



FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

# CURSOS INSTITUCIONALES

## DIPLOMADO EN ENERGÍA

### MÓDULO IV

## MERCADOS FUTUROS DE ENERGÍA

# SECRETARÍA DE ENERGÍA

## APUNTES GENERALES

CI-415

Instructor: Ing. Silvano Juan Pérez  
Octubre / 2002

# DIPLOMADO EN ENERGÍA

## MÓDULO IV: MERCADOS FUTUROS DE ENERGÍA

### IV. 1.- Sistema de información geográfica

IV.1.1.- Energía Primaria y Secundaria

IV.1.2.- Producción y consumo mundial de energía

IV.1.3.- Producción y consumo mundial de energía eléctrica

IV.1.4.- Producción y consumo de energía eléctrica nacional

Plantas de potencia eléctrica

Transmisión de potencia eléctrica

### IV. 2.- Mercado de futuros de energía

IV.2.1.- Panorama Internacional y Nacional

IV.2.2.- Desarrollo del petróleo y gas natural en los años 2001 al 2025

IV.2.3.- Exploración, Producción, Refinería, Petroquímica

IV.2.4.- Futuro de la energía eléctrica

### IV. 3.- Administración de energía

IV.3.1.- Balance de energía

IV.3.2.- Estructura tarifaria de la electricidad

### IV. 4.- Estrategia de cobertura con opciones futuras

IV.4.1.- Criterios Legales

IV.4.2.- Adiciones al Sistema Eléctrico Nacional

IV.4.3.- Modalidades de Inversión

IV.4.4.- Energías Renovables

# DIPLOMADO EN ENERGÍA

## Módulo IV.- Mercados Futuros de Energía

### IV. 1.- SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

#### IV.1.1. Energía Primaria y Secundaria

La energía en su concepto fundamental como el poder para efectuar trabajo, se encuentra en la naturaleza en diversas formas; desde el punto de vista de su utilización se encuentra en las formas que a continuación se relaciona:

#### **Energía Primaria**

Involucra las distintas formas de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Estos recursos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios, o se consumen en forma directa como la leña, el bagazo de caña y una parte del gas asociado. En seguida se describen algunas fuentes primarias de energía:

#### *Carbón Mineral*

Combustible sólido, de color negro o marrón, que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales durante un largo periodo.

Se tienen 2 tipos

Siderúrgicos. Carbón con bajo contenido de cenizas, característica favorable para ser transformado en coque.

Térmico. Carbón con alto contenido de cenizas y finos, de flama larga, adecuado para su empleo en la generación eléctrica.

### *Petróleo crudo.*

Líquido aceitoso de color café oscuro que se presenta como fluido viscoso y se le encuentra almacenado en el interior de la corteza terrestre. Su cálculo excluye la producción de condensados y líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables.

El petróleo crudo producido se clasifica en:

Pesado. Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 27° API.

Ligero y Otros. Petróleo crudo con densidad superior a 27° API.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo, con las siguientes calidades típicas:

Maya. Petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y con un contenido de 3.3% de azufre.

Istmo. Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6° API y 1.3% de azufre.

Olmeca. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre.

El petróleo crudo se utiliza como materia prima para su proceso en refinerías y para su fraccionamiento en derivados, también se emplea como lubricante en las actividades de extracción.

### *Condensados*

Compuestos líquidos que se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado. Se incluyen líquidos recuperados en gasoductos, los cuales se condensan durante el transporte del gas natural asociado. Se componen básicamente de pentanos y líquidos más pesados.

Por su contenido de azufre, los condensados se clasifican en:

Amargos. Condensados sin la eliminación de los gases ácidos que acompañan a los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Dulces. Condensados que han sido tratados en plantas para eliminar los gases ácidos.

Los condensados son enviados a refinerías y plantas de gas para su proceso y fraccionamiento en derivados.

#### *Gas natural no asociado*

Mezcla gaseosa de hidrocarburos formada principalmente por metano, que se utiliza como combustible en los sectores industrial y residencial.

#### *Gas natural asociado*

Mezcla gaseosa de hidrocarburos que se extrae con el petróleo crudo. Para consumir este energético, es necesario separar en una planta de gas los líquidos y el azufre asociados a este combustible.

#### *Nucleoenergía*

Energía contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente el contenido de materia fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.

#### *Hidroenergía*

Energía potencial de un caudal hidráulico; ya sea de un salto de agua natural, o creado por la construcción de una presa.

#### *Geoenergía*

Energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor y que emerge a la superficie en forma de vapor. En el Balance sólo se

contabiliza la porción de dicha energía utilizada para la generación de electricidad.

### *Energía eólica*

Energía que se obtiene mediante un conjunto turbina-generador accionado por la fuerza del viento.

### *Bagazo de caña*

Fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en los ingenios azucareros. Que se utiliza para generar electricidad en los propios ingenios azucareros, y la que sirve como materia prima para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.

### *Leña*

Se considera la energía que se obtiene de los recursos forestales, y se utiliza, en forma directa, en el sector residencial para cocción de alimentos y calefacción. Incluye troncos y ramas de árboles, pero excluye los desechos de la actividad maderera.

### *Energía Secundaria*

Son energéticos derivados de las fuentes primarias, y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son coque, gas licuado, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad.

### *Coque*

Combustible sólido, con alto contenido de carbono, obtenido de la destilación del carbón siderúrgico y del petróleo.

Se consideran dos tipos de coque:

Coque de carbón. Se clasifica de acuerdo con su tamaño en metalúrgico, nuez y fino; las tres variedades se obtienen en hornos de recuperación. El coque imperial es un producto especial obtenido en hornos de colmena a partir de la mezcla de carbón lavado. Es un producto que se utiliza en la industria siderúrgica.

Coque de petróleo. Es un producto derivado del petróleo crudo en el proceso de coquización en refinerías.

#### *Gas licuado de petróleo (gas LP)*

Combustible que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento de los líquidos del gas natural. Se compone de propano, butano, o de una mezcla de ambos. Este combustible se utiliza principalmente en el sector residencial y comercial.

#### *Gasolinas y naftas*

Combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200°C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.

Gasolina de aviación. Mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, alta volatilidad y estabilidad, y un bajo punto de congelamiento. Se usa en aviones de motores de pistón.

Gasolina automotriz. Mezcla de naftas relativamente volátiles con especificaciones para su uso en motores de combustión interna del tipo automotriz.

Gasolina natural. Producto del procesamiento del petróleo y del gas natural. Se emplea como materia prima en la industria petroquímica, como solvente en la manufactura de pinturas y barnices, y como limpiador en la industria.

## *Querosenos*

Combustible líquido compuesto por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300 °C. Los querosenos, según su aplicación, se clasifican en dos grupos:

**Turbosina.** Combustible con un grado especial de refinación que posee un punto de congelación más bajo que el querosén común y se utiliza en el transporte aéreo para motores de turbina.

**Otros querosenos.** Querosén común, que se utiliza para cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración, como solventes para asfaltos e insecticidas de uso doméstico.

## *Diesel*

Combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380°C. Es un producto para uso automotriz e industrial; se emplea principalmente en motores de combustión interna tipo diesel. En este grupo se incluyen PEMEX diesel, diesel desulfurado, diesel marino y combustible industrial.

## *Combustóleo*

Combustible residual de la refinación del petróleo . Abarca todos los productos pesados; se utiliza principalmente en calderas, plantas de generación eléctrica y motores para navegación, y se divide en combustóleo pesado, ligero e intermedio.

## *Productos no energéticos o materia prima*

Productos que se utilizan como materia prima, aún cuando poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo.



### *Gas natural*

Hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas asociado en plantas de gas y refinerías después de extraer los licuables; se forma por metano y pequeñas cantidades de etano.

El gas natural es apropiado para su utilización como materia prima. Se emplea en la petroquímica básica de PEMEX, donde se produce principalmente metanol y amoníaco (producto básico en la industria de los fertilizantes), asimismo, se utiliza como combustible en los sectores industrial y residencial, y en centrales eléctricas.

### *Electricidad*

Energía transmitida por electrones en movimiento.

## IV.1.2. PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

### OFERTA Y CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

Volumen de la producción mundial de energía según países seleccionados  
1995-97  
(Miles de terajoules)

PAIS	1995	1996	1997 P/
Total	360 843	369 857	374 027
África	23 224	23 743	24 668
América	113 649	116 592	118 891
Asia	122 695	126 809	128 692
Europa	92 685	93 970	92 632
Oceania	8 590	8 743	9 144

Nota: 1 terajoule equivale a 0.2388 teracalorías.

a / Incluye Monaco

b / Incluye San Marino

FUENTE: ONU Energy Statistics Yearbook, 1997

En el caso particular de petróleo crudo

### PRODUCCIÓN

Volumen de la producción mundial de petróleo crudo según bloques económicos.  
1995-2000  
(Miles de barriles diarios)

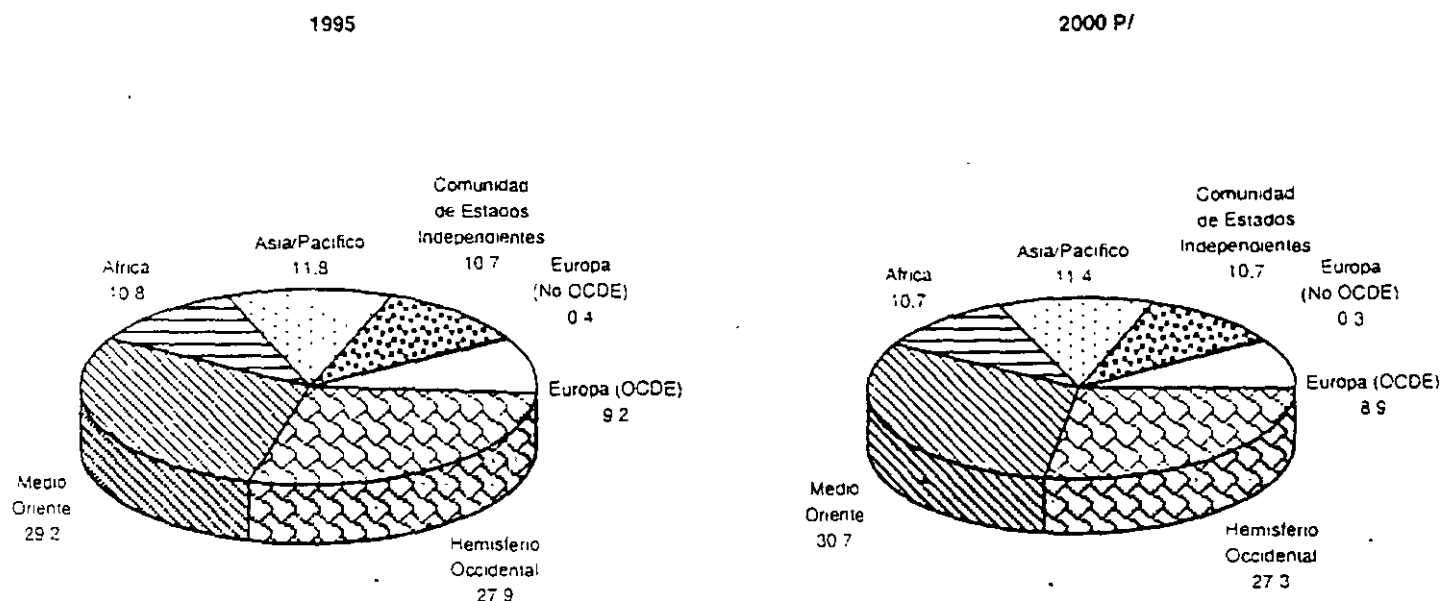
BLOQUE ECONOMICO	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total	67 912	68 876	72 358	72 967	71 492	74 273
África	7 355	7 681	8 081	7 893	7 728	7 935
Asia / Pacífico	8 016	8 289	8 428	8 314	8 231	8 513
Comunidad de Estados Independientes	7 264	7 173	7 473	7 465	7 589	7 948
Europa (No OCDE)	229	224	216	207	194	194
Europa (OCDE)	6 256	6 585	6 591	6 483	6 611	6 608
Hemisferio Occidental	18 951	19 763	20 366	20 403	19 671	20 276
Medio Oriente	19 841	20 161	21 203	22 202	21 468	22 799

NOTA: Incluye líquidos del gas natural

FUENTE: BER Oil and Energy Trends. A Monthly Publication of International Energy Statistics and Analysis, May 2001

OCDE - Organización para la cooperación y desarrollo económico.

**ESTRUCTURA DEL VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUPO POR BLOQUES ECONÓMICOS 1995 y 2000**  
(Por ciento)



**CONSUMO**

**DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO CRUDO SEGÚN BLOQUES ECONÓMICOS 1995-2000**  
(Miles de barriles diarios)

BLOQUE ECONÓMICO	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total	67 400	69 157	70 861	71 767	72 656	73 368
África	2 094	2 100	2 127	2 196	2 189	2 177
América a	4 109	4 270	4 461	4 633	4 629	4 629
Asia	9 109	9 952	10 684	10 663	11 132	11 743
Europa b'	5 103	4 687	4 532	4 492	4 307	4 410
Medio Oriente	3 350	3 434	3 486	3 961	3 890	3 984
OCDE	43 635	44 714	45 571	45 822	46 509	46 425
México	1 435	1 482	1 570	1 651	1 659	1 729
Canadá	1 552	1 601	1 666	1 853	1 898	1 957
Estados Unidos	17 725	18 309	18 620	18 917	19 519	19 476
Europa Occidental	14 486	14 744	14 959	15 173	14 996	14 855
Asia / Pacífico	8 437	8 578	8 756	8 228	8 437	8 408

a' Excluye Canadá, México y Estados Unidos debido a que se presentan en la OCDE

b' Incluye la Comunidad de Estados Independientes y otros países de Europa

FUENTE: BER Oil and Energy Trends. A Monthly Publication of International Energy Statistics and Analysis, May 2001.

**RESERVAS PROBADAS Y VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL  
DE PETRÓLEO CRUDO SEGÚN PAISES SELECCIONADOS**  
(Millones de barriles)

PAIS	2000 P/		
	RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO a/	RELACION RESERVAS/ PRODUCCIÓN b/ (Años)
<b>Total</b>	<b>969 241</b>	<b>58 986</b>	<b>45</b>
Arabia Saudita	259 200	8 737	81
Argelia	11 300	1 528	20
Brasil	8 100	1 160	19
Canadá	8 300	2 129	11
Emiratos Árabes Unidos	97 800	2 382	112
Estados Unidos	21 800	5 834	10
Indonesia	5 000	2 074	7
Iraq	112 500	2 570	120
Iran	93 100	3 859	66
Kuwait	94 000	1 919	134
Libia	29 500	1 461	55
México c/	26 941	3 012	24
Nigeria	22 500	1 999	31
Noruega	11 800	3 289	10
Reino Unido	5 000	2 594	5
China	24 000	3 375	19
Comunidad de Estados Independientes	57 000	7 948	20
Venezuela	81 400	3 116	71

NOTA Las cifras sobre reservas son al final de cada año

a/ Miles de barriles diarios

b/ Se calculó dividiendo las reservas entre la producción anual

c/ Incluye condensado

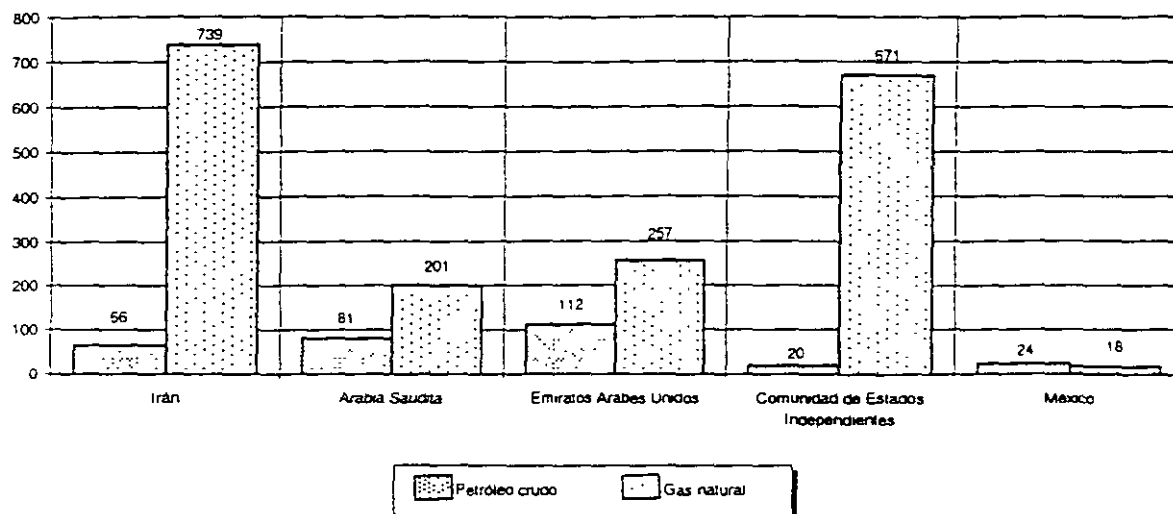
FUENTE Para México PEMEX *Anuario Estadístico* (varios años)

Para resto de los países BER *Oil and Energy Trends - 1 Month's Publication of International Energy Statistics and Analysis*  
Mayo, 2001

## RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN POR PAÍSES SELECCIONADOS

2000 P/

(Número de años)



## RESERVAS PROBADAS Y VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL SEGÚN PAÍSES SELECCIONADOS

(Billones de pies cúbicos)

PAIS	2000 P/		
	RESERVAS DE GAS NATURAL	PRODUCCION DE GAS NATURAL	RELACION DE RESERVAS / PRODUCCION a/ (Años)
<b>Total</b>	<b>191 776</b>	<b>1 908.10</b>	<b>101</b>
Arabia Saudita	6 426	31 91	201
Argelia	4 523	65 44	69
Canadá	1 728	160 02	11
Emiratos Arabes Unidos	5 993	23 34	257
Estados Unidos	4 740	547 06	9
Holanda	1 714	65 72	26
Indonesia	4 480	83 63	54
Iraq	3 188	6 88	463
Iran	22 370	30 27	739
Qatar	14 309	20 61	694
Malasia	2 430	24 16	101
<b>México</b>	<b>1 059</b>	<b>60.48</b>	<b>18</b>
Nigeria	3 510	3 50	1 003
Noruega	4 043	52 85	76
Rusia	48 140	610 71	79
Turkmenistan	2 860	12 59	227
Comunidad de Estados Independientes	55 985	83 49	671
Venezuela	4278	25 44	168

NOTA: Las cifras sobre reservas son al final de cada año

a/ Se calculó dividiendo las reservas entre la producción anual

c/ Incluye condensado

FUENTE: Para México: PEMEX, *Anuario Estadístico* (varios años)

Para resto de los países: BER, *Oil and Energy Trends - A Monthly Publication of International Energy Statistics and Analysis*, Mayo 2001

**CAPACIDAD MUNDIAL DE DESTILACION PRIMARIA SEGUN PAISES SELECCIONADOS**

1995-2000

\*(Miles de barriles diarios)

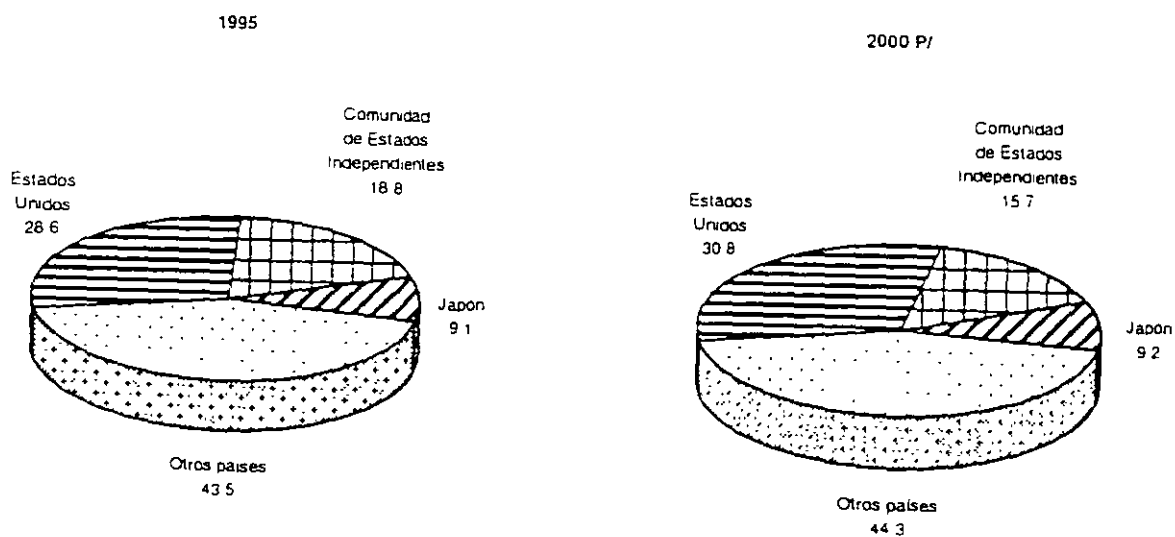
PAIS	1995	1996	1997	1998	1999	2000 P/
Total	53 617	54 886	56 573	58 608	58 685	53 704
Estados Unidos	15 354	15 433	15 898	16 423	16 541	16 539
Comunidad de Estados Independientes	10 063	10 103	10 173	9 751	9 764	8 400
Japón	4 867	4 989	4 966	5 060	4 998	4 962
China	2 867	2 867	2 967	4 347	4 347	4 347
Corea, Rep. de	1 244	2 211	2 540	2 540	2 540	2 560
Italia	2 286	2 262	2 453	2 446	2 341	2 359
Alemania	2 126	2 108	2 184	2 246	2 275	2 259
Francia	1 782	1 786	1 865	1 947	1 947	1 895
Canadá	1 849	1 852	1 851	1 873	1 912	1 906
Reino Unido	1 888	1 941	1 826	1 854	1 785	1 771
Brasil	1 256	1 256	1 662	1 772	1 783	1 918
Arabia Saudita	1 656	1 656	1 651	1 685	1 710	1 745
México	1 520	1 520	1 520	1 525	1 525	1 559
Irán	1 168	1 242	1 358	1 448	1 474	1 484
España	1 327	1 296	1 294	1 316	1 316	ND
Venezuela	1 177	1 177	1 177	1 187	1 239	ND
Holanda	1 187	1 187	1 188	1 188	1 188	ND

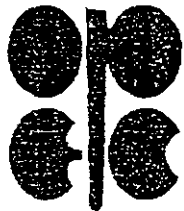
FUENTE Para 1995-99 BER *Oil and Energy Trends: A Monthly Publication of International Energy Statistics and Analysis, May 2001*  
 Para 2000 PEMEX *Anuario Estadístico, 2001*

**ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE DESTILACION PRIMARIA POR PAISES SELECCIONADOS**

1995 y 2000

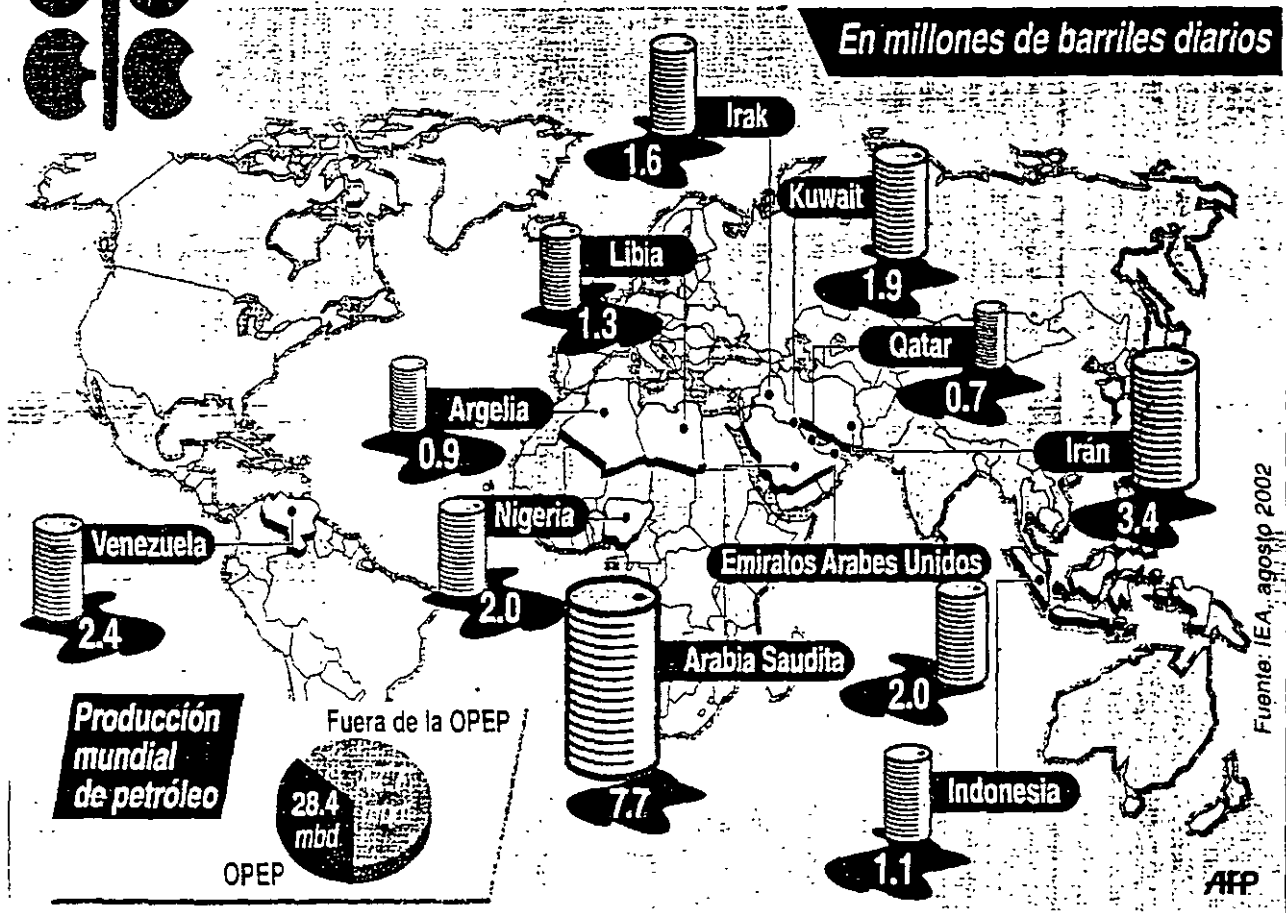
(Por ciento)





# La producción de la OPEP

En millones de barriles diarios



Fuente: IEA, agosto 2002

AFP

### **IV.1.3.- PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La electricidad sirve como un transportador de energía al usuario. La energía se presenta en un río, en un combustible fósil o nuclear, asimismo se presenta como energía geotérmica, eólica o biomasa, dicha energía se convierte en forma de electricidad para transportarse y distribuirse para su utilización. La generación de energía eléctrica se realiza en las plantas eléctricas con valores de tensiones que requieren aumentarse para transmitirse a distancias considerables hacia los centros de consumo, donde nuevamente se disminuye la tensión a valores manejables (figs. 1 y 2). La transformación de la tensión tanto para transmitir como para distribuir se realiza por medio de transformadores y la transmisión se hace por medio de las líneas de transmisión. La distribución se hace por medio de las redes de distribución.

Para llegar a las actuales formas de utilización de la electricidad se ha pasado por un largo proceso, en los diferentes elementos que constituyen un sistema eléctrico.

Las plantas eléctricas pueden ser: hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoeléctricas, geotérmicas, eoleoeléctricas, de energía solar o de biomasa. Lo anterior dependiendo de las fuentes de generación, que pueden ser: energía hidráulica, combustible fósil o nuclear, energía geotérmica, energía del viento, o solar y de desechos.

Estas plantas se desarrollan en lugares con características especiales tales como, la cercanía a las fuentes energéticas primarias y disponibilidad de agua, lo que aleja dichas instalaciones de los centros de consumo surgiendo la necesidad de transmitir grandes cantidades de energía a distancias considerables lo que fue posible con la elevación de voltaje a valores importantes para reducir la corriente de transmisión lo que a su vez permitió un transporte económico de estos volúmenes de energía.

La transformación de tensión (voltaje) fue posible al crearse el transformador por medio del cual se construyen las instalaciones



llamadas subestaciones, en donde se transforman el voltaje para la transmisión o para distribución de la energía eléctrica.

Al completar este esquema el consumo de electricidad se incrementó rápidamente. En Estados Unidos Edison fue uno de los primeros con la idea de vender electricidad como transportación de energía, una de las primeras instalaciones de este tipo en el Pearl Street Power en New York (1882) de 792 Kw que dio servicio de iluminación y alguna fuerza motriz, Otis en 1880 utilizó la electricidad en elevadores.

Con la invención del triodo en tubo con vacío en 1907 por Lee De forest se inició la era del radio para proseguir con la televisión, lo que se incrementó y se facilitó con la utilización de los elementos estáticos o sean los transistores.

Los cuadros siguientes muestran la evolución de la generación mundial de la energía eléctrica.

Figura 1

Diagrama unifilar mostrando los componentes funcionales de un sistema eléctrico de potencia.

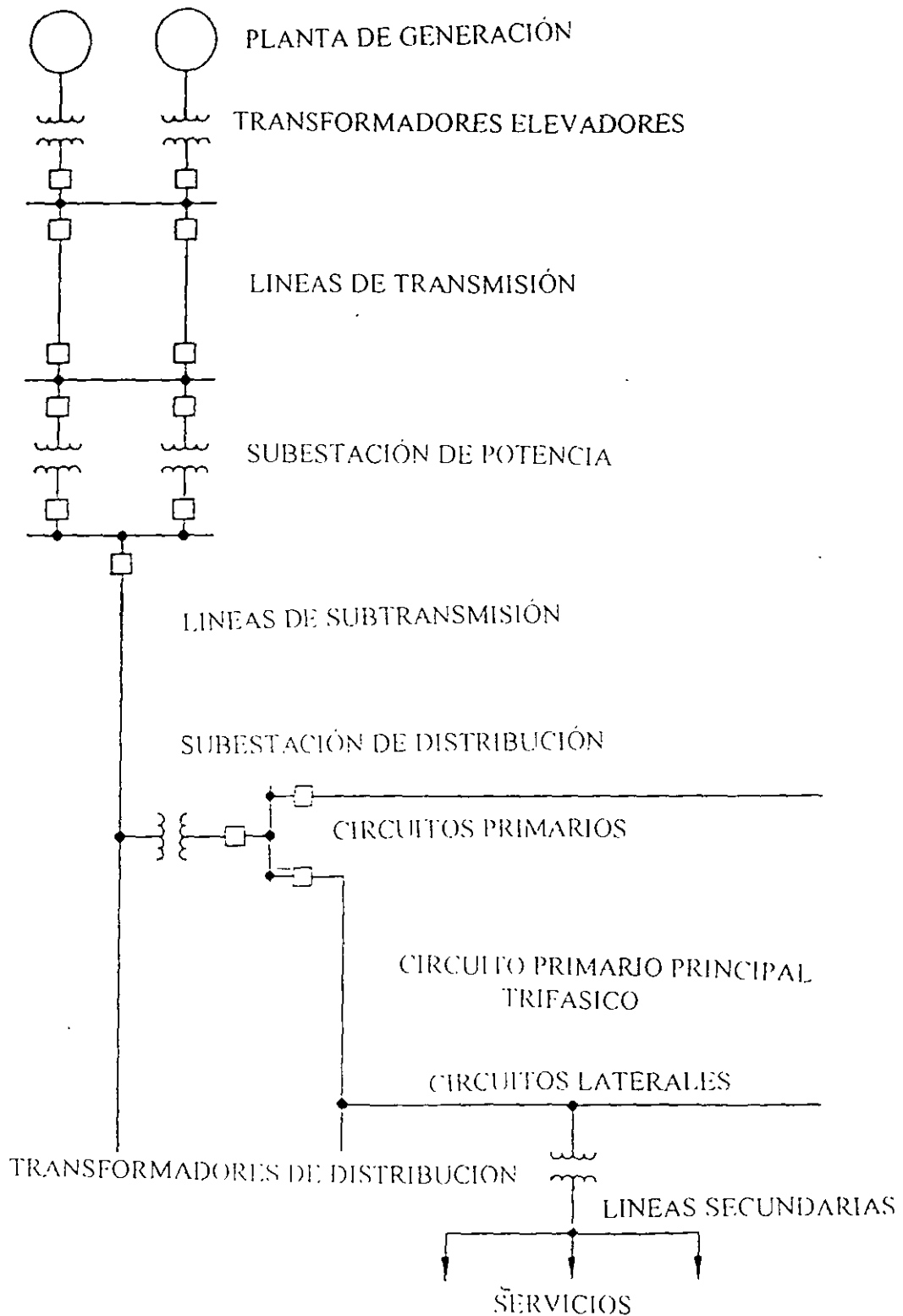
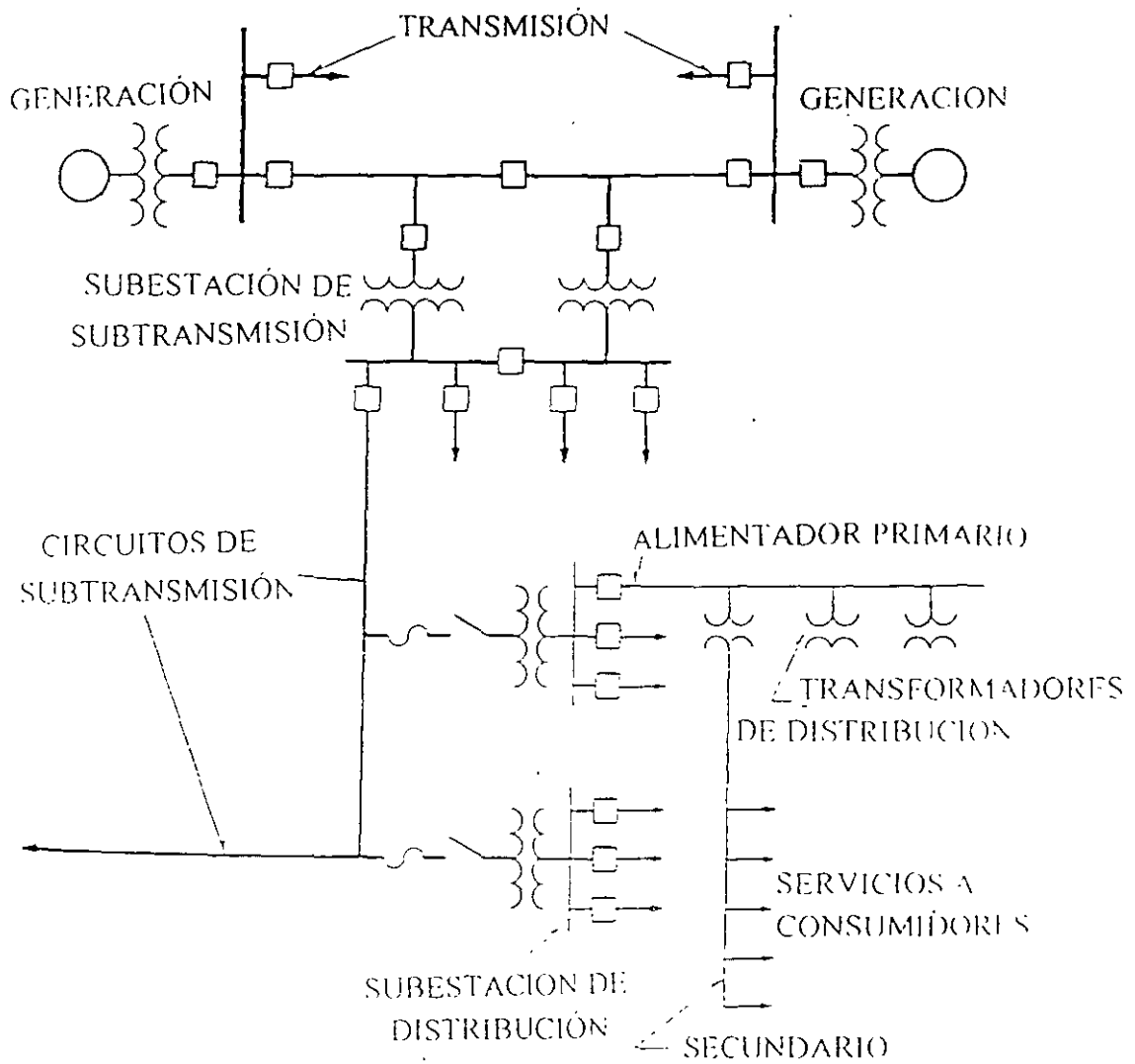


Figura 2

Diagrama unifilar de un sistema de potencia mostrando los componentes mayores.



**GENERACIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN PAÍSES SELECCIONADOS**  
**1997-97**  
**(MILLONES DE KILOWATTS-HORA O GWH)**

<b>PAIS</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997 P/</b>
<b>Total</b>	<b>13 132 971</b>	<b>13 673 136</b>	<b>13 946 592</b>
<b>África</b>	<b>367 585</b>	<b>372 691</b>	<b>380414</b>
<b>América</b>	<b>4 691 675</b>	<b>4 972 218</b>	<b>5 020 178</b>
Estados Unidos	3 346 963	3 576 793	3 571 654
Canadá	542 471	555 680	566 782
Brasil	275 601	291 244	307 986
<b>México</b>	<b>152 548</b>	<b>162 526</b>	<b>170 751</b>
Venezuela	74 886	72 680 E/	75 300 E/
Argentina	67 085	69 892	73 001
Paraguay E/	42 236	48 200	50 619
Colombia	45 246	44 866	46 378
Chile	29 906	31 278 E/	33 292 E/
Puerto Rico E/	19 018	19 029	19 045
Perú	17 440	17 280	17 951
Cuba	12 459	13 236	14 087
Ecuador	8 349	9 225	9 560
Uruguay	6 306	6 668	7 147
Otros países	51 161	53 621	56 625
<b>Asia</b>	<b>3 786 300</b>	<b>3 986 566</b>	<b>4 175 833</b>
<b>Europa</b>	<b>4 071 249</b>	<b>4 124 120</b>	<b>4 145 230</b>
<b>Oceania</b>	<b>216 162</b>	<b>217 541</b>	<b>224 937</b>

a/ Incluye Monaco

b/ Incluye San Marino

FUENTE: ONU *Energy Statistics Yearbook 1997*

**GENERACIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR  
DE ORIGEN Y TIPO DE PLANTA SEGÚN PAÍSES SELECCIONADOS**

1995-97

(Millones de Kilowatts-hora o GWh)

PAÍS	TOTAL	PÚBLICO					PRIVADO		
		TOTAL	TERMICA	HIDRO- ELECTRICA	NUCLEAR	GEOTER- MICA	TOTAL	TÉRMI- CA	OTROS
<b>1995</b>									
<b>Total</b>	13 132 971	12 103 527	7 368 086	2 416 783	2 278 382	40 276	1 029 444	900 231	129 213
<b>África</b>	367 585	354 725	286 725	56 503	11 301	290	12 860	12 289	571
<b>América</b>	4 691 675	4 242 894	2 361 555	1 086 982	780 702	13 655	448 781	380 304	68 477
Argentina	67 085	62 725	28 743	26 916	7 066	0	4 360	4 290	70
Brasil	275 601	260 678	7 703	250 456	2 519	0	14 923	11 474	3 449
Canadá	542 471	497 056	105 980	298 738	92 306	32	45 415	12 479	32 936
Colombia	45 246	41 698	9 756	31 942	0	0	3 548	3 288	260
Cuba	12 459	11 447	11 354	93	0	0	1 012	1 012	0
Estados Unidos	3 346 963	2 994 524	2 022 713	293 653	633 402	4 756	352 439	324 491	27 948
México	152 548	144 075	102 223	29 037	5 409	7 406	8 473	8 255	218
Paraguay	42 236	42 095	5	42 090	0	0	141	141	0
Puerto Rico	19 018	18 573	18 245	330	0	0	445	445	0
Venezuela	74 886	71 622	16 617	53 605	0	0	3 264	3 264	0
Otros países	113 162	98 401	38 818	58 122	0	1 461	14 761	11 165	3 596
<b>Asia</b>	3 786 300	3 509 251	2 531 770	551 796	413 878	11 807	277 049	263 533	13 516
<b>Europa</b>	4 071 249	3 793 564	2 531 770	551 796	413 878	11 807	277 049	263 533	13 516
<b>Oceania</b>	216 162	203 093	156 145	44 953	0	1 995	13 069	12 994	75

**GENERACIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR  
DE ORIGEN Y TIPO DE PLANTA SEGÚN PAÍSES SELECCIONADOS  
1995-97**  
(Millones de Kilowatts-hora o GWh)

PAÍS	TOTAL			PÚBLICO			PRIVADO		
	TOTAL	TERMICA	HIDRO-ELECTRICA	NUCLEAR	GEOTERMICA	TOTAL	TERMICA	OTROS	
<b>1996</b>									
<b>Total</b>	13 673 136	12 593 660	7 649 728	2 491 789	2 410 087	42 056	1 079 476	955 794	123 682
<b>África</b>	372 691	359 606	287 777	59 764	11 775	290	13 085	12 513	572
<b>América</b>	4 972 218	4 488 094	2 456 734	1 198 004	820 488	12 868	484 124	412 841	71 283
Argentina	69 892	65 067	34 682	22 926	7 459	0	4 825	4 766	59
Brasil	291 244	273 300	9 426	261 445	2 429	0	17 944	13 620	4 324
Canadá	555 680	510 576	101 620	321 414	87 510	32	45 104	13 915	31 189
Colombia	44 866	42 638	7 366	35 272	0	0	2 228	1 967	261
Cuba	13 236	11 952	11 833	119	0	0	1 284	1 284	0
Estados Unidos	3 576 793	3 195 047	2 114 123	360 147	715 212	5 561	381 750	350 686	31 064
México	162 526	151 389	106 835	31 442	7 878	5 734	10 637	10 387	250
Paraguay	48 200	48 038	5	48 033	0	0	162	162	0
Puerto Rico	19 029	18 582	18 250	332	0	0	447	447	0
Venezuela	72 680	69 512	13 512	56 000	0	0	3 168	3 168	0
Otros países	118 072	101 497	39 082	60 874	0	1 541	16 575	12 439	4 136
<b>Asia</b>	3 986 566	3 698 986	2 696 335	550 628	438 405	13 618	287 580	274 947	12 633
<b>Europa</b>	4 124 120	3 842 527	2 049 835	640 084	1 139 419	13 189	281 593	242 494	39 099
<b>Oceania</b>	217 541	204 447	159 047	43 309	0	2 091	13 094	12 999	95

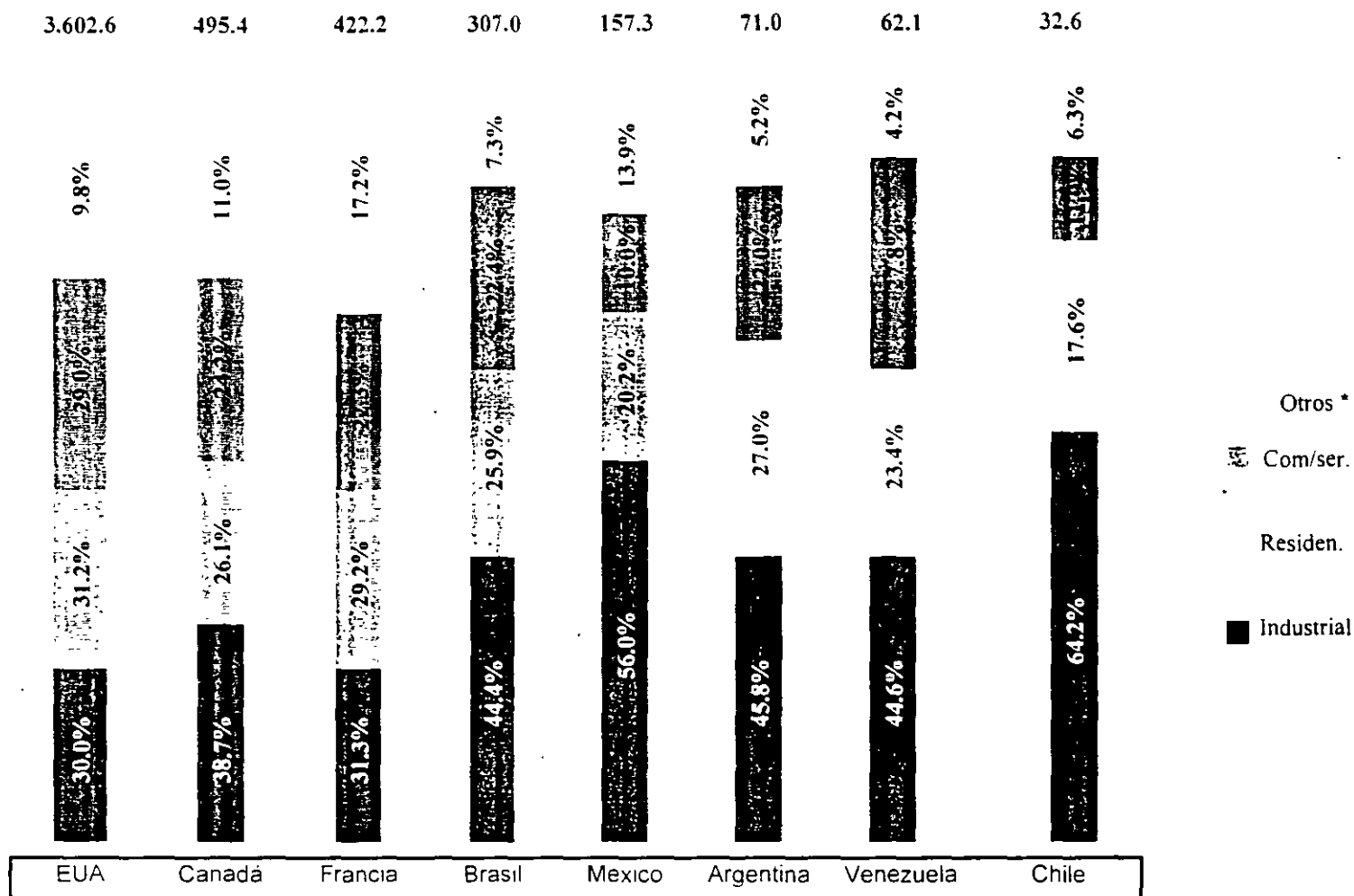
**GENERACIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR  
DE ORIGEN Y TIPO DE PLANTA SEGÚN PAÍSES SELECCIONADOS**

1995-97

(Millones de Kilowatts-hora o GWh)

PAÍS	TOTAL	PÚBLICO					PRIVADO		
		TOTAL	TERMICA	HIDRO- ELECTRICA	NUCLEAR	GEOTER- MICA	TOTAL	TERMICA	OTROS
<b>1997 P/</b>									
<b>Total</b>	<b>13 946 592</b>	<b>12 856 246</b>	<b>7 894 798</b>	<b>2 529 324</b>	<b>2 388 107</b>	<b>44 017</b>	<b>1 090 346</b>	<b>964 744</b>	<b>125 602</b>
<b>África</b>	<b>380 414</b>	<b>367 217</b>	<b>293 935</b>	<b>61 089</b>	<b>11 800</b>	<b>393</b>	<b>13 197</b>	<b>12 625</b>	<b>572</b>
<b>América</b>	<b>5 020 178</b>	<b>4 552 664</b>	<b>2 574 369</b>	<b>1 194 286</b>	<b>771 101</b>	<b>12 908</b>	<b>467 514</b>	<b>394 705</b>	<b>72 8</b>
Argentina	73 001	68 314	32 236	28 117	7 961	0	4 687	4 623	64
Brasil	307 986	288 803	11 048	274 586	3 169	0	19 183	14 705	4 478
Canada	566 782	519 063	118 209	318 264	82 528	62	47 719	14 760	32 959
Colombia	46 378	44 113	12 650	31 463	0	0	2 265	2 001	264
Cuba	14 087	12 458	12 341	117	0	0	1 629	1 629	0
Estados Unidos	3 571 654	3 210 365	2 197 589	340 606	666 363	5 807	361 289	330 030	31 259
México	170 751	158 501	110 176	31 800	11 080	5 445	12 250	12 000	250
Paraguay	50 619	50 616	5	50 611	0	0	3	3	0
Puerto Rico	19 045	18 595	18 260	335	0	0	450	450	0
Venezuela	75 300	72 018	15 018	57 000	0	0	3 282	3 282	0
Otros países	124 575	109 818	46 837	61 387	0	1 5945	14 757	11 222	3 535
<b>Asia</b>	<b>4 175 833</b>	<b>3 875 251</b>	<b>2 840 180</b>	<b>563 233</b>	<b>457 544</b>	<b>14 294</b>	<b>300 582</b>	<b>288 089</b>	<b>12 493</b>
<b>Europa</b>	<b>4 145 230</b>	<b>3 849 271</b>	<b>2 019 455</b>	<b>667 692</b>	<b>1 147 662</b>	<b>14 162</b>	<b>295 959</b>	<b>256 326</b>	<b>39 633</b>
<b>Oceania</b>	<b>224 937</b>	<b>211 843</b>	<b>166 859</b>	<b>43 024</b>	<b>0</b>	<b>1 960</b>	<b>13 094</b>	<b>12 999</b>	<b>95</b>

### Estructura del consumo de energía eléctrica en países seleccionados (TWh), 1998



\*/Incluye transporte y agropecuario

Fuente. Energy balances of OECD countries, 1997-1998  
Energy balances of non-OECD countries 1997-1998



## 1.4.- PRODUCCIÓN Y CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA

En seguida, se indican los valores obtenidos de la publicación del Instituto Nacional de Estadística Geográfica e Informática, en un Sector Energético en México Edición 2001.

### Resumen 1999-2000

Cifras al cierre del año	1999	2000/P	Variación porcentual		
			1998/1997	1999/1998	2000/1999
<b>Producción de crudo</b>					
<b>Total (MBD)</b>	<b>2 906</b>	<b>2 906</b>	<b>1.6</b>	<b>(5.3)</b>	<b>0.0</b>
Región marina noreste	1 555	1 555	6.6	(5.2)	0.0
Región marina suroeste	683	683	(5.7)	(4.6)	0.0
Región Sur	588	588	(1.0)	(5.3)	0.0
Región norte	80	80	(4.2)	(13.0)	0.0
<b>Producción de gas natural</b>					
<b>Total (MMP<sup>3</sup>D)</b>	<b>4 790</b>	<b>4 790</b>	<b>7.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
Región marina noreste	649	649	7.2	(5.4)	0.0
Región marina suroeste	922	922	(1.0)	(7.7)	0.0
Región sur	1 995	1 995	1.1(3.5)		0.0
Región norte	1 224	1 224	34.0	18.0	0.0
<b>Producción de productos petrolíferos</b>					
<b>Total (MMB)</b>	<b>484</b>	<b>484</b>	<b>4.2</b>	<b>(0.2)</b>	<b>0.0</b>
Gasolinas	161	161	5.9	7.3	0.0
Combustóleo	156	156	4.8	(4.3)	0.0
Diesel	102	102	5.6	(3.8)	0.0
Gas licuado	11	11	(21.4)	0.0	0.0
Otros	54	54	2.2	(1.8)	0.0
<b>Producción de coque (T)</b>	<b>2 227 531</b>	<b>2 235 032</b>	<b>3.0</b>	<b>1.1</b>	<b>0.3</b>
<b>Generación bruta (GWh)</b>					
<b>Total</b>	<b>192 234</b>	<b>204 336</b>	<b>5.8</b>	<b>6.5</b>	<b>6.3</b>
Sector público	180 917	191 426	5.9	5.8	5.8
Hidroeléctrica	32 713	33 075	(6.9)	32.9	1.1
Termoeléctrica	148 198	158 343	8.5	1.3	6.8
Eoloelectrica	6	8	25.0	20.0	33.3
Sector privado	11 317	12 910	4.1	19.0	14.1
<b>Generación entregada (GWh)</b>					
<b>Total</b>	<b>182 857</b>	<b>194 909</b>	<b>5.7</b>	<b>5.8</b>	<b>6.6</b>
Sector público	171 540	181 999	5.8	5.1	6.1
Hidroeléctrica	32 275	32 624	(7.0)	31.8	1.1
Termoeléctrica	139 259	149 368	8.5	0.4	7.3
Eoloelectrica	6	7	25.0	20.0	16.7
Sector privado	11 317	12 910	4.1	19.0	14.1

**MBD** Miles de barriles diarios  
**MMP<sup>3</sup>D** Millones de pies cúbicos diarios  
**MMB** Miles de barriles  
**T** Toneladas  
**GWh** Gigawatt - hora

## INFRAESTRUCTURA PARA LA OPERACION

### CAPACIDAD INSTALADA PARA EL PROCESO DE CRUDO, LIQUIDOS Y PRODUCTOS PETROLIFEROS

#### SEGUN REFINERIA

1995-2000

(Miles de barriles diarios)

REFINERIA	1995	1996	1997	1998	1999	2000 P/
<b>Total</b>	<b>1 282.0</b>	<b>1 282.7</b>	<b>1 242.5</b>	<b>1 283.1</b>	<b>1 228.0</b>	<b>1 227.5</b>
Cadereyta	175.3	161.8	176.0	167.3	109.9	125.8
Madero	160.4	143.0	137.7	147.6	149.8	149.3
Minatitlán	191.6	192.1	175.6	180.7	174.0	172.0
Salamanca	182.5	179.2	194.7	185.2	178.2	186.0
Salina Cruz	304.7	309.8	281.0	307.4	308.6	298.2
Tula	267.5	296.8	277.5	294.9	307.5	296.2

NOTA: Los totales de este cuadro pueden no coincidir con los de la fuente debido al redondeo de las cifras

FUENTE: PEMEX. Anuario Estadístico, 2001

### CAPACIDAD INSTALADA PARA EL PROCESO DE GAS NATURAL SEGUN TIPO DE PLANTA

1995-2000

(Millones de pies cúbicos)

PLANTA	1995	1996	1997	1998	1999	2000 P/
<b>Endulzadoras</b>						
De condensados amargos a/	43 800	61 488	70 080	70 060	70 080	70 272
De gas amargo	1 296 845	1 300 398	1 296 845	1 369 845	1 369 845	1 373 596
<b>Recuperadoras de licuables</b>						
Criogénicas b/	1 260 710	964 044	1 180 410	1 445 035	1 664 035	1 668 594
Absorción	273 750	274 500	273 750	273 750	173 375	173 850
<b>Fraccionamiento de líquidos a/ c/</b>	<b>164 250</b>	<b>164 700</b>	<b>164 250</b>	<b>202 210</b>	<b>202 210</b>	<b>202 764</b>

a/ Miles de barriles

b/ Incluye la planta criogénica de La Cangrejera

c/ Incluye plantas recuperadoras de líquidos

FUENTE: PEMEX. Anuario Estadístico, 2001

## INFRAESTRUCTURA PARA LA DISTRIBUCION

### FLOTA MARITIMA DE LA INDUSTRIA PETROLERA SEGUN TIPO DE EMBARCACION

1995-2000

(Unidades)

TIPO DE EMBARCACION	1995	1996	1997	1998	1999	2000 P/
<b>Total</b>	<b>147</b>	<b>141</b>	<b>141</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>120</b>
Buquetanques	28	27	27	26	26	21
Remolques	22	22	22	19	19	18
Lanchas	46	45	45	46	46	38
Chalanas	45	42	42	45	45	38
Otros a/	6	5	5	6	6	5

a/ Incluye buques contra incendio, recolectores de derrames, dragas y abastecedores

FUENTE PEMEX Subdirección de Planeación y Coordinación

### CAPACIDAD DE CARGA DEL TRANSPORTE MARITIMO Y TERRESTRE DE LA INDUSTRIA PETROLERA

POR TIPO DE TRASLADO

1995-97

(Metros cúbicos)

PERIODO	1995	1996	1997 P/
<b>Total</b>	<b>1 359 628</b>	<b>1 790 429</b>	<b>1 790 429</b>
Buque tanque	1 067 628	1 498 429	1 498 429
Autotanques	207 900	207 900	207 900
Carroitanques	84 100	84 100	84 100

FUENTE PEMEX Subdirección de Planeación y Coordinación

### RED DE DUCTOS EN OPERACION SEGUN PRINCIPALES USOS

1995-98

(Kilómetros)

PRINCIPALES USOS	1995	1996	1997	1998 P/
<b>Total</b>	<b>59 008</b>	<b>26 713</b>	<b>28 211</b>	<b>26 010</b>
Gasoductos	12 198	11 346	10 882	9 185
Oleoductos	5 716	4 161	4 297	4 297
Poliductos	10 884	10 169	11 995	11 492
Petroquímicos	1 383	1 037	1 037	1 036
Combustibleoductos	174	ND	ND	N/
Recolección y servicio	28 651	ND	ND	N/

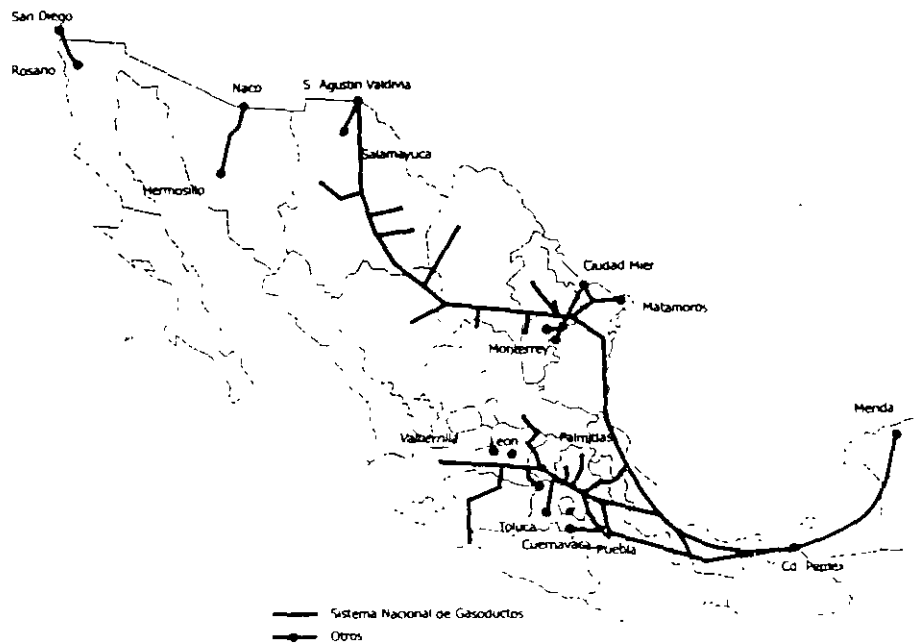
FUENTE PEMEX Dirección Corporativa de Operaciones Gerencia de Evaluación e Información y Anuario Estadístico, 1999

Permisos de transporte y distribución de gas natural  
vigentes a octubre de 2001

Tipos de permiso	Permisos vigentes	Longitud de la red (km)	Inversión (millones de dólares)
Transporte	84	11,666.44	1,306.06
Acceso abierto	15	10,998.50	1,132.70
Usos propios	69	667.94	168.36
Distribución	21	28,042.00	1,015.90
<b>Total</b>	<b>105</b>	<b>39,708.44</b>	<b>2,316.96</b>

Fuente: CRE

Proyectos de transporte público



Fuente: CRE

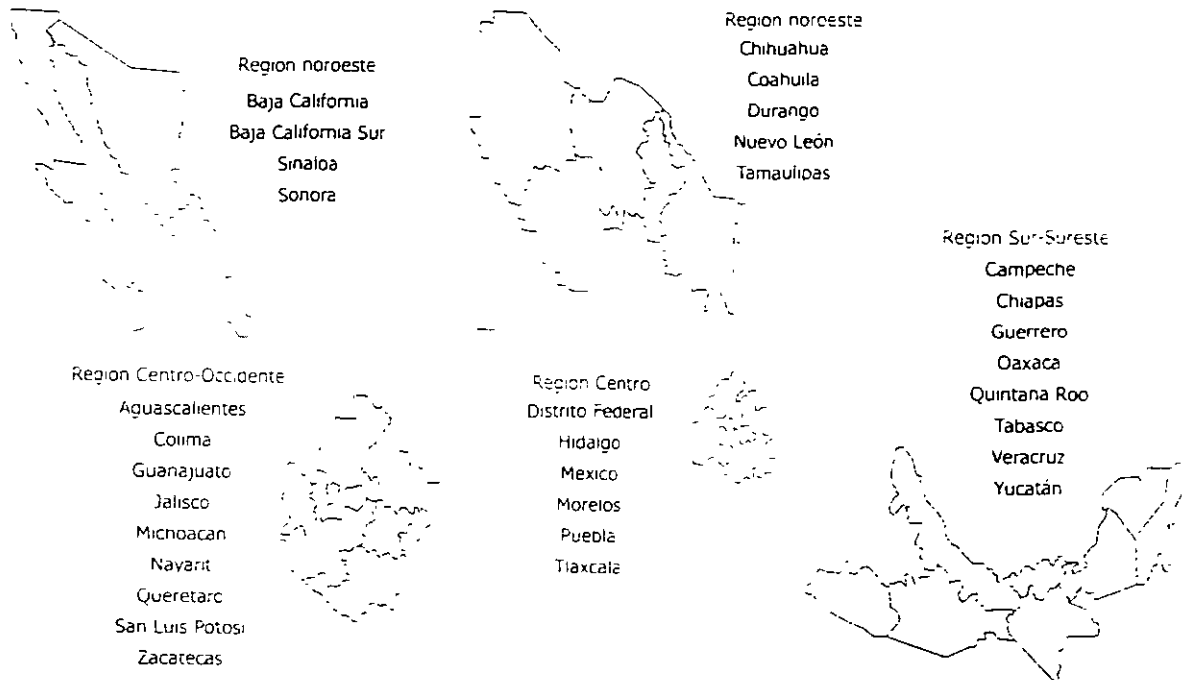
Proyectos de distribución



Avances para el suministro de GNL a México

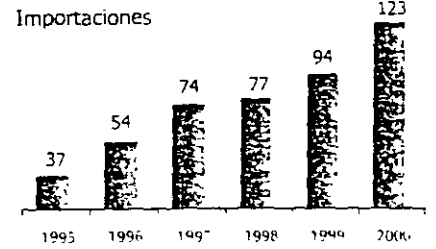
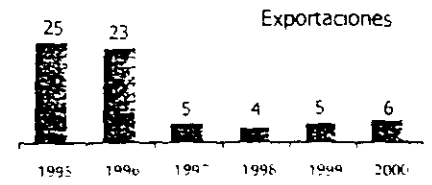
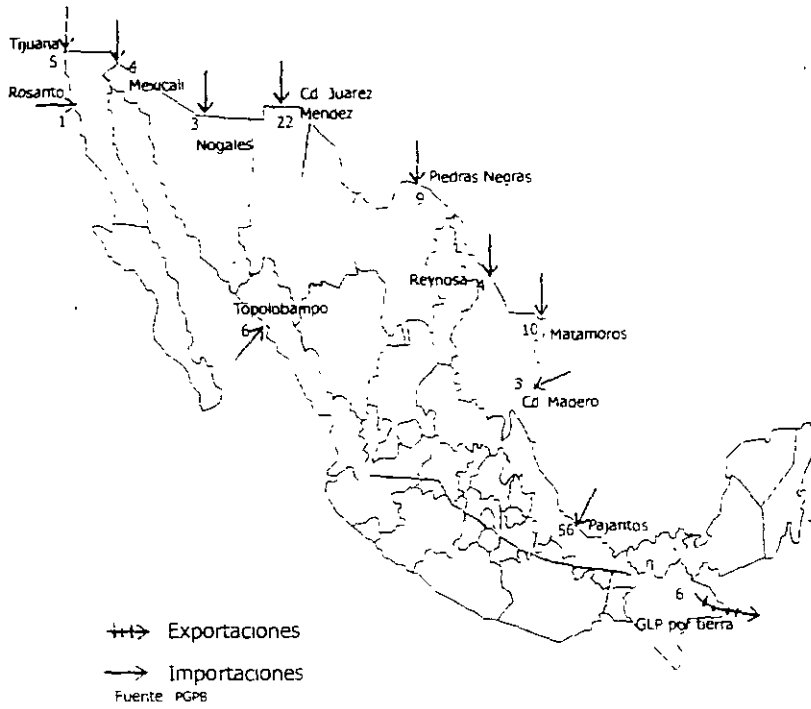


Regionalización del consumo de gas LP

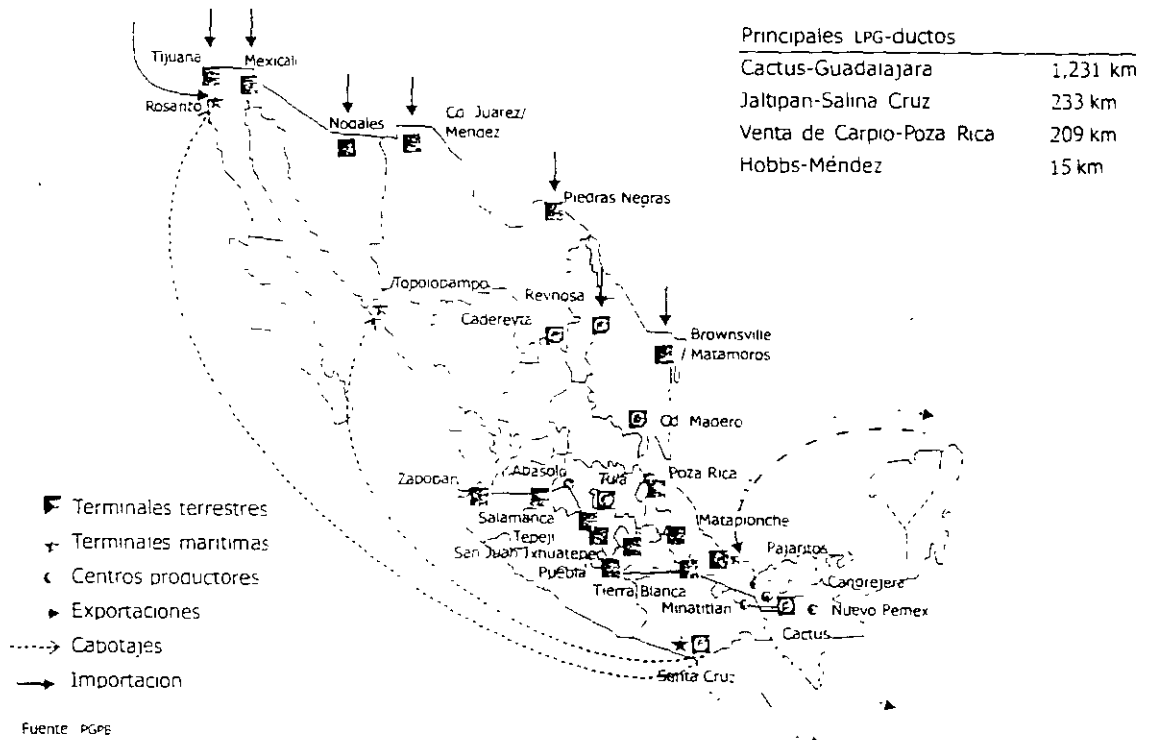


Fuente: IMP

Comercio Exterior de gas LP por término  
(miles de barriles diarios)

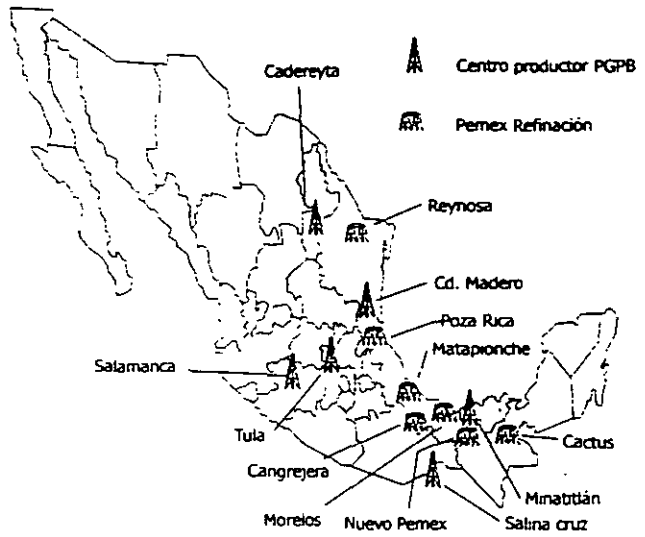


Logística de la producción de gas LP



Producción y localización de los centros productores de gas LP, 2000

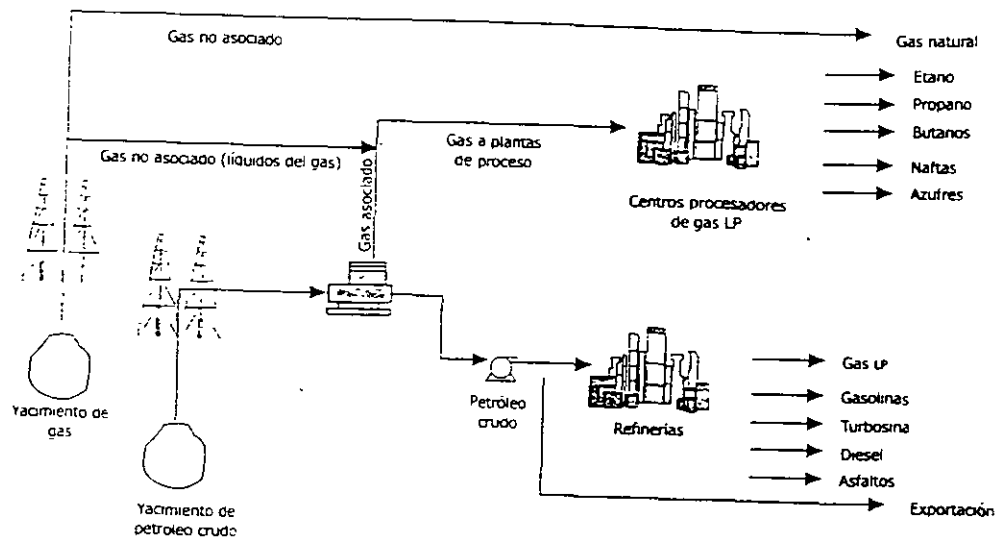
Nuevo Pemex	74
Cactus	42
Cangrejera	34
Morelos	45
Minatitlán	6
Salina Cruz	6
Poza Rica	2
Tula	8
Salamanca	2
Matapionche	3
Madero	2
Cadereyta	1
Reynosa	4



Total producción 229

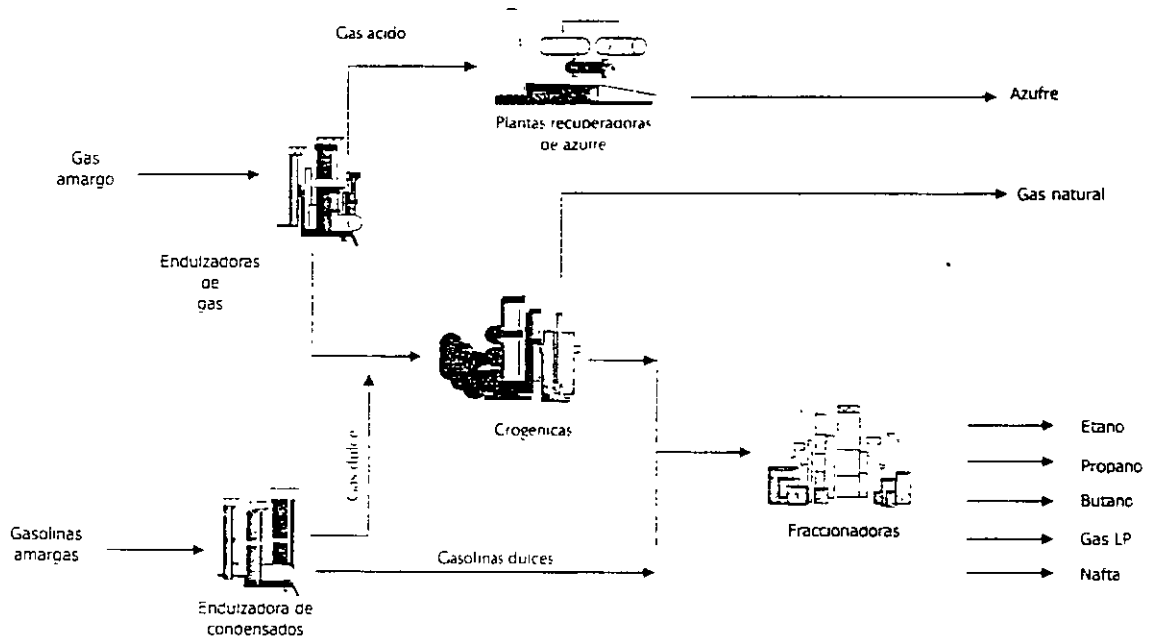
Fuente: Sener con base en información de PGPB

Extracción y procesamiento del crudo y gas natural



Fuente: Sener con base en información de la CRE

Esquema productivo de Pemex Gas y Petroquímica Básica



Fuente: Sener con informacion de EGSE



#### **IV. 1.5.- PRODUCCIÓN Y CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En nuestro país en julio de 1880 se llevaron a cabo los primeros experimentos para el alumbrado público. Se colocaron en la ciudad de México los focos de arco voltaico: uno en el kiosco central y otro en la esquina suroeste del jardín de la Plaza de la Constitución.

A principios de 1900 en varios estados de la República funcionaban plantas hidráulicas para satisfacer fundamentalmente al sector productivo como las fábricas, industrias y minas. La energía excedente se destinaba a servicios urbanos. El aprovechamiento del río Necaxa para generar electricidad dio origen a la empresa canadiense mexicana Light and Power Company Limited que cambió su nombre por Compañía de Luz y Fuerza Motriz.

La electricidad progresó con tal rapidez que en 1920 funcionaban en nuestro país 199 compañías. Sin embargo, el abuso en el cobro de la tarifa y las fallas de suministro, principalmente, crearon un clima de descontento; adicionalmente las zonas rurales carecían totalmente del fluido eléctrico.

La situación anterior hizo que el 14 de agosto de 1937 el gobierno mexicano presidido por el General Lázaro Cárdenas, decretara la creación de la Comisión Federal de Electricidad con la encomienda de organizar un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el beneficio del pueblo mexicano. Las acciones de la CFE se reflejaron en el hecho de que en 1959 las dos principales compañías extranjeras: la American Foreign Power Company y la Mexican Light and Power Company Limited, recibían de la CFE el 70 por ciento de la energía que revendían. Ante tales circunstancias el 27 de septiembre de 1960 el gobierno de México que presidía el Lic. Adolfo López Mateos, nacionalizó la industria eléctrica, consolidando así el proceso de desarrollo económico de México. En 1967 con la interconexión de las áreas Oriental y Occidental se inició la integración del Sistema Nacional Interconectado, concluyéndose en 1976 al quedar terminada la conversión de 50 a 60 Hz. Quedando incorporada el área Central al resto del Sistema.

## **LAS PLANTAS DE POTENCIA ELÉCTRICA**

Las Plantas de Potencia Eléctrica hacen posible la transformación de la energía para producir Electricidad.

Enseguida haremos una descripción de estas plantas.

### **PLANTAS TERMOELÉCTRICAS**

Producen electricidad a partir de la energía calorífica desprendida por la combustión de combustibles fósiles, en nuestro país se ha utilizado el combustóleo y el gas natural. En la figura 3 se tiene un diagrama esquemático de los elementos que constituyen una planta termoeléctrica, en donde se puede observar:

El generador de vapor que es donde se realiza la combustión para generar el vapor que se conduce a la turbina para darle el movimiento rotatorio y que a su vez le da movimiento al generador eléctrico para producir electricidad.

Las presiones de vapor que se utilizan en las turbinas por lo general son inferiores a  $165 \text{ kg/cm}^2$ , requieren de grandes cantidades de agua para la alimentación y condensación por lo que se localizan cerca de los ríos o del mar.

Los generadores eléctricos en la actualidad se construyen regularmente con dos polos con rotores lisos, lo que a 60 Hz da 3600 revoluciones por minuto y, dependiendo de su capacidad su voltaje de salida puede ser de 15.000 o 20.000 volts. Su tipo de enfriamiento también en general se realiza por medio de hidrógeno. El sistema de excitación en los generadores modernos se realiza por medios estáticos.

La conexión es del tipo estrella con neutro a tierra, sus salidas se conectan a los transformadores de potencia, las que elevan el voltaje para la transmisión. La figura No. 4 muestra un diagrama unifilar de una planta termoeléctrica donde se pueden apreciar las conexiones de la

salida del generador a la subestación elevando la tensión de 20 a 230 Kv. Asimismo se muestra la alimentación a los equipos auxiliares.

## Diseño

El diseño de plantas termoeléctricas, en México, ha pasado por etapas, que comprenden los siguientes aspectos:

Se inició con plantas pequeñas de hasta 33,000 kW; entre 1948 y 1960 se construyeron algunas, diseñadas por firmas de ingeniería mexicanas. Posteriormente, desde el año de 1958 hasta 1964, se practicó la construcción de plantas mediante el sistema “llave en mano” (turn key) o “Plantas paquete” que consiste en comprar a un fabricante (en nuestro caso extranjero) la planta completa, a sabiendas de que él se encargará de adquirir los equipos necesarios y de subcontratar con otras compañías el diseño y construcción; así se construyeron unidades hasta de 150,000 kW.

Después, en 1965 y hasta 1970 CFE empezó a contratar compañías de ingeniería extranjeras para que diseñaran las plantas, adquirió los equipos de diferentes fabricantes mediante concursos y contrató la construcción y montaje de las plantas con compañías nacionales, construyéndose plantas hasta de 158,000 kW.

A partir de 1971 y hasta 1976, CFE volvió a utilizar firmas de ingeniería mexicanas para el diseño de sus plantas, y personal propio; durante este período, para la construcción y montaje, CFE utilizó indistintamente contratistas y recursos propios. Sin embargo, se continuó adquiriendo equipos de diferentes fabricantes mediante concursos. En esta forma se construyeron plantas con capacidad hasta de 300,000 kW, las más grandes en la actualidad.

A mediados de 1976, CFE decidió diseñar sus plantas con recursos propios. Contrató los servicios de una firma de ingeniería extranjera e integró un departamento de Ingeniería y Diseño; para la construcción y montaje, continúa utilizando indistintamente contratistas y recursos propios.

De las etapas antes mencionadas, indudablemente la menos aconsejable es la de contratos de “llave en mano” (turn key); es la que aporta menos experiencias en tecnología al país.

- El diseño está formado por planos y especificaciones que se complementan entre sí; los planos definen las dimensiones, localización, forma, detalles y relaciones de materiales, equipos, estructuras y sistemas.
- Las especificaciones definen los materiales, equipos, estructuras y sistemas, en su comportamiento, alcance, garantías, métodos y programas de fabricación, puntos terminales, manejo, transporte, pruebas, almacenamiento y otras formas de tratamiento.

Cuando se ha definido ya la capacidad requerida por la demanda y se ha determinado el sitio por los factores que intervienen en su selección, se inicia el *diseño conceptual* y la selección del turbogenerador. Los siguientes pasos son: *ingeniería básica, ingeniería de detalle, construcción y montaje, puesta en servicio y operación y mantenimiento*. Así se completa el Ciclo de Producción.

- *El diseño* incluye la selección, optimización y coordinación de ajuste entre todos los materiales, equipos, estructuras y sistemas para proporcionar la capacidad de diseño de la planta con el mínimo costo y programa, alta calidad, operabilidad, disponibilidad y productividad, de acuerdo con el estado del arte.
- *Los criterios de diseño* comprenden la descripción funcional de los equipos, estructuras y sistemas, incluyendo los límites de los parámetros básicos de diseño. Algunos de estos criterios pueden darse en forma de arreglos o diagramas y dimensionados.
- *Diseño conceptual* de la descripción del alcance, forma y bases del diseño de planta en general; intemperie o cubierta, grado de utilización, combustibles, enlaces de la subestación, agua de enfriamiento, accesos, condiciones del sitio, orientación y arreglo general, principalmente.

## CENTRAL CARBOELÉCTRICA

Como su propio nombre lo dice, usa carbón de bajo contenido de azufre como energético primario. En la práctica, el carbón y sus residuos de combustión, requieren de una alta tecnología para su buen manejo y de instalaciones especiales para abatir la contaminación. La Figura No. 5 muestra un diagrama esquemático de las partes que conforman una planta de este tipo, en donde se puede observar que a partir del generador de vapor los equipos son similares a la planta termoeléctrica antes descrita. La diferencia consiste en el combustible y su manejo para conducirse a los quemadores del generador de vapor.

## PLANTAS DE CICLO COMBINADO

Está integrada por dos tipos de unidades generadoras diferentes: turbogas y vapor.

Cabe mencionar que una vez terminado el ciclo de generación de las unidades de turbogas, los gases desechados poseen un importante contenido energético por su alta temperatura, se utilizan para calentar agua y producir vapor, de manera semejante a las termoeléctricas convencionales. En la Figura No. 6 se puede mostrar un diagrama esquemático de esta planta, en donde se puede ver que a partir del generador eléctrico las instalaciones son similares a las de las plantas anteriormente mencionadas.

## PLANTA TERMOELÉCTRICA TIPO DUAL

Esta clase de central puede utilizar como fuente energética primaria dos combustibles: combustóleo o carbón, lo que le da la particularidad de ser "dual". (Figura 7)

La turbina es similar a la que se describió para la termoeléctrica de vapor y de carbón, asimismo puede considerarse para el generador, la subestación y los servicios auxiliares.

## PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS.

Las plantas nucleoeléctricas utilizan el calor generado por un reactor nuclear, de esta forma se obtiene el vapor necesario para la turbina. Este tipo de plantas a base de combustible nuclear, frecuentemente no es posible localizarlas cerca de las ciudades debido al peligro que existe de la emisión de material radiactivo, aunque se ha probado que con buenos diseños este peligro prácticamente desaparece. El principal requerimiento para una planta de reactor nuclear es la disponibilidad del agua de enfriamiento necesaria.

México cuenta con una central de este tipo en el estado de Veracruz: Laguna Verde, que tiene una capacidad instalada de 1,309 MW. La Figura No. 8 muestra un esquema de esta Central, se podrá ver que tiene semejanza con la Termoeléctrica descrita anteriormente ya que también utiliza vapor para mover a la turbina; al producirse este vapor por el reactor nuclear. Opera en condiciones máximas de seguridad, de acuerdo a la Asociación Mundial de Operadora Nucleares.

Asimismo el diseño de esta planta estuvo sometido a normas internacionales, con esquemas de protecciones de alta seguridad. La subestación cuenta con equipos en hexafluoruro de azufre y un sistema de control de contaminación con lavado automático en vivo.

## CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICAS

Las centrales geotérmicas utilizan como fuente primaria de energía el vapor que existe a temperaturas elevadas en el subsuelo (Figura No. 9).

Dicho vapor es obtenido a través de pozos cuyas profundidades llegan hasta los 4200 m.; los pozos producen una mezcla de agua y vapor a una temperatura promedio de 300 grados centígrados. El agua y el vapor son separados a boca de pozo. Posteriormente, el agua es enviada a una laguna de evaporación, mientras que el vapor se traslada por medio de tuberías a la central generadora, donde se distribuye a los turbogeneradores para transformar su energía, en energía eléctrica; por medio del generador eléctrico.

Existen unidades de 5 MW en la que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 20 a 110 MW que tiene instalada la Comisión Federal de Electricidad, el vapor se envía a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la que proviene del separador, se reinyecta al subsuelo o bien es enviada a una laguna de evaporación.

## PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

Para el proyecto de una planta hidroeléctrica, es necesario tener la siguiente información hidrológica.

- Precipitación media anual
- Precipitación media mensual.
- Precipitación máxima y mínima para cada año y cada mes.
- Intensidad máxima, duración y extensión de la mayoría de las lluvias o tormentas.

En general las plantas hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo a la altura de agua disponible y la velocidad específica requerida, calculada por,

$$\frac{NP^{1/2}}{H^{5/4}} = N_s : \text{ velocidad específica}$$

Donde:

- N    velocidad en r. p. m.
- P    potencia en H. P.
- H    altura neta en pies.

De acuerdo con lo anterior se tienen los siguientes tipos de plantas:

## Plantas de baja altura

Este tipo también opera en los lechos de los ríos. Trabajan con alturas  $H$  del orden de 30 m., usualmente como plantas con carga base, donde la velocidad específica  $N_s$  es superior a 70, con velocidades de 100 r. p. m., comúnmente son empleadas turbinas tipo Kaplan; para frecuencia de 60 Hz se requiere del uso de rotores de gran diámetro y muchos polos. Este tipo de unidades se ha construido en capacidades hasta de 150 MW.

## Plantas hidroeléctricas de altura media

Operan con caídas de agua del orden de 30 a 240 m., las velocidades específicas en este tipo de plantas son del orden de 14 a 19 usando turbinas tipo Francis, con velocidades de 100 a 300 r. p. m., se requiere como en el caso anterior rotores de gran diámetro y es posible obtener capacidades hasta de 500 MW especialmente con las mayores alturas dentro de este rango.

Estas plantas tienen caídas superiores a los 240 m., de algún lago de almacenamiento que frecuentemente son usadas para propósitos de demanda pico. La velocidad específica es inferior a 16 y usan turbinas con rueda pelton.

Una característica general de todos los Hidro-generadores es su alta eficiencia, (85 - 94%) disponibilidad para arranque y absorción de carga rápida. por tal motivo son muy útiles para regulación de frecuencias y debido a su simplicidad con respecto a otros tipos de plantas, pueden operarse a control remoto. En las Figuras No. 10 y 11 se pueden ver los componentes de una Planta Hidroeléctrica tipo Francis.

OBRA DE TOMA.- Es el grupo de instalaciones localizadas en la cortina del vaso y que permite la entrada del agua a las turbinas de la unidad, y consta de las siguientes partes:



*Rejillas.*- Es un armazón de soleras de fierro en forma de malla para evitar el paso de material sólido a las turbinas, y se encuentra localizada en la pared inferior de la cortina.

*Compuerta.*- Es un tablero de acero reforzado con mecanismo rodante que se desliza entre dos ranuras guías en dirección ascendente o descendente en la cortina, para permitir o evitar el paso del agua hacia las turbinas.

*Servomotor.*- Es un dispositivo consistente en un cilindro cerrado en sus extremos con un émbolo que se desliza en dirección ascendente al inyectársele aceite a presión, por medio de tuberías conectadas al mismo. Dicho émbolo está ensamblado a la compuerta por medio de eslabones de acero.

El sistema de control para este dispositivo está compuesto por una bomba que alimenta aceite a presión, a través de un sistema de tuberías con válvulas que permiten la regulación del flujo dentro de los límites permisibles de velocidad de operación de la compuerta; la cual se controla manual o automáticamente, y en este último caso por un sistema eléctrico cuyo funcionamiento se realiza desde los centros de control.

**TUBERÍA DE PRESIÓN.**- Es la instalación que sirve para conducir el agua desde la obra de toma hasta la turbina, en la Planta de Malpaso tiene una longitud de 95 metros, un diámetro interior a la entrada de 7 metros y de 5.60 metros a la salida, está hecha de planchas de acero de características ASTM-A-201-Gr.-B-61T y tiene un peso total de 2,335 toneladas aproximadamente para cada Unidad.

Está alojada en un túnel inclinado de la elevación 131 a la 77.50 metros SNM, y compuesta por 20 anillos de 6 piezas cada uno ensamblados dentro del túnel y ahogados en concreto. Durante el ensamble se controla la calidad de la soldadura por medio de radiografías y pruebas ultrasónicas. Las piezas constitutivas de la tubería tienen espesores que varían de 2.06 a 3.49 cm., y está provista de perforaciones para la inyección del concreto en el que está ahogada dicha tubería.

**TURBINA.-** Es la parte de la unidad que recibe el flujo de agua transformando esta energía en fuerza mecánica, que se transmite a través de la flecha del generador; consta de las siguientes partes:

*Carcasa o Caracol.-* Sirve para distribuir el flujo de agua en torno a la parte rotativa, con un diámetro de 5.6 metros, aquí se localizan también los álabes fijos y móviles que controlan la cantidad de agua que pasa por la turbina haciendo girar el rodete de la misma.

*Rodete.-* Consiste en un juego de paletas combadas sujetas a la flecha de la turbina que reciben el golpe del agua, impulsando en esta forma al grupo rotativo; su construcción es a base de acero inoxidable para resistir los desgastes debido a los diferentes fenómenos corrosivos, abrasivos, etc., que ocurren en su operación, entre los que destaca la cavitación. Tiene un diámetro exterior de 5.6 metros.

*Flecha.-* Consiste en un cilindro de acero forjado de 1.26 metros de diámetro, se ensambla con el rodete en su parte inferior y con la parte móvil del cojinete de carga en la parte superior y sirve para transmitir la potencia desde el rodete a la flecha del generador.

*Cojinete de Carga.-* Es de forma cilíndrica y con un diámetro exterior de 3.38 metros, consta de una parte fija y una móvil; la parte fija soporta en su contorno 16 piezas de forma trapezoidal llamadas zapatas, que están hechas de acero revestido con metal babbitt, y se soportan sobre pivotes especiales; la parte móvil consiste en un anillo circular de acero fundido, ensamblado en su cara circular inferior con un disco de acero forjado con una superficie debidamente arreglada para deslizarse sobre las zapatas durante el movimiento del grupo rotatorio.

Esta parte de la unidad soporta el peso de las partes rotativas de la turbina, generador, excitador, la flecha y el empuje hidráulico, es autolubricada y está contenida en un tanque de forma cilíndrica que sirve como depósito de aceite y tiene un sistema de refrigeración por medio de agua.

*Cojinete Guía.*- Mantiene al grupo rotatorio en su eje dentro de los límites permisibles; se localiza arriba del rodete y consiste en 12 placas de acero revestido, de material babbit, y dispuestas alrededor de la flecha para recibir su empuje. Está soportado sobre pivotes y contenido en un tanque cilíndrico que sirve también de depósito de aceite lubricante. Su enfriamiento es por medio de agua.

*Servomotores de Alabes.*- Son dos dispositivos cilíndricos con sus respectivos émbolos operados con aceite a presión y que mueven los álabes de la turbina para admitir la cantidad de agua de acuerdo con las necesidades de operación.

*Actuator.*- Está compuesto por un grupo de dispositivos hidráulicos y eléctricos que reciben la señal en forma eléctrica, indicando la variación de carga o velocidad de la turbina, dicha señal la convierte en presión de aceite que se amplifica y se entrega en forma de señal de movimiento en la salida del servomotor del actuator transmitiéndose así a los servomotores de álabes.

*Regulador de Velocidad.*- Se compone de dispositivos eléctricos que reciben la señal, en forma eléctrica, de las variaciones de velocidad o carga del turbogenerador, la señal recibida se amplifica obteniéndose a la salida valores del voltaje que pueden operar a la entrada del actuator a donde finalmente se entrega.

## GENERADOR

Es la parte de la unidad donde la energía mecánica transmitida por la turbina se convierte en energía eléctrica.

Se encuentra localizado en la parte superior de la turbina, instalado dentro de una fosa circular de concreto. Consta de estator, rotor, sistema de refrigeración, cojinete guía, sistema de frenado, calentadores, dispositivos de supervisión, regulador de voltaje, anillos colectores y excitador, consta de las siguientes partes:

*Estató.*- Es la parte fija del generador y tiene forma cilíndrica, el cual consta de la carcasa que es la estructura que soporta al núcleo en su pared circular interna y en su periferia a los cambiadores de calor del sistema de refrigeración. El núcleo contiene las bobinas que están construidas de barras de cobre con un recubrimiento compuesto de cintas de mica y vidrio con resina epóxica, conocida como aislamiento tipo F.

Estas bobinas están dispuestas en la pared interior del núcleo, siendo en ellas donde se obtiene la energía eléctrica, por la acción que recibe del campo magnético variable producido por el rotor.

*Rotor.*- Tiene forma cilíndrica y se localiza dentro del estator, acoplado directamente a la flecha de la turbina para girar con la misma velocidad de ésta, aloja a los polos constituidos por bloques de láminas de acero al silicio con bobinas para formar el campo magnético que acciona sobre las bobinas del estator como se dijo anteriormente, haciéndose variable con el movimiento que le transmite la turbina.

*Sistema de Refrigeración.*- Consiste en el flujo del aire forzado que se genera por el movimiento de las aspas del rotor, este flujo atraviesa los cambiadores de calor constituidos por un sistema de agua de enfriamiento y un enrejado por el que atraviesa el aire para enfriarse.

*Cojinete Guía.*- Está localizado en la parte superior del rodete y tiene la misma función que el cojinete guía de la turbina y es de construcción similar.

*Sistema de frenado.*- Consta de ocho cilindros con émbolos móviles que tienen en su extremo superior las balatas que accionan sobre la llanta circular del rotor. Se usa para levantar el grupo rotativo y para frenar la unidad cuando alcanza cierta velocidad menor que la nominal durante un paro.

*Calentadores.*- Son del tipo eléctrico y se encuentran instalados en la fosa del generador y bajo la excitatriz, y funcionan durante los paros de la unidad para evitar la condensación de la humedad en las diferentes partes.

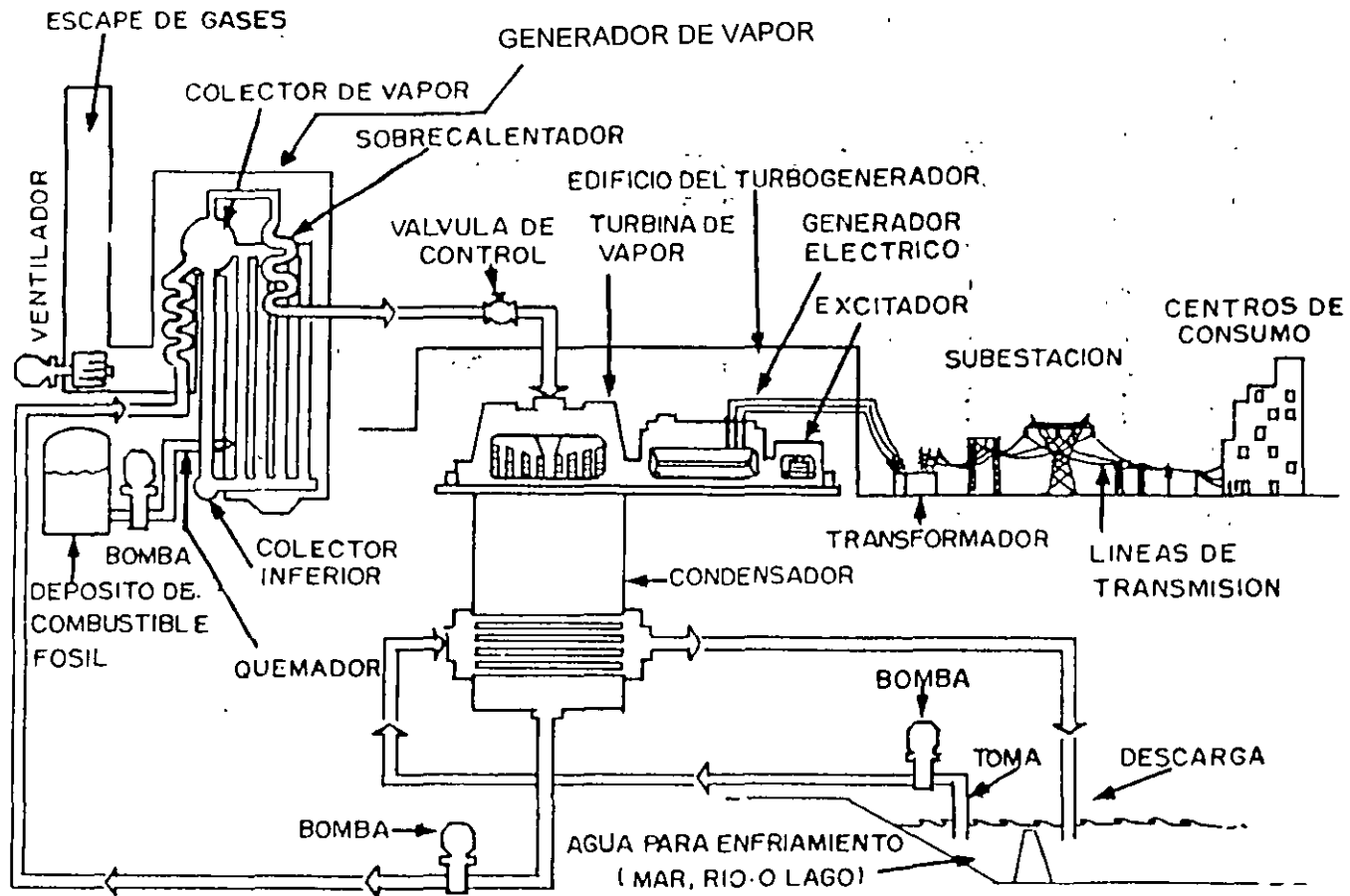
*Dispositivos de Supervisión.*- Los dispositivos de supervisión proporcionan la información sobre el comportamiento de las diferentes partes de la máquina enviando alguna señal visual de alarma de control o disparo. Estos dispositivos son los siguientes: detectores de temperatura; medidores de flujo de agua, medidores de nivel, etc.

*Excitador.*- Es un generador de corriente continua que proporciona la energía que se usa en los polos del generador. Se localiza en la parte superior del generador y es de forma cilíndrica, consistiendo en una parte fija que se llama estator y una parte móvil que se llama rotor.

En la Figura No. 12 se tiene el diagrama unifilar de la Planta de Chicoasen que puede observarse es del tipo interruptor y medio, también se pueden ver los sistemas de protección que tienen.

Figura 3

# ESQUEMA DE UNA PLANTA TERMoeLECTRICA



**Figura 4**  
Salida de los generadores, línea de transmisión y auxiliares.

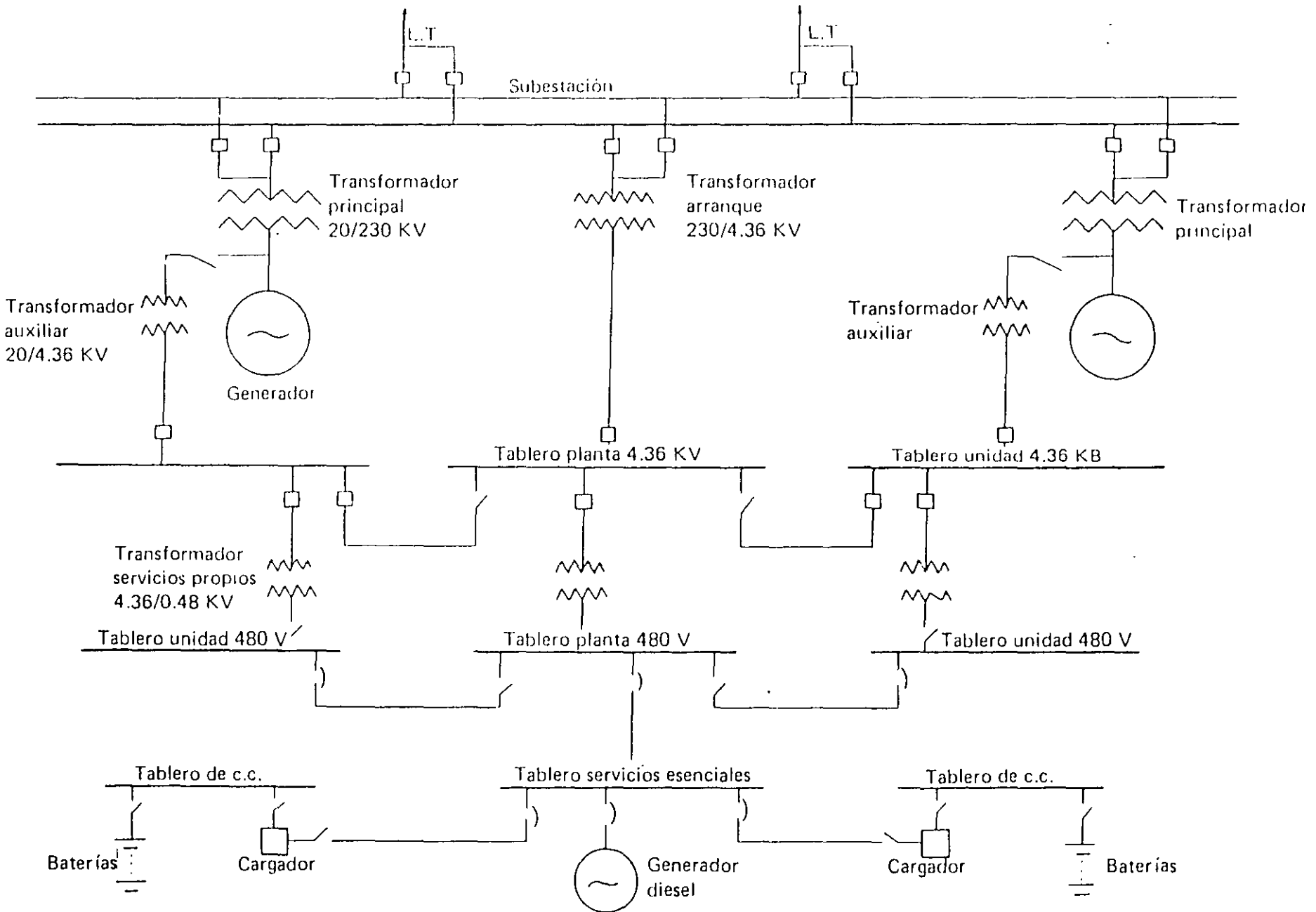
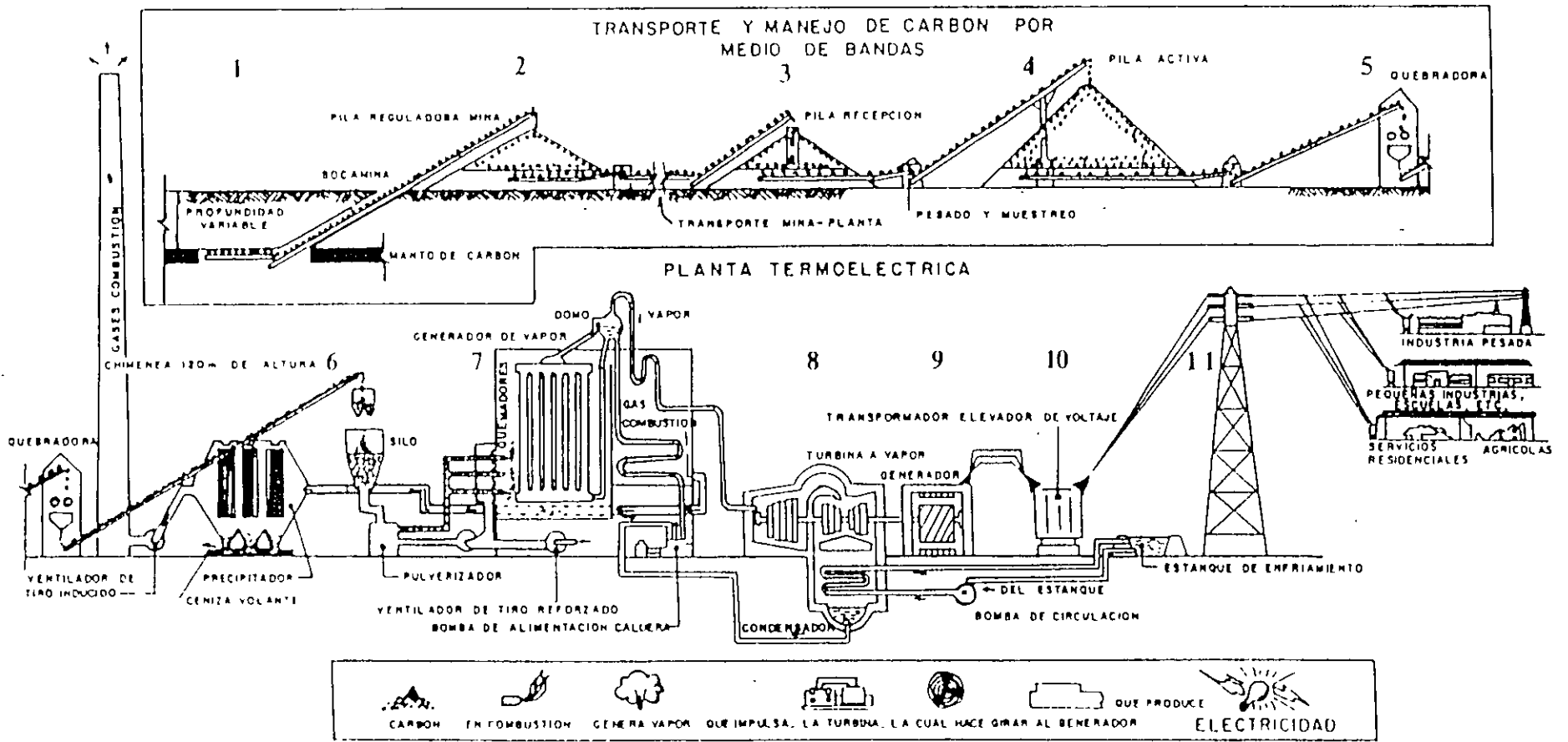


Fig. a 5

# CENTRAL CARBOELECTRICA RIO ESCONDIDO





**Figura 6**

Diagrama esquemático de una planta de ciclo combinado.

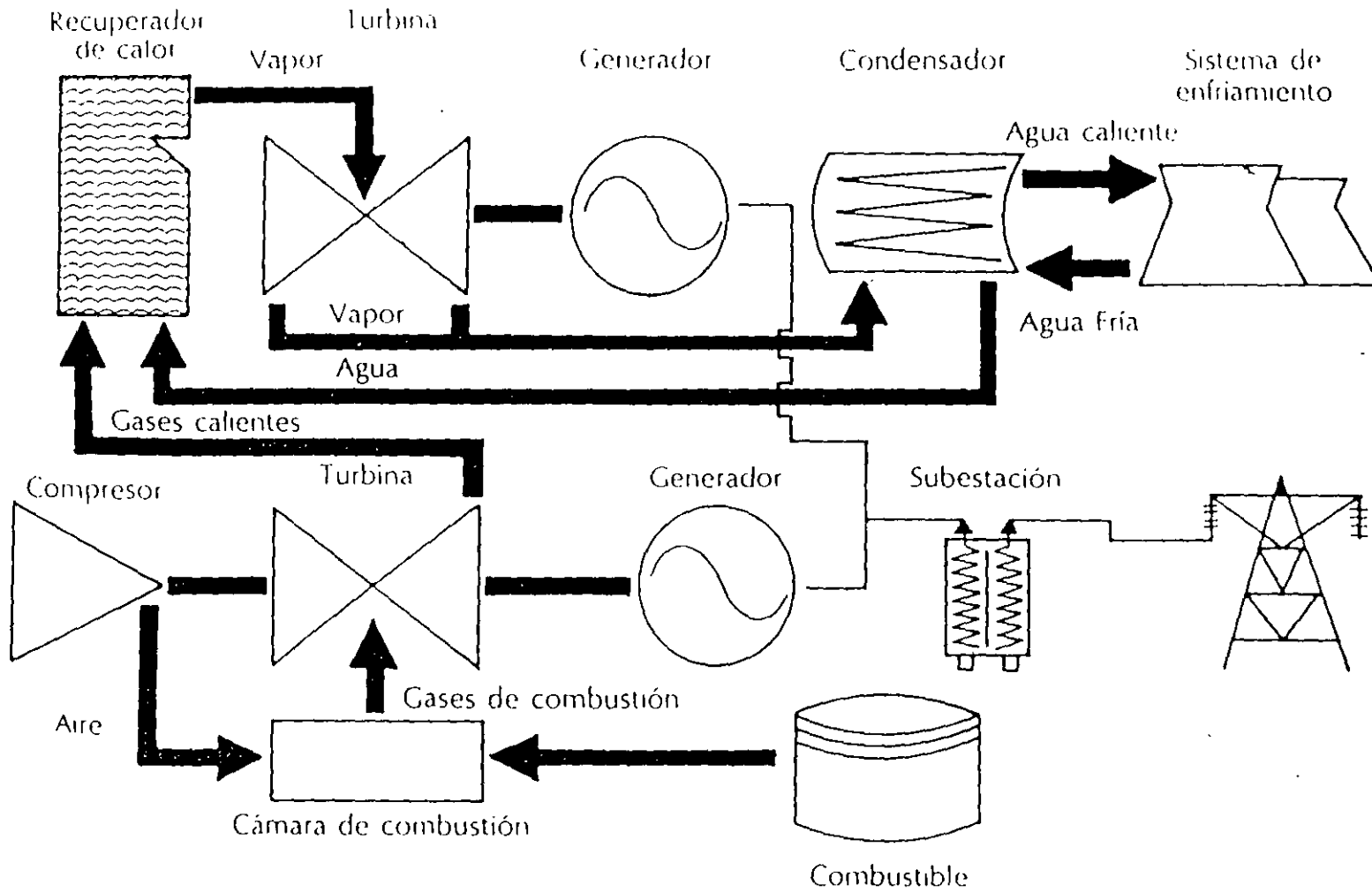


Figura 7

Planta termoeléctrica tipo dual.

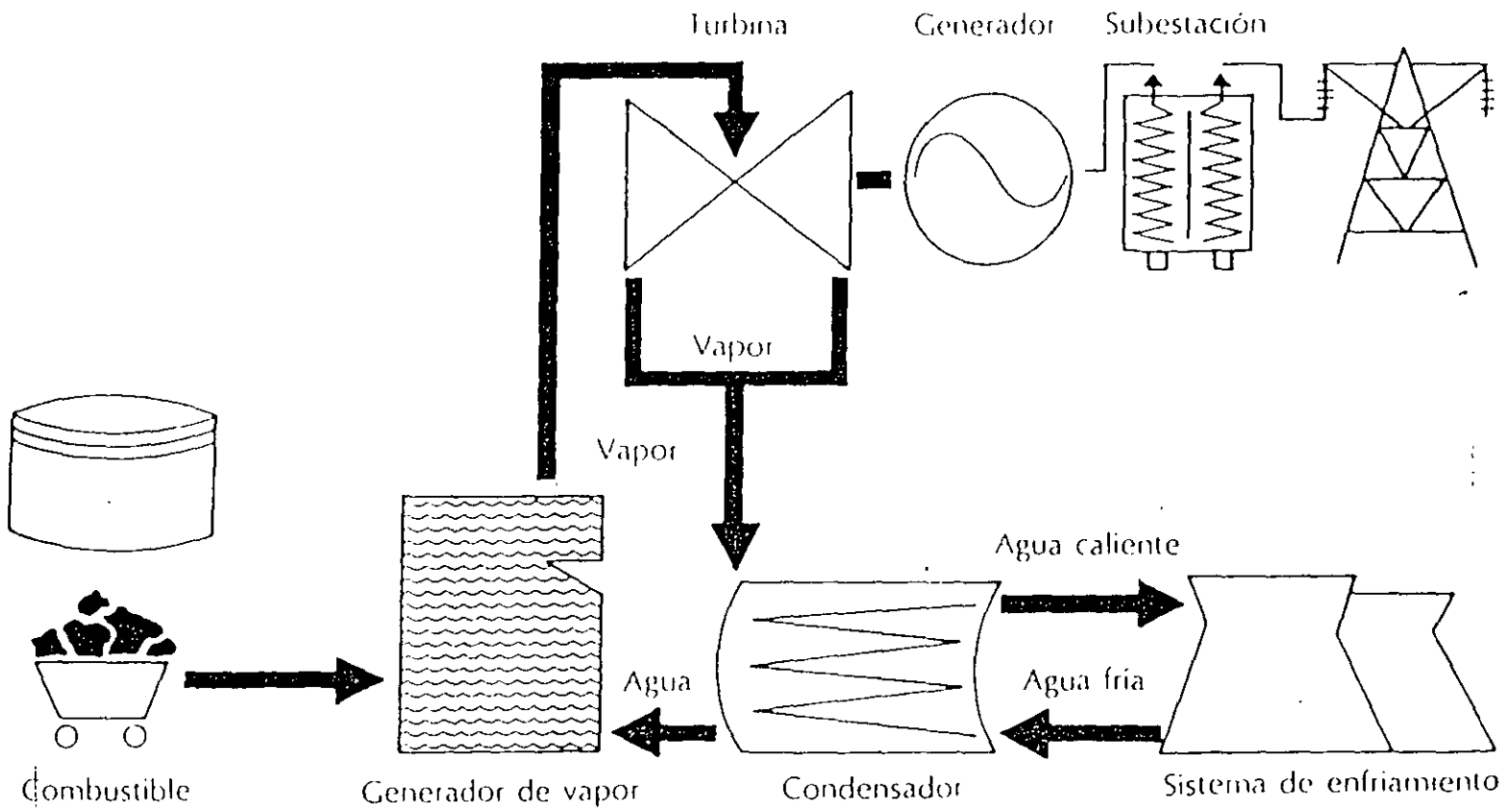


Figura 8

# ESQUEMA DE LA CENTRAL NUCLEOELECTRICA "LAGUNA VERDE"

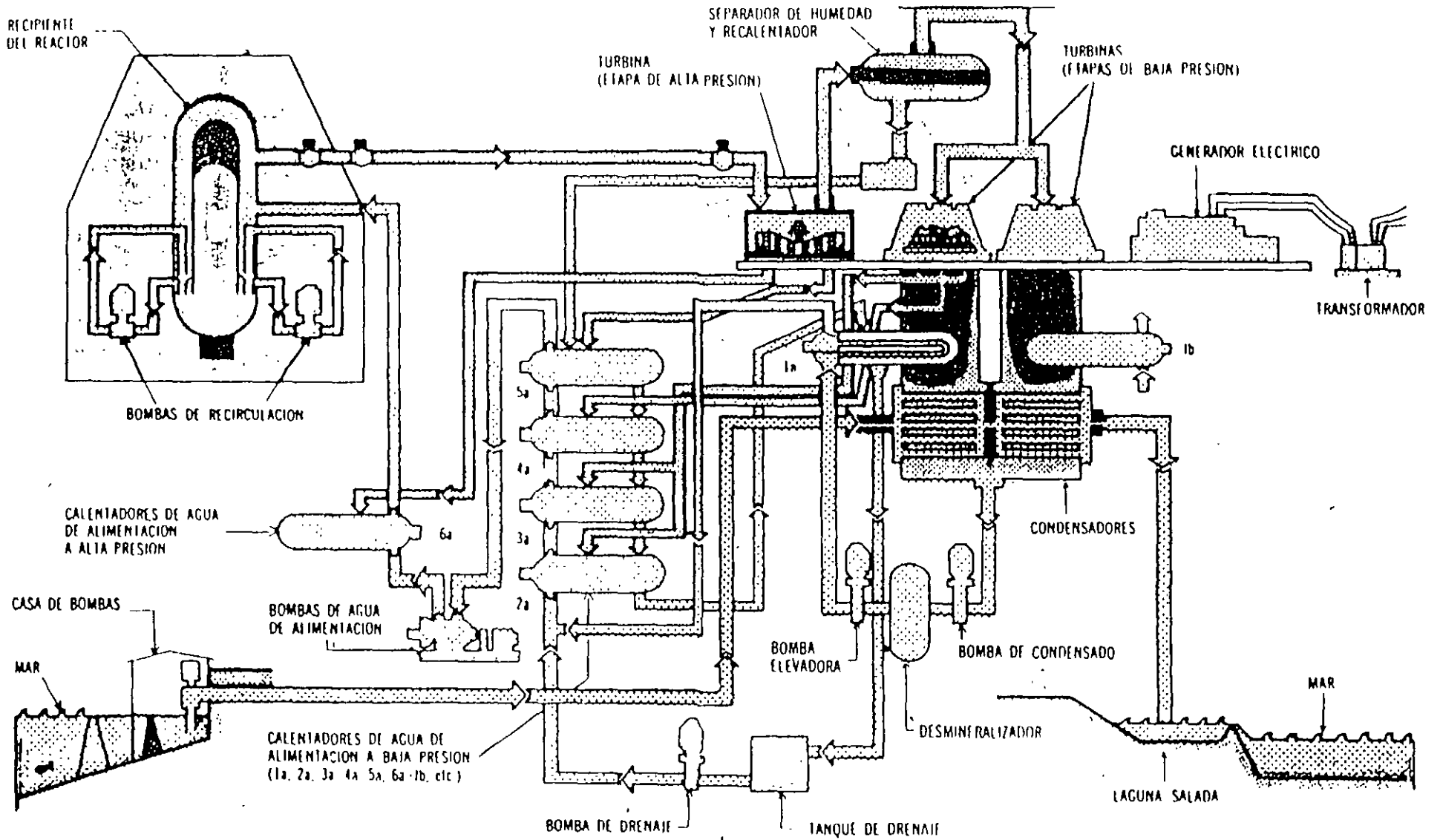


Figura 9

# ESQUEMA DE UNA CENTRAL GEOTERMoeLECTRICA

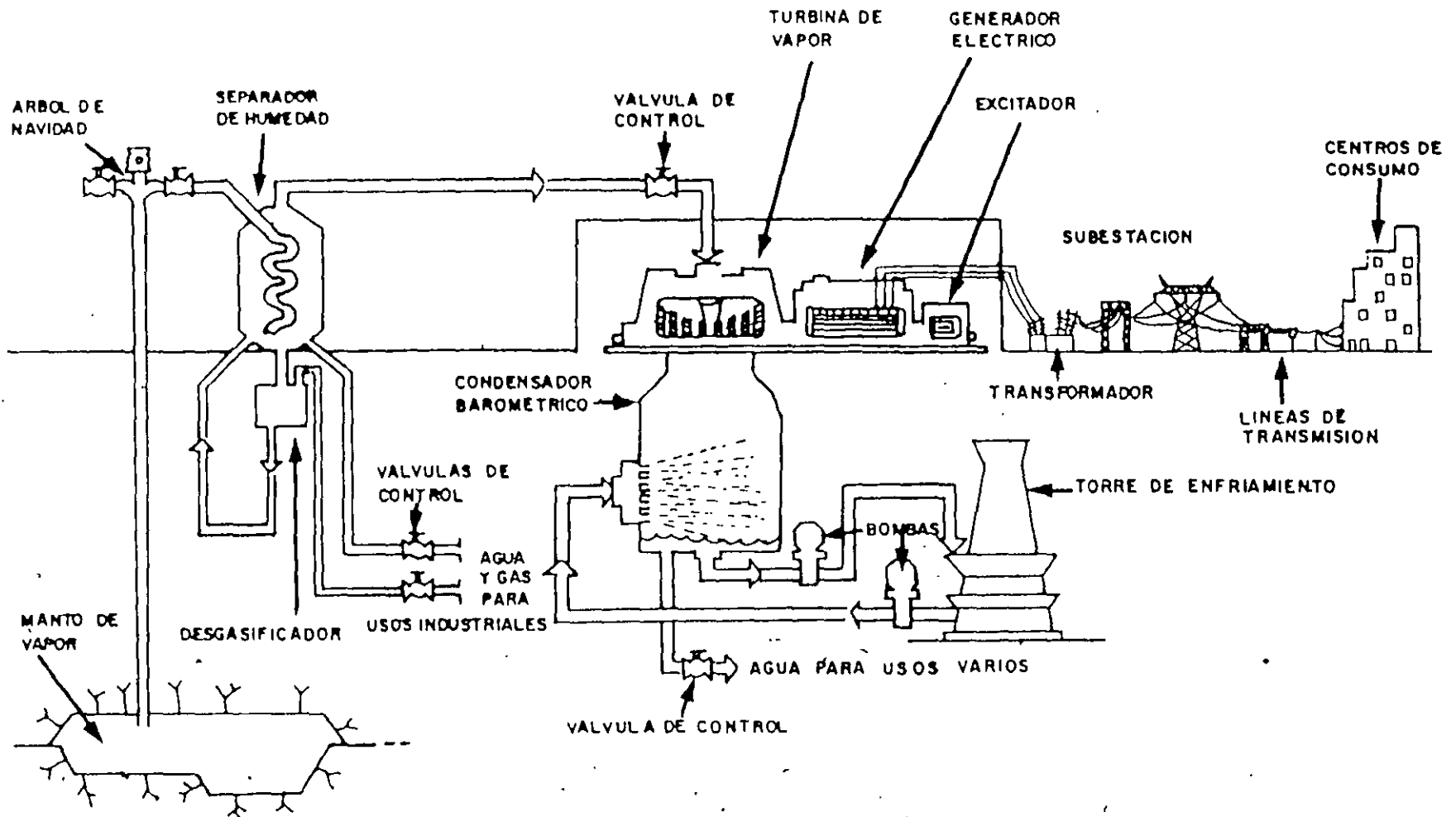


Figura 10

# ESQUEMA DE UNA PLANTA HIDROELECTRICA

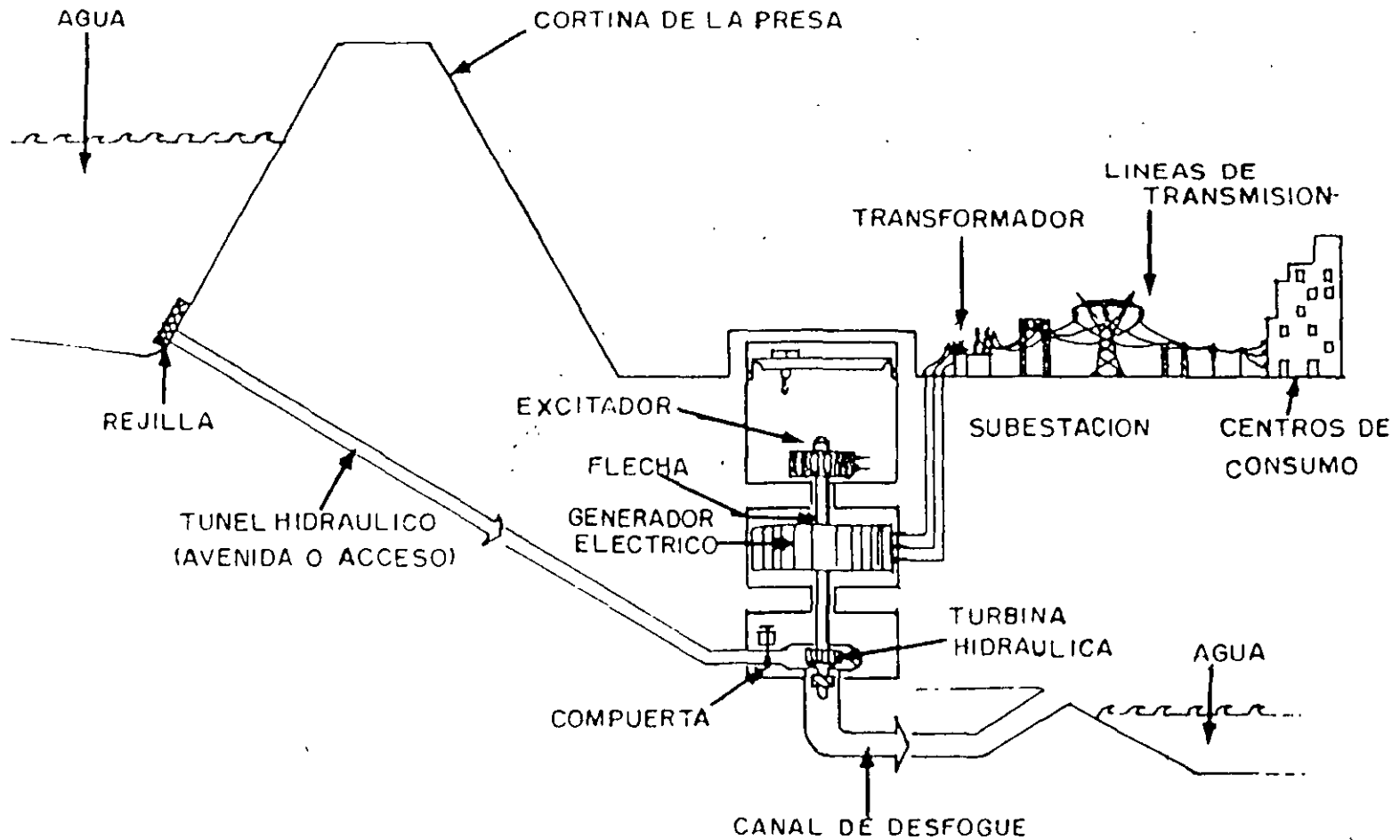


Figura 11

# LA ANGOSTURA

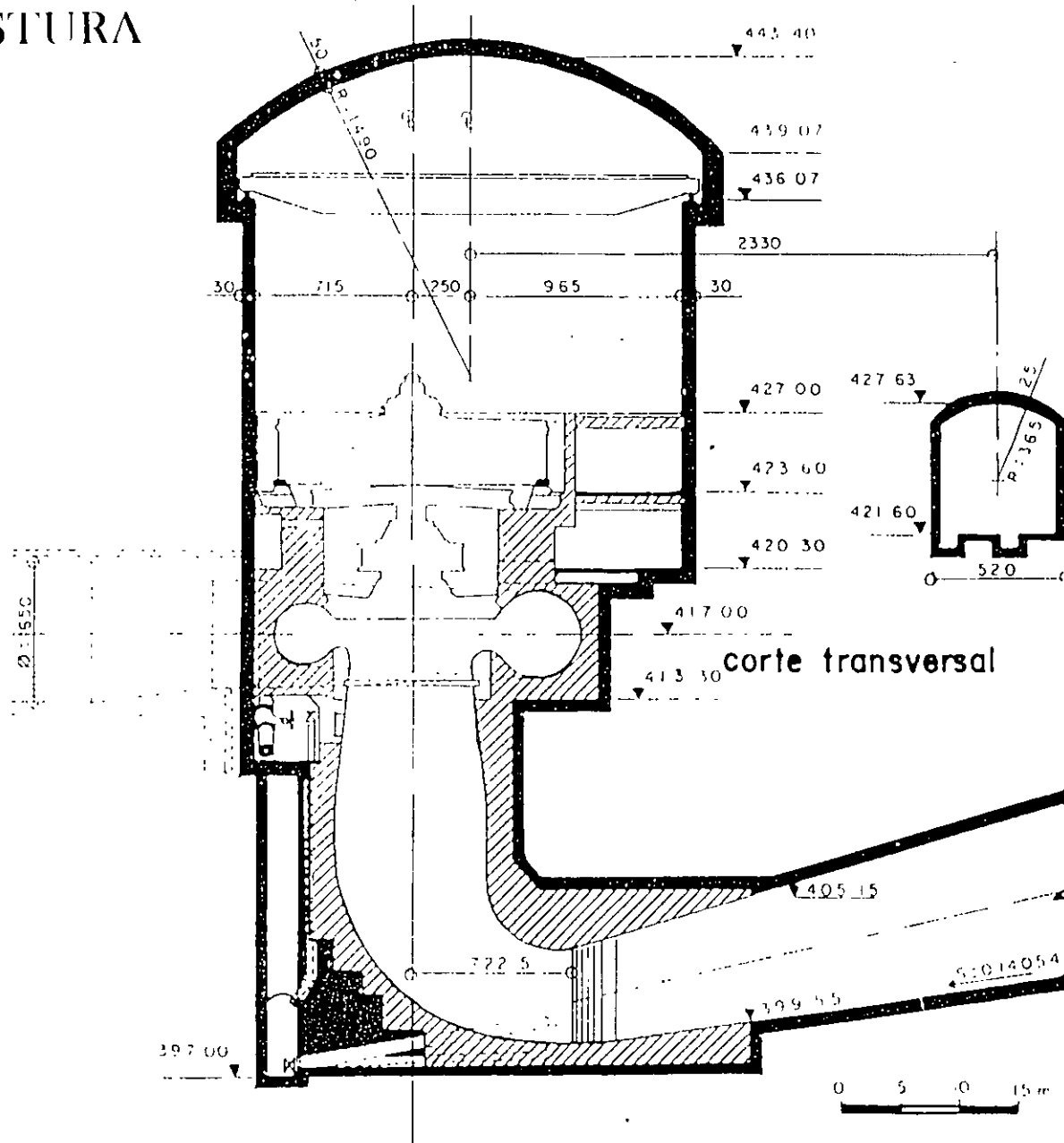


Figura 12







DIAGRAMA UNIFILAR  
PLANTA CHICOASEN

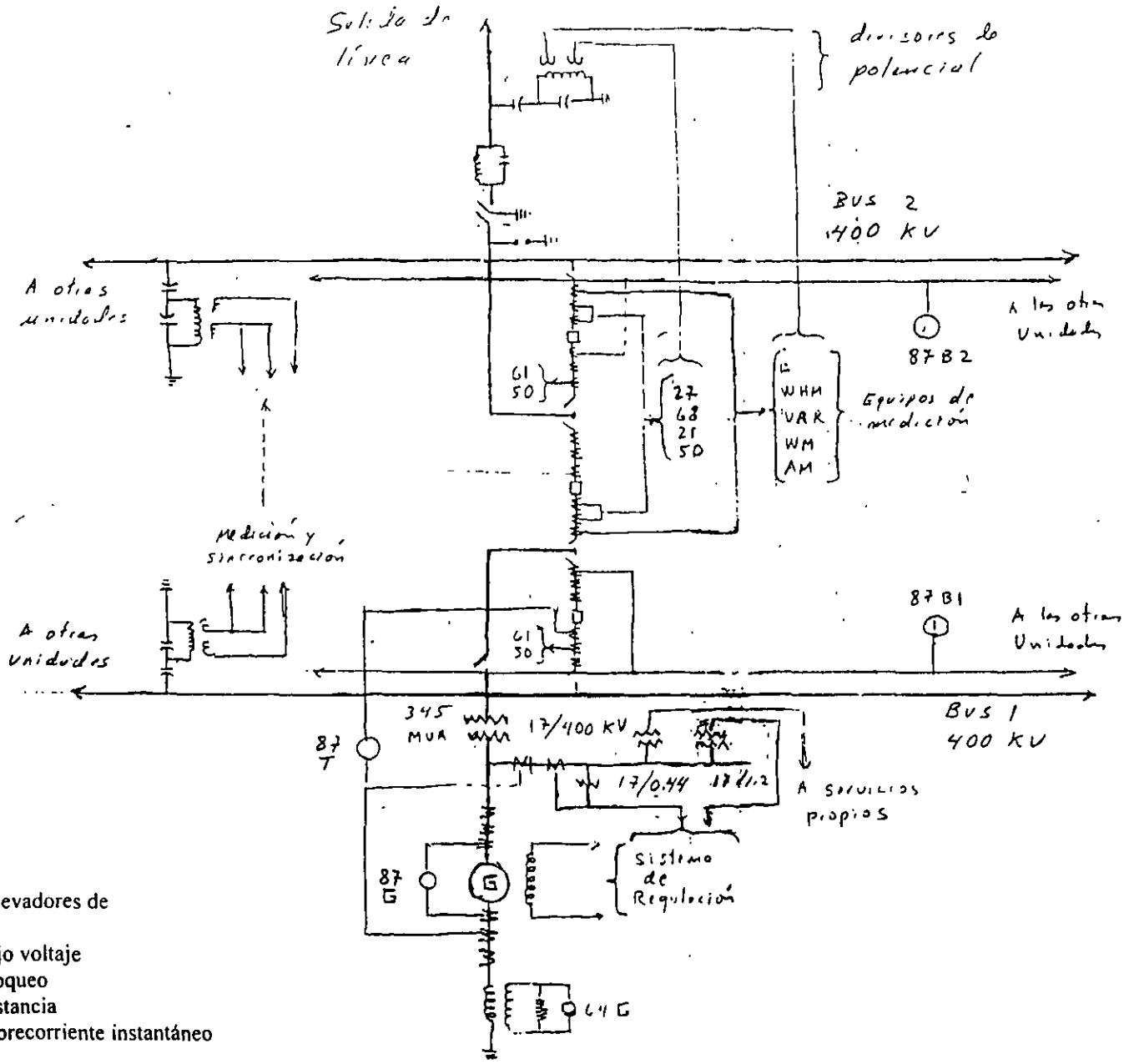
Esquema interruptor y medio

Se presentan las conexiones para una unidad.

Para las otras unidades es igual.

Símbolos:

-  Generador
-  Transformador
-  Desconectador
-  87 Relevador diferencial de bus.  
Con G es de generador  
Con T es de transformador
-  Interruptor
-  Transformador de corriente



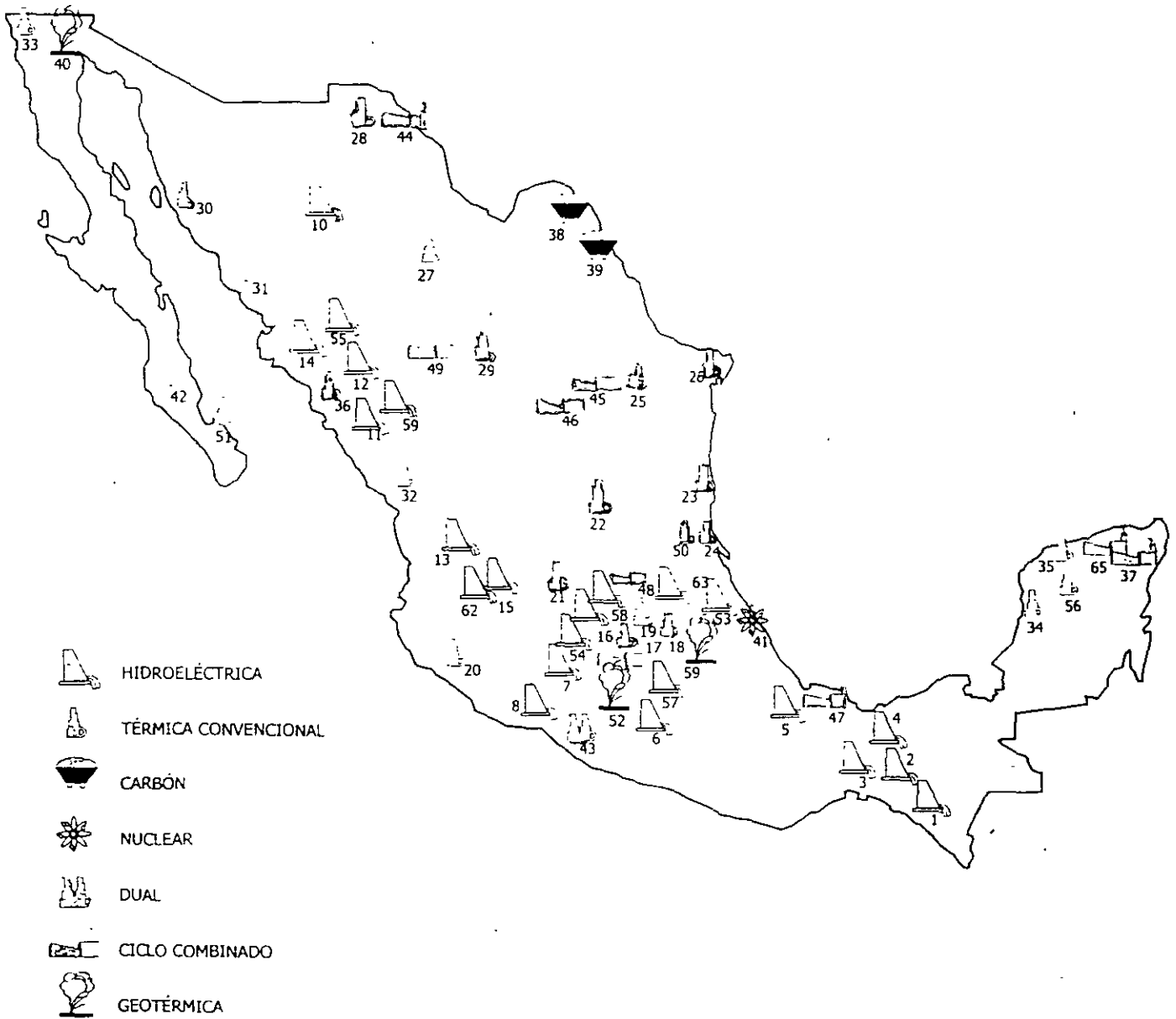
Relevadores de

- 27.- Bajo voltaje
- 68.- Bloqueo
- 21.- Distancia
- 50.- Sobrecorriente instantáneo

61.- Para f } aplicaciones

# Principales centrales de generación 2000

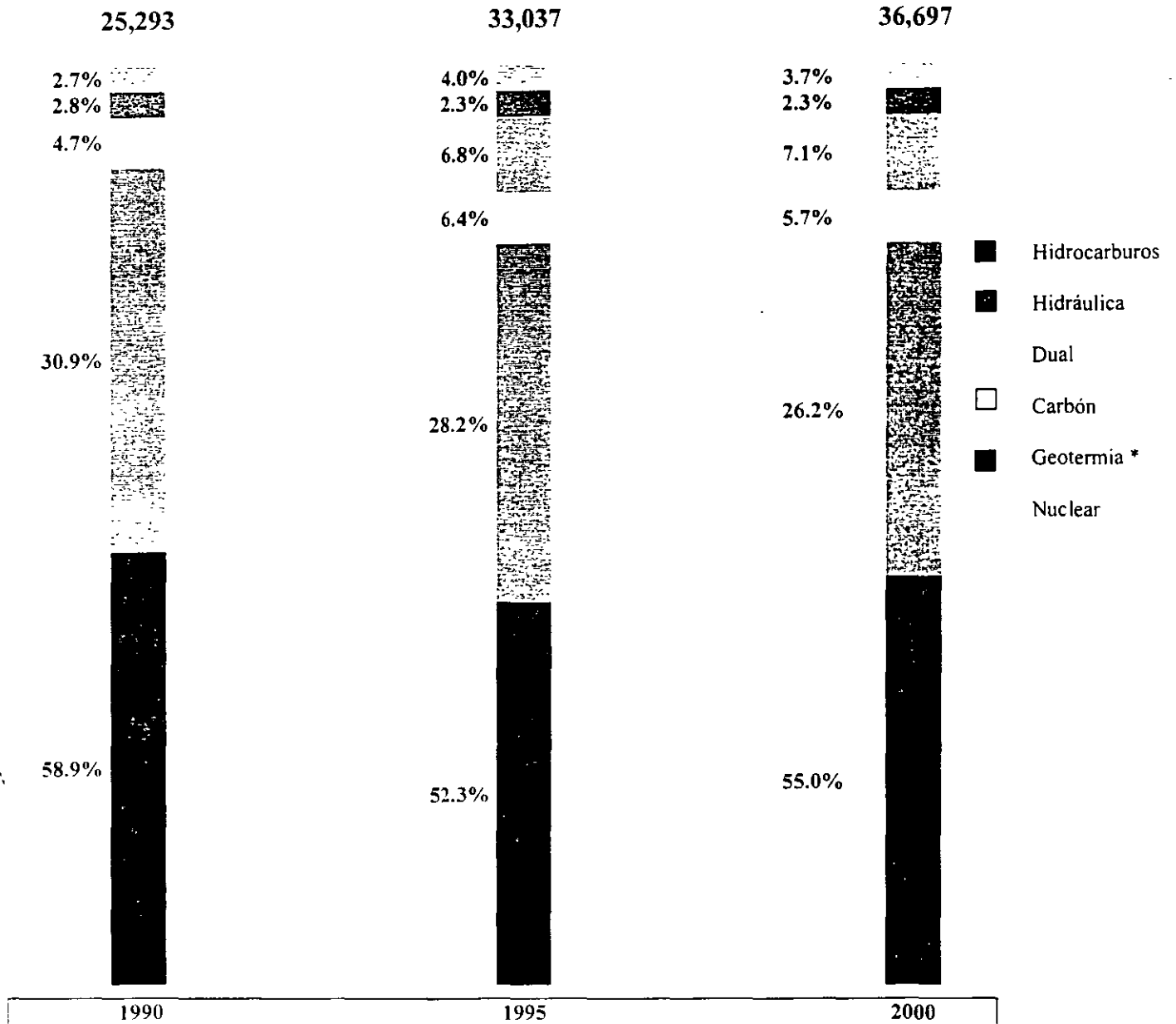
Principales centrales de generación, 2000



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.



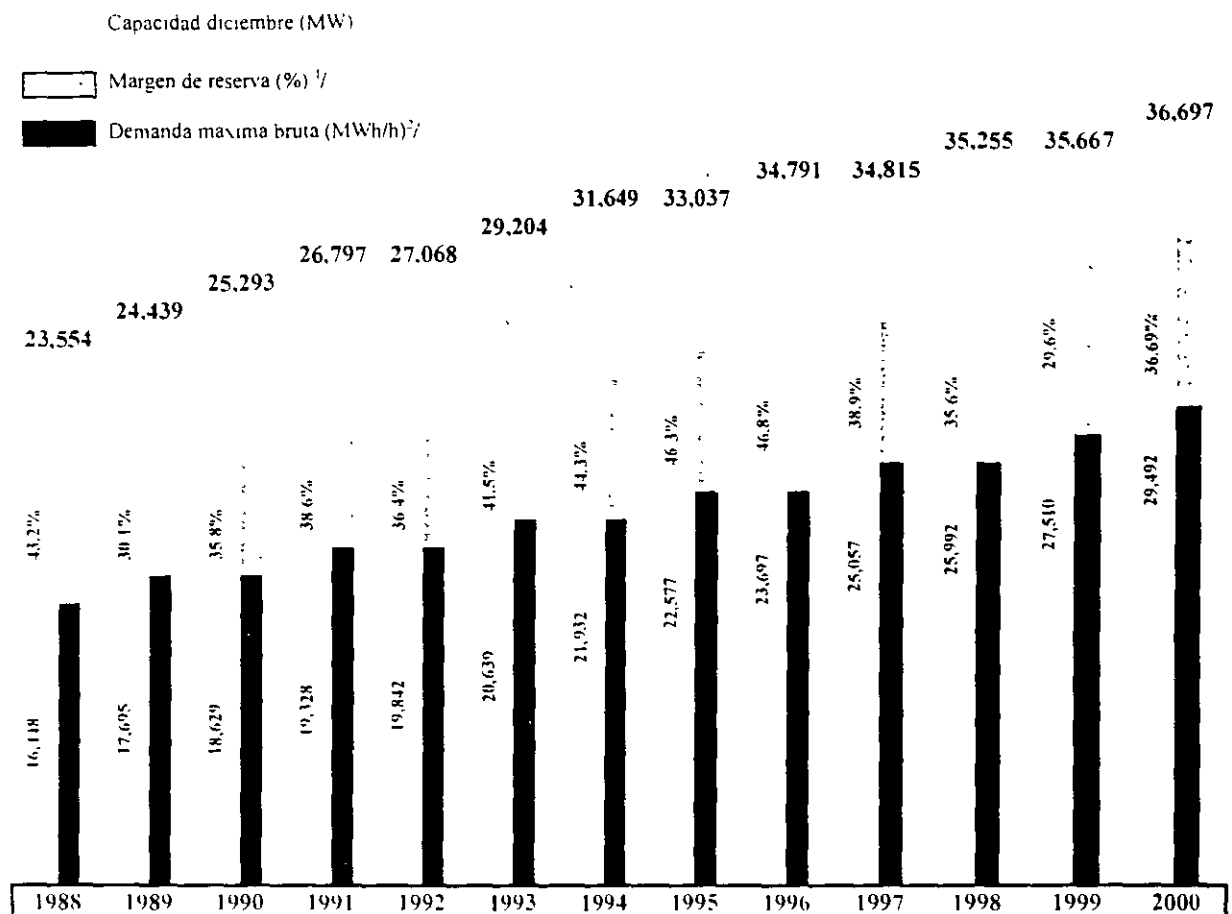
## Sistema Eléctrico Nacional Capacidad efectiva al 31 de diciembre (MW)



\* Incluye eólica en 1995 y 2000

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

## CAPACIDAD Y DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

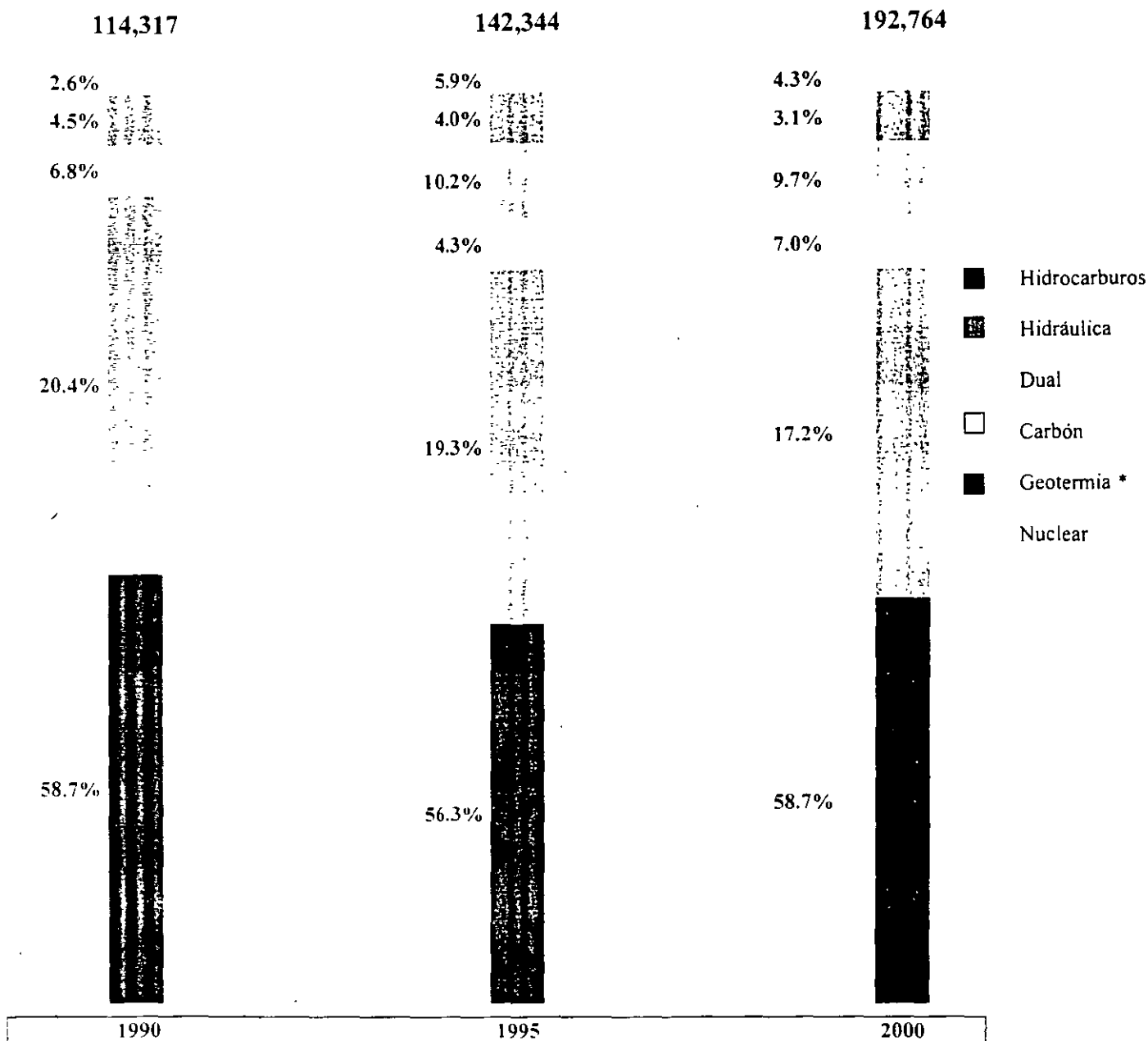


<sup>1/</sup> Estos valores no reflejan en forma precisa el margen de reserva ya que la capacidad no es coincidente con la demanda máxima.

<sup>2/</sup> Suma de las demandas máximas anuales de los sistemas: Interconectado, Noroeste, Baja California y Baja California Sur.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

## Sistema Eléctrico Nacional Generación bruta de electricidad (GWh)



\* Incluye eólica en 1995 y 2000

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

## **TRANSMISIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA.**

Debido a que la planta eléctrica generalmente se ubica en lugares cercanos a las fuentes de energía que utilizan y, generalmente con abundancia de agua; se tienen distancias lejanas de los centros de consumo. La transmisión de esta energía se realiza por medio de las líneas de transmisión que debe cumplir las funciones: de transportación de la energía, integración del sistema e interconexión.

La transmisión de la energía tiene como propósito el movimiento de la energía eléctrica de las fuentes de generación o sea de las plantas eléctricas, a los mayores centros de carga para la distribución a los consumidores últimos. La función de integración se realiza por medio de la combinación de fuentes de generación y grandes centros de distribución para operar en sincronismo de la mejor manera para mayor confiabilidad y economía. La interconexión consiste en enlazar sistemas separados para intercambiar la potencia de uno y otro a fin de mejorar la confiabilidad del servicio y obtener economías adicionales, de esta manera en Estados Unidos los sistemas separados se interconectaron y formaron una vasta red.

En nuestro país como se dijo en el primer capítulo, actualmente se cuenta con el Sistema Nacional Interconectado con líneas de 400 KV, 230 KV y 115 KV.

Los cuadros 1, 2 y 3 muestran los voltajes normalizados en la Comisión Federal de Electricidad.

### **PRINCIPALES ELEMENTOS PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN.**

#### *1.- Conductores.*

La transmisión generalmente es trifásica que pueden operar con un simple o más conductores por fase y los materiales generalmente son de aluminio con acero de refuerzo "ACSR".

## 2.- Transformadores de potencia .

Para elevar la tensión o para reducirla; se utilizan los transformadores. Por medio de estos equipos se reduce el valor de la corriente en la línea, para que las pérdidas por resistencia óhmica y la caída de tensión no estén fuera de los límites técnicos y económicos, ya que las pérdidas por resistencia se rigen por la fórmula de la pérdida  $P_p$ .

$$P_p = I^2 R \quad (1) \quad \text{donde:}$$

$I$  = Corriente de la línea

$R$  = Resistencia de la línea

y siendo la potencia de transmisión

$$P_t = IV \quad (2) \quad \text{donde:}$$

$I$  = Corriente de la línea

$V$  = Voltaje de transmisión

substituyendo 2 en 1 
$$P_p = \frac{P_t^2 R}{V^2}$$

lo que muestra que mientras mayor sea el voltaje es menor la pérdida.

Asimismo, mientras menor sea la resistencia menor es la pérdida lo que puede manejar de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$R = \rho \frac{\ell}{A} \quad \text{donde:}$$

$R$  = Resistencia de la línea

$\ell$  = Longitud de la línea

$A$  = Área de la sección transversal del conductor

$\rho$  = Resistividad del conductor que depende del material, siendo una constante para cada tipo de material.

De lo anterior se observa que mientras mayor sea el valor de  $A$  menor es la resistencia pero tiene un límite técnico y económico que se concilia con el valor del voltaje de transmisión.

### 3.- *Aisladores.*

Deben soportar mecánicamente los cables y aislarlos de la tierra eléctricamente.

### 4.- *Soportes.*

Pueden ser las torres de acero, postes de madera y postes o marcas de concreto.

### 5.- *Dispositivo de protección.*

a) *Cables de guardia.*- Su función principal es interceptar las descargas atmosféricas y conducir las a los sistemas de tierra cercanos, asimismo protegen contra voltajes inducidos por las descargas cercanas, conduce también la corriente de secuencia cero de retorno y reduce la inducción a las líneas de comunicación paralelas.

b) *Apartarrayos.*- Tiene características similares a las válvulas de seguridad mecánicas.

Actúa cuando el voltaje excede de los valores de seguridad de las líneas o equipos a proteger. Las ondas de las descargas atmosféricas son con valores altos y corta duración 1.2 por 50 microsegundos. En las tablas 23, 24 y 25 se puede observar, para cada valor nominal del sistema se da un valor de nivel básico al impulso (NBI) que son los valores que soportan las líneas o equipos para sobretensiones por rayos. A la diferencia que debe existir entre el nivel básico de aislamiento al impulso, del aislamiento por proteger y; la máxima tensión que puede aparecer en el apartarrayos se le conoce como margen de protección, se establece que debe ser como mínimo 20%.

c) *Interruptores*.- Se utilizan para aislar los circuitos, ya sea por una operación normal de desconexión o por una falla donde actúan automáticamente con alta velocidad y soportan las corrientes de corto circuito.

d) *Relevadores*.- Existen varios tipos, pero en general los relevadores de líneas reciben la señal de falla de la línea y mandan la operación del interruptor.

Algunos tipos requieren de hilos piloto, otros requieren de carrier, otros operan con el control de voltaje, corriente potencia y ángulo característico del circuito de potencia. La fibra óptica comienza a aplicarse a estos sistemas para la transmisión de señales tales como telebloqueo, teledisparo directo y permisivo y comparación de fase.

e) *Conterpoiser*.- Se utilizan en donde la tierra tiene alto valor de resistencia, consiste en cables de tierra entre torre y torre.

#### 6.- *Dispositivos de control de voltaje.*

Debido a la reactancia de las líneas de transmisión o a su capacitancia es necesario controlar las variaciones de voltaje provocado por tales parámetros, lo cual se obtiene con el uso de reactores, o también con cambiadores de taps en los transformadores.

#### 7.- *Otros equipos.*

La excitación de los generadores también controla su operación para mejorar la estabilidad, con los reguladores de velocidad se reparten adecuadamente la carga entre las diferentes plantas.

**Cuadro 1 Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la categoría "A"**

Tensión nominal del sistema  kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño  kV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) de fase a tierra <sup>6)</sup> kV (cresta)		Tensión resistente nominal a 60 Hz de fase a tierra  kV (eficaz)
		hasta 500 kVA	arriba de 500 kVA	
4,4 <sup>1)</sup>	4,4	60	75	19
6,9 <sup>1)</sup>	7,2	75	95	26
13,8 <sup>2)</sup>	15,5	95	110	34
24 <sup>2)</sup>	26,4	150 <sup>4)</sup>		50
34,5 <sup>2)</sup>	38	200 <sup>5)</sup>		70
52 <sup>3)</sup>	52	250		95

**NOTAS**

- 1) Tensiones congeladas según especificación CFE L0000-02
- 2) Tensiones normalizadas preferentes según especificación CFE L0000-02
- 3) Tensión no normalizada en la especificación CFE L0000-02
- 4) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistema multiterrizado) usar: 1,25 x V
- 5) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistema multiterrizado) usar: 1,5 x V
- 6) Para esta categoría los niveles básicos de aislamiento al impulso de fase a fase son los mismos que los niveles de aislamiento al impulso de fase a tierra.



**Cuadro 2 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría "C"**

Tensión nominal del sistema kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño kV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento al impulso(NBAI) de fase a tierra kV (cresta)	Nivel básico de aislamiento al impulso(NBAI) de fase a fase kV (cresta)	Tensión resistente nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)
69 <sup>1)</sup>	72.5	325 350	325 350	140
115 <sup>1)</sup>	123	450 550	450 550	185 230
138 <sup>2)</sup>	145	450 550 650	550 550 650	185 230 275
161 <sup>2)</sup>	170	550 650 750	550 650 750	230 275 325
230 <sup>1)</sup>	245	650 750 850 950 1050	750 850 950 1050 1125	275 325 360 395 460

NOTAS

- 1) Tensiones normalizadas preferentes según especificación CFE L0000-02.
- 2) Tensiones restringidas según especificación CFE L0000-02.

**Cuadro 3 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría "B"**

Tensión nominal del sistema kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño kV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)	Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) de fase a tierra kV (cresta)	Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) de fase a fase kV (cresta)
400 <sup>1)</sup>	420	1050 1175 1300 1425	950 1050	1425 1550
765 <sup>2)</sup>	800	1800 1950 2100 2400	1425 1550	2400 2550

NOTAS

- 1) Tensiones normalizadas preferentes según especificación CFE L0000-02
- 2) Tensiones no normalizadas según especificación CFE L0000-02

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN INSTALADAS POR LA INDUSTRIA ELÉCTRICA  
SEGÚN TENSIÓN  
1995-2000  
(Kilómetros)**

TENSIÓN	1996			1999			2000 P/		
	TOTAL	CFE	LyFC	TOTAL	CFE	LyFC	TOTAL	CFE	LyFC
<b>TOTAL</b>	<b>388 478</b>	<b>361 506</b>	<b>26 972</b>	<b>637 377</b>	<b>608 773</b>	<b>28 604</b>	<b>651 995</b>	<b>622 718</b>	<b>29 277</b>
400 Kv	11 716	11 337	379	12 778	12 399	379	13 545	13 165	380
230 Kv	19 870	18 878	992	22 221	21 224	997	22 620	21 598	1 022
161 Kv	456	456	-	456	456	-	508	508	0
150 Kv	455	445	10	0	0	NS	0	0	NS
138 Kv	1 171	1 171	-	1 018	1 018	-	1 029	1 029	-
115 Kv	31 532	31 423	109	34 260	34 151	109	35 080	34 971	109
85 Kv	1 994	219	1 775	1 997	185	1 812	2 044	186	1 858
69 Kv	3 566	3 566	-	3 490	3 490	-	3 441	3 441	0
60 Kv	198	-	198	198	-	198	198	-	198
44 Kv	54	0	54	54	0	54	54	0	54
34.5 Kv	54 897	54 897	-	58 996	58 996	-	60 300	60 300	0
23.0 Kv	34 463	20 505	13 958	38 777	23 323	15 454	39 754	23 756	15 998
13.8 Kv	211 533	211 533	-	233 232	233 232	-	239 748	239 748	-
13.2 Kv	1 649	-	1 649	1 678	-	1 678	1 687	-	1 667
6.6 Kv	4 867	425	4 442	4 769	428	4 341	4 759	428	4 331
4.16 Kv	156	156	-	67	67	-	60	60	0
2.4 Kv	102	102	-	93	93	-	94	94	0
Baja tensión	-	-	-	211 969	211 969	-	215 369	215 369	-
Líneas Subterráneas	9 799	6 393	3 406	11 324	7 742	3 562	11 705	8 065	3 640

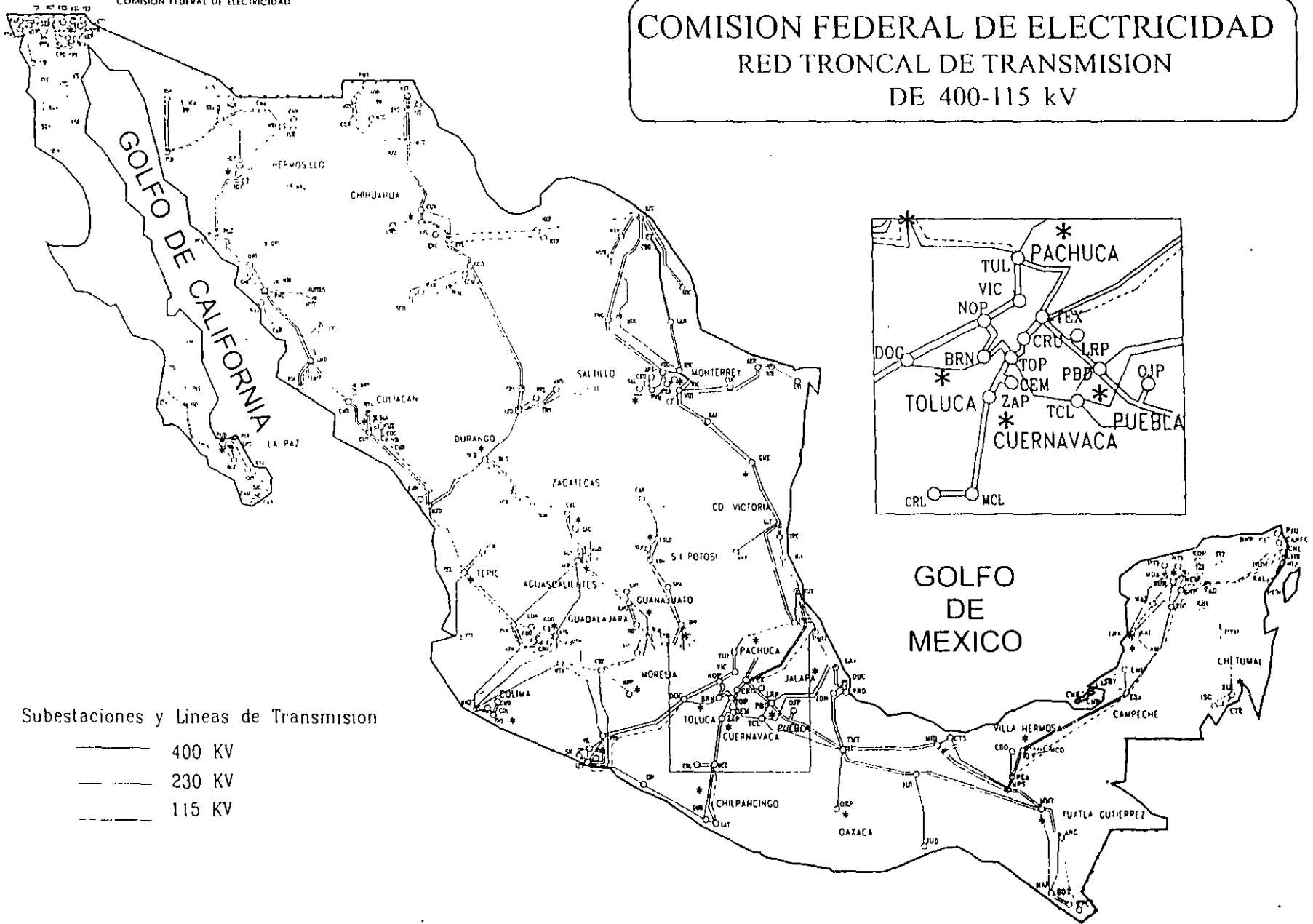
NOTA: Se refiere a las líneas de alto potencial empleadas para la transmisión de energía eléctrica  
FUENTE: CFE *Información Básica* (varios años)

**CFE**

TRANSMISION Y TRANSFORMACION  
MEXICO

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
RED TRONCAL DE TRANSMISION  
DE 400-115 kV



Subestaciones y Lineas de Transmision

- 400 KV
- 230 KV
- - - - 115 KV

## **IV.2.- MERCADO DE FUTUROS DE ENERGÍA**

### **IV. 2.1.- Panorama Internacional y Nacional**

El futuro de la energía implica los efectos del futuro de la humanidad, ya que en atención a su desarrollo es la evolución de la energía, en el capítulo IV.1 se habló de la producción y consumo, así como de los índices que se manifestaron en estos fenómenos, tanto a nivel mundial como el caso particular de nuestro país.

En base a las tendencias obtenidas hasta el año 2000 así como a los índices estimados para los años próximos, tanto en el orden internacional como en el país, PEMEX y CFE han realizado pronósticos de producción y demanda de la energía, especialmente en base al cuidado del ambiente y a las normas internacionales cada vez más exigentes para evitar el deterioro del suelo, agua, mares y aire fundamentalmente. Lo anterior implica tomar en cuenta para los pronósticos la aplicación de nuevas tecnologías y desarrollo de las existentes, especialmente para el tratamiento y regulación de los contaminantes y desechos tóxicos, disminución de gases invernaderos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$ ).

En cuanto al parque vehicular, la preponderancia de autos accionados por hidrocarburos, se prevé todavía en 10 años próximos; después de lo cual se esperan los impulsados por electricidad y los híbridos.

La industria del petróleo y derivados se mantendrá como la principal oferente de insumos para los sectores eléctrico, transporte, industrial y residencial. El gas natural cada vez tiene un alcance creciente debido a sus propiedades, especialmente de menos contaminación.

El Instituto Mexicano del Petróleo realizó trabajos tendientes a obtener los requerimientos de energía, en particular de productos petrolíferos para el año 2025.

Se señala que para el año 2025 el total de seres humanos se multiplicará por 1.4 de la población actual, el crecimiento de la economía mundial será con una tasa anual de 3.5%. Para México, se plantea un crecimiento

demográfico del 1% promedio anual. El consumo de energía de incrementos anuales de alrededor de 4%.

El sector industrial demandante de energía final en su participación variará de 34% en el año 2000 al 45% al 2025. El consumo de energía final en el sector residencial registrará un incremento por habitante de 3.7%.

En el sector transporte la gasolina y el diesel seguirán como los principales insumos, y los combustibles alternativos alcanzarán una penetración del 10% al 2025.

La extracción total del petróleo pasará de 3 a 4.1 millones de barriles por día del año 2000 al 2025. La capacidad de refinación inducirá un incremento en los destilados intermedios (2.1% anual).

La producción de combustóleo disminuirá de alrededor de 474 miles de barriles diarios en el año 2000 a 259 miles de barriles diarios en el año 2025.

Los derivados de los hidrocarburos crecerá a una tasa media anual de 2% en los próximos 25 años. El gas licuado crecerá a 2.3% previéndose el reemplazo parcial de este combustible por gas natural.

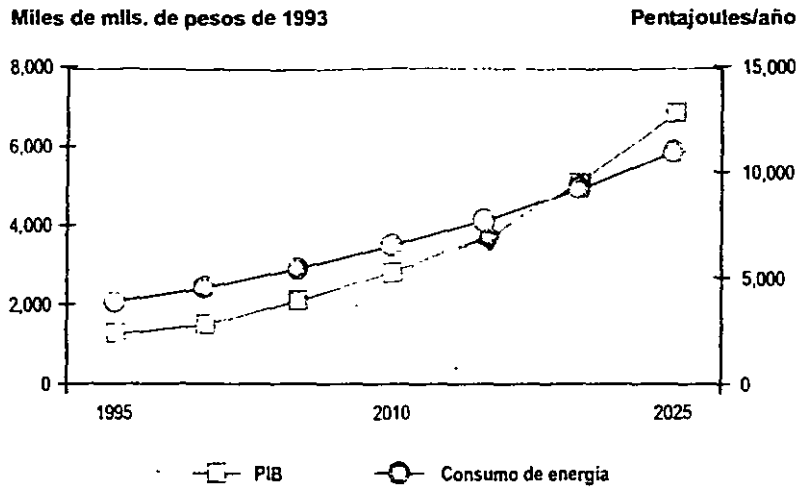
Se señala que las reservas de petróleo en el mundo durarán 41 años.

En el cuadro de reservas probadas en el capítulo IV se indica 45 años y para México 24 años.

Las reservas de crudo pesado se tienen en un 50% del total. La demanda prevista requiere de instalación de nuevas refinerías entre 2006 y 2018; para producir combustibles limpios, con mínima producción de residuos con alta eficiencia energética; para 2015 será posible alimentar de gas natural y biomasa a las refinerías para disminuir la energía requerida, asimismo se introducirá el pretratamiento del crudo y a la producción de hidrógeno metanol y electricidad. En el mercado se introducirán vehículos más eficientes con nuevos combustibles.

## IV.2.2.- Desarrollo del petróleo y gas natural en los años 2001 a 2025

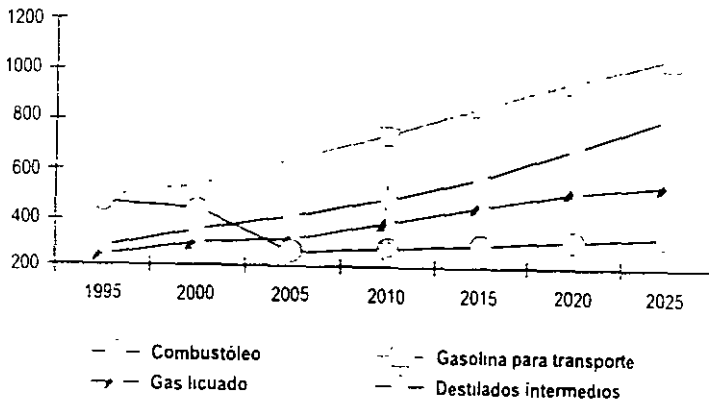
Consumo final de la energía de acuerdo con las consideraciones mencionadas, para el país se esperan los consumos finales indicados en la siguiente gráfica.



México, PBI vs. consumo final de energía al 2025

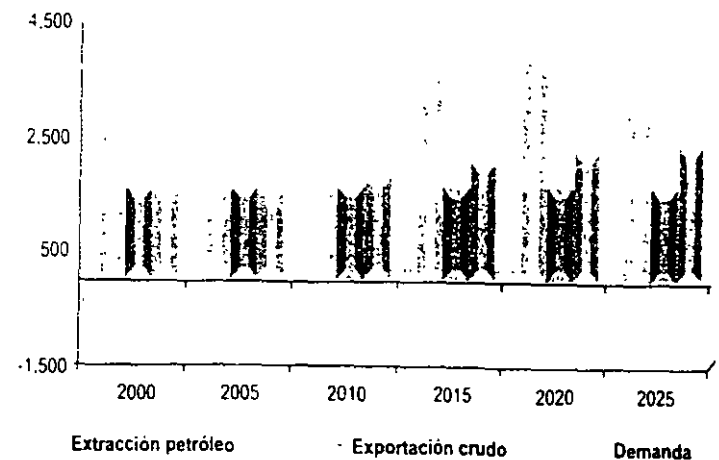
Asimismo la extracción, exportación y demanda de petróleo crudo y la demanda de combustible.

Miles de barriles por día

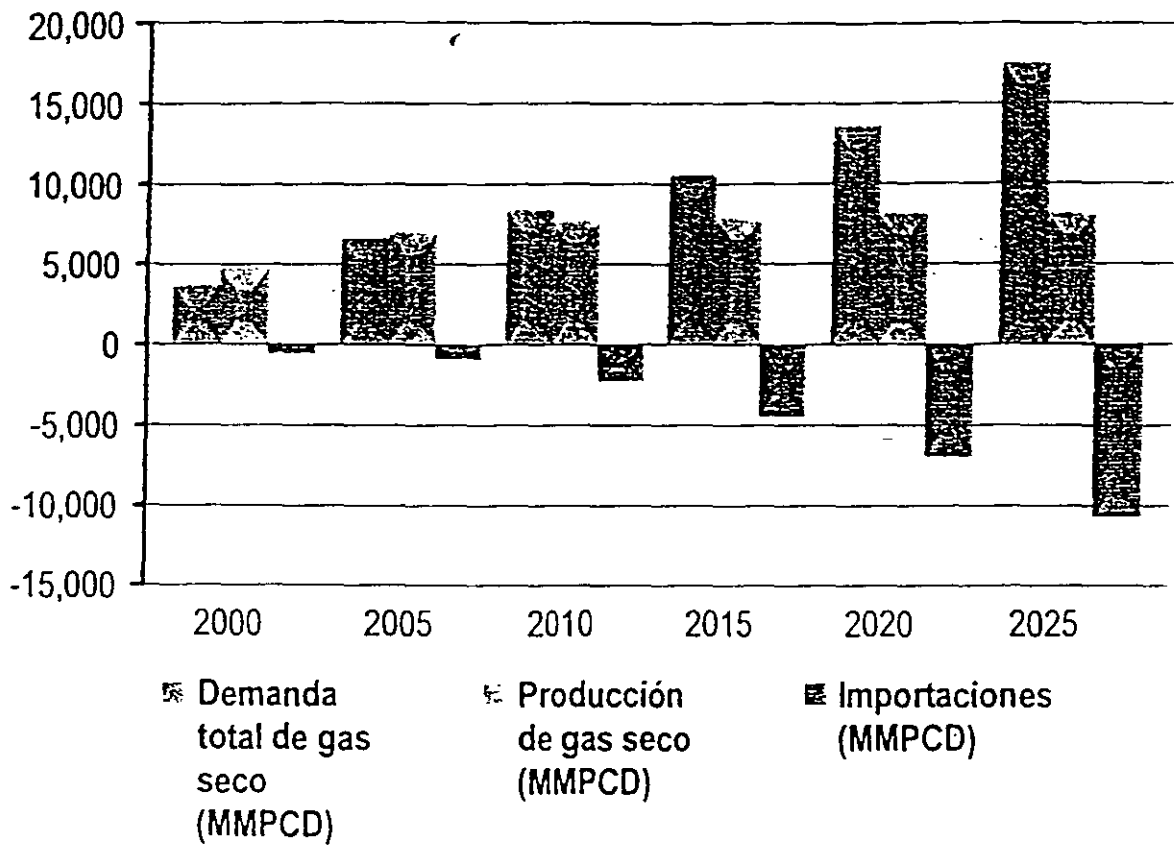


Demanda de combustible al 2025

Miles de barriles por día



Petróleo crudo, prospectiva al 2025



*Gas natural: demanda, producción e importación*



Comparativo de escenarios al 2025

	RESTRICTIVO			TENDENCIAL		OPTIMISTA	
	2000	2025	Tmca	2025	Tmca	2025	Tmca
<b>SUPUESTOS BÁSICOS</b>							
PIB			4.0%		5.0%		6.0%
PIB Sector industrial			4.5%		5.6%		6.7%
PIB Sector agropecuario			3.0%		3.8%		4.7%
Población (mils de habitantes)		126.8		126.8		126.8	
Ingreso per cápita (mil pesos de 1993)		33.8		42.1		52.4	
Eficiencia industrial		Será un 70% del nivel actual		Será un 75% del nivel actual		Será un 75% del nivel actual	
Promedio reemplazo del parque		25 años		25 años		25 años	
Autos por persona		2 autos por c/10 hab		2.6 autos por c/10 hab		3.1 autos por c/10 hab	
<b>CONSUMO FINAL DE ENERGÍA (petajoules)</b>							
Industrial	1,259	3,197	3.7%	3,830	4.4%	4,580	5.2%
Agricultura	11.1	163	1.5%	195	2.3%	234	3.0%
Residencial	705	1,604	3.3%	1,756	3.6%	1,786	3.7%
Transporte	1,600	2,640	2.0%	3,119	2.7%	3,592	3.2%
Total	3,675	7,603	2.9%	8,899	3.5%	10,191	4.1%
Energía eléctrica							
Consumo final	553	1,881	4.9%	2,195	5.5%	2,505	6.1%
<b>CONSUMO TOTAL POR TIPO DE COMBUSTIBLE (petajoules)</b>							
Gasolina	1,024	1,432	1.3%	1,726	2.1%	2,017	2.7%
Diesel	605	973	1.9%	1,168	2.6%	1,372	3.3%
Gas	908	4,277	6.2%	5,020	6.8%	5,807	7.4%
Combustóleo	1,186	652	-	760	-	870	-1.2%
Gas LP	502	764	1.7%	845	2.1%	876	2.2%
Querosinas	1.17	240	2.9%	286	3.6%	308	3.9%
C. alternos	5	233	15.5%	281	16.3%	329	16.9%
Total	4,346	8,570	2.7%	10,087	3.4%	11,577	3.9%
<b>MERCADO DE PETRÓLEO CRUDO</b>							
Demanda total (mbd)	1,478	1,605	0.3%	1,919	1.0%	2,237	1.7%
Exportaciones (mbd)	1,520	1,520	0.0%	1,520	0.0%	1,520	0.0%
Extracción (mbd)	3,071	3,382	0.4%	3,762	0.8%	4,144	1.2%
<b>MERCADO DE GAS (MPCD)</b>							
Demanda total gas seco	3,800	13,449	5.1%	15,341	5.6%	17,342	6.1%
Importación gas seco	225	7,813	14.2%	9,417	14.9%	11,126	15.6%
Extracción de gas asociado	3,452	3,890	0.5%	4,326	0.9%	4,766	1.3%
Extracción de gas no asociado	1,310	3,100	3.4%	3,100	3.4%	3,100	3.4%
Total extracción	4,762	6,990	1.5%	7,426	1.8%	7,866	2.3%

MPCD Miles de pies cúbicos por día

MBD Miles de barriles por día

Tmca Tasa media de crecimiento anual

Nota: No incluye consumo de coque, biodiésel y terna. Incluye consumo de gas para petroquímica y otros combustibles.

### **IV.2.3.- Exploración, producción, refinería, petroquímica.**

Los pronósticos que se han mencionado impactarán en las áreas de PEMEX que tienen que ver con exploración, producción, refinación, petroquímica, medio ambiente, combustión, y el desarrollo de las áreas de biotecnología e ingeniería molecular.

*Exploración y producción.-* De acuerdo con las reservas estimadas con las consideraciones hechas anteriormente se requiere incrementar las reservas ya sea con nuevos yacimientos y/o mejorando substancialmente la recuperación de los campos existentes. Los métodos de exploración han pasado por una serie de etapas y actualmente se utilizan con bastante confiabilidad. En el proceso de producción se aplican varias tecnologías que tendrán que considerar la incorporación de las reservas y mejoramiento de la producción ya que los yacimientos agotados contienen todavía alrededor de la tercera parte de su volumen original y los nuevos ofrecen dificultades por su profundidad, la complejidad geológica y los tipos de fluidos. Para que se realice la producción de los pozos petroleros, una vez localizado se pasa por la fase de evaluación de yacimiento y luego la perforación y operación.

El gas natural tenderá, con más frecuencia, a ser usado y transformado en otros combustibles debido a sus propiedades menos contaminantes y especialmente en la generación de energía eléctrica irá desplazando al combustóleo; por lo que su demanda será creciente, por lo que será necesario la exploración de nuevos yacimientos además de los ya existentes. Si se observa la gráfica se puede apreciar que la demanda interna pasa de 3800 millones de pies cúbicos estándares por día a 8256 en 2010 y 17343 en el 2025; sin embargo la producción se mantiene relativamente constante alrededor de 7500 millones de pies cúbicos estándar al día. Lo que provocaría a un aumento substancial en las importaciones.

*Refinación.-* Una vez extraído el petróleo crudo en nuestro país parte se exporta y la otra se procesa en las refinerías, esto con el objeto de obtener los productos petrolíferos, para los próximos 25 años en la fig. petróleo crudo, prospectivas al 2025 se puede observar su evolución y en el caso

del gas natural en lo correspondiente a gas natural; demanda producción e importación.

Las normas ambientales cada vez son más exigentes y, para la refinación regulan especialmente las emisiones y los efluentes, lo que en los años venideros impondrá la necesidad de producir combustibles más limpios. Lo anterior junto con mayor aprovechamiento de los crudos más pesados impactarán en la refinerías que deben ser más eficientes, rentables, seguros y limpios.

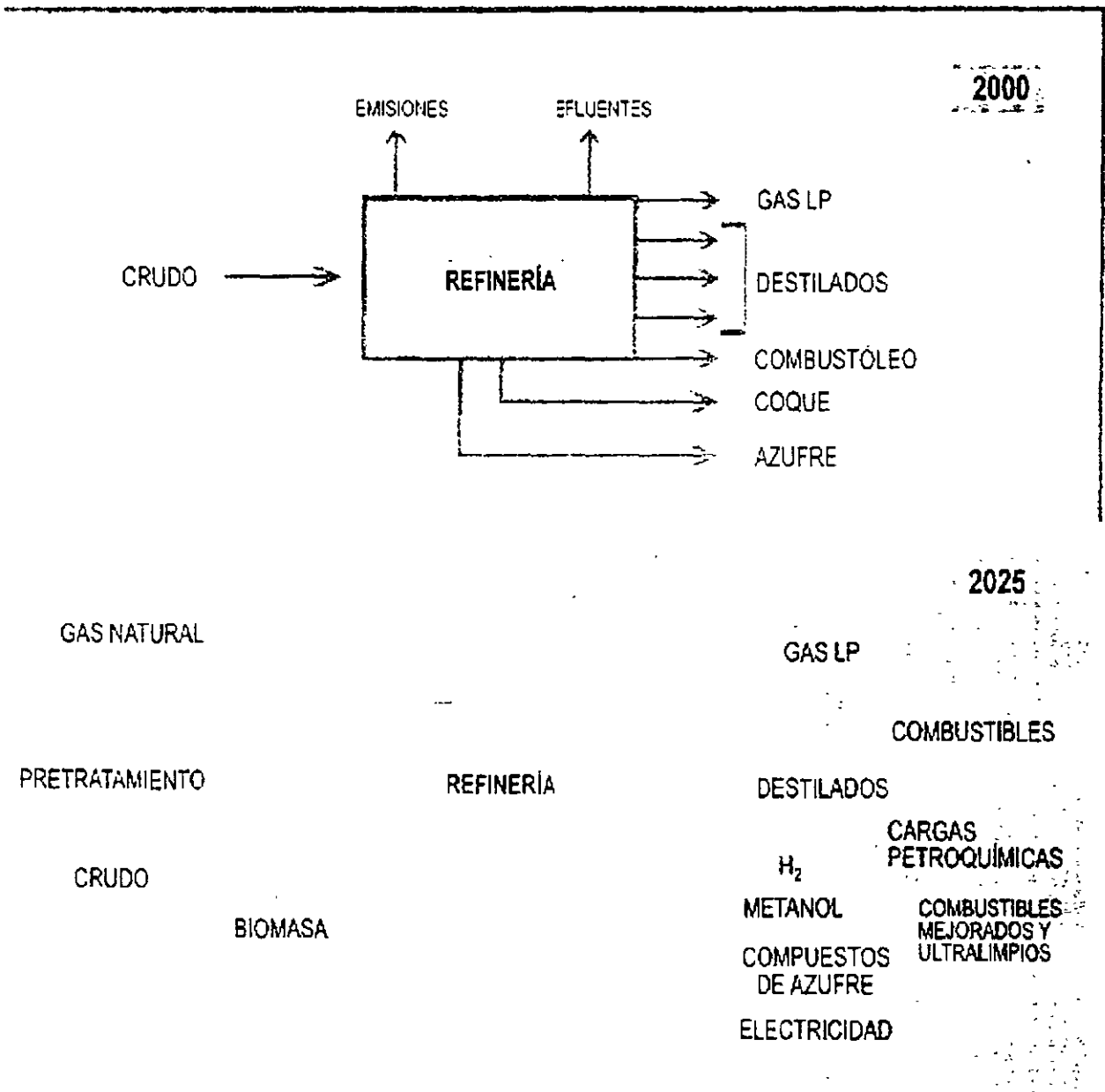
De acuerdo con los trabajos del IMP el periodo 2001 al 2006 es la etapa de la consolidación del actual Sistema Nacional de Refinación; en esta etapa se completará la optimización de la capacidad de procesamiento del actual Sistema Nacional de Refinación, para maximizar el procesamiento del crudo pesado (maya); disminuir la producción de residuales y aumentar la de destilados y producir combustibles que cumplan con las normas ambientales en vigor; reducir drásticamente el contenido de azufre en gasolina y diesel, encontrar soluciones al manejo y disposición del coque y el azufre generado en las refinerías.

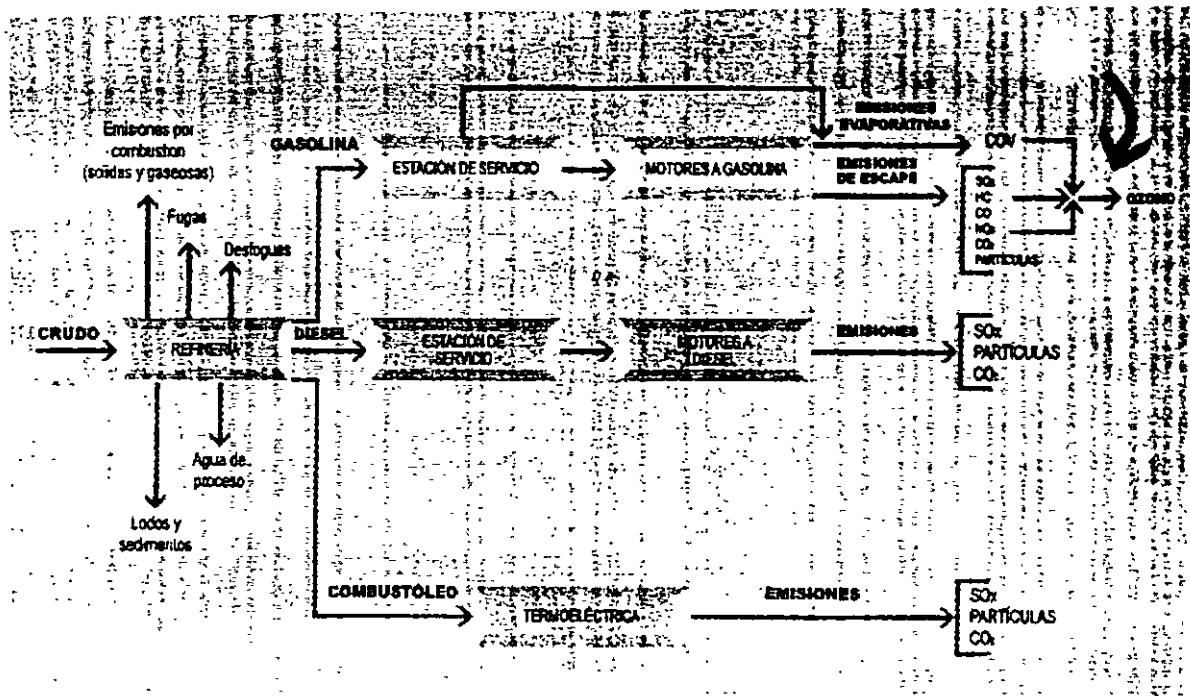
En el periodo 2006 al 2015.- se planea a la construcción de refinerías con flexibilidad para procesar al 100% del crudo maya y otras mezclas de crudo. Deberán diseñarse para la conservación total de residuales, producir más olefinas mediante desintegración. También se deberá producir los componentes de gasolina reformulada con generación de energía eléctrica. Deberán integrarse las plantas de tratamiento de efluentes y emisiones que garanticen su eliminación; se incorporarán sistemas de suministro de agua ya que existen problemas de su disponibilidad.

*En el periodo 2018 al 2025.-* Se espera una modificación substancial en demanda de combustible, se esperan automóviles basados en celdas de combustible. El gas natural y la biomasa serán parte de los insumos para las refinerías, el crudo requerirá de un pretratamiento; con estos cambios el concepto de refinería en Petróleos Mexicanos pasa de una industria que consume crudo para producir destilados y gas natural para producir

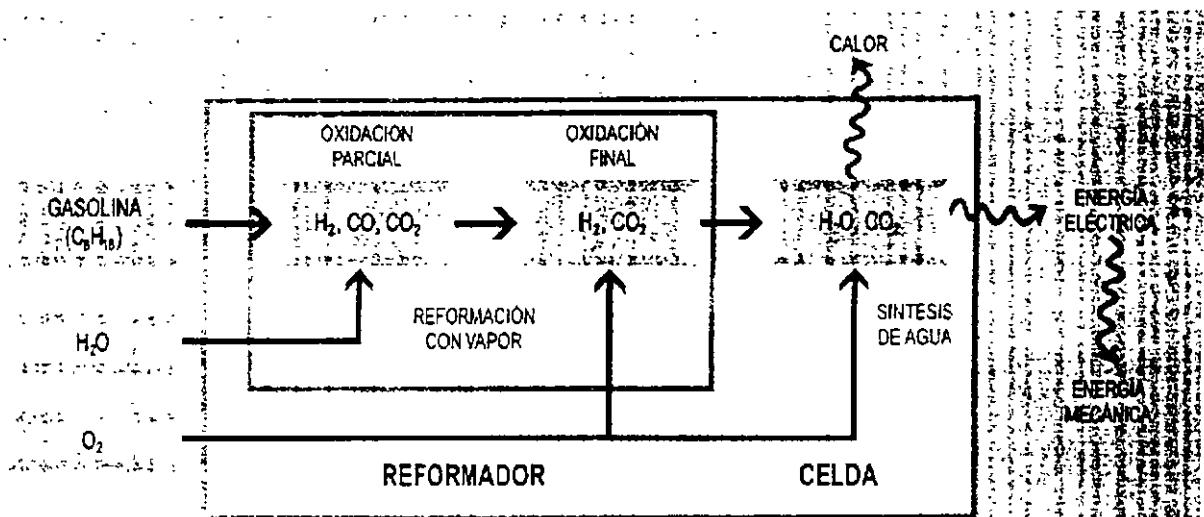
destilados, hidrógeno, electricidad, en algunos casos se integrarán con las plantas petroquímicas.

En seguida se presentan esquemáticamente la evolución del concepto de refinería. También se presenta la estructura actual de las emisiones y las reacciones químicas en el se presenta la estructura actual de las emisiones por producción y consumo de combustibles. Asimismo las reacciones químicas en el automóvil eléctrico con celda de combustibles.

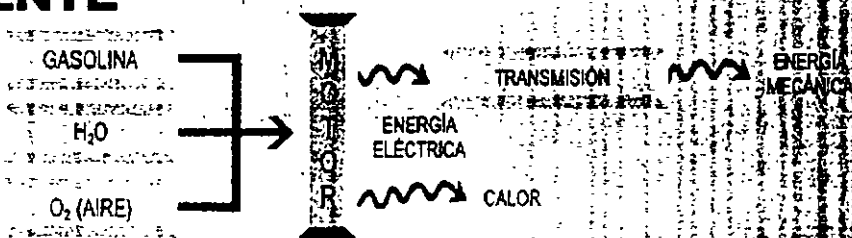




*Estructura de la emisiones por producción y consumo de combustibles*



**GLOBALMENTE**



*Reacciones químicas en el automóvil eléctrico con celda de combustible*

Petroquímica.- Es la industria que se encarga de transformar químicamente fracciones de petróleo y gas natural en materiales artificiales, de mayor valor agregado.

Las materias primas básicas para la petroquímica son: Gas natural; olefinas ligeras de refinación; gas licuado de petróleo (propao y propileno); nafta del petróleo (aromáticos). Actualmente México es el 17° productor de petroquímica en el mundo y segundo en Latinoamérica con una aportación del 1.2% al producto interno bruto.

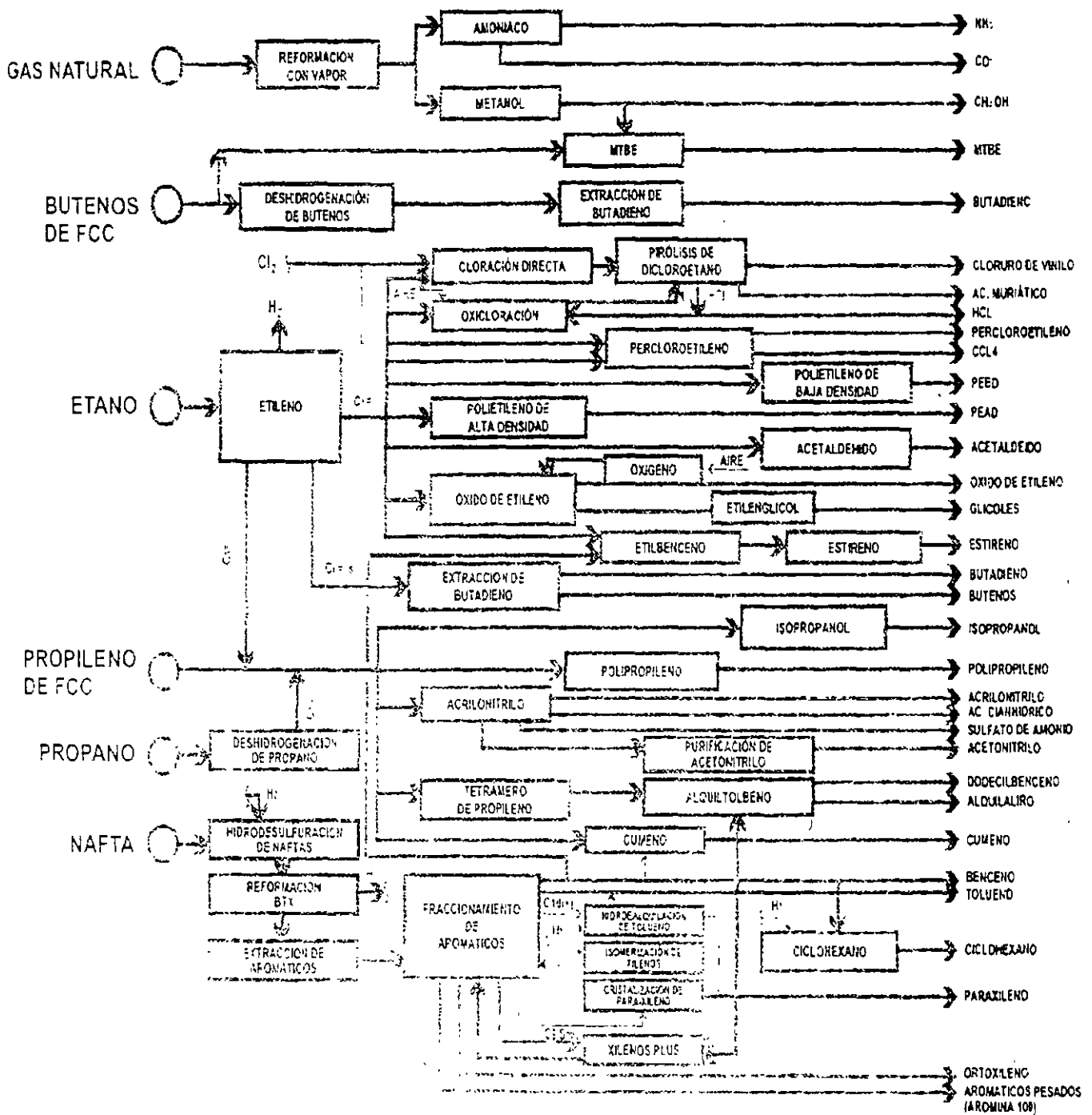
En agosto de 1992 se reclasificó en 3 categorías: Básicos, Secundarios y Desregulados. Los básicos son: etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, negro de humo y nafta. Los petroquímicos secundarios son: acetileno, amoniaco, benceno, bentadieno, butileno, etileno, metanol, parafina, propileno, tolueno y xilenos (orto, meta y par). El resto de los productos petroquímicos se consideran desregulados.

Según la ley, los petroquímicos básicos sólo pueden ser producidos y comercializados por Petróleos Mexicanos, mientras que los petroquímicos secundarios pueden ser producidos por el sector privado, si mantienen un 60% de inversión nacional.

Actualmente Pemex Petroquímica cuenta con diversos centros petroquímicos donde se procesan materias primas provenientes de Pemex Refinación. Pemex Gas, Petroquímica Básica, como son: gas natural, etano, olefinas de FCC, propano y nafta.

La gráfica siguiente muestra la cadena de procesamiento de petroquímica.

# PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS



Cadena de procesamiento de petroquímicos

**Pemex petroquímica cuenta con 8 complejos productivos en operación que en 1999 tenían la siguiente producción:**

COMPLEJO	MILES TON/AÑO (MTPA)	GRUPO	MILES TON/AÑO (MTPA)	
<b>Cosoleacaque</b>		La industria petroquímica mexicana obtiene de PEMEX Petroquímica, o por medio de importaciones las materias primas requeridas. Las empresas petroquímicas más grandes en México y sus filiales son las siguientes		
Anhidrido carbonico	1608			
Amoniaco	1212			
Hidrogeno	15			
<b>La Cangrejera</b>		1. Alpek	Petrotemez	
Etileno	480		Poliolios	
Xilenos	301		Centek/Univex	
Polietileno de baja densidad	245		Akra	
Tolueno	181		Indelpro	
Paraxileno	179		Alfa/Versax	
Oxigeno	152			
Etilbenceno	131			
Estireno	117		2. Celanese	Fibras
Benceno	102			Químicos
Oxido de etileno	92			Materiales de Empaque
Acetaldehido	86		3. CYDSA	Division Fibras
Aromaticos pesados	76			Celulosa y derivados
Ortoxileno	26	Derivados Acrilicos		
Pentanos	-	Crysel		
Otros	279	Division Resinas		
<b>Morelos</b>			Policvd	
Etileno	386		Plasticos Rev	
Oxigeno	301		Industria CYDSA-	
			Bayer	
Oxido de etileno	176		Division Empaques	
Acetaldehido	110		Masterpack	
Polietileno de alta densidad	107		Cydsa	
Glicoles etilénicos	103		Industria Quimicas del	
Polipropileno	37		Istmo	
Acrlonitrilo	-		Quimobasicos	
Otros	158		Sales del Istmo	
<b>Pajaritos</b>			Otras	
Dicloroetano	294		Ryltex/Hilaturas San	
Cloruro de vinilo	180		Marcos	
Etileno	175		Grupo Empresarial de	
Acido clorhidrico	105		Mejoramiento	
Otros	58		Ambiental	
<b>Independencia</b>		4 IRSA	Industria Negromex	
Metanol	182		Nhumo	
Acrlonitrilo	20		Fenoquimia	
Otros	12		Resirene	
<b>Camargo</b>			Plastiglas de Mexico	
Anhidrido carbonico	8		Rexcel	
Amoniaco	6		Quimir	
<b>Escobin</b>			Productos de Consumo	
Etileno	111	5 Primex	Altex	
Polietileno de alta densidad	59			
Poliolenos de baja densidad	46			
<b>Tula</b>		6 IDESA	Sintesis Organicas	
			Industrias Derivadas del	
Acrlonitrilo	46		Etileno	
Otros	6		Derivados Maleicos	
			Glicoles Mexicanos	
			Poliestireno y Derivados	



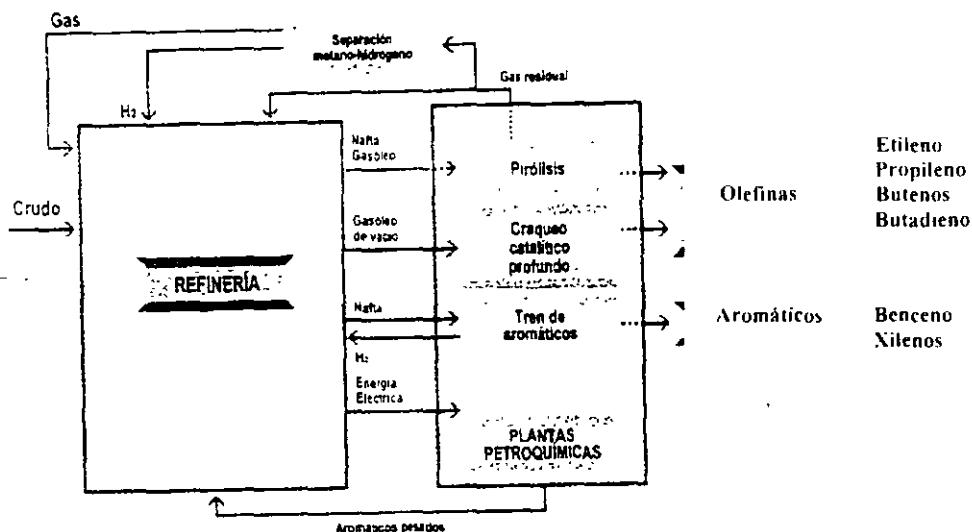
## Visión de la petroquímica en Pemex en el periodo 2001 a 2025.

Se espera el desarrollo de esta industria en las siguientes fases:

Primera fase.- Entre 2001 y 2005 planeación intensiva de la modernización expansión y mejora de la rentabilidad de las operaciones, ejecución de proyectos de corto plazo.- Deberá considerarse que plantas se modernizan y/o expanden, cuales deben cerrarse y cuales integrarse.

Segunda fase.- Entre 2007 y 2010.- Expansión de la cadena de olefinas, nuevas plantas de pirólisis de nafta y plantas asociadas.- La cadena de mayor valor se encuentra en el área de olefina, especialmente la del etileno, mediante la producción de polímeros, previéndose un aumento en la demanda de etileno y derivados, por lo que es factible la instalación de una planta de pirólisis con carga de naftas que permitirá producir intermedios como el etileno, el propileno y aromáticos.

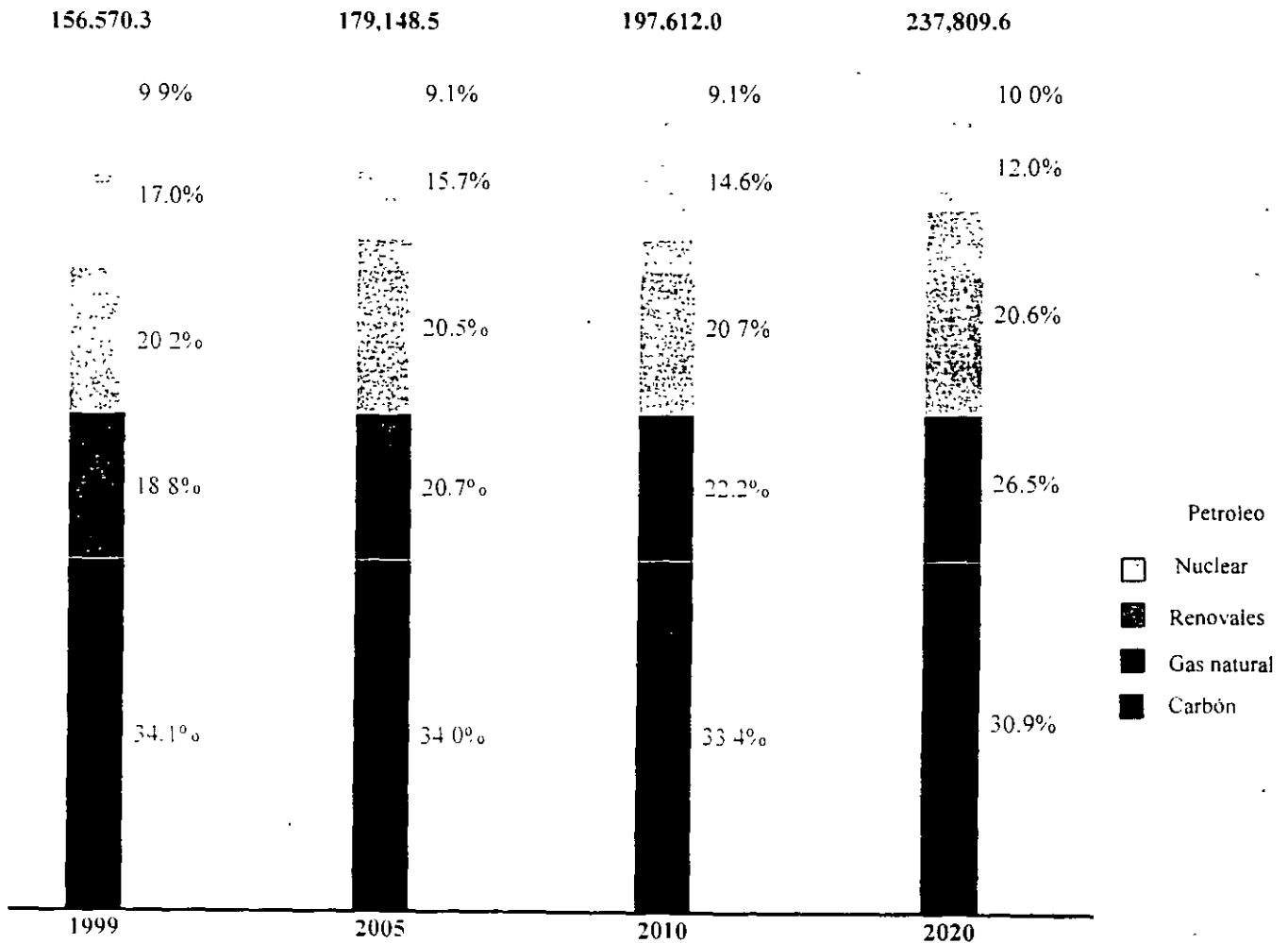
Tercera fase entre 2015 a 2025.- Nueva refinería petroquímica, a fin de mejorar la rentabilidad de la petroquímica se requiere su integración con refinerías para el suministro de la materia prima (etano, propileno, nafta, gasóleos) que abastecerán plantas de pirólisis de gas y nafta, de catalítica profunda de residuos para producir olefinas. Las plantas petroquímicas a su vez abastecerán a la refinería compuestos tales como hidrógeno y metano, gasolinas de pirólisis y aromáticas pesadas.



### IV. 2.3 Futuro de la Energía Eléctrica.

A nivel mundial las fuentes para la generación de energía eléctrica para los próximos 20 años continuarán siendo: el carbón, los derivados del petróleo (básicamente el combustóleo y diesel), el gas natural, la energía nuclear y las energías renovables (solar, eólica biomasa y sobre todo hidráulica), esperando que el gas natural sea el combustible más demandado. En la gráfica siguiente se presentan las variaciones que se esperan.

Evolución mundial de los energéticos utilizados en la generación de energía eléctrica (PJ)



Fuente: International Energy Outlook 2001, DOE/E

En cuanto al consumo mundial por región la tabla siguiente muestra el comportamiento.

**Consumo neto mundial de electricidad por región, 1990-2020**  
**Terawatts-hora**

Región	Históricos		Proyectados				Crecimiento anual 1999 – 2020
	1990	1999	2005	2010	2015	2020	
Países Industrializados	6.385	7.517	8.580	9.532	10.112	10.888	1.8
Estados Unidos de América	2.817	3.236	3.761	4.147	4.484	4.804	1.9
Europa oriental/Ex Unión Soviética	1.906	1.452	1.622	1.760	1.972	2.138	1.9
Países en desarrollo	2.258	3.863	4.988	6.191	7.615	9.203	4.2
Asiáticos en desarrollo	1.259	2.319	3.088	3.883	4.815	5.856	4.5
China	551	1.084	1.533	2.035	2.635	3.331	5.5
India	257	424	545	656	798	949	3.9
Otros países asiáticos en desarrollo	450	811	1.010	1.191	1.382	1.576	3.3
Centro y Sudamérica	449	684	844	1.035	1.268	1.552	4.0
Total mundial	10.549	12.833	15.190	17.303	19.699	22.230	2.7

Fuente. Históricos - Energy Information Administration (EIA), International Energy Annual 1999, DOE/ETA-0219(99) (Washington, DC, January 2001)  
Proyectados - EIA, World Energy Projection System (2001)

### **Demanda de electricidad a nivel mundial.**

Se espera un crecimiento anual de 6.1% en los próximos 25 años de acuerdo con la tabla anexa.

Se prevé que el consumo de energéticos en la industria eléctrica se basará cada vez más en el empleo de hidrocarburos debido al uso creciente del gas natural y el bajo potencial previsto en el uso de las otras fuentes como la energía nuclear, solar, eólica entre otras como se indica en la figura anexa.

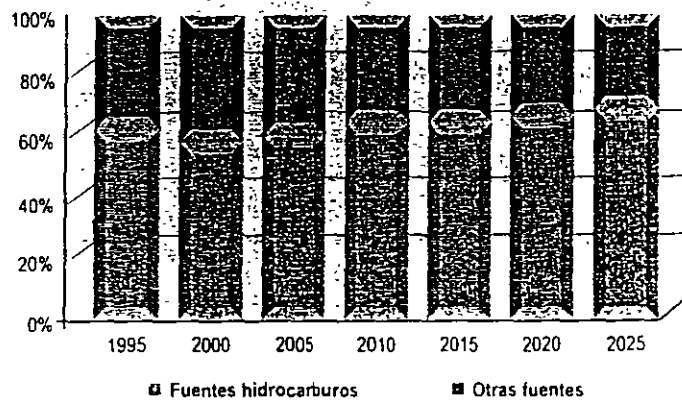
De acuerdo con la prospectiva del mercado de gas natural publicada por la Secretaría de Energía en 1999, este hidrocarburo será utilizado de manera intensiva en la generación de electricidad previendo su uso en un 90% al año 2025 a diferencia del 16% actual.

## Futuro Energía Eléctrica Nacional

*Demanda de electricidad por sector de actividad (petajoules)*

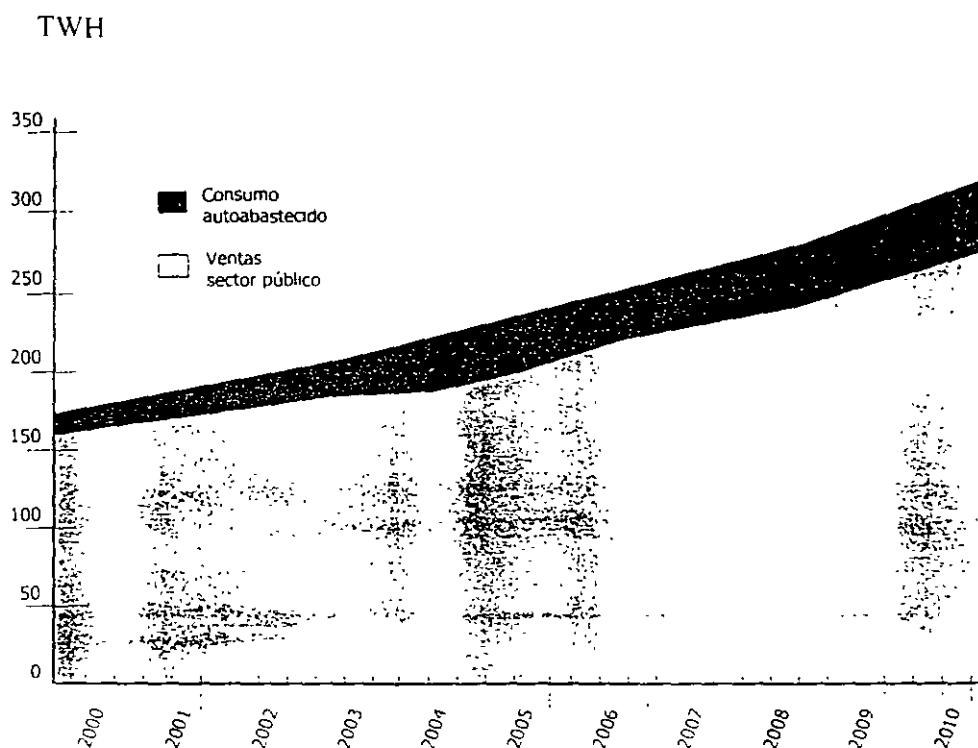
	1,224	1,228	1,372	1,655	1,952	4.9%
	224	334	468	628	783	6.7%
	156	191	239	357	469	4.7%
	4	4	6	7	8	6.0%
	408	554	702	893	1,105	6.1%

*Consumo del sector eléctrico, perspectiva al 2025*



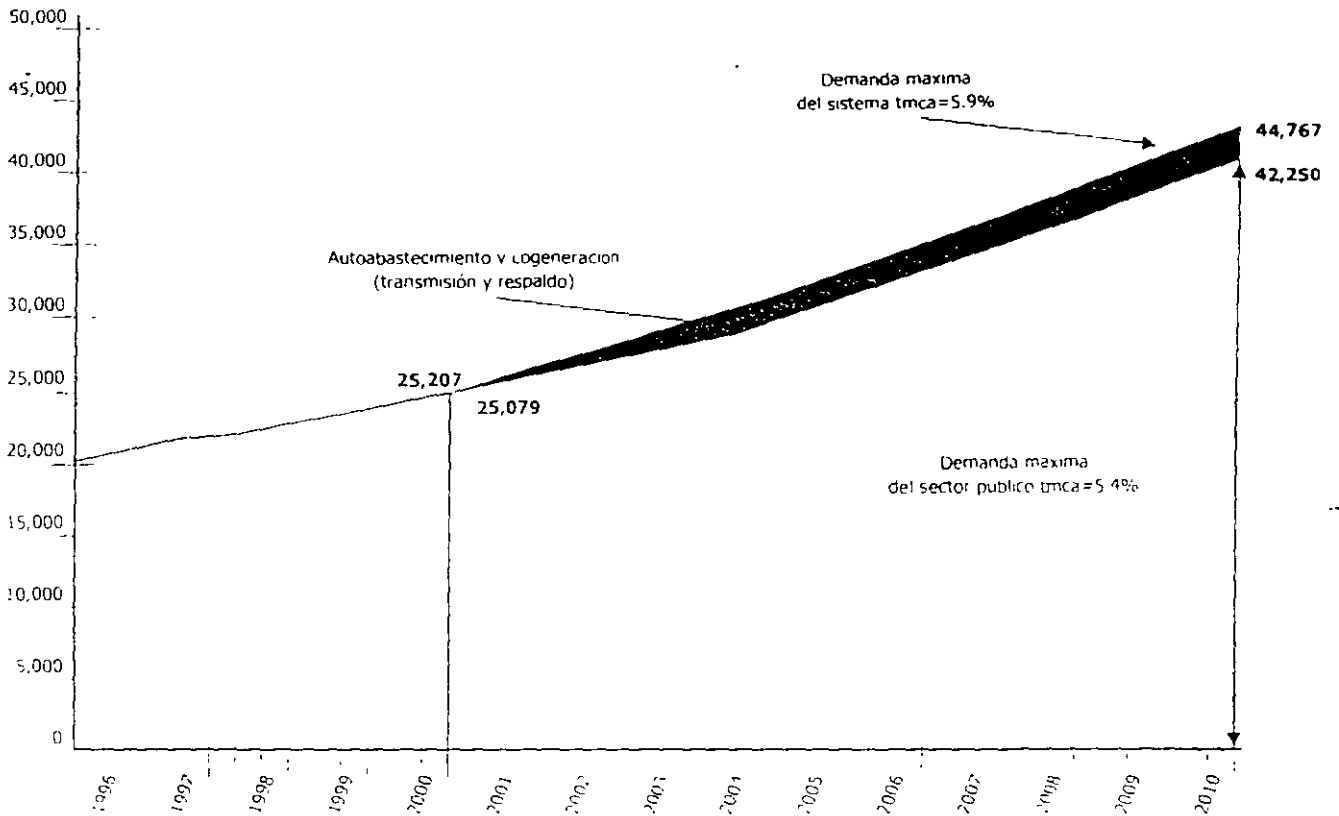
Para el consumo nacional de electricidad la siguiente gráfica presenta su esperada.

### Pronóstico del consumo nacional de electricidad (escenario de planeación)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

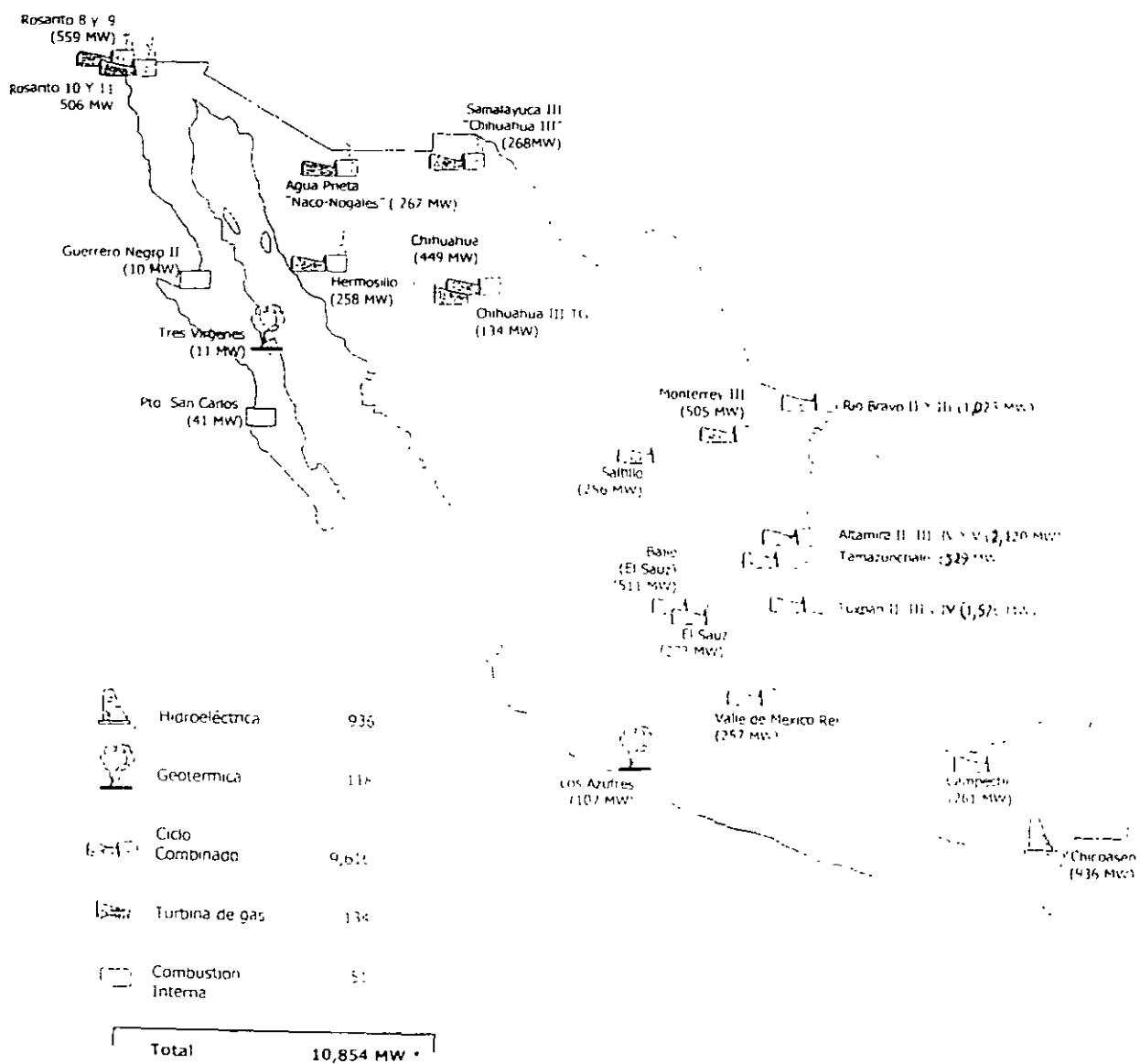
## Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Interconectado <sup>1/</sup> (MW)



<sup>1/</sup> La carga máxima corresponde a la suma de las 9 áreas y los pequeños sistemas (demanda máxima no coincidente)

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

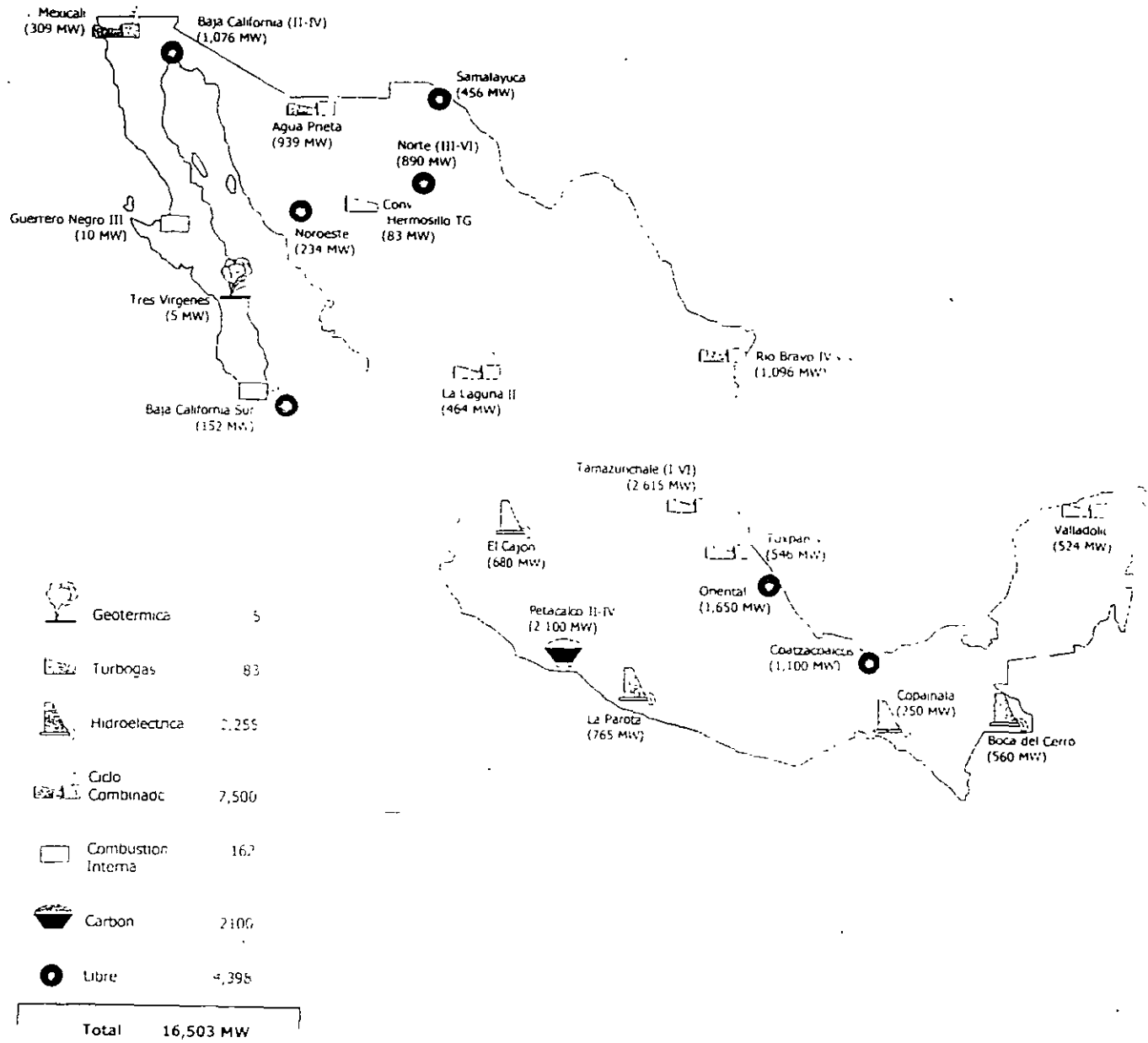
## Centrales en proceso de construcción o comprometidas, 2001 – 2010



\*Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

# Requerimientos de capacidad adicional no comprometida, 2004 – 2010



Fuente: Comisión Federal de Electricidad



## Expansión de la capacidad de transmisión (MW), 2001 – 2005

Región	Enlace Región	Nivel de Tensión kV	Capacidad Inicial	Aumento de Capacidad	Capacidad Total
Mazatlán	Mochis	400*, 230	420	330	750
Sonora	Sonora sur	230	330	170	500
Sonora Norte	Juárez	400*		380*	380
Sonora sur	Mochis	400*, 230	220	280	500
Laguna	Chihuahua	230	235	115	350
Laguna	Monterrey	400*, 230	260	90	350
Laguna	Aguascalientes - SLP	230		250*	250
Chihuahua	Juárez	230	230	270	500
Río Escondido	Chihuahua	400	190	160	350
Monterrey	Reynosa	400*, 230	250	750	1,000
Monterrey	Aguascalientes – SLP	400		1,120*	1,120
Bajío	Central	400*, 230	750	250	1,000
Huasteca	Aguascalientes – SLP	400		1,500*	1,500
Huasteca	Oriental	400	750	450	1,200
Huasteca	Bajío	400		1,500*	1,500
Temascal	Grijalva	400	1,000	1,400	2,400
Oriental	Central	400*, 230	4,000	1,600	5,600
Oriental	Temascal	400*, 230	2,100	1,600	3,700
Lázaro Cárdenas	Central	400	1,700	200	1,900
Lázaro Cárdenas	Acapulco	400*		200*	200
Mazatlán	Guadalajara	400	320	360	680
Grijalva	Lerma	400*, 230	250	185	435
Mérida	Cancún	230	300	300	600
Mérida	Chetumal	230, 115	120	30	150
Tijuana	Ensenada	230	180	170	350
Mexicali	Tijuna	230	320	20	340

\* Enlace nuevo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

## IV.3.-ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA

### IV.3.1-Balance de Energía

En los siguientes cuadros se pueden ver las relaciones entre la producción de energía y su consumo, así como sus diferentes orígenes para nuestro país.

**Información para 1999-2000  
(Petajoules)**

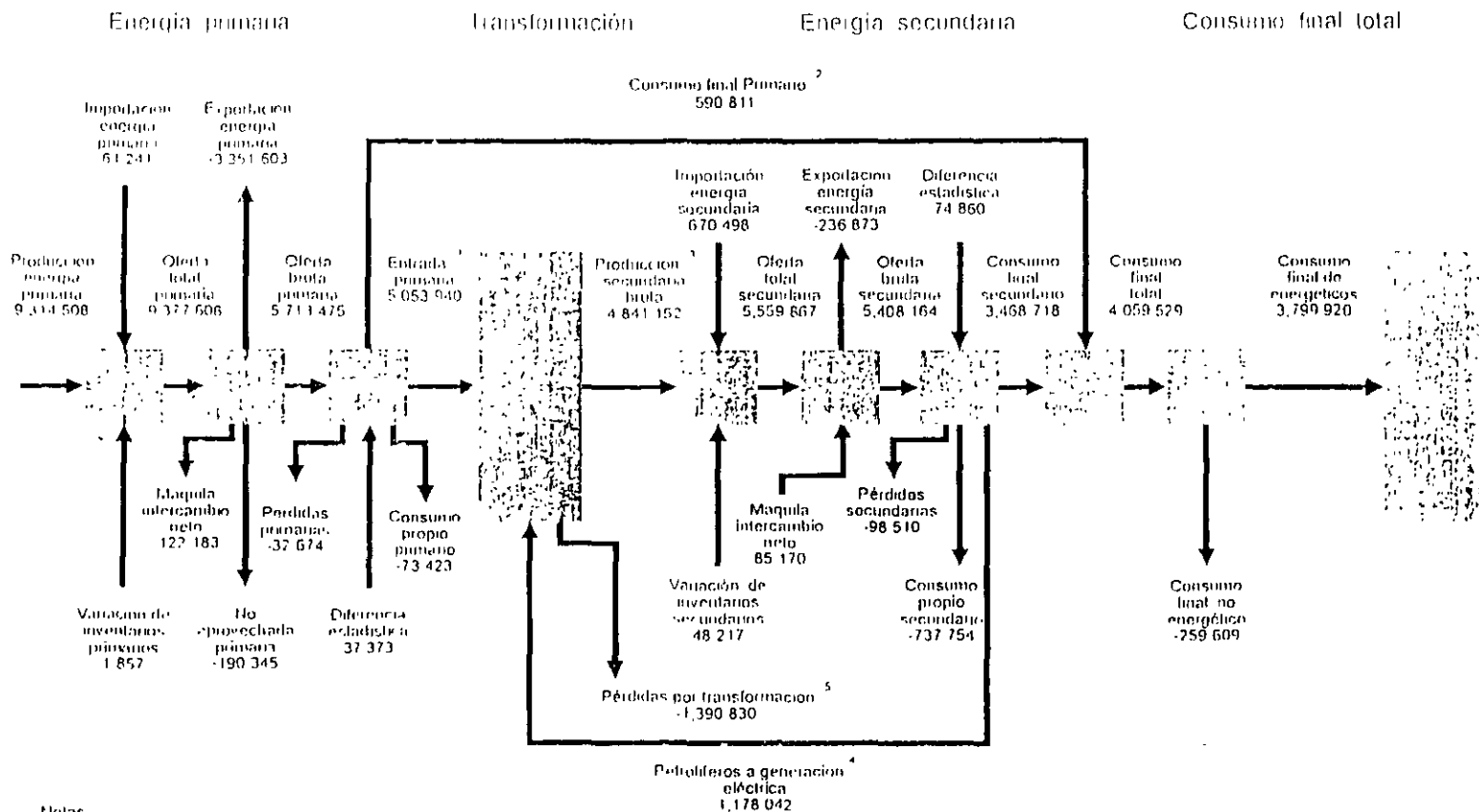
	VARIACIÓN PORCENTUAL ANUAL				
	1999	2000/P	1998/1997	1999/1998	2000/1999
<b>Balance de energía</b>					
Producción de energía primaria (Petajoules)	9 4053.126	9 661.266	1.8	(1.2)	2.7
Producción de energía secundaria (Petajoules)	4 960.615	4 891.200	3.6	(1.4)	(1.4)
Consumo nacional de energía (Petajoules)					
Total	6 236.137	6 368 410	2.3	2.0	2.1
Consumo del sector energético	2 206.859	2 329.829	2.4	8.5	5.6
Consumo final	4 029.278	4 038.581	2.2	(1.3)	0.2

**Balance de energía.- Por su origen  
Año 2000 (Petajoules)**

2000 P/	Total	Carbón a/	Otros combustibles sólidos b/	Petróleo crudo c/	Productos Petrolíferos	Gas Natural
Producción	9 661.266	226 702	341.905	7 154.387	0 000	1 442.225
Importaciones	862 384	81 624	0 000	0.000	676 467	100.445
Exportaciones	(3 919 086)	(0 139)	0 000	(3 860.124)	(49 457)	(8.664)
Variación de inventarios	(47 365)	(14.760)	0 000	(1.421)	(24 972)	(6.212)
Necesidades totales de energía	6 557 199	293 427	341.905	3 292.842	602 038	1 527.794
Diferencia estadística	169.316	(10 445)	0 000	50 019	(23.580)	153.322
Retornos y transferencias	4 860	0 000	0 000	(528.540)	528.540	0.000
Generación de electricidad	(1 303 085)	(183 055)	0 000	0.000	(979 734)	(333.383)
Gas de manufactura	0.000	0.000	0 000	0.000	0 000	0.000
Refinerías	(139 487)	2 547	0 000	(2 782.227)	2 574.751	65.442
Consumo propio del sector energético más pérdidas	(1 250 222)	(5 961)	(0 961)	(32.094)	(162.012)	(911.311)
Energía disponible para uso final	4 038.581	96.513	340 944	0 000	2 540.003	501.864
Industria	1 234 352	96 513	82 590	0.000	283.547	438.042
Transporte	1 614 226	0 000	0 000	0.000	1 610.159	0.208
Otros sectores	952 828	0 000	253 868	0.000	448 078	29.144
Uso no energético	237 175	0 000	4 486	0.000	198.219	34.470
Generación de electricidad (GWh)	191 426	18 547	0	0	93 913	31 761
Eficiencia de generación (%)	34 590	36 470	0 000	0.000	34.510	34 400

Fuente INEGI

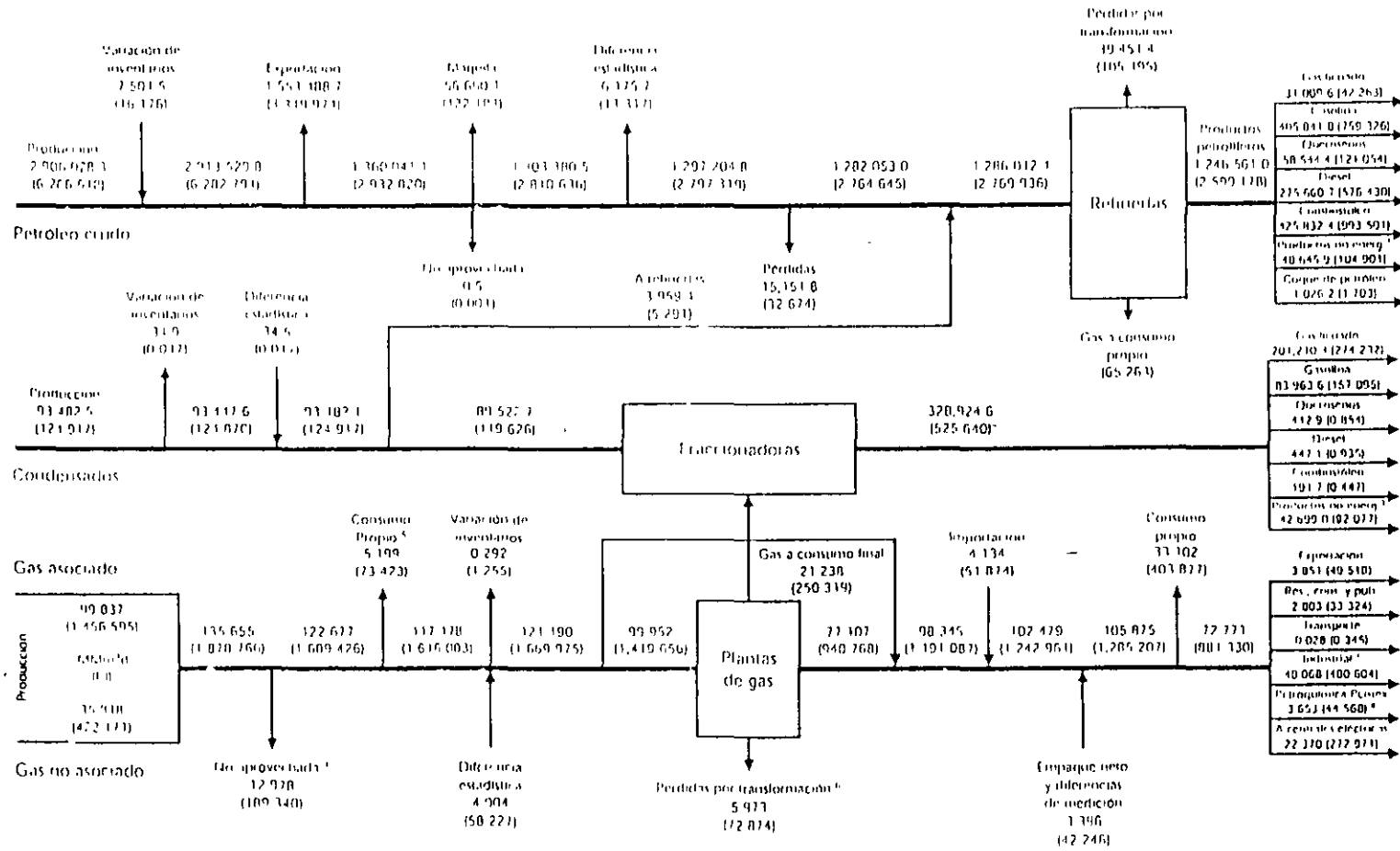
Estructura del Balance nacional de energía, 1999 (petajoules)



Notas

- |   |                           |                                      |                     |   |
|---|---------------------------|--------------------------------------|---------------------|---|
| 1) 242 476 Carbón   | 2) 250 319 Gas no azulado | 3) 59 002 Coque                      | 4) 17 540 Diesel    | 5) 4 784 Coquizadoras   |
| 2 769 936 Crudo y condensados a refinerías y desulfuradoras   | 90 975 Bagazo de caña     | 4,130 849 Petroliferos y gas natural | 887 531 Combustóleo | 178 369 Refinerías, desulfuradoras, plantas de gas y fraccionadoras |
| 1 539 282 Gas y condensados a plantas de gas y fraccionadoras | 249 517 Leña              | 651 301 Electricidad                 | 272 971 Gas natural | 1,207 677 Centrales eléctricas                                      |
| 108 260 Nucleoenergía   |                           |                                      |                     |   |
| 336 146 Hidroenergía  |                           |                                      |                     |   |
| 57 778 Geoenergía   |                           |                                      |                     |   |
| 0 062 Energía eólica  |                           |                                      |                     |   |

Balance de hidrocarburos, 1999 barriles diarios (petajoules)<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Las cifras por productos están expresadas en volúmenes por unidad de tiempo.  
 Las cifras para productos están expresadas en unidades de energía por año.  
<sup>2</sup> El poder calorífico del flujo de petróleo crudo es de 5,908 MJ/bbl.  
<sup>3</sup> El producto en barriles diarios de petróleo equivalente (blpe).  
<sup>4</sup> Incluye la exportación de gas asociado.

<sup>5</sup> Incluye el consumo propio del gas asociado (51,218) y del gas no asociado (10,213).  
<sup>6</sup> Incluye pérdidas en las refinadoras. Las pérdidas se calculan con el poder calorífico del gas residual.  
<sup>7</sup> Incluye el consumo energético de la petroquímica de Pemex.  
<sup>8</sup> Solo se refiere al consumo como materia prima.

## GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Generación bruta y entregada de la industria eléctrica según sector  
Institucional y tipo de generación (GWh).  
1996 y 2000

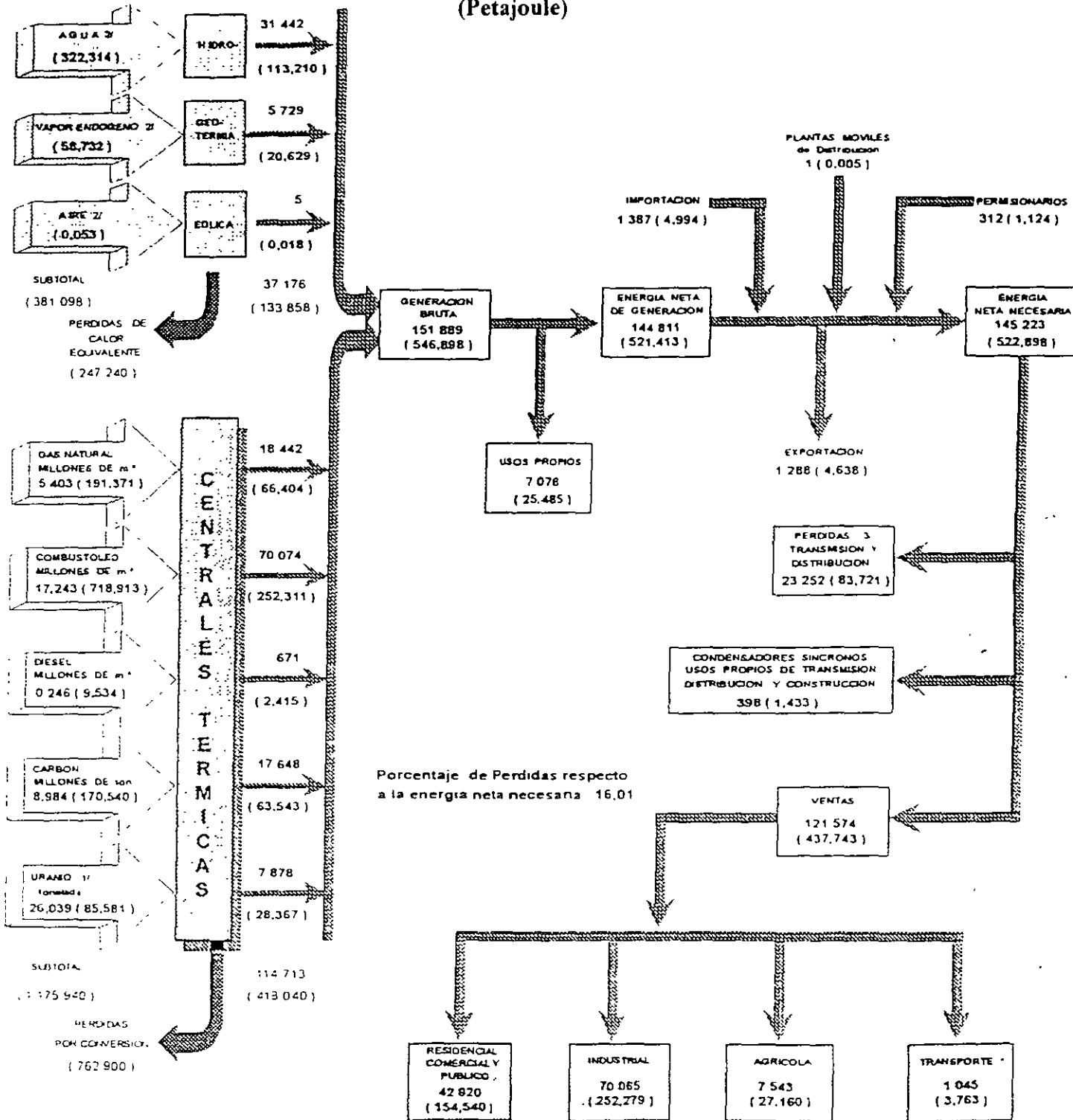
SECTOR INSTITUCIONAL Y TIPO DE GENERACIÓN	1996			2000 P/		
	GENERACIÓN BRUTA	USOS PROPIOS	GENERACIÓN ENTREGADA	GENERACIÓN BRUTA	USOS PROPIOS	GENERACIÓN ENTREGADA
Total	160 494	6 337	154 157	204 336	9 427	194 909
Sector público	151 889	6 337	145 552	191 426	9 427	181 999
Hidroeléctrica	31 442	79	31 363	33 075	451	32 624
Termoeléctrica	120 442	6 258	114 184	158 343	8 975	149 368
Vapor	74 805	4 048	70 757	89 891	5 630	84 261
Combustión interna	419	14	405	420	22	398
Turbogas	440	2	438	5 228	55	5 173
Ciclo combinado	10 661	224	10 437	16 417	403	16 014
Geotermoeléctrica	5 729	206	5 523	5 901	272	5 629
Carboeléctrica	17 735	1 123	16 612	18 696	1 370	17 326
Nucleoeléctrica	7 878	466	7 412	8 221	326	7 895
Dual	2 775	175	2 600	13 569	897	12 672
Eoloeléctrica	5	0	5	8	1	7
Sector privado	8 605	0	8 605	12 910	0	12 910

NOTA: Hasta 1999 la Generación Entregada se denominaba Generación Neta  
FUENTE: Para el sector público: CFE *Informe de operación* (varios años)  
Para el sector privado: Presidencia de la República. 1er. Informe de Gobierno, 1º de septiembre de 2001.

# SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

## BALANE DE ENERGÍA 1996

GWh  
(Petajoule)



Porcentaje de Perdidas respecto a la energía neta necesaria 16,01

**PODERES CALORIFICOS**

Combustionero	41 692 kJoule/l
Ox	35 470 kJoule/m <sup>3</sup>
Diesel	38 659 kJoule/l
Carbon	18 982 kJoule/kg
Uranio	3 287 MJoule/g

1) 1kWh/1000kWh 10 862,985 EFICIENCIA 33,15%

2) 1kWh/1000kWh 10 251,170 EFICIENCIA 33,12%

3) Incluye Transmision Subtransmision y Distribucion

1 caloria = 4,1868 joule

1 Petajoule = 10<sup>15</sup> joule

Estimado

## IV.3.2.- ESTRUCTURA TARIFARIA DE ELECTRICIDAD

### LOS COMPONENTES DE LAS CUENTAS O FACTURAS DE ELECTRICIDAD.

Una cuenta de electricidad debe consistir de una factura por los kilowatts-hora (Kw-h) de acuerdo con la integración del medidor de Kw-h de la compañía eléctrica; éste es el componente en la cuenta de electricidad que puede ser atribuida a trabajo útil.- este puede ser utilizado eficientemente o puede ser gastado en la forma de pérdidas de calor no deseados a través de la aplicación de equipo subdimensionado, sobrecargado u otra forma ineficiente.

La mayoría de las compañías eléctricas tienen varias estructuras de tarifas (residencial, comercial, temporal, etc.). Estas estructuras, están sujetas a uno o más agregados como por ejemplo, factor de potencia, demanda máxima, etc.

Cuando una organización ha completado su investigación de las necesidades de servicio eléctrico de la compañía y se ha determinado lo aplicable a sus necesidades particulares, se debe decidir lo siguiente:

- Que tarifa y agregados debe usarse.
- Demanda máxima de electricidad y los periodos de tiempo reales involucrados.
- Factor de potencia.
- Consumo eléctrico mensual y anual.
- Nivel de voltaje de servicio y nivel secundario de uso.
- Propiedad del transformador y equipo.

La secretaría de Hacienda y Crédito Público (SCHP) a través de un Depto. de Tarifas de Electricidad y Gas, es la autoridad que regula las tarifas de electricidad.- la filosofía atrás de esta Secretaría es que las

compañías eléctricas (CFE y CL y F) son un monopolio autorizado debido a su estatus legal, deben estar sujetas a cierto grado de control público.

Normalmente, las compañías eléctricas de acuerdo con su experiencia y con las proyecciones económicas, establecen que se requieren mayores ingresos para expansiones, operación normal, etc. y presentan su caso a la SHCP solicitando se autorice un aumento en las tarifas.

La SHCP analiza si es necesario el incremento; en ocasiones se llevan a cabo audiencias de consulta antes de que la Secretaría de Hacienda tome una decisión de aprobar o desaprobar el incremento. La SHCP tiene dos principios básicos como ayuda guía en sus decisiones: primero, que las compañías eléctricas se conserven económicamente sanas, y segundo, que para lograr ésta sana economía no resulte en una penalización indebida al consumidor.

## COMPONENTES DE LAS FACTURAS DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA.

Los componentes principales de las facturas (recibos) ordinarios de una compañía eléctrica, son los siguientes:

- Cargos de energía.
- Cargos por demanda.
- Cargos de penalización por bajo factor de potencia.

Adicionalmente puede haber ciertos cargos relacionados con el consumidor como costos indirectos por suministrar energía para un uso particular; el tiempo de la estación o del día puede también afectar la factura.

Cargos por energía.- Todas las facturas o recibos eléctricos contienen un componente de costo de energía. Normalmente las compañías eléctricas emplean una escala deslizante, por ejemplo, cierta cantidad por Kw-h para los primeros 1000 Kwh's consumidos que es el costo promedio más bajo.



Cargos por demanda.- Los cargos por demanda, otro elemento importante en las facturas de las compañías eléctricas, se diseñan para hacer que el consumidor comparta el pago de las inversiones fijas de la compañía eléctrica en el equipo necesario para la producción, transmisión y distribución para satisfacer las máximas necesidades de un consumidor particular.- La compañía eléctrica basa sus cargos por demanda sobre la tarifa a la cual se consume la electricidad; mientras más electricidad se requiere por el consumidor, mayor es la inversión de la compañía en los sistemas de generación, transmisión de la compañía en los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Por ejemplo, considerando a dos usuarios X y Z. Ambos consumen una cantidad igual de K w-h cada día, pero X consume electricidad en un día de 24 horas y Z la consume en un día de 12 horas. Para la compañía eléctrica la diferencia es evidente, porque mantener la capacidad de generación y distribución del doble para Z con relación a la capacidad necesaria para el suministro de X; esto significa que el requerido para servir a X, es decir, que Z debe ser facturado por la inversión extra.

La demanda real del consumidor se computa sobre la cantidad promedio de energía consumido en un intervalo predeterminado de medición de demanda; la compañía eléctrica tomará la demanda más alta registrada durante un mes. Este puede ser un punto alto para recordar y es un aspecto adicional para balancear la demanda de la compañía eléctrica.

Muchas compañías eléctricas también emplean una cláusula especial; dicha cláusula establece que independientemente de la demanda real que se presente en un mes dado, la factura por demanda no puede caer por abajo de un cierto porcentaje de una demanda previa, registrada típicamente durante los meses de verano o invierno. En otras palabras, si hay en efecto una cláusula especial de un 70% y el usuario registra una demanda de 200 Kw-h en julio, en ninguna otra fecha durante el año recibirá una factura o recibo por demanda menos que 70% de 200 Kw-h, es decir, nunca menos de 140 Kw-h. Así, aún si la demanda en Octubre puede ser de 90 Kw-h la factura de demanda permanecerá de 140 Kw-h.

Penalización por bajo factor de potencia. Otro cargo encontrado algunas veces, a pesar de que por lo general no se contabiliza separadamente, es

una penalización por bajo factor de potencia. El factor de potencia es esencialmente una medición de la corriente "fantasma" que se necesita para ajustar el campo magnético requerido para la operación de un motor. Estas corrientes son suficientemente reales, pero no aparecen en los registros de kilowatt-horas de los medidores estándar de watts-horas, sin embargo, ocasionan una pérdida de energía en calentamiento de líneas de transmisión y en transformadores. De acuerdo con lo anterior, si una parte importante de la carga de una planta industrial es en motores eléctricos, la compañía eléctrica puede agregar un cargo adicional a la factura por "bajo factor de potencia"; normalmente este cargo se reduce montando el tipo apropiado de capacitor en los motores grandes.

## **LA ECONOMIA DE LA POTENCIA ELECTRICA.**

Normalmente, las tendencias de aumentos de costos de la potencia eléctrica han sido menores que las del índice de precios al consumidor. Los incrementos de precio de la potencia eléctrica son debidos principalmente a lo siguiente:

- Aumento del precio de combustible.
- Aumento de tasas de interés.
- Recesión económica.

Conforme estos factores continúen afectando los costos de producción y transmisión, se espera que las tarifas continúen aumentando, las Compañías eléctricas tendrán serios problemas en el futuro para satisfacer la demanda, pues por una parte la construcción de nuevas plantas debe iniciarse de 6 a 10 años antes de la fecha requerida y por otra parte se necesitan de \$500 a \$3500 dólares por cada Kw que se instale.

En el caso de las plantas de combustibles fósiles, que se diseñan como plantas base, es decir, para operar continuamente, mientras más altos son los costos de combustible, se buscan diseños de plantas más eficientes.

Una alternativa generalizada, para cubrir la demanda de las cargas "pico", es la utilización de turbinas de gas, que requieren solo dos años

de realización y unos \$200 dólares por Kw instalado, pero en cambio son menos eficientes y requieren para su operación gas natural o aceite diesel.

## **LAS VARIACIONES DE CARGA ELÉCTRICA.**

Uno de los problemas clave en la economía de las Compañías de potencia eléctrica, es la variación en la demanda de potencia eléctrica durante cada día, cada semana a través de todo el año; las fluctuaciones de demanda, resultan en curvas cíclicas de "picos" de carga para la Compañía eléctrica. Por ejemplo, la demanda "pico" ocurre a ciertas horas en verano y a otras horas en días de invierno, mientras que la demanda es diferente en los fines de semana. En la fig 28, se muestran curvas típicas de variación de demanda diaria y semanal, así como la curva de carga de duración anual y un ejemplo de programa de adición de nueva capacidad.

La relación de demanda de potencia alta a baja, puede ser de 2 a 1 y la capacidad de las plantas debe estar disponible para satisfacer la demanda "pico", estando en ocasiones trabajando en vacío mucho tiempo.

A la relación del promedio de Kw-h de carga durante un intervalo, a la carga pico en el mismo intervalo, se la llama "factor de carga" y es una medida de la eficiencia en la utilización de las plantas; normalmente el promedio de factor de carga varía alrededor del 60%.

Una posibilidad de mejorar la gestión de carga, es la de reducir los "picos" e incrementar los puntos bajos o valles, para elevar el factor de carga a 70 u 80%.

Un método poderoso para nivelar el ciclo de demanda de potencia, es el empleo de una estructura variable de tarifas para la compra de electricidad.

## **ESTRUCTURA DE TARIFA DE ELECTRICIDAD.**

El cambio de las demandas de carga a horas de baja utilización de la capacidad de generación eléctrica, disminuiría la necesidad de nuevas plantas de potencia y aumentaría la economía del uso de las plantas existentes, por el incremento del factor de carga.

Tradicionalmente, dentro de cada clasificación de consumidor, la estructura de precios había seguido un bloque de estructura decreciente; este tipo de estructura, tiende a promover en los usuarios el consumo de energía.

Recientemente se han estado modificando estas estructuras por otras más planas, excepto en los casos en donde la tarifa decreciente ha probado que promueve una más eficiente del descuento por usar más electricidad, sino descuentos por usar energía fuera de las horas pico. Existen numerosos beneficios por utilizar este tipo de tarifas, como por ejemplo:

- Minimización de costos de la Compañía eléctrica.
- Equidad y optimización en la estructura de tarifas.
- Mejoramiento del factor de carga.
- Conservación de energía.
- Ahorros para el consumidor.

Un requerimiento básico en la gestión de carga, es la existencia de cargas retardables, como por ejemplo los calentadores eléctricos de agua o aceite.

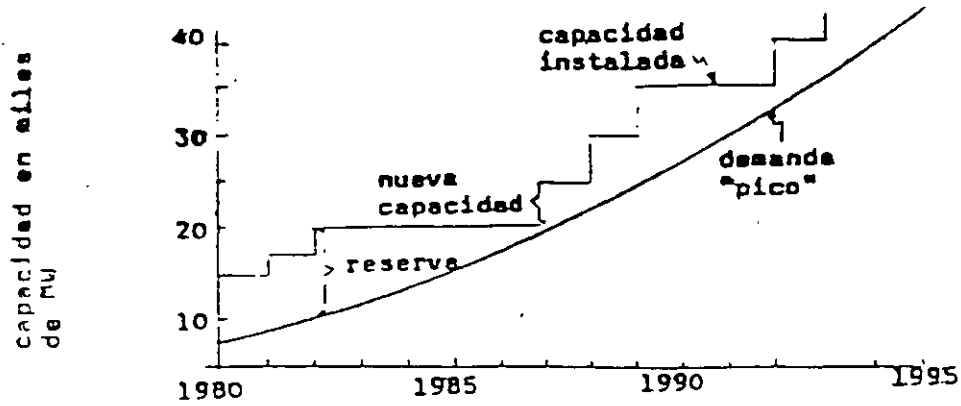
Debido a que se requieren registradores-medidores de tiempo especiales, para los esquemas de tarifas con precios a diferentes horas del día, este método es conveniente aplicarlo primero a los usuarios industriales y comerciales, sin embargo, el costo del medidor (unos \$600 dólares), puede recuperarse rápidamente en un usuario residencial que paga de \$100 a \$150 dólares mensuales a la Compañía eléctrica y no reciba reducción en las tarifas por uso fuera de las horas pico.

Conforme las tarifas de electricidad se desarrollen para poner en efecto altos cargos por uso en horas "pico" y se fortalezca el uso de energía fuera de horas pico, muchas, Compañías y sus grandes usuarios industriales, tenderán hacia altos factores de carga, con ahorros significativos en el capital de construcción y conservación de energía.

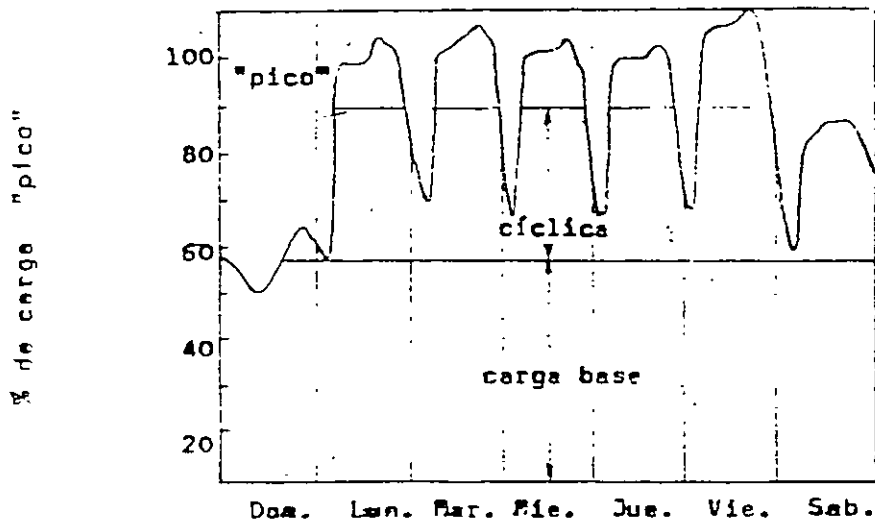
Por otra parte, las tarifas que pagan los consumidores industriales, han sido más bajas que las comerciales y residencias debido a que los costos de distribución son más bajos.

La figura anexa muestra los datos de la Comisión Federal de Electricidad, en cuanto a los costos de cada una de las etapas desde la generación de energía eléctrica hasta que llega al consumidor.

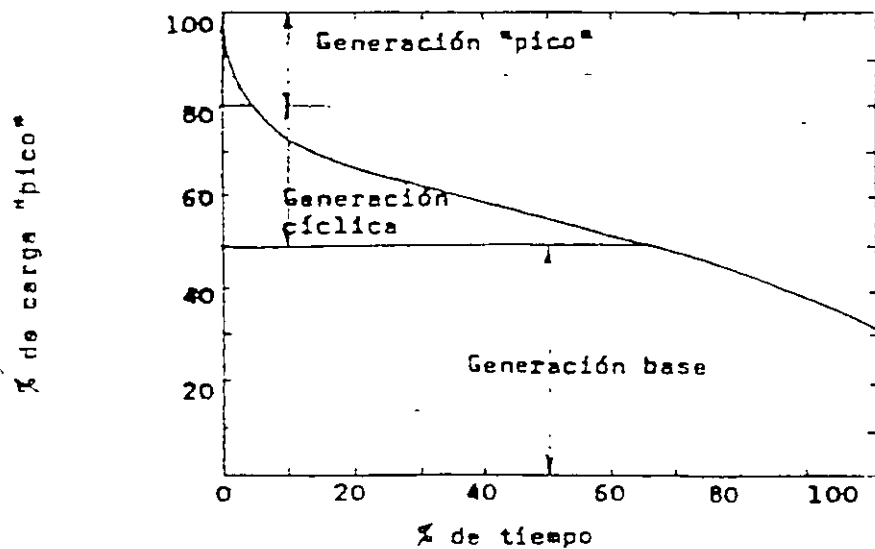
# CURVA DE CARGA DE DURACIÓN ANUAL



## EJEMPLO DE PROGRAMA DE ADICION DE NUEVA CAPACIDAD



## CICLO DE CARGA SEMANAL DE UN SISTEMA



## **IV. 4.- Estrategia de cobertura con opciones futuras**

### **IV. 4.1.- Criterios Legales**

Las coberturas de las opciones futuras de desarrollo de la industria energética mundial, puede clasificarse en la explotación de la energía primaria y secundaria en sus distintas fases. En cada una de ellas se ha desarrollado la tecnología y los diferentes esquemas de inversión, que obedecen a las leyes de cada país y relaciones internacionales de cada caso. Los diferentes productores y consumidores de la energía se han mencionado en los capítulos anteriores.

En el caso particular de nuestro país La Constitución en su Artículo 27 establece, entre otros, el dominio directo de la Nación, sobre los combustibles minerales sólidos, el petróleo y todos los carbonos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos y el espacio situado sobre el territorio nacional en la extensión y término que fije el derecho internacional, asimismo, la Nación llevará a cabo la explotación de estos productos en los términos que señale la ley reglamentaria correspondiente.

También establece que corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

El Artículo 28 contempla lo relativo a los recursos mencionados definiéndolos como áreas estratégicas.

El decreto del 22 de Diciembre de 1992 establece.

“ART. 3º.- No se considera servicio público:

I.- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;

II.- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;

III.- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;

IV.- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y

V.- La generación de energía eléctrica destinada a usos en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica”.

Desde entonces, el Gobierno Federal ha profundizado el proceso de modernización y adecuación del marco regulatorio para garantizar la realización de nuevas inversiones privadas en aquellas áreas permitidas por la legislación vigente.

Con las reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal en diciembre de 1994, se modificaron las funciones de la Secretaría de Energía, y se le encargó promover la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía.

Adicionalmente, en febrero de 1996, se creó la Unidad de Promoción de Inversiones (UPI) con el propósito de que el sector privado pudiese contar con una ventanilla de atención y gestión para sus iniciativas y proyectos de generación de electricidad, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como proyectos en la industria petroquímica no básica. Entre otras actividades, la UPI realiza acciones de facilitación de proyectos privados en desarrollo, participa en foros nacionales e internacionales con el fin de difundir y promover las oportunidades de inversión para proyectos privados en el sector, proporciona información relacionada con la expansión del sector de la energía, así como de las estrategias establecidas en la política energética nacional.

Con la reforma a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, en 1995 se otorgó a este órgano desconcentrado autonomía de gestión, así como



capacidad técnica y administrativa. Con esta reforma se inició el proceso de integración del marco regulatorio vigente en gas natural y en electricidad.

En materia regulatoria se encuentra el *Reglamento de Gas Natural*, en el cual se establecen las reglas que rigen esta industria, y se definen las distintas áreas que la conforman: ventas de primera mano, transporte, almacenamiento y distribución, así como las funciones de los distintos operadores públicos y privados.

A la fecha, PEMEX Gas y Petroquímica Básica ha suscrito contratos de largo plazo para el suministro de gas natural con generadores privados de energía eléctrica, garantizando la disponibilidad de gas natural, ya sea con producto nacional o importado. Los precios del gas natural y del servicio de transporte son fijados con base en las metodologías y procedimientos establecidos en Directivas publicadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Otro avance regulatorio fundamental para los nuevos generadores privados de electricidad o permisionarios, ha sido la publicación del *Contrato del interconexión y servicios conexos* y de sus *Convenios anexos* (servicios de transmisión; energía de respaldo; compraventa de energía económica), que permiten el uso de la infraestructura eléctrica nacional y los beneficios derivados de ésta.

La nueva *Metodología para Determinar los Cargos por Concepto de Servicios de Transmisión*, publicada el 15 de mayo de 1998, permite el servicio de transmisión de punto a punto y para cargas dispersas, como el alumbrado público. De esta manera, es posible para el permisionario suministrar energía eléctrica a consumidores ubicados en lugares lejanos, así como recibir energía de respaldo o vender sus excedentes de energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a Luz y Fuerza del Centro (LFC).

La flexibilidad de la regulación vigente ha permitido que el sector privado desarrolle proyectos con las más variadas tecnologías. Por ejemplo, la CRE otorgó permisos de autoabastecimiento a

Termoeléctrica del Golfo y Termoeléctricas Peñoles, por una capacidad total de 500 MW.

Otros permisionarios han recibido permisos para aprovechar diversa infraestructura hidráulica e instalar plantas hidroeléctricas, bajo la modalidad de autoabastecimiento.

Asimismo, se han otorgado permisos en el Istmo de Tehuantepec y en la Península de Baja California, para aprovechar la energía del viento.

Otro aspecto importante es la modificación realizada el 25 de julio de 1997 al *Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica*, con la que se da una mayor flexibilidad a los inversionistas privados para participar en las licitaciones de capacidad y energía asociada a las que convoque la CFE.

#### IV.4.2.- Adiciones al Sistema Eléctrico Nacional.

El Sistema Eléctrico Nacional requerirá adiciones de capacidad por un total de 27,357 MW, de las cuales 10,854 MW se encuentran en proceso de construcción o comprometidas y 16,503 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional no comprometida.

#### Capacidad adicional por tecnología (MW), 2001-2010

Tecnología	Comprometida	No comprometida*	Total	Participación porcentual
Ciclo combinado	9,344	8,025 <sup>1/</sup>	17,369	63.5
Repotenciación	272		272	1.0
Hidroeléctrica	936	2,255	3,191	11.7
Carbón		2,100	2,100	7.7
Geotermia	118	5	123	0.4
Turbogas	134	83	217	0.8
Combustión Interna	51	161	212	0.8
Libre <sup>3</sup>		3,874	3,874	14.2
Total	10,854	16,503	27,357	100

<sup>1/</sup> Con posibilidad de ser sustituido parcialmente por carboeléctrica

<sup>2/</sup> Cifras redondeadas, por lo que los totales podrían no coincidir.

<sup>3</sup> Son tecnologías que aún no se encuentran definidas

\* De conformidad con el art. 127 del RLSPEE, las convocatorias permitirán a los participantes confirmar o proponer la tecnología y el combustible a utilizar en la central generadora

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Como se mencionó en el capítulo IV.2 inciso IV.2.3. los petroquímicos básicos solo pueden ser producidos y comercializados por Petróleos Mexicanos y en los petroquímicos secundarios y los desregulados pueden tener la participación del sector privado, los que actualmente participan se relacionan en el mismo capítulo.

#### **IV.4.3.- Modalidades de Inversión**

El 21 de diciembre de 1995, el H. Congreso de la unión aprobó por unanimidad las adiciones a la *Ley General de Deuda Pública* y las reformas a la *Ley de Presupuestos, Contabilidad y Gasto Público Federal*, en las que quedó definido el marco legal para la realización de los proyectos de infraestructura de largo plazo con impacto diferido en el registro del gasto, denominados como Pidiregas, así como los procedimientos para el registro presupuestal y contable de estas operaciones.

En el caso de la *Ley General de Deuda Pública*, se adicionó un tercer párrafo al Artículo 18, en el que se establece el tratamiento que deberá darse a los financiamientos de este tipo de proyectos, en el sentido de que sólo se considera como pasivo directo a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente. A la diferencia se le da tratamiento de pasivo contingente.

En el caso de la *Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal*, se modificó el Artículo 30, agregando párrafos en los que se establece que los financiamientos a que hace alusión la *Ley de General de Deuda Pública*, se consideran preferentes respecto de nuevos financiamientos para ser incluidos en los presupuestos de egresos, lo que significa que en la integración de los presupuestos se debe dar preferencia a las obligaciones financieras derivadas de los proyectos Pidiregas.

El 4 de julio de 1996, las secretarías de Hacienda y Crédito Público y de Contraloría y Desarrollo Administrativo emitieron la circular NIF-09, que norma el tratamiento contable de las inversiones en estos proyectos.

El 20 de agosto de 1996, se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el Decreto por el que se reforma y adiciona el reglamento de la *Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal*. A través de éste, se precisa la mecánica para la autorización de la Pidiregas.

El 20 de abril de 1999 se publicó en el *Diario oficial de la Federación*, el *Manual de normas presupuestarias para la administración pública federal* y el 27 de marzo del 2000, se publicaron las modificaciones a éste, en el que se establecen los requisitos y el procedimiento al que deberán sujetarse las entidades públicas, para obtener las autorizaciones correspondientes que permitan la realización de dichos proyectos.

Las modalidades de Pidiregas que se han aplicado son las siguientes:

- Financiamiento directo (sólo PEMEX)
- Obra Pública Financiada (OPF)
- Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT)
- Construcción-Operación-Transferencia (COT)
- Construcción-Operación (CO)
- Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE)

a) *Financiamiento directo (sólo PEMEX)*

En este esquema, el organismo público es el responsable de contratar en forma directa los financiamientos de largo plazo requeridos para el desarrollo de los proyectos Pidiregas, mediante los cuales se pagan los trabajos realizados por los contratistas, en los términos y plazos pactados en los contratos.

b) *Obra Pública Financiada (OPF)*

En este caso el contratista asumió la responsabilidad total de los trabajos hasta la puesta en operación de las plantas y proporcionó a su vez el financiamiento de largo plazo.

c) *Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT)*

En el cual el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a CFE para su operación

bajo un contrato de arrendamiento de largo plazo y transfiriendo la propiedad al término del período pactado.

d) Construcción-Operación-Transferencia (COT)

El contratista financia, construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. La diferencia en relación con el esquema CAT radica en que en la modalidad COT el contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones, a través de un contrato de prestación de servicios cuya vigencia es también de largo plazo. Por otra parte, la transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública.

e) Construcción-Operación (CO)

Este esquema constituye también un contrato de prestación de servicios semejante al COT, con la única diferencia de que al término del contrato no se establece la transferencia de las instalaciones a las entidades.

f) Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE)

Bajo este esquema, la construcción, operación y propiedad de las instalaciones queda bajo la responsabilidad directa del inversionista privado.

El esquema PIE es financiable bajo un contrato de largo plazo de suministro de capacidad y energía suscrito con la CFE, en donde ésta se compromete a que, una vez terminada la planta, realizará pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, y pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo *toma o paga*; es decir, CFE se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible independientemente de si se genera o no electricidad.

#### **IV.4.4. Energía Renovable:**

##### **Eólica**

La energía cinética del viento se aprovecha para hacer trabajo mecánico o para generar electricidad, como en molinos y pozos. Los actuales aerogeneradores comerciales de fuerza se encuentran disponibles desde 500 hasta 1,500 kW de potencia nominal: al día de hoy, existen prototipos de hasta 3,000 kW.

En el país se estima un potencial superior a los 5,000 MW económicamente aprovechables en zonas identificadas: sur del Istmo de Tehuantepec (con potenciales de 2,000 a 3,000 MW); en las penínsulas de Baja California y Yucatán; la región central de Zacatecas hasta la frontera con EUA y la región central del altiplano y las costas del país.

En la actualidad los costos típicos de inversión en instalaciones eólicas son aproximadamente de 1,000 dólares por kW instalado y los costos de generación entre 5 y 11 centavos de dólar por kWh, con múltiples beneficios económicos y ambientales.

##### **Solar**

El potencial de aprovechamiento de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, alrededor de tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media del orden de los 5kWh/m<sup>2</sup> al día, el doble del promedio en EUA.

La generación de electricidad a partir de energía solar comúnmente se realiza mediante la utilización de dos tipos de sistemas. Fotovoltaicos (conversión directa) y termosolares (calentamiento de fluidos con ayuda de concentradores).

##### **Biomasa**

Esta tecnología emplea la materia orgánica susceptible de ser utilizada como energía (desechos sólidos municipales, desechos agropecuarios y

residuos del bosque). El aprovechamiento de la biomasa como energético puede realizarse vía combustión directa o mediante la conversión de la biomasa en diferentes combustibles a través de digestión anaerobia, pirolisis, gasificación o fermentación.

### Minihidráulica

Investigaciones realizadas por la Conae han identificado 100 sitios para el aprovechamiento de este recurso, dentro de una región que comprende los estados de Veracruz y Puebla, estimando una generación de 3,570 GWh anuales, equivalente a una capacidad media de 400 MW.

### Celdas de combustible

Esta tecnología ofrece la posibilidad de convertir combustibles gaseosos (gas natural e hidrógeno) directamente en electricidad, con un impacto ambiental mínimo. El principal subproducto del proceso es agua cuando se emplea hidrógeno, en el caso de gas natural se utiliza agua y bióxido de carbono.

Se observa una gran variedad en su aplicación, como en los sistemas de respaldo a red y vehículos eléctricos. Los costos han disminuido de manera notable, actualmente se ubican en un rango de 3,000 a 8,000 dólares por kW instalado.

### Geotermia.

En México, el cinturón volcánico del país es la región con mayor potencial geotérmico (Sierra de Chihuahua y algunas regiones de la península de Baja California). Su principal limitante es el alto costo en infraestructura, ya que requiere de equipo especializado con alta resistencia para perforar pozos en roca volcánica dura de zonas muy calientes.

## Participación externa al SEN por energías renovables

Año	Capacidad instalada MW					Total	Generación GWh					Total
	Biomasa Cañera	Agua	Solar	Biogas	Viento		Biomasa Cañera	Agua	Solar	Biogas	Viento	
2001	210	92	14	11	64	391	367	363	8	54	62	854
2002	210	152	15	11	64	452	367	483	8	54	238	1150
2003	214	160	16	11	125	526	367	691	9	57	335	1459
2004	218	168	17	12	132	547	375	725	9	61	429	1599
2005	222	176	18	13	140	569	382	762	10	65	455	1674
2006	227	185	19	14	148	593	390	800	10	68	482	1750
2007	231	195	20	14	157	617	398	840	11	73	511	1833
2008	236	204	21	15	167	643	405	882	12	77	542	1918
2009	241	214	22	16	177	670	414	926	12	82	574	2008
2010	246	225	24	17	187	699	422	972	13	86	608	2101

Fuente: Conae, elaborado con información de la Sener, Anes y CRE



## **Bibliografía**

Publicación del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática "INEGI".- El Sector Energético en México 2001

Publicación del Instituto Mexicano del Petróleo.- Prospectiva de la investigación y desarrollo tecnológico del sector petróleo al año 2025. Noviembre 2001.

Publicaciones de la Secretaría de Energía "SENER":

Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010. México 2001.

Prospectiva del mercado de gas licuado 2001-2010. México 2001.

Prospectiva de petrolíferos 2001-2010. México 2002.

Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010. México 2001.

Balance nacional de energía 1999. México 2000.

Oportunidades de Inversión-en el Sector Eléctrico 2001.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Febrero 2000.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 1993.