación estará alimentada a través de una derivación de la línea de 220.000 voltios Trinidad-Ayolas.
- 8) Cambio de los bancos de transformadores existentes en la Subestación Acaray No. 12 y No. 13 de 220.000/66.000/23.000/13.300 voltios, 30.000 kVA cada uno, por dos bancos de transformadores de 220.000/66.000 voltios, 60.000 kVA cada uno, e instalación de un transformador de 36.000/23.000 voltios, 20.000 kVA, con el objeto de aumentar la potencia disponible en barra de 65.000 voltios y evitar sobrecargas severas en los demás transformadores en condiciones de emergencia.
- 9) Instalación del segundo circuito de la línea de 220.000 voltios Itaipú-Limpio, y la correspondiente construcción de una posición de línea de 220.000 voltios en la Subestación Limpio, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de 220.000 voltios entre las centrales hidroeléctricas de Itaipú y de Acaray y el área metropolitana de Asunción, de forma tal a mantener la calidad del servicio y permitir una adecuada atención a la creciente demanda de la zona.
- 10) Construcción de la Subestación Parque Caballero de 220.000/66.000/23.000 voltios, 100.000 kVA y de la línea de 220.000 voltios que unirá esta Subestación con la de Puerto Botánico. La construcción de estas obras tiene como objetivo aumentar la capacidad de suministro de potencia al sistema de 66.000 voltios de la capital, permitiendo al mismo tiempo mantener la calidad del servicio y atender el continuo aumento de la demanda.
- 11) Construcción de una línea subterránea de 66.000 voltios, entre las Subestaciones Parque Caballero y Central, con una capacidad de transporte de 100.000 kVA, con el objeto de reforzar el transporte de energía eléctrica del anillo de 66.000 voltios de Asunción, y evitar sobrecargas en la red tanto en condiciones normales de operación como también en emergencias.

- 12) Instalación del segundo circuito en la línea de transmisión de 220.000 voltios entre las Subestaciones Limpie y Puerta Botánico, con el objeto de aumentar la potencia disponible en las barras de 220.000, 66.000 y 23.000 voltios de la Subestación Puerto Botánico cono también aumentar la confiabilidad del servicio.
- 13) Construcción de una línea de transmisión de 66.000 voltios entre la Subestación Santa Rosa y la localidad de San Pedro, con subestación transformadora de 66.000 a 23.000 voltios, y 10.000 kVA de potencia instalada, en San Pedro para permitir el adecuado suministro de energía eléctrica a la localidad de San Pedro y poblaciones vecinas.
- 14) Construcción de la Subestación Barrio Obrero de 220.000/66.000/23.000 voltios, 100.000 kVA y de la línea de transmisión de 220.000 voltios que unirá esta Subestación con la de Lambaré. La construcción de estas obras tiene como objetivo aumentar la capacidad de la disponibilidad de potencia en el sistema de 66.000 voltios de la capital, permitiendo al mismo tiempo mantener la calidad del servicio y atender el continuo aumento de la demanda.
- 15) Construcción de una línea de transmisión de 220.000 voltios entre la Subestación Vallsal y la localidad de Loza Plata, con subestación transformadora de 220.000/66.000/23.000 voltios, y 25.000 kVA de potencia instalada, en Loza Plata, para permitir la interconexión de la Región Occidental al sistema eléctrico nacional, posibilitando a las localidades del Chaco Central contar con un adecuado suministro de energía eléctrica.
- 16) Construcción de una línea de transmisión de 220.000 voltios entre las Subestaciones de Guarasberé y Barrio Obrero, cuyo objetivo es el de aumentar la capacidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a la zona de influencia de la Subestación Barrio Obrero.
- 17) Construcción de una línea de transmisión de 66.000 voltios entre la Subestación San Petricio y la localidad de San Juan Bautista, con subestación transformadora de 66.000 a 23.000 voltios, y 10.000 kVA de potencia instalada, en San Juan Bautista, con el objeto de aumentar en la zona, los puntos de alimentación de las redes de distribución, en constante expansión, como también para mantener la calidad del servicio y hacer frente al crecimiento de la demanda.

- 18) Construcción de una línea de transmisión de 220.000 voltios entre la Central Hidroeléctrica de Yacreté y la Subestación Ayolas, con el objeto de posibilitar la interconexión del Sistema Eléctrico Nacional con dicha Central, reforzando y dando mayor confiabilidad al actual Sistema.
- 19) Construcción de una línea de transmisión, la cual deberá interconectar las centrales hidroeléctricas con el área metropolitana de Asunción, con el objeto de reforzar la capacidad de suministro de energía eléctrica a dicha zona, además de mantener la confiabilidad del Sistema.
- 20) Construcción de una línea de transmisión de 66.000 voltios entre la Subestación Villarrica y la localidad de Caazapá, con subestación transformadora de 66.000 a 23.000 voltios, y 10.000 kVA de potencia instalada, en Caazapá, con el objeto de aumentar en la zona los puntos de alimentación de las redes de distribución, en constante expansión, como también para mantener la calidad del servicio y hacer frente al crecimiento de las demandas.
- 21) Construcción de una línea de transmisión de 220.000 voltios desde la Subestación Guarambaré hasta la localidad de Puerto Mariscal, con el objeto de permitir la interconexión eléctrica con la Provincia de Formosa, República Argentina.
- 22) Construcción de una línea de transmisión de 66.000 voltios entre la Subestación Itaquyry y la localidad de Curuguaty, con subestación transformadora de 66.000 a 23.000 voltios, y 10.000 kVA de potencia instalada, en Curuguaty, de forma a permitir la provisión de energía eléctrica a varias localidades del Departamento de Canindeyú.
- 23) Instalación de un reactor de 220.000 voltios, 20.000 kVA, en las Subestaciones Horqueta, Guarambaré y Limpio, con el objeto de permitir un adecuado control de los niveles de tensión de dichas Subestaciones.
- 24) Instalación de bancos de capacitores de diversas potencias reactivas en subestaciones de la capital e interior del país, a fin de bajar el factor de potencia de la carga atendida por las respectivas subestaciones y permitir una mejor utilización de las líneas que las abastecen y de la capacidad de los transformadores en ellas instalados.

- 25) Continuación del programa de electrificación del interior, mediante redes de distribución, en los departamentos de la Región Oriental, para el suministro de energía eléctrica a poblaciones aún no conectadas al sistema eléctrico nacional.
- 26) Ampliaciones y mejoras de las redes de media y baja tensión de Asunción y alrededores, y del interior del país, de acuerdo con las exigencias impuestas por el constante crecimiento de la demanda eléctrica, y con el asentamiento de nuevos núcleos poblacionales.
- 27) Construcción y equipamiento de agencias regionales, almacenes, talleres, laboratorios, edificios administrativos y adquisición de equipos de operación y mantenimiento que serán necesarios para el correcto desempeño del sistema eléctrico nacional.

PROYECTOS OBRAS DE TRANSMISION
Periodo 1996-2002

Línea de transmisión 60 KV	Línea de transmisión 220 KV	Línea de transmisión 500 KV
San Esteban-Itacorebí del Maris	Litop-San Lorenzo (2da. Torca)	Carayso-Guarambaré
Villavieja-Casapá	San Lorenzo-Guarambaré (2da. Torca)	Itapyratí-Guarambaré
Guarambaré-Alberdi	Carayso-Itapúa	
San Patricio-San Juan Bautista		

PROYECTOS OBRAS DE TRANSMISION
Periodo 1996-2002

ESTACIONES

Carayso Autotrafo 500/220 kv - 275 MVA
Guarambaré Autotrafo 500/220 kv - 275 MVA
Carayso Reactor 220 MVA - 500 kv
Guarambaré Reactor 220 MVA - 500 kv
Guarambaré Reactor 120 MVA - 500 kv

PROYECTOS OBRAS DE TRANSMISION

Periodo 1996-2002

SUB-ESTACIONES

10 MVA 66/23 KV

Caazapá
San Juan Bautista

20 MVA 66/23 kv

Asunción "E" "G" "L"
Concepción
Asunción "G" (2do. Transf.)
Itacurubi del Rosario
Asunción "L" (2do. Transf.)
22 MVA - 66/23 Kv

Alberdi

PROGRAMA DE INVERSIONES SUB-SECTOR PETROLERO
(Miles US\$)

	Petróleo Crudo y derivados	Gas Licuado	Total
1995	7.640	11.180	18.820
2000	3.310	2.990	6.000
2005	4.335	3.770	8.105

Aunque los estudios para la ampliación y modernización de la refinería aún no fueron elaborados, se presentan a continuación los costos unitarios de la instalación de unidades de proceso para tener un indicador de las inversiones requeridas para la producción de derivados.

1) Unidad de Crudo Atmosférica

Costo : US\$ 15.000/Bbl/día

Ejemplo: Para una refinería de 10.000 Bbl/día, la instalación de una torre atmosférica equivale a US\$ 150.000.000.

2) Reformador Catalítico (Reforming)

Costo : US\$ 30.000/Bbl/día

Con la instalación del reformador catalítico se tiene opción de producir nafta de alto octanaje.

3) Unidad F.C.C (Catalytic Cracker)

Costo : US\$ 20.000/Bbl/día

Produce la rotura de las cadenas moleculares de productos pesados para la obtención de mayor cantidad de livianos.

4) Unidad de vacío

Costo : US\$ 10.000/Bbl/día

Para aumentar la producción de nafta, kerosene y diesel a partir del fuel oil, dejando como residuo asfalto.

5) Unidad Viscosreductora

Costo : US\$ 20.000/Bbl/día

Esta unidad rompe las moléculas del fuel oil para la obtención de mayor cantidad de productos livianos.

PROGRAMA DE INVERSIONES DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO**INVERSIÓN EN OBRAS DE TRANSMISIÓN
(Miles US\$)**

1992	7.067
1993	9.491
1994	33.259
1995	60.904
1996	37.044
1997	37.754
1998	47.443
1998	32.949
2000	22.278
2001	26.763
2002	24.225

Los fuertes incrementos a partir de 1994 obedecen a los siguientes factores:

- 1) La inversión a efectuarse para la electrificación del Chaco, cuyo tiempo estimado de construcción es de aproximadamente 8 años; el proyecto ya cuenta con financiamiento asegurado, y existen posibilidades de que la construcción comience a fines del año 1993. Sin embargo el costo total del mismo fue consiguando el año 1994.
- 2) La construcción de las líneas Ayolas-Guaranbaré sin cronograma de inversión consignado el año 1995.
- 3) La construcción de dos líneas de 500 KV, Carayao-Guaranbaré y Yacyretá-Guaranbaré, cuyas inversiones se estima que puedan comenzar a partir de 1995.

PROGRAMAS DEL SUB-SECTOR LEÑA Y CARBÓN VEGETAL

A) Programa de Reforestación

1) NOMBRE DEL PROYECTO: Reforestación con fines energéticos (en ejecución).

OBJETIVO: Establecer plantaciones forestales de eucalipto para producción de leña y carbón vegetal.

ENTIDAD EJECUTORA: Se llevará a cabo a través del Servicio Forestal Nacional en consorcio con el Sector Privado.

LOCALIZACIÓN: El área total del Proyecto alcanza unas 5860 hectáreas, en los departamentos de Central, Cordillera, Guairá y Paraguarí.

META FÍSICA: A partir del octavo año se prevé la producción de 150.000 m³ de leña, por año, o su equivalente a 8.800 m³ de carbón vegetal/año, durante catorce años.

COSTO TOTAL: En el primer año del Proyecto se tendrá un gasto de 489.739.360 G. (que no incluye el costo de la tierra y de las cuidados culturales a cargo del Sector Privado).

CRONOGRAMA : Del 1ro al 7mo. año se implantarán 850 há./año. Desde el octavo año se prevé el inicio de la cosecha e intensificación de los cuidados culturales de las parcelas establecidas.

2) NOMBRE DEL PROYECTO: Reforestación con fines energéticos
(sin financiamiento).

OBJETIVO: Realizar un programa de plantaciones forestales
para la producción de carbón vegetal y leña.

ENTIDAD EJECUTORA: El Servicio Forestal Nacional será el
Organismo coordinador y de asistencia
técnica del proyecto, además estará a su
cargo la disposición de tres viveros
para producir las mudas.

A los propietarios rurales le
corresponderá la utilización de su
tierra, asumir los costos de mano de
obra necesario para la implantación,
mantenimiento y corte de las
plantaciones.

LOCALIZACION: El área total del Proyecto alcanza unas
15.000 has., ubicadas en los departamentos de
Pdto. Hayes, Central, Cordillera y Faraguari,
con una densidad de cultivo de 2.500 plantas
por ha.

META FISICA : Se prevé el aprovechamiento en tres etapas,
de los 0 a 14 años se estima producción de
3.094.000 mST; de los 15 hasta los 24 años
con un rendimiento de 3.558.100 mST y desde
los 22 a 28 años con un volumen de 3.094.000
mST.

COSTO TOTAL : El costo total del Proyecto asciende a unas
5.45d. dld US\$, equivalente a unas 384 US\$/ha.

B) Programa de Difusión de Fogones Eficientes

JUSTIFICACION

Según el Censo de Población y Viviendas realizada en el año 1982, alrededor del 55% de la población dependía antaonente de la leña o carbón vegetal para satisfacer sus necesidades de cocción. Sin embargo, mediante investigaciones realizadas par la Secretaría Técnica de Planificación, se comprobó que la población que utilize dichas fuentes ascendía a más del 60%, debido a la mezcla de combustible. Según el Balance Energético Nacional del año 1990, el consumo final de energía del Sector Residencial y Comercial fue de 1381 miles de Tep, de los cuales al 83% correspondió al consumo de leña y 7% a carbón vegetal.

De esta forma el consumo de leña en el una cocción fue de 1145 miles de Tep, equivalente a 3.200.000 Ton. El elevado consumo de leña obedece a las condiciones de utilización de esta fuente, en efecto, en la mayor parte de los hogares se quema ésta a fuego abierto, con un elevado nivel de pérdidas. En estas condiciones de consumo, la energía realmente utilizada varia entre el 5% y 10% del valor energético de la leña consumida.

Considerando los niveles de eficiencia de las diversas tecnologías utilizadas para las diferentes fuentes, por ejemplo gas licuado, significa que se utilizan 10,8 veces más calorías de leña que de gas para realizar el mismo trabajo; o de otra forma, la eficiencia de los fogones tradicionales (tres piedras), se sólo 11% de la eficiencia de las cocinas e GLP.

Los precios de las energías comerciales como el gas licuado y la energía eléctrica y la distribución del ingreso son algunos de las variables que determinan la demanda de energía y el modo como el consumidor satisface sus requerimientos energéticos diarios.

Aunque existan varios factores que condicionan la estructura de la demanda de energía, de acuerdo a los análisis realizados, el ingreso familiar es una de las variables más importantes. En 1990 el Producto Interno Bruto por habitante fue de G: 218.833 (US\$ 1594), sin embargo persisten problemas de distribución del ingreso, que siguen siendo relativamente bajos en las zonas rurales y urbano marginales.

En el Paraguay, las determinantes del consumo de leña son de distinta índole, pero las más importantes son: la disponibilidad relativa a bajo costo monetario (en ciertas regiones), los hábitos culturales y los ingresos.

El bajo nivel de ingresos de la población de las áreas rurales y urbano marginales, que imposibilita el acceso a fuentes de energías comerciales y a tecnologías más eficientes, las altas tasas de deforestación registradas en los últimos años y los aspectos culturales son razones que justifiquen un programa de construcción de fogones eficientes.

Este programa permitiría la utilización más racional de los recursos forestales del país y una mejoría en las condiciones generales de vida de la población.

OBJETIVOS

El Programa de construcción de fogones busca difundir esta tecnología con el fin de ayudar al mejoramiento de las condiciones de vida de la población de menores recursos económicos, y lograr una utilización más racional de los recursos forestales del país.

Elevar la eficiencia de utilización de la leña y carbón vegetal, a través del empleo de sistemas de combustión apropiados; al aumentar el rendimiento de los fogones se promoverá el ahorro en el consumo de leña, que constituye una de las causas de la deforestación; al mismo tiempo, mejora en las condiciones de salud por la reducción de humo, así como menor pérdida de tiempo en la búsqueda de combustible.

METAS

Se plantea la construcción de 8.000 fogones que permitan aumentar la eficiencia de 4-5% a 10-12%, en promedio, en igual número de viviendas, logrando de esta manera un ahorro del orden del 50% en el uso de leña, en los hogares donde se construyan los fogones.

LOCALIZACIÓN

Se desarrollará el Programa en los siguientes departamentos: Cordillera, Central y Paraguarí, teniendo en cuenta la escasez relativa de leña en las mencionadas áreas.

ENTIDAD EJECUTORA

El Programa podrá ser ejecutado a través de la coordinación de las siguientes instituciones: Secretaría Técnica de Planificación, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (Sub-Secretaría de Minas y Energía), Ministerio de Salud

Pública y Bienestar Social, Ministerio de Agricultura y Ganadería (Servicio de Extensión Agrícola Ganadera), Crédito Agrícola de Habitación, DIBEN, CONAVI, etc.

COSTO

El monto total ascenderá aproximadamente a US\$ 300.000.

PLAZO

La duración del Proyecto se extenderá por dos (2) años

FINANCIAMIENTO

Recursos propios	US\$ 100.000
Asistencia externa	US\$ 200.000

OTRAS ACTIVIDADES

Evaluar el Programa de fogones desarrollado por el SEAG y GTZ, lo que permitirá la definición e implementación del Proyecto propuesto respecto a:

- Mercado
- Selección del modelo
- Investigación (impacto, eficiencia)
- Introducción de cocinas
- Producción anaeróbica
- Cursos de capacitación
- Materiales de información
- Campañas de difusión
- Evaluación

**PROYECCIONES FINANCIERAS DEL SUB-SECTOR PETROLERO
(MILLONES DE GUARANIES)**

	INGRESOS POR VENTA	OTROS INGRESOS	INGRESO TOTAL	COSTO PRODUCCION	INVERSION	CARGO TOTAL	INGRESO NETO	TRABAJO	SUPERAVIT
1982	286620.68	2104.32	288725.00	286661.00	12700.00	277761.00	13044.10	6306.52	5537.00
1983	286375.62	2230.38	308612.99	278160.27	12700.00	285860.27	14725.65	6835.30	5600.26
1984	307548.38	3474.04	311022.20	281506.70	6576.00	288082.45	28566.75	13718.45	9144.30
1985	217051.05	3610.71	520661.70	296287.20	6576.00	285860.97	28566.00	14264.00	9522.72
1986	361019.75	5017.73	336637.48	303638.10		303638.10	33011.38	18000.00	13204.34
1987	348846.25	5249.83	352105.08	317058.61		317058.61	34537.07	20722.24	13614.83
1988	363072.62	5483.63	388565.00	332423.32		332423.32	36142.99	21665.30	14456.63
1989	380040.91	4970.65	385011.56	347958.00	4350.00	352308.00	32701.76	18621.06	13000.71
2000	397899.23	5240.73	403139.95	364310.00	4350.00	285860.00	34479.35	20687.61	12781.74
2001	418378.00	6330.40	424708.34	286061.45		363061.45	41047.40	20000.72	10660.18
2002	430079.15	6657.10	446827.30	402830.12		402830.12	43797.21	26278.99	17318.09
2003	462735.80	7001.64	469737.32	423673.89		423673.89	46063.43	27630.06	18425.37
2003	484741.64	8204.41	483026.05	445653.20	5077.00	451530.24	41495.81	20007.49	16800.32
2005	512050.10	8310.45	518574.59	468832.78	5077.00	474709.61	43064.97	28318.00	17545.99
TOTAL	5361050.40	70100.78	5422157.32	4900173.44	50005.20	4850178.24	602976.50	277707.45	186191.24

BIBLIOGRAFIA

- Balances Energéticos Nacionales 1970/1989
STP, División de Planificación Energética (DPE)
- PARAGUAY, Diagnóstico del Sector Energía 1970-1984, 1987
STP, DPE
- La Demanda de Leña y Carbón Vegetal, 1987
STP, DPE
- Proyecciones de la Demanda de Energía hasta el 2005, 1990
STP, DPE
- PETROPAR, Memorias y Balances
- ANDE, Memorias y Balances
- ANDE, Programa de Obras 1992-1995
- Plan Maestro de Abastecimiento de Productos Petroleros
JICA, 1988
- Mejoramiento del Sistema de Distribución en el Área Metropolitana
JICA, 1990
- Problemas y Opciones del Sector Energía
Banco Mundial, 1984
- Estudios de Electrificación del Chaco Central
BFW, 1990
- Situación Energética de América Latina y el Caribe,
CLADE, 1990
- La Estrategia de América Latina y el Caribe para la Década de los '90.
CLADE, Nov. 1990.
- Programa de Estudios Energéticos Regionales - Estudio Energético Integral del Noroeste Argentino, 1990
- Costa Rica: Plan Nacional de Energía 1988/2005.
- Ecuador: Política Energética - Lineamientos 1988/1992.

Instituto Nacional de Energía, Ecuador.

- **El Sector Energía en Chile.**
Comisión Nacional de Energía, 1989.
- **Sistema Nacional de Precios de la Energía en el Mercado Interno Venezolano.**
Ministerio de Energía y Minas, 1984.
- **Programa Nacional de Modernización Energética 1990/94.**
Secretaría de Energía y Minas e Industria Paraestatal.
México, Enero 1990.
- **Conservación y Recuperación de Energía en el Paraguay.**
Misión BID, Febrero 1987.
- **Estudio de las Políticas de Precios de los Derivados del Petróleo.**
OLADE, 1990.