

37  
29



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE FILOSOFIA Y LETRAS  
COLEGIO DE GEOGRAFIA

"ANALISIS GEOGRAFICO DE LOS ENERGETICOS  
CONVENCIONALES EN MEXICO:  
HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD, 1980-1996"

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
LICENCIADO EN GEOGRAFIA  
P R E S E N T A  
MARIBEL MARTINEZ GALICIA

ASESOR: DRA. MARIA TERESA SANCHEZ SALAZAR.



MEXICO, D. F.



SEPTIEMBRE - 1998.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FACULTAD DE FILOSOFIA Y LETRAS  
COLEGIO DE GEOGRAFIA

266010



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*Con amor a Joelito, el ser más  
hermoso y valioso de mi vida.*

*Dedicatorias*

*A papá y mamá por su apoyo a lo largo de mi vida,  
por sus cuidados y dedicación hacia con mi hijo.*

*A Magdalena por su ayuda y apoyo.*

*A Lauro y Doris por su apoyo incondicional.*

*A Rocío por todo lo que hemos compartido,  
por su humor, pero sobretodo por cuidar a mi hijo  
en cualquier momento.*

*A Luis Arturo por su versatilidad y humor.*

*A todos ustedes gracias por cuidar y educar  
a mi hijo, sin su apoyo hubiera sido imposible  
alcanzar una de mis metas.*

*A la Dra. María Teresa Sánchez Salazar  
por la oportunidad de desarrollarme  
profesionalmente, por su orientación en la  
realización de la presente investigación,  
por su gran apoyo, por brindarme su amistad.  
Maestra gracias por creer en mí.*

*Con especial cariño al Dr. Joel Álvarez Ordóñez  
porque gracias a su sabiduría soy madre.*

*A Valeria, Rodrigo, Kimberly,  
Iván y Alison por sus risas y  
ocurrencias.*

## *Agradecimientos*

*A la UNAM por darme la oportunidad de tener una formación profesional.*

*Al Instituto de Geografía de la UNAM por el apoyo  
en la elaboración de la presente investigación.*

*Al Dr. José Luis Palacio Prieto, Director del Instituto de Geografía,  
por que sin su apoyo hubiera sido más difícil la conclusión de la presente.*

*A los Drs. Edgar, Erick, Joel y Nelson Álvarez Licona, y Carlos López  
Marure por su conocimiento y amistad.*

*A los ingenieros de PEMEX y la CFE por su  
colaboración en la proporción de información.*

*A los síndicos: Dra. Atlántida Coll-Hurtado,  
Maestra I. Eurosia Carrascal Galindo,  
Maestra Irma Escamilla Herrera y  
Dr. Enrique Propín Frejomil  
por sus observaciones y aportaciones  
en la parte final de la presente.*

*A Norma, Edith, Verónica, Leti Molina,  
Raquel, Gabriela Cuevas, Azucena, Guadalupe G,  
Hilda, Angélica, Socorro, Mauricio, Oswaldo y  
José María por su apoyo y amistad en todo  
momento.*

## *Tanto como todo lo que tú amas*

*Mira hacia el mundo, ten curiosidad por saber  
qué hay detrás de los límites que fija tu mirada.*

*Ve conociendo poco a poco más tierras,  
más gentes, más costumbres.  
Así acabarás por conocer la limitación de las  
fronteras y sabrás que de ti mismo  
hay muchas cosas buenas.*

*Ama a la tierra en que has nacido, porque es tuya.  
Prefiere su lengua, glorifica sus riquezas y su  
hermosura, pero no digas ni creas que es mejor  
ni más bella que otras.*

*Si algún día llegas a conocer otros países,  
sabrás que todos encuentran algún tesoro para  
los allí nacidos y vale tanto como lo que tú amas.  
Por tus propios sentimientos comprenderás los  
ajenos y no los hieras nunca.*

*Piensa que el que más ama su patria es quien respeta  
el patriotismo de los demás, que el error de un hombre  
o un grupo de hombres no puede caer sobre un pueblo,  
y no lo juzgues si no sabes como vive.*

*Palabras de un joven tzeltal promotor de educación  
en las comunidades del municipio rebelde 17 de noviembre,  
Chiapas. mayo de 1997.*

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO</b>	<b>9</b>
2.1 Importancia de los energéticos.	9
2.2 Clasificación de los energéticos.	14
2.3 Los energéticos convencionales: clasificación y características.	18
2.4 Los hidrocarburos: petróleo y gas natural. conceptos, características, factores de localización geográfica e implicaciones económicas y procesos de transformación y distribución.	24
2.5 La energía eléctrica: conceptos, clasificación, características geográficas e implicaciones económicas.	31
<b>CAPÍTULO III. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD EN MÉXICO.</b>	<b>39</b>
3.1 Principales etapas históricas en la evolución de la industria petrolera en México.	39
3.2 Principales etapas históricas en la evolución de la industria eléctrica en México.	55
3.3 Importancia del desarrollo actual y las tendencias de la producción de hidrocarburos y electricidad en México.	63
<b>CAPÍTULO IV. LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO.</b>	<b>74</b>
4.1 Importancia actual de la industria petrolera.	74
4.2 Distribución geográfica de la producción de hidrocarburos.	83
4.3 La industria de la Refinación.	98

4.4 El sistema de distribución de hidrocarburos y sus derivados.	101
4.5 El consumo de hidrocarburos y sus derivados y sus implicaciones económicas.	112
<b>CAPÍTULO V. LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO.</b>	120
5.1 Importancia actual de la industria eléctrica en México.	120
5.2 La generación de energía eléctrica por tipos y su interpretación geográfica	122
5.3 La Comisión Federal de Electricidad y la evolución de la tecnología en la construcción de centrales eléctricas.	135
5.4 La red de distribución de electricidad en México: el sistema interconectado.	139
5.5 La electrificación rural.	143
5.6 Distribución geográfica del consumo de electricidad en México y sus implicaciones económicas y regionales.	145
<b>CONCLUSIONES.</b>	152
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	156
<b>ABREVIATURAS</b>	162



## ÍNDICE DE CUADROS.

2.2.1 Clasificación de las fuentes energéticas según su origen y renovabilidad	15
4.1.1 Inversión por programas estratégicos 1996 (millones de pesos)	76
4.4.1 Plantas que utilizan combustóleo	109
5.1.1 Balance comercial de la energía eléctrica 1996	122
5.2.1 Número de centrales, unidades y capacidad efectiva (MW), 1996	133
5.5.1 Electrificación de comunidades indígenas en 1996	145

## ÍNDICE DE FIGURAS.

3.3.1 Capacidad de los proyectos con permisos autorizados, 1996	70
4.1.1 Reservas probadas de hidrocarburos, 1996	76
4.1.2 Plantas de refinación de petróleo crudo, 1996	82
4.2.1 Regiones y distritos productores de hidrocarburos según PEMEX, 1996	86
4.2.2 Cuenca de Burgos	87
4.2.3 Proyecto Cantarell	89
4.2.4 Zonas productoras de petróleo y gas en explotación, 1996	91
4.2.5 Evolución de la producción de petróleo crudo por regiones, 1980 - 1996	92
4.2.6 Evolución de la producción de gas natural por regiones, 1980 - 1996	96
4.3.1 Elaboración de productos petrolíferos por refinería, 1996	102
4.4.1 Distribución de la red de oleoductos, 1992	105
4.4.2 Distribución de la red de gasoductos, 1992	106
4.4.3 Distribución de la red de poliductos, 1992	108
4.4.4 Distribución de la red de petroquímicos, 1992	110
4.4.5 Distribución de la red de combustoleoductos, 1992	111

4.5.1 Volumen de ventas de gasolinas por agencia, 1996	113
4.5.2 Volumen de ventas de combustóleo por agencia, 1996	116
4.5.3 Volumen de ventas de gas licuado por agencia, 1996	117
4.5.4 Volumen de ventas de diesel por agencia, 1996	118
5.1.1 Estructura porcentual de la generación bruta, 1996	121
5.2.1 Plantas generadoras de energía de origen hidroeléctrico, 1996	126
5.2.2 Plantas generadoras de energía de origen termoeléctrico, 1996	132
5.2.3 Evolución de la generación bruta por tipo de central 1980 - 1996	134
5.2.4 Generación bruta por tipo de central (GWh) 1996	135
5.4.1 Evolución de la líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, 1980 - 1996	140
5.4.2 Sistemas eléctricos y red principal de interconexión 1996	142
5.4.3 Áreas de control del sistema eléctrico nacional, 1996	144
5.6.1 Evolución de las ventas de energía eléctrica 1980 - 1996	147
5.6.2 Estructura de las ventas de energía eléctrica por sector de consumo 1996	148
5.6.3 Consumo y generación bruta regional, 1996	150

## **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.**

La presente investigación se desarrolló dentro del Programa de Geografía de los Energéticos en el Departamento de Geografía Económica del Instituto de Geografía de la UNAM.

El interés por realizar una investigación sobre los energéticos convencionales en México, surgió a partir de la participación que se tuvo en la búsqueda, elaboración de bases de datos y representación cartográfica, de información para el desarrollo del proyecto denominado Estudio de País. Área vulnerabilidad, Subárea: Industria y sistemas energéticos, coordinado por la Dra. María Teresa Sánchez Salazar. La conclusión de dicho proyecto generó una vasta información que permitía realizar un análisis dinámico de carácter territorial sobre los energéticos convencionales en México, que se convirtió en la presente Tesis de Licenciatura.

Actualmente la UNAM tiene varias instituciones y centros de investigación en donde se realizan trabajos encaminados al estudio de la energía desde distintos ángulos como: fuentes energéticas convencionales y alternas, tecnologías del futuro, economía de la energía, contaminación, uso y ahorro, etc. En el mismo caso está El Colegio de México, el cual cuenta con diferentes publicaciones sobre el tema.

La Secretaría de Energía (SE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX) han generado abundante información estadística que puede ser consultada en sus diversas publicaciones.

Respecto a trabajos geográficos se tienen los mapas de "Infraestructura Eléctrica", "Energía Eléctrica", "Infraestructura Petrolera" y "Producción y Distribución del Petróleo y Derivados", los cuales forman parte del Atlas Nacional de México que elaboró el Instituto de Geografía de la UNAM, además de múltiples artículos sobre estudios de caso elaborados por investigadores del mismo Instituto (Sánchez, 1990: VI.6.1, VI.6.2, VI.7.1 y VI.7.2).

Cabe señalar el antecedente de una tesis de licenciatura en donde se analizan las consideraciones sobre el uso de las fuentes de energía no convencionales,

su desarrollo e importancia a nivel mundial y su relación con la República Mexicana (Adame, 1990).

Por lo anterior, y dado que no existen trabajos geográficos sobre energéticos convencionales, a pesar de que se depende en gran medida de ellos en virtud de la íntima interrelación entre energía, sociedad y economía, es fundamental realizar un diagnóstico sobre su distribución, producción y consumo en nuestro territorio en esta investigación se decidió elegir el periodo comprendido entre 1980 y 1996, debido a que es cuando se presentan crisis económicas, además, se inicia la reestructuración de PEMEX y la venta de algunas etapas del sector energético, lo cual hace evidente la presencia de cambios territoriales importantes.

Una base energética es indispensable para el desarrollo de toda sociedad. En las comunidades primitivas se utilizaba la energía muscular de los individuos que la integraban; más tarde el hombre se percató del provecho que podía obtener de los animales domesticados, así como del viento, las corrientes y caídas de agua, etc.

El descubrimiento del fuego fue uno de los acontecimientos más trascendentales en la historia de la humanidad, pues con él surge la energía térmica como producto de la combustión de materiales inflamables, que ha servido para preparar alimentos, combatir el frío, como arma ofensiva y defensiva y en varios procesos productivos como la alfarería y la metalurgia. Es así como se inicia un largo camino en el conocimiento, dominio y aplicación de la energía.

Con la máquina de vapor se presenta la Primera Revolución Industrial; por primera vez el hombre podía obtener la energía mecánica necesaria a partir de una máquina que sólo consumía carbón y que, en poco tiempo, logró modificar los medios de transporte, las instalaciones industriales, los modos de producción y los comportamientos socioeconómicos con la aparición del proletariado y el empresario industrial. Otra consecuencia fue el nacimiento y desarrollo de los primeros núcleos industriales, a costa del despoblamiento rural, que hasta nuestros días prosigue.

Con una nueva Revolución Industrial del siglo XX, las sociedades tuvieron la necesidad de adquirir una nueva base energética, fundamentada en el empleo del petróleo y la electricidad, que se convirtieron así en las principales fuentes de energía además de que, por sus características especiales, fueron indispensables para el funcionamiento de la nueva estructura económica. El petróleo hizo posible el motor de combustión interna, que fue la base de los automóviles, camiones y locomotoras que integran el transporte terrestre actual, así como de los barcos y aviones contemporáneos.

La electricidad resulta quizá más indispensable que los hidrocarburos, ya que los mecanismos que dependen del motor de combustión interna tienen sistemas eléctricos más o menos complejos; además, la electricidad permitió la construcción de motores eléctricos que posibilitarían la organización de las cadenas semiautomáticas de producción. En las comunicaciones inalámbricas, radio, televisión, radar, la electricidad es indispensable y ha sido igualmente necesaria para el desarrollo de la informática que ha transformado a las sociedades industriales actuales.

Después de la Segunda Guerra Mundial surgió la energía nuclear, la cual ha tenido varios inconvenientes en su desarrollo y expansión a nivel mundial, debido a que las plantas nucleoelectricas han resultado mucho más costosas, además de la preocupación por la proliferación de las armas atómicas, de los desechos radioactivos y el riesgo de accidentes, como los ocurridos en las plantas de la Isla de las Tres Millas en Estados Unidos y en la de Chernobyl en Ucrania.

Por lo anterior, se puede decir que las civilizaciones, a través de la historia, han satisfecho sus necesidades energéticas de diversas formas y con distintos grados de intensidad y extensión, condicionadas por factores climáticos locales, actividades económicas, estilos de desarrollo y disponibilidad de recursos naturales.

Actualmente la energía tiene un valor estratégico en el mundo y en México, pues es fundamental para el desarrollo social y económico, así como para el buen funcionamiento industrial; sin embargo, el desarrollo de un país no sólo depende de los recursos energéticos, sino también de la producción, las

variables culturales (educación, religión, costumbres, idioma, etc.), el desarrollo de tecnología, el bienestar social y la política gubernamental.

En México, los energéticos convencionales son de gran importancia en los procesos de producción, distribución y consumo y, por ende en el desarrollo socioeconómico del país.

La historia reciente de México y sus vinculaciones con el exterior han cambiado, gracias al papel primordial del sector energético, pues es el que proporciona la energía necesaria para el funcionamiento y expansión del aparato productivo, para elevar el bienestar social, impulsar el desarrollo industrial, y generar empleos.

Por todo ello, es necesario analizar geográficamente a los energéticos convencionales, lo cual conducirá a conocer las causas de su distribución y producción a nivel espacial, así como de su evolución en el periodo 1980-1996, y los problemas que genera su distribución hacia los centros de consumo.

### **Metodología.**

La presente investigación se basa en el empleo del Método Científico, aplicando los principios geográficos de ubicación, causalidad, relación y evolución. La etapas en que se desarrolla la investigación son las siguientes:

1. Revisión bibliográfica, a fin de llegar al planteamiento del problema de investigación.
2. Determinación de los objetivos e hipótesis de la investigación.
3. Recopilación de información estadística y cartográfica de la Secretaría de Energía, PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad para analizar las siguientes variables.
  - a) Volúmenes anuales de producción, ventas y consumo de hidrocarburos en los diferentes sectores económicos.
  - b) Producto Interno Bruto (PIB) del sector energético.

- c) Capacidad de generación efectiva y de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.
- d) Generación de empleos del sector energético.
- e) Acciones y programas para el ahorro de energía.
- f) Localización de los centros de producción, distribución y consumo de los hidrocarburos y la energía eléctrica.

Además, se recopiló la información de los Anuarios Estadísticos y Censos Económicos de INEGI, con la finalidad de establecer relaciones socioeconómicas.

4. Análisis estadístico de la información y elaboración de gráficos y mapas, para interpretar la dinámica y comportamiento espacial de los fenómenos.
5. Concertación de entrevistas con profesionales involucrados en la problemática energética de México.
6. Contrastación de los resultados obtenidos con el marco teórico y las hipótesis de trabajo formuladas.
7. Redacción del trabajo final.

### **Objetivo General.**

La presente investigación tiene como objetivo general realizar un análisis geográfico de la producción, distribución y consumo de los energéticos convencionales (hidrocarburos y electricidad) en México, para el periodo 1980-1996, que tome en consideración la distribución espacial del fenómeno, las causas de dicha distribución y los problemas que genere la misma, su dinámica a lo largo del periodo considerado y las tendencias en el marco de la inserción de México en el proceso de la globalización mundial.

De lo anterior se derivan los siguientes **objetivos particulares**:

1. Conocer la importancia que tienen los energéticos convencionales en México, en términos de su participación en el PIB, en la producción, en el consumo, en la creación de fuentes de trabajo y en el comercio exterior.
2. Analizar la evolución histórica de la geografía petrolera y de la electricidad en México para entender los factores y mecanismos que han influido en su organización y dinámica territorial.
3. Realizar un diagnóstico de la distribución actual de la producción de hidrocarburos y de la energía eléctrica en México que considere los factores que expliquen dicha distribución.
4. Determinar los patrones espaciales de las redes de distribución de hidrocarburos y electricidad en México, y hacer una interpretación geográfica de su significado socioeconómico.
5. Analizar la distribución geográfica del consumo de hidrocarburos y electricidad en México y su importancia en términos de su comportamiento espacial y como generadora de concentraciones urbanas e industriales.
6. Señalar las tendencias y principales problemas de ambos sistemas energéticos, en el marco del proceso de globalización en el que está inserto el país.

**Hipótesis principal:**

La organización territorial de la producción, distribución y consumo de los energéticos convencionales en México es producto de la evolución histórico-económica del país, pero al mismo tiempo, ha influido notablemente en la estructura económico-territorial actual del país, misma que tendrá cambios importantes a futuro al aplicarse la política de privatización de algunas etapas de este sector en el marco de la globalización mundial.

**Hipótesis particulares:**

1. Los energéticos son y continuarán siendo en el futuro cercano importantes en el desarrollo socioeconómico de México, como lo demuestra la infraestructura



existente, los volúmenes y tipos de energía generados, su participación en las exportaciones, los empleos creados y la importancia de su consumo por los distintos sectores sociales y económicos.

2. La evolución histórica del petróleo y la electricidad en México en este siglo, han influido en forma determinante en la organización y estructura territorial de la actividad industrial del país, en virtud de ser una de las principales consumidoras de energía.

3. La distribución actual de la producción de hidrocarburos y electricidad, se explica por la presencia de los recursos naturales indispensables para generarla y por la ubicación de los principales centros de consumo.

4. La red de distribución de hidrocarburos y electricidad es la causa y la consecuencia de la distribución de la demanda de los centros urbano-industriales, por lo tanto, refleja la estructura económica-territorial del país.

5. En virtud de que el sector energético no se ha incrementado al mismo tiempo que la demanda de los distintos sectores consumidores, y dadas las necesidades de crecimiento y eficiencia de la economía en el contexto global, este sector estratégico se considera prioritario por parte del gobierno federal, para abrirlo a la participación de la iniciativa privada, con los consiguientes efectos territoriales de este fenómeno.

Para analizar el proceso productivo de los energéticos convencionales, la presente investigación está organizada en cinco capítulos. El primero está constituido por la presente introducción; el segundo capítulo contiene el marco teórico, que es la base para desarrollar la investigación geográfica. En él se analiza la importancia de los energéticos, así como su clasificación y características, además, se tratan las teorías y los conceptos de la geografía económica del petróleo y la electricidad.

En el capítulo tercero se desarrolla la evolución histórica de la industria petrolera y eléctrica en México, desde sus orígenes hasta 1996, con la finalidad de comprender su comportamiento actual.

En el capítulo cuarto se trata todo lo relacionado con la industria petrolera mexicana, y se analiza la distribución geográfica de la producción de hidrocarburos, la infraestructura con la que cuenta para distribuirlos a los centros de consumo y el comportamiento de éste último en los diferentes sectores.

El capítulo quinto se dedica al análisis del comportamiento del proceso productivo de la industria eléctrica en México: su importancia, cómo se genera la energía, la forma en que se distribuye y el grado de consumo de los diferentes sectores.

Finalmente, se incluyen las conclusiones a las que se llegó al realizar la presente investigación.

## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.

### 2.1 Importancia de los energéticos.

Desde el descubrimiento del fuego, la humanidad, a lo largo de su evolución, ha utilizado la energía con distintas y crecientes finalidades. En un principio, la aprovechó para satisfacer las necesidades básicas de cocción de productos para la alimentación, calefacción e iluminación. Posteriormente, y gracias a los conocimientos técnicos y recursos naturales, la energía se utilizó para aumentar el bienestar.

La energía es un elemento que proporciona diversos tipos de satisfacciones, como la de contemplar los juegos artificiales. Además, el poseer ciertas modalidades de ella, primero el fuego y finalmente la del átomo, ha dado a algunos la sensación de poder.

La producción y el uso de la energía son vitales para la economía y el ambiente de todos los países. En las dos últimas décadas, la producción mundial de energía se ha incrementado en un 50%; los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) proporcionaron conjuntamente el 90% de la producción (Instituto de Recursos Mundiales, 1993: 165). Los países industrializados han utilizado aproximadamente el triple de energía comercial y cerca de diez veces más energía en una base *per capita*, que las naciones en desarrollo. Las estadísticas no incluyen a los combustibles tradicionales, como la leña y estiércol, que a la fecha siguen siendo fuentes importantes de energía en los países en desarrollo y la fuente principal en las naciones africanas importadoras de petróleo.

Las economías industrializadas de mercado en occidente, que fueron afectadas gravemente por el alza de los precios del petróleo en la década de los setenta, han perfeccionado rápidamente su eficiencia energética y aumentado el uso del gas natural en los últimos veinte años, contrariamente a Europa Central y la CEI, que dependen en gran medida del carbón; sin embargo, la transición económica de la región puede producir cambios en el uso de la energía y así mejorar su eficiencia energética.

En los países en desarrollo, el consumo total de energía comercial casi se ha triplicado desde 1970, y el carbón y el petróleo constituyen las principales fuentes nuevas de energía. Sin embargo, en las aldeas del mundo en desarrollo, las poblaciones se ven precisadas a continuar dependiendo en alto grado de los bosques y de la vegetación como fuentes de combustible (Instituto de Recursos Humanos, 1993: 165).

El consumo de energía global primaria ha crecido en un 2% anual en promedio desde hace casi dos centurias, duplicándose en promedio cada tres décadas. Dicha estimación incluye a todas las fuentes de energía comercial y las derivadas de la madera (carbón vegetal y leña), y varía desde el punto de vista regional y en ciertas épocas. Por ejemplo, el consumo global de energía fósil creció en un 5% por año entre 1950 y 1970, 3.3% anual entre 1970 y 1990 y sólo 0.3% entre 1990 y 1994, mientras las emisiones y otros efectos ambientales del suministro energético y el uso final crecieron más lentamente que el consumo de energía primaria (Nakicenovic, 1996:82).

La dinámica de los cambios estructurales en el sistema global de energía, puede caracterizarse por tasas de cambio relativamente bajas. En la edad del carbón y la fuerza del vapor, el uso de la energía primaria global pervivió durante un largo periodo a través de la dependencia de las fuentes de energía tradicionales como la madera y la energía fósil. Por consiguiente, el carbón reemplazó lentamente a dichas fuentes. De la misma forma, pasaron casi cincuenta años para que el carbón fuera reemplazado por el petróleo como fuente de energía dominante.

El crecimiento histórico del consumo de energía primaria global se dio principalmente en los países desarrollados. Aproximadamente el 25% de la población mundial consume cerca del 80% de la energía global. El consumo acumulativo es más desigualmente distribuido. Cerca del 85% de toda la energía usada a la fecha ha sido consumida por menos del 20% de la población global acumulada desde 1860. Las diferencias en el consumo de energía comercial *per capita* son de un factor mayor a 20 entre el más alto y el más bajo consumo de energía regional, Norteamérica y África, respectivamente, pero de un factor de más de 500 entre países individuales. En la estructura del suministro de energía existe otra diferencia importante por la enorme

dependencia de fuentes de energía tradicionales y no comerciales en los países subdesarrollados (Hall, 1991:sp).

El petróleo es la fuente de energía primaria dominante en el mundo, pues representa el 33% del total, y le siguen el carbón y el gas natural con 24% y 18%, respectivamente. La energía hidroeléctrica y la nuclear son importantes regionalmente, contribuyen con más del 19% y 15% del suministro global de electricidad, respectivamente. Cerca del 13% de la energía final es derivada hacia la electricidad; la proporción más alta de energía final, 38%, se destina a la fabricación de productos petrolíferos y petroquímicos, la mitad de los cuales son utilizados en el sector transporte y constituyen el 96% de todas las necesidades de energía en este sector. El más grande transportador final de energía en la industria es el carbón, con el 30%, representando casi el 70% de todos sus usos directos. Dos terceras partes del carbón primario se usa para la generación eléctrica. Cerca del 30% del gas natural es usado para este último fin, y el resto se divide entre los usos industriales y los sectores residencial, comercial y agrícola. La electricidad es casi igualmente dividida entre todos esos usos finales. La biomasa, energético más tradicional, se utiliza localmente, con pequeña o ninguna conversión (Nakicenovic, 1996: 84).

Los cambios históricos de las fuentes tradicionales de energía, del carbón al petróleo crudo y gas natural, fueron acompañados por el desarrollo de elaborados sistemas de conversión para producción de formas más adecuadas de energía final, como la electricidad. Estos cambios estructurales, junto con las mejoras en el desempeño de tecnologías energéticas individuales, han generado mejoras de eficiencia significativas. La energía generalmente se relaciona con la producción a través de la correlación entre el consumo de energía *per capita* y el PIB, indicando la dominación de los parámetros económicos sobre las relaciones de la sociedad y la naturaleza.

Mundialmente, el carbón térmico es el recurso más abundante, y suponiendo que los valores de producción actuales se mantuvieran, el carbón tardaría aproximadamente quinientos años en desaparecer, en tanto el petróleo y gas sólo durarían entre cuarenta y cincuenta y cinco años, respectivamente. La energía hidráulica y la geotérmica no se han utilizado en su totalidad; la primera tiene cierto riesgo, ya que depende del clima y, además, sólo se transforma en

electricidad, a diferencia de la energía geotérmica, que además de generar electricidad, se utiliza como generador de vapor para las plantas industriales. En ambos casos, se deben transformar *in situ* a diferencia del petróleo, el gas y el carbón que son transportables.

El uranio, a través de un proceso termodinámico, genera electricidad en centrales nucleoelectricas mediante el uso de vapor como fluido de trabajo. En 1994, 17% de la electricidad mundial se generó con base en la energía nuclear y es comparable en su magnitud a la generada por la hidráulica (Swift-Hook, 1994: 6). Si se considera la relación de reservas probadas y producción anual, el suministro de uranio para las unidades nucleoelectricas en operación está asegurado para los próximos 150 años.

A nivel mundial, no debemos preocuparnos por una escasez de energía en el corto y mediano plazo que frene los planes de crecimiento económico y social; el problema radica en la distribución de los recursos energéticos que afecta a países y regiones específicas. Las preocupaciones actuales provienen de las limitaciones que la naturaleza nos impone, al tener que absorber los residuos térmicos y materiales de los procesos de transformación de los energéticos primarios y secundarios, y de su uso final.

México produce 3.48 millones de barriles de hidrocarburos al día, en promedio, en tanto que la producción de energía hidráulica, la geotérmica, el carbón, el uranio y la leña es equivalente a 0.6 millones de barriles de crudo al día, aproximadamente.

Con las reservas de hidrocarburos con que contaba nuestro país en 1994, de mantenerse un ritmo de extracción constante, se satisfaría la demanda presente, incluyendo las exportaciones, por un período aproximado de cincuenta años. También se conjetura que las reservas potenciales son muy grandes, se dice que varias veces las reservas probadas; si esto fuera real, sería un buen margen para el desarrollo del país en el principio del próximo siglo (Mulás, 1996: 125).

Las reservas de carbón, con su mismo ritmo de extracción, serían suficientes durante doce años para satisfacer la demanda, aún la requerida por las unidades carboeléctricas en construcción.

El uso de la energía es esencial para la vida humana en todas partes del mundo. Los tipos y cantidades de energía utilizados varían de un lugar a otro. Actualmente, en muchas regiones del planeta, hombres, mujeres y niños recolectan leños y estiércol para evitar el frío. Al mismo tiempo, individuos de países industrializados consumen diariamente grandes cantidades de energía.

El suministro total de energía en un lugar, región o nación, consiste en varias formas de ella, que tienen características distintas. En la categoría de energía comercial existen varios tipos principales que se pueden sustituir por razones económicas. Es decir, se pueden calentar los hogares con petróleo, gas natural, carbón, leños o electricidad; o hacer funcionar los trenes con carbón, diesel o electricidad; los automóviles, camiones y aviones funcionan con diversos productos petroleros, pero no con carbón. Comercialmente, se pueden convertir algunas formas de energía en otras, un ejemplo es el carbón, que puede ser utilizado para producir gas líquido si el precio resulta competitivo. La conversión más importante es la de la energía calorífica obtenida al quemar combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) en energía mecánica, mediante la expansión del vapor en una turbina, y la conversión de la energía mecánica resultante en energía eléctrica, mediante un generador acoplado directamente. La energía eléctrica resultante queda así disponible para miles de usos en una economía espacial: desde activar un sistema de ferrocarril hasta la organización de componentes electrónicos dentro de una computadora.

Sin lugar a duda, la energía es un elemento indispensable para el mantenimiento de la vida, pues es uno de los indicadores que más influyen en la relación entre la sociedad y la naturaleza, ya que las formas de uso y explotación de estos recursos naturales crea compatibilidades e incompatibilidades en la misma.

## **2.2 Clasificación de los energéticos.**

Las fuentes de energía pueden clasificarse de diversas maneras. Los criterios para ello dependen del objetivo de la clasificación. La primera es la que se basa en la causa que origina la energía; en ella, las fuentes se agrupan según su origen. Se puede distinguir entre aquellas fuentes de energía cuyo origen está en el núcleo y corteza terrestre y, aquéllas cuyo origen está fuera de dichas zonas, ya sea en las fuerzas gravitatorias del sistema solar o en la radiación que llega a la Tierra procedente del Sol (Puig, 1990: 150, 151) Entre las primeras se consideran:

- a) La geotermia, o calor interno de la Tierra.
- b) La nuclear, o energía asociada tanto a los procesos de desintegración natural de algunos átomos de elementos pesados (uranio, torio, neptunio y actinio) como a los procesos de fisión (requieren de una masa crítica que difícilmente se encuentra en la Tierra) y los de fusión nucleares (se dan espontáneamente en el Sol debido a la enorme temperatura que se requiere), que no ocurren de manera espontánea en la corteza terrestre.
- c) La química, que es la diferencia entre la energía que poseen las moléculas y las de sus átomos por separado. Los explosivos y la combustión del carbono son ejemplos de esta forma de energía.

Entre el segundo tipo de fuentes, se consideran:

- a) La gravitacional solar y lunar, que da lugar a las mareas.
- b) La solar, que tiene dos grandes agrupaciones:
  - 1. De flujo, o directa, que comprende las siguientes formas:
    - a) energía radiante, directa y almacenada térmicamente en la corteza y fotosintéticamente en la biomasa primaria.
    - b) inducida: eólica, hidráulica, oleaje, corrientes oceánicas.
  - 2. Almacenada geológicamente en forma de combustibles fósiles: carbón, gas natural y petróleo.

Teniendo en cuenta su carácter, las energías se clasifican en dos grandes grupos: permanentes y temporales, también conocidas como renovables y no renovables, o como energías de flujo y de capital.



Entre las temporales, no renovables o de capital se encuentran las fósiles, las fisiles<sup>1</sup> y la química. Las tres principales son el carbón, el petróleo y el gas natural. La turba o carbón joven, es considerada, de hecho, una fuente renovable puesto que se genera en pocos cientos de años.

Al dividir las fuentes renovables entre las que pueden considerarse de uso directo y las que se utilizan en forma acumulada, se logra una doble clasificación de las fuentes en cuanto a su origen y su carácter renovable.

**CUADRO 2.2.1**  
**CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES ENERGÉTICAS SEGÚN SU ORIGEN Y SU RENOVABILIDAD.**

*Renovabilidad de la fuente y período de renovación.*

Origen de la fuente	Directa, días.	Acumulada, años.	Geológica, millones de años.
Terrestre	Geotermia	Geotermia	Nuclear
Exterior	Solar directa	Solar acumtémica	Química
	Eólica	Biomasa primaria	Carbón
	Hidráulica	Animales	Gas natural
	Mareas	Turba	Petróleo
	Olas		
	Corrientes marinas		

FUENTE: PUIG, Josep y J. Corominas. (1990). *La ruta de la energía*. Editorial Anthropos. Barcelona España. p.152.

Otra clasificación considera que las fuentes de energía son: convencionales y no convencionales o alternas. Dentro de las primeras se encuentran el carbón, el petróleo y sus derivados, la hidroeléctrica, la geotermia y la energía nuclear. Las no convencionales son la biomasa, y las energías solar y eólica; por su origen, estas últimas se consideran prácticamente gratuitas, no contaminantes y relativamente seguras. Sin embargo, la tecnología para su aplicación es muy avanzada, por lo que económicamente resulta muy costoso su aprovechamiento (Espinosa, 1991: 40 - 42).

Las energías no convencionales o alternas son aquellas que no se han utilizado tradicionalmente en grandes volúmenes comerciales, en un país determinado.

<sup>1</sup>Las fuentes fisiles, son las que proporcionan energía a partir de la fisión de un átomo en otros átomos y partículas subatómicas, cuya masa total es inferior a la del átomo original.

Un ejemplo es Holanda, donde la energía eólica no es fuente alterna, ya que el viento se ha utilizado desde hace siglos, para mover molinos, bombear agua y ganar terreno al mar.

En México, se consideran fuentes no convencionales todas aquellas cuyo origen no sea la leña, el petróleo o la hidroelectricidad, las cuales tienen las características particulares que se señalan a continuación.

La biomasa se genera a partir de materia vegetal y animal, empleando diversos procesos de conversión, como la combustión directa. Los árboles son la fuente más importante de combustibles de biomasa (64%), tanto en áreas rurales como urbanas; el resto consiste en estiércol animal y residuos de cosechas utilizados en el campo. Un 88.5% de la biomasa de la madera se utiliza como leña y el resto como carbón vegetal; esta fuente de energía es la más importante en los países subdesarrollados, pues representa el 38% del consumo. En algunos de los países menos industrializados, donde el acceso a la red eléctrica es limitado, el 90% de las necesidades se satisface con la biomasa. En el sector doméstico la biomasa se utiliza principalmente para cocinar y en algunos sitios para calentar el ambiente en invierno (Acosta, 1996: 390).

En los países subdesarrollados y desarrollados, las agroindustrias utilizan grandes cantidades de residuos de biomasa para generar energía eléctrica. En los países en desarrollo, la biomasa, principalmente madera, se utiliza para secar té y tabaco, como procesador de alimentos, para cremación y en baños públicos.

En Estados Unidos de América, la biomasa se utiliza como combustible en el transporte, pues aproximadamente 50 instalaciones manufacturan combustible etanol a partir de cereales, principalmente el maíz (Acosta, 1996: 390).

En México, respecto al consumo de energía por rama de actividad económica, el proceso productivo de la industria azucarera registró una demanda del 68.7% de energía derivada de la biomasa, en tanto que el combustible representó el 30.9% y el 0.4% restante correspondió a la electricidad. Los requerimientos totales de esta rama, constituyeron el 8.9% de la demanda total del sector

industrial. En el sector residencial, entre los energéticos de mayor consumo destaca la biomasa después del gas licuado, teniendo una participación del 34.6% (Secretaría de Energía, 1997a: 20, 26, 28).

La energía solar, es aprovechada a través de celdas fotovoltaicas a base de tableros que reciben los rayos solares, o por espejos dirigidos hacia unas torres que concentran los rayos en un recipiente que hace las funciones de caldera.

Los elevados costos de las células fotovoltaicas y de las baterías para almacenar la electricidad, disminuyen por el momento las aplicaciones de estos sistemas, al cubrir demandas de poca potencia en zonas muy alejadas de las líneas de transporte eléctrico.

Gracias a estos sistemas de calentadores solares se generaron 1.0 petajoules durante 1996. La superficie instalada es de 236.2 miles de  $m^2$ , con un promedio de radiación solar de 18840.6  $kJ/m^2$ -día.

Dichos sistemas proporcionan algunos servicios como bombeo de agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas, señalamientos terrestres y marítimos y alumbrado público. La capacidad instalada en 1996 fue de 10.3 MW (Secretaría de Energía, 1997a: 31).

La energía eólica se genera a partir del viento, que tiene una velocidad entre 5 y 20 m por segundo; si se registran menos que el parámetro, el aparato no funciona, y si excede el límite superior debe suspenderse su uso para evitar daños a los equipos.

Las grandes dimensiones de las aspas de la turbina para alcanzar potencias superiores a 100 KW, son una limitación para estas máquinas, siendo las más extendidas las del orden de 10 KW que son utilizadas para suministro eléctrico a zonas agrícolas aisladas, faros e instalaciones similares.

La capacidad para generación eléctrica adicional a la de la CFE, a partir de aerogeneradores y bombas de agua eólicas, se ubicó en 291 KW (Secretaría de Energía, 1997a: 31).

## 2.3 Los energéticos convencionales: clasificación y características.

Dentro de los energéticos convencionales, están las energías denominadas no renovables, es decir, aquellas que se han formado a lo largo de épocas geológicas pasadas. Reciben el nombre de combustibles porque comúnmente se han utilizado y se les utiliza como tales, de tal forma que con su combustión, liberan la energía solar que acumularon hace millones de años.

El **carbón** es una roca negra que se extrae de las profundidades de la tierra, aunque en ocasiones puede aflorar en la superficie. Es un producto fosilizado de la descomposición de los bosques tropicales que crecieron en condiciones pantanosas. En estas zonas la exuberante vegetación, al morir, se depositaba en las aguas. Los movimientos geológicos que han ocurrido a lo largo de la historia de nuestro planeta, propiciaron que estas zonas se sumergieran y emergieran en varias ocasiones, en el transcurso de millones de años.

Los diferentes tipos de carbón se originaron por el proceso secuencial de cambios ocurridos en determinado tiempo denominados "carbonización".

Los períodos geológicos en los que se formó el carbón fueron el Carbonífero (345 a 280 millones de años) y el Cretácico (145 a 65 millones de años).

Por su composición química, los principales tipos de carbón son: turba, lignito, hulla y antracita. La turba es un carbón de baja calidad, pues se formó durante el último millón de años; en cambio, la antracita es el tipo de carbón más puro, con mayor contenido calórico.

Los yacimientos de carbón existentes en la corteza terrestre son explotados mediante la minería de galerías subterráneas o a cielo abierto, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre.

Por definición, "...el **petróleo** es un compuesto de hidrocarburos, es decir, una combinación de carbono e hidrógeno exclusivamente..." (PEMEX, 1980:2), que proceden de la fermentación bacteriana de lodos orgánicos de origen lacustre. Este origen se demuestra al comprobarse que los lugares donde se ha formado no han estado nunca a temperaturas superiores a 38°C, lo cual descarta la

teoría del origen mineral, ya que la obtención a partir de carburos metálicos requiere de temperaturas más elevadas. Los lodos orgánicos en el subsuelo se desplazan a través de las rocas permeables, por efecto de la elevación del grado geotérmico y a causa de las presiones sedimentarias y orogénicas. Por ello, las zonas petrolíferas se localizan frecuentemente junto a cadenas montañosas de reciente y antigua formación, con una antigüedad aproximada de 30 a 150 millones de años.

El petróleo asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición y la temperatura y presión a la que se encuentra. Su color varía entre el ámbar y el negro; su densidad es menor a la del agua. En estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido, por lo que, por seguridad, se le mezcla un compuesto sulfuroso para descubrir su presencia; se puede encontrar sólo o mezclado con el petróleo líquido dentro del mismo yacimiento. En el subsuelo, generalmente se localiza encima de una capa de agua.

Sin embargo, el petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en las capas del subsuelo; para que se origine un yacimiento donde se acumule petróleo y gas, es necesario que se presenten cuatro condiciones (PEMEX, 1980: 2,6):

1. Una roca almacenadora permeable en forma tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros microscópicos.
2. Una roca impermeable, que evite el escape del petróleo hacia la superficie.
3. Las rocas impermeables deben encontrarse de tal forma, que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y la temperatura.

El petróleo crudo, por sus características, tiene muy pocas aplicaciones, por lo que debe someterse a un proceso de elaboración denominado refinación, con el cual se elaboran los siguientes combustibles: gasolinas, gas licuado, turbosinas, querosenos, diesel, gasóleo industrial, combustóleo, asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, gas seco, etc.

La electricidad es una fuente de energía de uso industrial y doméstica muy apreciada, cuya demanda aumenta rápidamente a medida que avanza el proceso de desarrollo.

Se produce a partir de un gran número de fuentes de energía primarias, y es igualmente versátil en sus aplicaciones; además, debido a su conveniencia, rendimiento y bajo costo en relación a otras fuentes de energía primarias basadas en el petróleo o en el carbón mineral, ha llegado a ser la fuente principal de energía motriz estacionaria en la industria. Asimismo, de su uso como agente de iluminación y como fuente de energía para aparatos electrodomésticos, se derivan algunas de las grandes mejoras en la calidad de la vida. En consecuencia, la proporción en el consumo de energía ha mostrado un aumento continuo en los países en desarrollo (El Colegio de México, 1991: 241, 242).

La **energía hidroeléctrica** se define como aquella que se puede generar anualmente utilizando todos los aprovechamientos hidráulicos explotables técnica y económicamente.

La energía hidráulica es la energía potencial de ríos y lagos. En los ríos, la energía hidráulica se pierde en remolinos, erosión de las riberas y cauces, en los ruidos del torrente, y en choques y arranque de material de las rocas sueltas. Para extraer esta energía y convertirla en mecánica utilizable, resulta necesario eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas, y finalmente transformarla por medio de máquinas apropiadas. Por ello, las centrales hidroeléctricas se ubican en sitios específicos que reúnen características técnicas, económicas, ambientales y sociales para su construcción y operación.

En términos generales, el aprovechamiento hidroeléctrico es de dos tipos (Arriola, 1994:75):

1. Aprovechamiento por derivación, en el cual las aguas se desvían en un punto determinado del río y se conducen por medio de un canal a través de una pequeña pendiente para que el agua circule; al final del canal se instala una cámara de presión que sirve de arranque a la tubería, ésta conduce el agua por

el flanco del valle hasta las turbinas hidráulicas situadas en el extremo inferior, donde retorna el cauce del río.

2. Aprovechamiento por retención, en donde el agua se almacena en una presa originando un desnivel o carga hidráulica desde la superficie del agua hasta la base de la cortina. El agua se conduce a través de la tubería de presión hasta las turbinas localizadas al pie de la presa. En ésta, la energía cinética se transfiere al generador donde se transforma en energía eléctrica.

A lo largo del río se suelen instalar varias centrales en cascada, con la finalidad de aprovechar el salto total disponible; cada una de ellas recibe directamente el agua turbinada por la central superior así como, esporádicamente, las aportaciones de los afluentes intermedios.

Las centrales termoeléctricas utilizan combustóleo como fuente energética primaria en aquellas unidades alejadas de los centros urbanos y, gas natural en las plantas cercanas a las ciudades. Estas centrales requieren de importantes cantidades de agua (1l/seg/Mw de capacidad) en el sistema de enfriamiento debido, entre otras causas, a la evaporación provocada por las condiciones climatológicas.

La **energía geotérmica** es una fuente calorífica que proviene del núcleo de la Tierra; ésta se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas del interior de la Tierra, y alcanza niveles cercanos a la superficie, donde las condiciones geológicas deben ser favorables para su acumulación y para mantenerse y transmitirse a los mantos acuíferos del subsuelo.

A través de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas se extraen a la superficie transformándose en vapor el cual se utiliza para la generación de energía eléctrica.

Las concentraciones de energía geotérmica en forma de vapor, han sido las de mayor atención como fuentes de energía hasta el presente. Sin embargo, la presencia de manantiales térmicos o de depósitos de vapor subterráneos está limitada a pocos lugares. Los almacenamientos más comunes son los que

contienen agua sobrecalentada, pero son difíciles de detectar a partir de datos geológicos. Los almacenamientos de calor más comunes son los llamados "rocas secas" (depósitos con temperaturas superiores a la media). También se presenta un determinado número de depósitos a elevada temperatura asociados a los sistemas volcánicos.

La geotermia es un recurso relativamente importante en México desde 1959, gracias a la instalación de la primera planta experimental en Pathé, Hgo. A partir de entonces, la Comisión Federal de Electricidad ha desarrollado una competencia técnica para explorar, perforar y diseñar pozos, construir y operar plantas geotermoeléctricas (Arriola, 1994:85).

En cuanto a la **energía nuclear**, los descubrimientos sobre la estructura interna del átomo, datan desde finales del siglo pasado y comienzos del presente, lo cual ocasionó que varios científicos estudiaran con verdadera atención estas cuestiones.

La fusión nuclear es un proceso que se considera contrario a la fisión, pues en este caso, no es el núcleo de un átomo el que se divide para dar lugar a dos átomos más sencillos, sino que son dos de estos los que se fusionan para dar lugar a un átomo más pesado. Sin embargo, cuando se producen fusiones, la energía producida en el proceso es aun mayor que la obtenida mediante la fisión.

Desafortunadamente, la humanidad conoció la primera muestra de la capacidad de la energía nuclear en su peor aplicación cuando en agosto de 1945, un avión norteamericano lanzó una bomba sobre las ciudades de Hiroshima y Nagasaki. La cantidad de energía calorífica instantánea que produjo fue tal, que borró del mapa las ciudades y la vida de decenas de miles de habitantes.

Después de la trágica demostración de la capacidad de muerte y destrucción de la energía producida por la fusión nuclear, y finalizada ya la guerra, científicos y técnicos especializados se dedicaron a encontrar aplicaciones pacíficas a la energía acumulada en los núcleos de ciertos átomos. Habría que encontrar un método que permitiera dominar la reacción en cadena, de tal manera que la energía liberada en la misma pudiese ser controlada en su cantidad y velocidad.



Con esta finalidad, comenzaron a utilizarse los denominados reactores nucleares.

Las fisiones producidas en el núcleo del reactor producen energía que se transforma en calor, el cual ocasiona que la temperatura del núcleo se eleve hasta alcanzar cientos de grados centígrados. Por ello, se pensó que una aplicación de esta energía podía ser la producción de electricidad, en consecuencia, se instalaron las primeras centrales nucleares para producción de energía eléctrica a partir de 1954.

Hasta 1993, existían más de 430 reactores en operación, con una potencia total de más de 330 Gigawatts (GW), en veinticinco países, que generan más del 17% de la energía eléctrica producida en el mundo. En varios de los países la generación eléctrica por origen nuclear representa un porcentaje importante del total, destacando el caso de Francia con más del 70% de electricidad nuclear. En 1991, la energía nuclear representó en Estados Unidos y Canadá el 20% y 15% de la generación eléctrica total respectivamente, mientras que en México sólo representó el 4% (Vélez, 1993: 217); para 1996, la nucleenergía ascendió al 18.3% de la producción total de electricidad (Secretaría de Energía, 1997a: 12).

En México, la energía nuclear se genera en la central de Laguna Verde, localizada en el municipio de Alto Lucero, Ver. La primera unidad de 675 Megawatts (MW) entró en operación en septiembre de 1990; actualmente la segunda unidad está lista para cargar combustible e iniciar la etapa de pruebas operacionales (Arriola, 1994: 101).

En el Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994, se establece que una vez demostrado el funcionamiento seguro y adecuado de la central, se llevará a cabo un programa bien definido de centrales estandarizadas, que permita reducir costos, aprovechar los recursos humanos y apoyar a la industria nacional. Con ello se incrementará la capacidad de generación entre 1.6 GW y 5.5 GW para el año 2010 (SEMIP, 1990: 58). Sin embargo, no cabe duda que el principal problema de este energético, como en la mayoría de los países, es de origen social.

Las centrales nucleares utilizan el uranio como combustible más frecuente, el cual puede ser utilizado en forma natural o enriquecido artificialmente. Respecto a las reservas probables y probadas de uranio, éstas ascienden a 14000 toneladas, y garantizan el abastecimiento a lo largo de la vida productiva de Laguna Verde (Arriola, 1994: 103). El potencial uranífero del país aún resulta incierto, ya que podría tener un crecimiento importante en el futuro, pues se considera que casi la mitad del territorio nacional presenta características geológicas y geofísicas favorables.

#### **2.4 Los hidrocarburos: petróleo y gas natural. conceptos, características, factores de localización geográfica, implicaciones económicas y procesos de transformación y distribución.**

Generalmente se acepta que el petróleo se formó por acumulación de millones de organismos marinos que vivieron en aguas no muy profundas que rodeaban las tierras firmes en tiempos prehistóricos. Con el transcurso del tiempo éstos se fueron acumulando en el fondo del mar, en donde los ácidos grasos de los organismos se transformaron por reducción bacteriológica en un producto denominado "proto-petróleo"; éste, por calentamiento prolongado, se transformó en petróleo y gas natural (Puig, 1990: 206).

El petróleo y el gas natural se encuentran en las cuencas sedimentarias que ocupan amplias extensiones de la Tierra. Sin embargo, debido a que las formaciones geológicas impermeables están ausentes en muchas de ellas, sólo la mitad de las cuencas exploradas contienen petróleo en cantidades considerables.

El petróleo se extrae del subsuelo a través de perforaciones que se profundizan hasta encontrar el yacimiento que lo contiene; al llegar a él, la presión del gas o del agua hace que el petróleo pueda subir automáticamente a la superficie. A este proceso se le denomina producción primaria, y a través de él se extrae entre el 20% y 30% del petróleo contenido en el campo. Con la producción secundaria, que consiste en la inyección de agua, vapor, gas y productos químicos en el interior del yacimiento, se puede recuperar entre el 35% y 50% del petróleo. Los métodos de extracción que se han desarrollado a nivel laboratorio, tienen como finalidad aumentar la tasa de recuperación del petróleo

contenido en un campo petrolífero; a este proceso se le denomina producción terciaria (Puig, 1990: 207).

A medida que los grandes yacimientos de petróleo de buena calidad y fácil acceso se van agotando, se empieza a extraer petróleo de depósitos de menor calidad y/o más difícil acceso.

Por lo general, en el mismo campo petrolífero se separa el petróleo crudo del agua y del gas natural que lo acompañan.

El gas natural está constituido principalmente por metano, butano, etano y propano, y se encuentra en los yacimientos petrolíferos, disuelto o encima de la capa superior del petróleo, por lo cual se le conoce como gas natural asociado; por el contrario, cuando se localiza en yacimientos independientes recibe el nombre de gas natural no asociado.

Hasta hace poco tiempo al gas natural se le consideraba como un subproducto, ya que su búsqueda y utilización es menos importante, pues no puede adaptarse a muchos de los usos para los que se emplea el petróleo; además, su almacenamiento y transportación es más difícil, por lo cual se le quemaba *in situ*. Por ejemplo, en 1961 en Oriente Medio, Venezuela y Sahara, se quemaba una cantidad de gas natural equivalente a 45 millones de toneladas de carbón, sin embargo, este despilfarro se redujo a medida que se introdujo como fuente de energía.

El gas natural es distribuido, en su mayor parte, a través de gasoductos desde los yacimientos hasta los centros de consumo.

La explotación de los yacimientos requiere de grandes inversiones que se apoyen en una industria especializada. Es así como se presentan los siguientes factores de concentración de la industria del petróleo (George, 1984: 105-106) .

1. Condiciones técnicas de explotación de los yacimientos petrolíferos, es decir que las operaciones de explotación sean las suficientes para que los riesgos se compensen con la certeza de que haya una abundante y fructífera producción.

2. La explotación de pozos productivos asegura una extinción rápida de los gastos de perforación, proporcionando elevadísimos beneficios por la acumulación rápida de capitales.

3. El transporte y almacenaje únicamente pueden ser efectuados en un nivel de gran concentración, tanto en el terreno geográfico como en el financiero, lo cual considera la creación de la infraestructura necesaria en los lugares próximos a los yacimientos.

4. La refinación de los productos petrolíferos requiere de considerables inversiones; esto se debe a que la elaboración de los productos terminados se hace más complicada a causa de la diversificación de la demanda, y de la búsqueda de productos cada vez más especializados.

Además, existen ventajas económicas (condiciones favorables para tener bajos costos de producción, localizarse cerca de las principales regiones consumidoras, y obtener bajos costos de transporte) y ventajas políticas que son de mayor relevancia, ya que los gobiernos dan preferencia a los crudos locales aunque sea a costos superiores, que a las fuentes alternas. De esa manera, las compañías que comercializan el petróleo en un país pueden verse impedidos a importar petróleo de sus compañías asociadas del extranjero, por lo que nada más tienen la posibilidad de iniciar la producción en el país en cuestión o de comprar a otro que disponga de suministros locales (Odell, 1968: 49-62). Ambos factores han sido esenciales para concentrar la producción de petróleo en las áreas más prolíferas del mundo.

Las necesidades del transporte de la industria petrolera tiene tres categorías importantes (Odell, 1968: 185):

1. El movimiento del petróleo crudo desde las zonas de producción hasta las refinerías.

2. El transporte de los productos petrolíferos refinados hasta el mercado.

3. El transporte desde las refinerías situadas en el mercado, terminales oceánicas, hasta el consumidor final.

Sin embargo, estas categorías representan una aproximación a la situación real, que resulta muy compleja debido a que la demanda de productos petrolíferos cambia continuamente y las compañías deben satisfacer esta demanda con la cantidad mínima de inversión en transporte e instalaciones. La estructura del transporte en una compañía difiere de otra a causa de la diferencia de facilidades de producción y refinación.

Los suministros de crudo se transportan a las refinerías mediante una combinación de oleoductos y petroleros (embarcaciones) marítimos, cuyo uso relativo depende de los factores económicos y de localización.

Debido al comportamiento de la distribución se establece un principio general: "...en los países productores sólo se usan los oleoductos para hacer llegar al crudo hasta el punto de exportación más próximo posible, en donde los petroleros se encargan del transporte." (Odell, 1968: 196). La excepción a este principio ocurre cuando la construcción adicional del oleoducto ahorra el transporte de los petroleros en una distancia mayor, por ejemplo: los oleoductos que van desde Irak y Arabia Saudita hasta el Mediterráneo oriental.

Anteriormente las refinerías se localizaban en los mercados cerca de la costa por lo que los petroleros descargaban de manera directa en el lugar de elaboración de los crudos. En la actualidad existe la tendencia a localizarlas en el centro de áreas de consumo, propiciando un ahorro considerable en el transporte marítimo.

El crecimiento de la capacidad de refinado en las zonas de consumo, más que en las áreas de producción, y el transporte de productos desde las refinerías de exportación, crecerá más lentamente que el movimiento de crudos. Sin embargo, debe considerarse que las refinerías localizadas en las zonas productivas seguirán operando y creciendo, debido a la presión que ejercen los gobiernos de las zonas y a la necesidad de asegurar la capacidad de satisfacer los requerimientos de todo el mundo cuando la producción de las refinerías situadas en el mercado de consumo no logren alcanzar la demanda de los productos petroleros.

La estructura mundial del transporte de productos petroleros, se hace cada vez más compleja, lo cual proporciona a las compañías internacionales una justificación para permitir que sigan operando y construyendo refinerías en lugar de que lo haga una compañía nacional que puede comprar más barato sus suministros de crudo. Las compañías internacionales, gracias a que operan en varios países, pueden vender cualquier excedente que se produzca. Además, la venta a una compañía asociada se realizará al precio marcado, mientras que una refinería nacionalizada tendrá frecuentemente que aceptar un precio mucho más bajo, debido a que la compañía a la que se compra no es conocida.

Otro factor que influye en la cada vez más complicada estructura del transporte, es que muchas de las nuevas refinerías tendrán costos mínimos y se especializarán en la producción de una gama muy limitada de artículos básicos, mientras que los productos especiales (combustible para aviones, betún y lubricantes) se transportarán en cantidades crecientes desde su punto de origen, es decir, de las grandes refinerías alimentadas con crudos adecuados para la generación de productos de esta clase.

El movimiento de gases naturales en forma líquida, desde las principales regiones productoras de petróleo, constituye un hecho que ha aumentado la importancia del transporte. La demanda de gases se ha satisfecho con propano y butano, pero su consumo tiende a crecer, por lo cual se están adoptando una serie de estrategias para extraer los gases a partir del gas natural mojado obtenido en asociación con la producción de petróleo.

El movimiento de los productos de la refinería hasta el consumidor o minorista, constituye el aspecto final de transporte del petróleo.

Por lo anterior se concluye que "...la distribución de la producción se subordina a la importancia de la demanda mucho más que a las posibilidades naturales" (George, 1964: 91).

El consumo *per capita* de petróleo en un país, está en función de: a) la capacidad o incapacidad del petróleo para competir con otras fuentes de energía primaria (carbón, gas natural, energía eléctrica y energía atómica) en los precios relativos, los cuales pueden estar afectados por cuestiones

diferentes a las comerciales (políticas energéticas), b) el grado de desarrollo económico, medido por la intensidad de la industrialización y las facilidades de transporte que determinan, en gran medida, el uso de la energía.

Intentar establecer relaciones precisas entre los niveles de consumo de energía y los de actividad económica, conducen a serias dificultades, por lo cual los resultados deben utilizarse con reserva. Dichas dificultades se derivan de tres factores:

1. Existen dificultades para definir y cuantificar el consumo de energía y la actividad económica en función de una unidad común, es decir, la producción se puede medir como equivalencia entre la materia prima y la energía realmente producida, y también por la cantidad de materia prima necesaria para producir la misma cantidad de energía. Al utilizar ésta última, la variación será tanto de un momento a otro como de un lugar a otro.

2. La relación entre las dos variables difiere en estadios distintos de desarrollo económico. En una economía adormecida, se emplea poca energía comercial, pues la sociedad se encuentra en el nivel de subsistencia, y depende principalmente de madera y estiércol. Además, el intercambio de bienes es mínimo, por lo que la demanda de transporte es muy limitada.

Cuando se eleva el nivel de desarrollo económico, la creación de industrias propicia un aumento rápido en el uso de la energía, siendo las industrias cementeras, del hierro y acero las que mayor volumen necesitan, lo cual conduce a una rápida extensión de la demanda de transporte que también necesita energía.

Con la industrialización y urbanización, la mayoría de la población ya no puede buscar por sí misma su propio combustible, convirtiéndose así en dependientes de las adquisiciones de petróleo, carbón, electricidad y gas.

3. La creciente eficiencia en el uso de la energía en una economía en donde los adelantos técnicos son deficientes, y donde los empresarios continuamente buscan medios para reducir sus costos de producción con la finalidad de obtener una ventaja sobre sus competidores, conduce a la sustitución de

combustibles, con el objetivo de ahorrar lo máximo, y que las plantas eficientes funcionen con un mayor rendimiento.

Las variaciones en los regímenes comerciales de los diferentes países conlleva una nueva complicación, es decir, si un país produce bienes para la exportación que significan un mayor consumo de la energía que los bienes de importación, el consumo de energía *per capita* del país será superior al de otro país con el mismo nivel de desarrollo económico, pero con distinto régimen comercial.

Con estos factores es imposible establecer alguna correlación precisa entre la renta nacional y el consumo de energía, sin embargo en términos generales, se puede establecer la tesis de que "...cuanto mayor sea la fase de desarrollo económico alcanzada, mayor será el uso de la energía" (Odell, 1968: 102).

La evolución del consumo de productos petroleros, muestra una buena posición para competir con otras fuentes de energía, principalmente con el carbón. El proceso competitivo entre distintas fuentes de energía se desarrolla de diferentes formas en distintos países. Se debe tomar en cuenta que entre todas las fuentes de energía, el petróleo tiene la base más amplia de mercados sin competencia; en éstos, el consumo se relacionará directamente con el desarrollo de los sectores de la economía en cuestión, y con el grado de progreso técnico que generalmente pretende producir la cantidad de energía necesaria para realizar una tarea determinada.

El aspecto más relevante lo constituye el empleo del petróleo en el transporte, el cual, a excepción de la máquina de vapor y del empleo de la electricidad en ferrocarriles y parte del transporte urbano, en todos los demás medios de transporte los productos petroleros carecen de competidores. La expansión del transporte de pasajeros y mercancías por carretera es de suma importancia para estimular la demanda de petróleo; de igual manera ocurre con el transporte aéreo y marítimo, que se siguen expandiendo gracias al aumento del comercio internacional y al crecimiento de los viajes al extranjero.

En la mayor parte de las industrias, en la producción de gas y electricidad y en el consumo residencial, el empleo de petróleo depende de su capacidad para competir con las otras fuentes principales de energía primaria. Los factores que



se deben tomar en cuenta son: la disponibilidad física de fuentes alternativas de energía, sus precios en relación con las distintas eficiencias, su comodidad y adecuación a varios usos finales y la actitud de los gobiernos nacionales para satisfacer las necesidades de energía de país.

La estructura del consumo mundial *per capita* del petróleo y los cambios relevantes en la misma, deben examinarse en función de las necesidades de energía de la economía y de la capacidad de competencia del petróleo. Además, el éxito o fracaso del empleo del petróleo no depende solamente del precio al que se ofrece en los centros de consumo, comparativamente con otros combustibles; también depende de la actitud política adoptada con respecto a los diversos combustibles disponibles. Esto tiene una especial importancia en los lugares donde existen recursos nacionales de energía que se encuentran protegidos, con el fin de evitar los problemas asociados con la rehabilitación de regiones de un país que depende de la producción continua de sus recursos de energía, o en donde existen recursos que se utilizan en su grado máximo posible, ya sea por razones de seguridad de suministros, o a causa de que el país no puede mantener el gasto de divisas sobre los productos importados, aunque éstos sean más económicos que la alternativa de producción nacional.

## **2.5 La energía eléctrica: conceptos, clasificación, características geográficas e implicaciones económicas.**

La energía eléctrica se puede definir como energía mecánica transformada, además, "...constituye una energía secundaria, ya que no se obtiene directamente de la naturaleza, sino que se genera a partir de las fuentes de energía primaria como el carbón o el petróleo" (Cazadero, 1995: 174).

Desde el momento en que se utiliza el motor eléctrico y las ciudades sustituyen su iluminación mediante gas o acetileno por lámparas de incandescencia, la electricidad se hace presente en todas las actividades humanas.

La energía eléctrica se produce en instalaciones que se conocen como centrales eléctricas, a través de unas máquinas llamadas generadores, y cuyo nombre está ligado al energético primario utilizado, y son: las centrales termoeléctricas que se abastecen de combustóleo, carbón o gas; las centrales

de ciclo combinado, que operan con diesel o gas; las de combustión interna que trabajan con combustóleo y diesel; las nucleoelectricas, que funcionan a partir de la fusión atómica; las hidroelectricas, que aprovechan la energía potencial del agua y las centrales geotermoeléctricas que utilizan el vapor producido en mantos de agua subterránea.

La energía eléctrica se genera en lugares donde existen condiciones naturales como: una caída de agua, posibilidades para construir una presa, vapor geotérmico, yacimientos de carbón, etcétera. Por lo general, estos lugares se localizan alejados de los centros de consumo: poblaciones urbanas, parques industriales y regiones agrícolas, con excepción de las termoeléctricas.

Las características de las centrales clasificadas como convencionales, están expresadas en el apartado 2.3, por lo cual se caracterizarán las demás centrales que generan energía eléctrica.

Las centrales turbogas emplean como combustible gas natural o diesel; en los modelos más avanzados se puede utilizar combustóleo o petróleo crudo. En una máquina especial, el cambio de combustible se puede realizar en forma automática, el cual tiene efectos en su potencia y eficiencia. Sus ventajas radican en satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos unidades generadoras: turbogas y vapor. Al término del ciclo de generación en las unidades turbogas, los gases desechados tienen un importante contenido energético, debido a su alta temperatura. En este tipo de centrales, la energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para la generación de energía eléctrica adicional.

Este tipo de centrales tienen la ventaja de que es posible construirlas en dos etapas: la primera, turbogas, que se puede terminar en un breve plazo e iniciar inmediatamente su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y así completarse el ciclo combinado. En estas unidades el cambio de combustible afecta la potencia y eficiencia.

Las centrales de combustión interna aprovechan la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador. Estas centrales consumen una mezcla de combustóleo y diesel.

Las centrales carboeléctricas tienen la misma concepción básica que las termoeléctricas, la diferencia radica en el uso del carbón como combustible y en el manejo de los residuos de combustión, ya que cuando utilizan carbón con alto contenido de azufre es necesario instalar equipos de control de emisiones (desulfuradores). Las centrales que no tienen este equipo, se clasifican en las siguientes centrales básicas:

1. Carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales, que utiliza carbón con alto contenido de cenizas.
2. Carboeléctrica sin desulfurador y con quemadores duales para carbón y combustóleo, siendo el primero el combustible primario con un contenido de azufre de menos de 1%.
3. Carboeléctrica con desulfurador y quemadores duales para carbón y combustóleo, siendo el primero el combustible primario con un contenido de azufre de menos de 2.6%.

La producción y el consumo de la energía eléctrica están determinadas por dos caracteres específicos: la imposibilidad de almacenaje, ya que debe ser producida en el mismo momento en que se realiza la demanda; y el rápido aumento del precio de la energía suministrada, equivalente a la distancia a recorrer entre la central productora y la fábrica consumidora (George, 1984: 123).

El transporte de la energía, es un factor técnico esencial en la localización de los centros de producción eléctrica, particularmente en la hidroelectricidad. Cuando la energía se transporta en líneas de alta tensión, resulta muy caro, debido al precio del tendido de las líneas. El límite de rentabilidad se presenta cuando el tendido se hace en millares de kilómetros, a excepción de cuando se trata de transportar energía producida a precios muy bajos.

Por lo anterior, "...debe elegirse entre la instalación de industrias consumidoras en las proximidades de las grandes reservas de energía natural renovable, y la utilización en la regiones industriales de recursos de precio bruto más elevado y de técnicas más delicadas" (George, 1984: 123).

El proceso de producción de energía eléctrica abarca, principalmente, la generación de la misma por medio de centrales generadoras, y su transporte a los centros de consumo para su distribución y entrega a los usuarios.

La transmisión se lleva a cabo por medio de líneas que son el elemento de enlace entre las centrales y las subestaciones, y su objeto es transportar la energía eléctrica; se diseñan a partir del volumen de energía a transmitir, la distancia entre sus extremos, el trazo geográfico, la naturaleza del terreno y el medio ambiente. Además, su construcción debe estar protegida contra descargas atmosféricas. Las subestaciones se componen de diversos elementos, equipos y sistemas que tienen como función elevar o reducir la tensión de acuerdo con las necesidades, y transmitirla hasta los centros de consumo.

El proceso de distribución se inicia en las subestaciones de potencia que alimentan a las subestaciones de distribución, y finalmente se suministra la energía en baja tensión a los consumidores residenciales o comerciales, dicho proceso finaliza con las líneas de servicio individual que incluyen el equipo de medición.

La red de distribución de energía eléctrica se ubica en zonas urbanas y rurales, y está instalada en gran variedad de regiones: llanuras, selvas, desiertos; por lo mismo, queda expuesta a diferentes condiciones climatológicas y agentes atmosféricos, por lo cual el sistema está sujeto a eventualidades muy variadas y es altamente dinámico para poder hacer frente al aumento de la demanda de energía y a la creciente electrificación.

Debido a que las instalaciones de distribución son aéreas en un 97% de su extensión, están expuestas a agentes externos naturales como tormentas, contaminación salina, descargas atmosféricas, fuertes vientos, etc., así como a

aquellos provocados en forma intencional o circunstancial por el hombre, lo que puede ocasionar la interrupción del servicio en cualquier momento.

Teóricamente se sabe que a mayor desarrollo, mayor consumo *per capita* de energía, sin embargo Jean Marie Martin, introduce un elemento adicional mediante el cual analiza el consumo de energía, no sólo en función del producto económico, sino también en cuanto al tipo, estructura e intensidad del desarrollo industrial, que explica las diferencias de consumo energético entre países de similar nivel de desarrollo económico (Pedrero, 1994: 319).

Por ejemplo Alemania, tiene consumos de energía *per capita* relativamente más intensos que Francia, debido a que su tipo de industria es más pesada, y por lo tanto, el uso de energéticos es intensivo. Estados Unidos, muestra consumos energéticos muy superiores a los países europeos o Japón; esto revela que a pesar del gran esfuerzo de ahorro y uso eficiente por parte de Estados Unidos en el período crítico de 1973 - 1981, el ahorro obtenido por los otros países desarrollados, sujetos a mayor escasez y costo de los energéticos, fue más intenso. Por lo anterior, no cabe duda que la crisis petrolera ocasionó una toma de conciencia internacional acerca de la necesidad de ahorrar energía, ya sea por razones estratégicas de operatividad y seguridad, como por la ventaja directa revelada por los costos.

La diferencia de respuesta de los países a la evolución de los precios de los energéticos derivados de la crisis petrolera, es reflejo de su racionalidad económica y de su estrategia global de autodeterminación.

El avance tecnológico tiene efectos complejos en el consumo de la electricidad; por una lado se tiene que, a consecuencia de este avance es cada vez más eficiente el uso de la electricidad para lograr resultados y, en consecuencia, se reduce el consumo unitario. Por otra parte, el avance tecnológico y la integración en bloques económicos de países reducen el costo de los generadores eléctricos y de los equipos electrificados, que se diversifican ampliando las opciones de satisfacción de las necesidades y creando otras. Por lo que "...a menor costo de satisfactores y mayor diversidad, mayor demanda derivada de electricidad" (Pedrero, 1994: 330).

Los principales sectores consumidores de energía son: la industria, el transporte, el comercio, los servicios públicos y el doméstico, al analizarlos se puede vislumbrar la posible evolución del efecto de los cambios tecnológicos en la demanda de electricidad.

En las industrias donde el uso de la energía es más intensivo, el avance tecnológico ha sido elevado, pues día a día surgen innovaciones que requieren menos energía para obtener el mismo resultado. Con estos avances, la tecnología conocida actualmente ha logrado que el requerimiento unitario de la electricidad se reduzca. Otras formas de optimizar el uso de la electricidad, pueden ser los cambios en los sistemas de enfriamiento y refrigeración, o de calentamiento con fuentes complementarias.

Sin embargo, el ahorro energético, no requiere solamente cambios tecnológicos, pues bastaría con aplicar correctamente las normas de fabricación de equipos, evitar fugas, y mejorar o reponer aislamientos en áreas radiantes o expuestas a pérdida energética (Pedrero, 1994: 332).

Esto ha permitido la reducción de los consumos unitarios en la industria, no obstante, las tendencias a la automatización y la reducción de costos de alta tecnología, tenderán a elevar la demanda de electricidad de formas alternas de energía.

El costo elevado del petróleo propició el aumento de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y nucleares, así como el aumento de fuentes alternas para generar electricidad; pero la reducción del precio del petróleo en la década de los ochenta frenó esa tendencia, sin embargo, el avance logrado produjo cambios irreversibles en todos los procesos que lograron su optimización.

El avance tecnológico del sector transporte y las demandas sociales respecto al mejoramiento ambiental harán que el uso de combustibles se sustituya poco a poco por electricidad. La demanda de electricidad en este sector, está dada por el efecto del cambio tecnológico en los equipos y sistemas de transporte, y por la manera en que se programe su actividad. Un ejemplo, es la importancia relativa que tienen los ferrocarriles respecto al autotransporte, ya que el ferrocarril consume menos de la cuarta parte de combustible que el más

eficiente autotransporte, además de que el ferrocarril otorga dos servicios: el de transporte de pasajeros y de carga.

Respecto al transporte urbano, los sistemas públicos electrificados tienen dos ventajas: consumen menos del 30% de la energía que gastan los automóviles particulares y menos del 50% del consumo de energía primaria respecto de los transportes públicos de combustión interna. La otra ventaja es que no contaminan en la zona que operan, de tal manera que la contaminación derivada de la generación eléctrica, además de ser menor, se puede realizar en zonas donde no cause daños o sean poco significativos.

La evolución de los vehículos eléctricos y las necesidades ambientales, ocasionarán el perfeccionamiento y operación electrificada de los transportes públicos urbanos, además de que el transporte individual será electrificado parcial o totalmente. Con esto se podría, por un lado, reducir el consumo de energía primaria y, por el otro, resolver definitivamente el problema de la contaminación atmosférica en las áreas urbanas.

El consumo de electricidad en el sector comercial, responde a los avances en tecnología de iluminación, acondicionamiento de aire, y en la comercialización de los alimentos por los progresos en la eficiencia de la refrigeración.

Los mayores consumos de electricidad se encuentran en la iluminación, la refrigeración y el acondicionamiento ambiental; el avance tecnológico permitirá que los equipos sean más avanzados y las técnicas darán un uso más racional al fluido eléctrico. Los cambios en las modalidades de compraventa reducirán las operaciones comerciales en la forma tradicional y tenderá a propiciarse una vinculación más directa del hogar con los proveedores en grandes almacenes sin acceso directo al público, que realicen entrega de mercancías periódicamente y servicios solicitados por programación electrónica desde el hogar del cliente.

El sector residencial es de suma importancia en el consumo de electricidad; en él han ocurrido cambios de considerable importancia para el consumo futuro, ya que existen aparatos electrodomésticos cada vez más complejos, que ofrecen

mejores y mayores opciones de bienestar familiar, además el diseño avanzado de estos aparatos propician un ahorro de energía.

En el alumbrado se cuenta con lámparas fluorescentes, que producen la misma iluminación que las incandescentes con sólo el 25% del consumo de energía; tienen dispositivos que atenúan la iluminación de las lámparas, o bien que las apagan automáticamente de acuerdo con las necesidades. Los televisores y radios han reducido su consumo de electricidad a menos de la cuarta parte del que tenían antes de la crisis petrolera.

En la cocina se cuenta con diferentes aparatos que simplifican la preparación de alimentos, de tal manera que ahorran tiempo y reducen los desperdicios. Existe la probabilidad de que estos aparatos consuman lo mínimo posible de energía, pero que aumenten en número. En la conservación de alimentos es posible que el refrigerador, que actualmente es el responsable de un importante ahorro en el consumo de energía eléctrica doméstica, continúe con la tendencia a disminuir el consumo; ya que, entre 1973 y 1990, el consumo de energía por refrigerador se ha logrado reducir a la mitad.

Los diseños arquitectónicos y la elección de los materiales de construcción de las viviendas se tendrán que orientar a optimizar el consumo energético, sobre todo a medida que la escasez de energéticos y las restricciones de protección del medio ambiente se reflejen en las tarifas eléctricas.



## **CAPÍTULO III. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD EN MÉXICO.**

### **3.1 Principales etapas históricas en la evolución de la industria petrolera en México.**

Desde hace cuatro siglos y medio el petróleo era ya conocido en México; las tribus indígenas lo utilizaron como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante, e inclusive como incienso en sus ritos religiosos (Lozada, 1988:22). En Veracruz, los totonacas lo recogían de las chapopoterías de los pantanos empleándolo como iluminante.

Durante la dominación española (1521- 1821) el petróleo y los demás minerales fueron propiedad de la Corona. En 1836 se firmó el tratado de Paz y Amistad entre México y España, con lo cual México adquirió todos los derechos sobre sus recursos energéticos (PEMEX, 1980: 15).

A partir del 14 de noviembre de 1864, Maximiliano de Habsburgo otorgó 38 concesiones petroleras a particulares en poco menos de un año, lo cual permitió que varias compañías iniciaran trabajos de exploración, construcción de pequeñas refinerías y explotación de chapopoterías en Veracruz, Tabasco y Tamaulipas, con lo que se obtuvo petróleo abundante de buena calidad (PEMEX, 1980: 15-17).

La verdadera historia del petróleo en México inicia en el municipio de El Ébano, S.L.P., en la hacienda "El Tulillo", con una extensión de 90 000 hectáreas, la cual estaba invadida de fango y chapopoterías; en ella se instaló el primer campo petrolero con capital norteamericano, en 1900 (PEMEX, 1980: 17-18).

El 24 de diciembre de 1901, se decretó la Ley del Petróleo de los Estados Unidos Mexicanos en donde se autorizaba al Poder Ejecutivo Federal a conceder permisos de exploración y patentes para la explotación del petróleo y el gas, expedir leyes y fijar impuestos. Es así como Porfirio Díaz otorgó las primeras concesiones a los extranjeros, lo cual propició una abundante producción de petróleo, y obligó a la construcción, en 1903, de la primera refinería en El Ébano, S.L.P., dedicada a la producción de asfalto, con una

capacidad inicial de 2 000 barriles diarios, además de otras industrias para envasar el producto (PEMEX, 1980: 19-22).

En 1906, el Congreso de la Unión aprobó el proyecto enviado por el General Díaz, en donde se permitía la exploración y explotación de los criaderos de petróleo existentes en los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, San Luis Potosí y Tamaulipas, lo que favoreció la formación de nuevas compañías con capital extranjero (PEMEX, 1980: 23).

La refinería de Ciudad Madero se constituyó en 1940, con la desaparición de las refinерías de Bellavista, Mata Redonda y Árbol Grande, su establecimiento se debe a los yacimientos petroleros ubicados en la "Faja de Oro". Las instalaciones actuales datan de 1958 (Santiago, 1996: 67; PEMEX, 1980: 23).

La primeras instalaciones de la refinería Minatitlán datan de 1906, las cuales fueron desmanteladas totalmente para construir la refinería más grande de PEMEX y una de las mayores de América Latina (Santiago, 1996: 67).

Los accidentes ocurridos al ser explotado el petróleo, permitieron conocer la capacidad del subsuelo mexicano; un ejemplo de ello es el pozo "Juan Casiano" No. 7, pues durante los 8 días que duraron los trabajos para salvarlo en 1910, la pérdida de petróleo fue de 25 000 barriles diarios y durante su periodo de actividad, que fue de 10 años, tuvo una producción que excedió los 71 millones de barriles (PEMEX, 1980: 23-24).

La Revolución Mexicana no alteró la evolución de la industria petrolera, pues su ritmo de ascenso inició en 1911 con una producción de 12 546 826 barriles hasta llegar a su "época de oro" en 1921, con 193 397 586 barriles al año, mismos que le permitieron ocupar el segundo lugar mundial (PEMEX, 1980: 24).

Debido a que la cantidad de petróleo con la que México contaba era superior a la que exigía el consumo nacional en 1910, se pudo realizar la primera exportación, por parte de la Huasteca Petroleum Company a la Magnolia Petroleum Company, de un volumen de 30 262 barriles de petróleo (PEMEX, 1980: 24). Esto propició que las compañías petroleras extranjeras se

establecieran plenamente en nuestro país y que además de explotar el subsuelo, también lo hicieran con el pueblo mexicano.

En 1911, las compañías extranjeras más fuertes controlaban comercialmente el 97% de la producción, y el 3% restante lo controlaba la empresa semioficial "Petróleos de México, S.A." (PEMEX, 1980: 25). Es así como dio inicio una época de terror y miseria para el pueblo mexicano, pues las compañías se valían de cualquier cosa para adueñarse de los terrenos en los que había el codiciado "oro negro".

El 19 de marzo de 1915, el Gobierno Constitucionalista expidió en Veracruz un decreto en donde se establecía la Comisión Técnica del Petróleo, dependiente de la Secretaría de Fomento Colonización e Industria (Lozada, 1988: 24), con la finalidad de que se hiciera cargo de una investigación de la industria petrolera y estudiara la leyes y reglamentos que deberían dictarse para intentar la conservación de este recurso natural.

El 7 de abril de 1916, la Comisión Técnica Petrolera presentó un informe detallado de sus descubrimientos y recomendó que México asumiera los derechos sobre el subsuelo. Por ello, el 5 de febrero de 1917, se promulgó la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en cuyo artículo 27, párrafo cuarto, se declara el dominio directo de la Nación sobre los derechos minerales, entre ellos el petróleo y los hidrocarburos.

En abril de 1917, el Gobierno Constitucional estableció un impuesto sobre la producción petrolífera, que se pagaba por medio de una estampilla arancelaria con la finalidad de evitar que la Compañía Mexicana de Petróleo "El Águila" se negara a cubrirlo, apoyada en la concesión de 1906. En este año México ocupó el tercer lugar como productor mundial de petróleo crudo con 55 292 767 barriles (PEMEX, 1980:31).

El pozo petrolero "Cerro Azul" No. 4, propiedad de la Huasteca Petroleum Company, localizado entre los municipios de Tantoco y Tepetzintla, Ver. ha sido la fuente más famosa de hidrocarburos; su perforación tuvo interrupciones debido a cuestiones atmosféricas, pero al reanudarse y lograr romper una roca caliza del Cretácico Inferior se localizó una de las más grandes acumulaciones

de petróleo en la región. Sin embargo, eso no era todo, ya que al continuar la perforación, se produjo una gran explosión, la cual dio salida a un gran volumen de gas seco y transparente durante siete horas seguidas, que se fue transformando poco a poco en aceite hasta que únicamente brotó petróleo; posteriormente y después de muchos esfuerzos, se logró medir el promedio del flujo de petróleo, siendo éste, en cinco días, de 1 035 261 barriles diarios (PEMEX, 1980:27-29).

La producción de este pozo, al 31 de diciembre de 1921, fue de 57 082 756 barriles, y para mediados de marzo de 1977 producía aun 13 barriles diarios (PEMEX, 1980: 29).

Entre los años de 1908 y 1928 se descubrieron los campos petroleros de la famosa "Faja de Oro", localizada sobre la planicie costera del Golfo de México en territorio veracruzano; dicha faja se extiende entre 75 y 190 kilómetros al sur de la Ciudad de Tampico, y está constituida por los campos de San Diego, Juan Casiano, Potrero del Llano, Alazán, Álamo, Naranjos, Tepetate, Cerro Azul, Juan Felipe, Chiconcillo-San Miguel, Chinampa Sur, Amatlán Sur, Zacamixtle, Tierra Blanca, San Jerónimo, Cerro Viejo, Toteco, Chapopote Nuñez, Paso Real, San Isidro y Jardín (PEMEX, 1980: 29-30).

A fines de 1921 comenzó a filtrarse agua salada en algunos pozos de la "Faja de Oro" y para 1922 este fenómeno se propagó a más pozos. En éste último año se incendiaron los pozos de "Mariwether" No. 3 y "Morrison" No. 5. perforados en Amatlán. Estos accidentes causaron el descenso de la producción petrolera de 182 278 457 barriles en 1922 a 32 805 495 en 1932 (PEMEX, 1980: 32).

La producción de los campos de Furbero, al sur de Poza Rica, Ver., y el consumo de productos petroleros que aumentaba diariamente en la ciudad de México, propiciaron que la compañía "El Águila" decidiera construir, en 1930, un oleoducto de 223 kilómetros de longitud para unir los campos petroleros de Papantla y del sur de Tuxpan, que formaban parte del sistema Potrero del Llano-Naranjos-Tampico, hasta el noreste del Distrito Federal, en la Delegación de Azcapotzalco, en donde se proyectaba instalar una refinería con sus

respectivos tanques de almacenamiento. El oleoducto entró en servicio el 17 de febrero de 1932, con un régimen de 1 200 m<sup>3</sup>/día (PEMEX, 1980: 32).

En 1936 se formó el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, con el objetivo de defender los derechos de los hasta entonces maltratados trabajadores. Una vez constituido éste, se elaboró el proyecto de "Contrato Colectivo de Aplicación General", que fue enviado a todas las compañías petroleras para que sustituyese a los diversos contratos colectivos vigentes en cada empresa, emplazándolas a huelga en 10 días si no entablaban negociaciones sobre las bases de dicho proyecto. Dicho contrato no fue aceptado y el emplazamiento a huelga se fue postergando hasta llegar a un ultimátum, a pesar de las intervenciones del Presidente Cárdenas, por lo que el 28 de mayo de 1937 los trabajadores llegaron a la huelga, la cual estuvo a punto de paralizar la economía nacional, pues tuvo una duración de trece días.

Por instrucciones del Presidente Cárdenas, el tribunal laboral estudió las peticiones de ambas partes, lo cual concluyó en un proyecto de solución que no agradó a las compañías, por lo que solicitaron la intervención de la Suprema Corte que finalmente rechazó el plan propuesto por éstas.

Esto dio paso a que el 18 de marzo de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas decretara la expropiación de la industria petrolera mexicana creándose así la institución pública "Petróleos Mexicanos", la cual empezó a efectuar trabajos de localización, perforación, instalación de refinerías, etc. Con ello México inició una gran industria petrolera, actividad que ha estado ligada a los movimientos sociales y políticos del país en distintas épocas, y desde luego ha tenido una relevancia vital en su evolución económica (PEMEX, 1980: 33-40).

Al consumarse la expropiación petrolera, la primera administración de Petróleos Mexicanos tuvo que enfrentarse a un sinnúmero de dificultades, pues la Standard Oil Of New Jersey y la Royal Dutch Shell, declararon un boicot en contra de la economía mexicana, y ello trajo varias consecuencias: falta de mercado para nuestro petróleo; imposibilidad de conseguir refacciones para las instalaciones que dejaron las compañías; que no se contara con el número suficiente de técnicos para manejar la industria; falta de tetraetilo de plomo para elaborar las gasolinas con el debido índice de octano; dificultad para obtener

algunas materias primas de vital importancia para la industria, etc. Con esta presión, las compañías creyeron que el fracaso de Petróleos Mexicanos era inminente y que regresarían muy pronto; sin embargo, no contaron con la devoción y el patriotismo de obreros, técnicos y administradores, quienes realizaron grandes esfuerzos para conservar este patrimonio (PEMEX, 1980: 46).

Los primeros años de vida de Petróleos Mexicanos fueron muy difíciles, pero poco a poco la administración logró estructurar la industria; el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana envió a las treinta y dos secciones que lo componían una circular que contenía el programa conforme al cual se debían sujetar para la nueva administración de la industria; los artesanos mexicanos fabricaron algunas de las refacciones que se necesitaban urgentemente; los ferrocarrileros cooperaron para solucionar el problema de la distribución de gasolina, combustóleo y otros derivados del petróleo a todos los lugares de la República, y gracias a ello, el país no careció en ningún momento de los productos petroleros.

Después de la expropiación, Petróleos Mexicanos efectuó trabajos entre los meses de junio y noviembre, los cuales llevaron a la localización de su primer pozo: "El Plan 55", en un lugar próximo a Las Choapas, Ver., que tuvo una producción inicial de 880 barriles diarios. El 9 de diciembre de 1972 dejó de producir; sin embargo, su producción hasta esa fecha fue de 862 000 barriles (PEMEX, 1980: 47). Además, el gobierno de Lázaro Cárdenas enfrentó constantes conflictos con el sindicato petrolero; para resolverlo, el 25 de junio de 1940 presentó un juicio de orden económico contra el sindicato, a través de las Gerencias y Distribuidoras de PEMEX y la Administración General del Petróleo Nacional (Colmenares, 1991: 132).

Durante la Segunda Guerra Mundial, la flota petrolera mexicana tuvo pérdidas considerables; entre el 13 de mayo de 1942 y el 19 de octubre de 1944, los submarinos nazis torpedearon a seis buquetanques: frente a las costas de Florida, E.U.A., al "Potrero del Llano " y "Faja de Oro"; en las costas de Veracruz al "Tuxpan" y "Las Choapas"; y en las costas de Tamaulipas, al "Amatlán" y "Juan Casiano". Estos hechos provocaron la muerte de ciento siete

marinos, y fue motivo suficiente para que México declarara la guerra a las potencias del Eje (PEMEX, 1980: 47).

El 20 de noviembre de 1946 se inauguró la nueva refinería de Azcapotzalco denominada "18 de marzo", con una capacidad de proceso de 50 000 barriles diarios, además del oleoducto Poza Rica - Azcapotzalco, con capacidad de transporte de 37 000 barriles diarios.

En 1947, la capacidad de refinación de PEMEX era de 170 000 barriles diarios. Además, empezó a funcionar la primera planta de absorción construida en Poza Rica, Ver.

En 1948, por medio de ductos se abasteció por primera vez de gas natural mexicano a Monterrey, N.L.; un año más tarde, se descubrió el primer campo de petróleo y gas en el estado de Tabasco ( Lozada, 1988: 25).

El 30 de julio de 1950 se puso en servicio la refinería de Salamanca, Gto., con una capacidad de destilación de 30 000 barriles diarios de petróleo crudo, para producir mexolina, kerosina, gasoil, diesel, tractomex, petróleo combustible y gas licuado, y el oleoducto Poza Rica - Salamanca con capacidad de transporte de 60 000 barriles diarios de petróleo crudo. Más tarde, el 12 de enero de 1956, se inauguró la planta de lubricantes y parafina, con capacidad de 2 400 barriles y 100 toneladas al día, respectivamente (PEMEX, 1980: 48).

Entre los años de 1952 y 1956, los geólogos de Petróleos Mexicanos descubrieron los campos que constituirían la prolongación de la nueva "Faja de Oro" terrestre. Dichos campos son: Ezequiel Ordóñez, Horcón, Xacotla, Ocotepec, Mozutla, Santa Agueda, Galeana, Miguel Hidalgo, Allende, Guerrero, Acuatempa, Chichimantla, Mesa Cerrada, Boca de Lima, Las Cañas, Tecolutla y Gutiérrez Zamora (PEMEX, 1980: 48).

Simultáneamente, en 1955, entró en servicio la planta de absorción de Reynosa, con capacidad de tratamiento de 300 millones de pies cúbicos de gas, para obtener 8 000 barriles diarios de productos. En 1956 se inauguró la nueva refinería de Minatitlán, con capacidad de 50 000 barriles diarios, incluyendo la

primera planta de desintegración catalítica que se instalara en México (Lozada, 1988:25).

En 1957, la capacidad de refinación de PEMEX se elevó a 322 000 barriles diarios; además, se concluyó la planta de desintegración catalítica en Azcapotzalco.

En 1959, dio inicio la era de la petroquímica de PEMEX y para 1960, se elaboraron cinco productos: azufre, dodecibenceno, tetrámero y alquilarilos ligero y pesado; en 1962, se añadieron amoniaco y anhídrido carbónico, ambos importantes para la industria de fertilizantes; en 1964 se inició la producción de aromáticos, utilizados por industrias tan diversas como las fibras y resinas sintéticas, plásticos, plastificantes y detergentes; la producción que generaron las diez plantas petroquímicas en operación para ese año fue de 396 000 toneladas (Martínez, 1991: 106, 107).

En 1965, junto a la Laguna del Carmen, se descubrió el campo El Tiburón; cerca de Tampico se descubrió el campo Atún; además de los yacimientos del arrecife "Faja de Oro", frente a las costas de Tuxpan (Lozada, 1988:26). En este mismo año se crea el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), encargado de investigar y desarrollar tecnología petrolera en México, el cual tendría las siguientes funciones: a) proporcionar servicios tecnológicos a PEMEX; b) realizar investigación científica y tecnológica, además del estudio, adaptación y aplicación de tecnologías existentes, y c) adiestrar personal de todos los niveles, desde los obreros de PEMEX hasta investigadores del propio Instituto. También se realizaron esfuerzos aislados encaminados al desarrollo de tecnología de procesos de refinación, creándose un grupo de profesionales exclusivamente dedicado a esta labor (Hernández, 1996: 45).

En 1967 se iniciaron las operaciones del complejo petroquímico de Pajaritos Ver. El 3 de marzo de 1968 se inauguró la planta de absorción de Ciudad Pemex, Tab., con una capacidad de proceso de 300 millones de pies cúbicos diarios de gas (PEMEX, 1980: 48).

Con el objetivo de apoyar el desarrollo económico y social del país, a fines de los sesenta la industria petrolera ofrecía precios bajos en la venta de



hidrocarburos, lo cual facilitó la instalación de nuevas industrias en el marco de la estrategia de sustitución de importaciones, y favoreció el desarrollo de los transportes; asimismo, estimuló el uso de los hidrocarburos en el sector residencial.

La política de precios bajos en los energéticos, propició una paulatina descapitalización de PEMEX, por lo cual disminuyeron sus actividades de exploración; esto dio lugar a un déficit petrolero, por lo que "...a fines de los sesenta México comenzó a importar petróleo, pues su producción de 210 000 barriles por día ya no era suficiente para sus necesidades internas, y el déficit se agravó notablemente cuando se dispararon los precios en el mercado mundial. A partir de entonces se iniciaron los descubrimientos que generaron el auge petrolero y todos los procesos territoriales a él vinculados" (Sánchez, 1990: 76).

La acción gubernamental en México ha jugado un importante papel en la configuración regional del territorio, sobre todo a partir de las dos últimas décadas.

Desde inicios de los años cuarenta, la acción del Estado se dirigió principalmente hacia zonas "centrales" sometiéndolas a los requerimientos del desarrollo global nacional, y con ello causó modificaciones en la forma y características de ocupación del territorio, es decir, el desarrollo de unas zonas más que otras.

En los años sesenta este modelo de crecimiento "desarrollista" se vuelve crítico e insostenible por lo que, en los años setenta, el aspecto regional aparece como el eje de una política de desconcentración económica, que procura evitar las desigualdades sociales y espaciales de desarrollo. De esta manera, se fundamenta la noción de "polos de desarrollo", que significa una nueva organización del territorio nacional.

Durante el régimen de López Portillo con el descubrimiento de los nuevos yacimientos del área cretácica de Chiapas, Tabasco y la Sonda de Campeche, los hidrocarburos se convirtieron en el "pilar del desarrollo" económico.

Miguel Breceda Lapeyre, define la petrolización "...como el fenómeno en el que un número de variables macroeconómicas se modifican a causa de un peso creciente del elemento petrolero y manifiesta que para México, en términos históricos concretos, el proceso de petrolización de la economía se inició a mediados de la década de los setenta, cuando el Estado mexicano decidió convertir al petróleo nacional en el elemento central de desarrollo." y con ello, México fincó su futuro en la monoexportación de petróleo, e ingresó en el mercado mundial sin ninguna posibilidad de incidir en los precios y con costos de producción más altos que los de otros competidores.

Petróleos Mexicanos efectuó sus primeros embarques de exportación de petróleo crudo de esta etapa en 1974, por el puerto de Pajaritos, Ver. (PEMEX, 1980: 49).

La petrolización de la economía mexicana quedó reflejada a través de los siguientes fenómenos:

Durante la administración de López Portillo las actividades petroleras recibieron la más alta prioridad en la política económica del país. "La participación del sector en la inversión pública aumentó de un promedio anual de 17.5% en el sexenio anterior (1971-1976) a casi 35% en 1977-1981; su participación en la producción industrial de 5% en 1976 a más de 21% en 1981; la producción de crudo y líquidos de gas natural de 1 085 000 barriles al día en 1977 a 2 554 000 en 1981; la producción bruta de gas natural (incluyendo el quemado) de 2 046 millones de pies cúbicos diarios en 1977 a 4 060 millones en 1981; la capacidad de refinación de crudo de 308 MBD en 1977 a 1 270 MBD en 1981 y las exportaciones de petróleo sin transformar de 202 MBD en 1977 a 1 100 MBD en 1981. Esta expansión de todos los sectores de la industria se vio acompañada por el crecimiento constante de las reservas probadas de los hidrocarburos (crudo, líquidos de gas y gas natural) de 11 200 millones de barriles a fines de 1976 a 72 000 millones a fines de 1981" (Wionczek, 1983: 22).

En 1976, México ocupó el décimo lugar mundial por su producción, sin embargo, gracias a los trabajos exploratorios en la Sonda de Campeche en 1979, se encontró un enorme depósito de petróleo y gas, y se localizaron tres

yacimientos conocidos como supergigantes: Chicontepec, Bermúdez y Cantarell (Martínez, 1991:117).

Durante los setenta las zonas productoras de hidrocarburos más importantes fueron: las de Salina del Istmo y Macuspana, Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, con 28 yacimientos en total, de los cuales 16 tenían una producción entre 100 y 500 millones de barriles de crudo y gas y el resto generaban más de 500 millones de barriles, por lo que se les denominaban "gigantes" y "supergigantes" respectivamente (Carreño, 1987: 178).

En lo que respecta a la producción petrolera, ésta se incrementó rápidamente, de 800.8 millones de barriles diarios en 1976 a 1 935.6 millones en 1980, hasta alcanzar en 1982 la cifra récord de 2.8 millones de barriles diarios, que le dio a México el cuarto lugar mundial como productor de petróleo crudo. Algo semejante ocurrió con la producción de gas natural (Sánchez, 1990: 117-118).

En cuanto al desarrollo del sector de la petroquímica básica, en el sexenio de López Portillo se incorporaron los complejos de Poza Rica, La Cangrejera, y Morelos Ver.; además, aumentó el número de plantas procesadoras de 59 en 1976 a 89 en los inicios de 1982, localizadas la mayor parte en el sureste.

En estas condiciones, el auge petrolero, aunque tuvo corta duración (1977-1980) provocó grandes repercusiones en la estructura económica, pues si no pudo contrarrestar a largo plazo las tendencias recesivas, si generó grandes transformaciones territoriales.

Las orientaciones económicas del gobierno federal en el sexenio 1976-1982 y la política de administración del territorio, se articularon a través de once zonas prioritarias ligadas a las actividades matrices de la siderurgia y de la petroquímica en el marco de la política de "polos de desarrollo" entre las que destacaron las ciudades de Lázaro Cárdenas, Tampico y Coatzacoalcos, que recibieron apoyo bajo la forma de descuentos del 30% en las tarifas de energía eléctrica, petróleo, gas natural y productos petroquímicos, con respecto a los precios en el mercado. Asimismo, se crearon nuevos centros de recepción de productos petrolíferos en todo el país.

Esta política territorial, se observó claramente a mediados de 1979 con la explotación marina en la Sonda de Campeche, y se reflejó en la expansión de la actividad refinadora y petroquímica, y en el reforzamiento de la interconexión industrial con otros centros productores del territorio nacional.

En el inicio de la administración del Presidente De la Madrid, la industria petrolera perdió el dinamismo que la caracterizó en los años anteriores, lo cual afectó la expansión de PEMEX, por lo que en 1983 la empresa tuvo agudos problemas financieros, reducción en el ritmo de crecimiento de sus gastos e inversiones, baja en la demanda interna de sus productos y dificultades para colocarse en los mercados internacionales y, por lo tanto, restricciones severas de financiamiento externo dada la incapacidad del país para amortiguar su deuda externa, y PEMEX destinó, por lo menos, las dos terceras partes de la exportación al pago de sus intereses.

Dentro de las limitadas posibilidades de recuperación de la economía mexicana en la década de los ochenta, PEMEX mantuvo sus niveles de reservas; además se adaptó a su capacidad de refinación y culminó sus proyectos petroquímicos con el objetivo de lograr una autosuficiencia interna, calculada en un 90%. En este aspecto prioritario de la petroquímica, destacan los complementos o ampliaciones en Pajaritos, La Cangrejera, Altamira, Morelos, San Martín Texmelucan y Nuevo Pemex, junto con las obras en la Sonda de Campeche.

En el sexenio 1982-1988, los rasgos más sobresalientes de la política económica de México se desprendieron del Programa Inmediato de Reordenación Económica y Cambio Estructural y del Plan Nacional de Desarrollo, los cuales fueron: reducir paulatinamente la presencia y participación del Estado en la economía; abrir las fronteras y los puertos a la penetración comercial de las grandes potencias capitalistas; atenuar sin cancelar el vertiginoso proceso de endeudamiento público externo e interno; facilitar la inversión extranjera directa en las actividades económicas básicas; y en general, complementar en el ámbito interno de México los circuitos financieros internacionales de escala y hegemonía mundial, con los vastísimos resultados inmediatos y mediatos de la nacionalización bancaria que estaban haciendo florecer a muy importantes circuitos industriales y comerciales de la

economía en la áreas urbanas. Todo ello fue el preludio de la completa inserción de México en el modelo de "globalización de la economía".

El proceso de globalización de las economías considera al mundo entero como un mercado único, que se caracteriza por la celeridad de los cambios en la producción y mercados; la competencia cuantitativa y cualitativamente diferente; la existencia de nuevos productos y procesos productivos; una constante innovación tecnológica; nuevos e importantes competidores en casi todas las ramas industriales del mercado; la producción de bienes con la participación de empresas de varias naciones; la adquisición de insumos en el mercado mundial, sin que las empresas se preocupen de su procedencia, pero sí de la calidad, precio, diseño y puntualidad de entrega (Leos, 1993: 26-27).

En este proceso de cambios, desaparece la bipolaridad y surgen nuevas potencias económicas que configuran un nuevo orden multipolar, donde se crean y fortalecen organizaciones y alianzas entre países para promover intereses comunes; bajo este nuevo orden económico sobresalen tres grandes polos: La Comunidad Económica Europea, la Cuenca del Pacífico Asiático y Norteamérica. Son estos grandes bloques de países, los que asumen el papel de centros rectores de la dinámica mundial, van a la vanguardia y determinan las transformaciones científicas, tecnológicas, financieras y comerciales.

En México se han registrado, desde principios de los setenta, notables cambios cada vez más acelerados y profundos en la concepción e implantación de la estrategia económica, que repercuten en todas las actividades y procesos productivos, en las estructuras organizativas públicas y en las privadas, así como en los hábitos, actitudes, ideas y costumbres de gobierno, empresa, familias e individuos, al igual que en las relaciones hacia dentro y hacia afuera de la economía, en general, y de las empresas en particular.

Mejorar la eficiencia, calidad, y competitividad interna y externa de los bienes y servicios producidos en la economía, son los propósitos esenciales de los cambios de la estrategia, cuyo objetivo es la modernización y actualización de la estructura económica del país, acorde con la serie de transformaciones políticas y estructurales, y la conformación e integración de bloques económicos de

regiones y países a nivel mundial, cuya dirección apunta hacia la globalización y la mayor interdependencia económica.

En lo que respecta a Petróleos Mexicanos, los factores externos que más afectaron y deterioraron su economía durante la mayor parte de la década de los ochenta fueron de diversa índole. Por una parte, la adversidad del mercado internacional del petróleo, cuya volatilidad, inestabilidad y acentuada competencia hizo caer los precios e ingresos derivados de exportaciones; por otra, la notable recesión de la economía, la severa e indiscriminada restricción presupuestal del gasto público y, en general, la rigurosa revisión a que fue sometida la política y administración de PEMEX para atender los requerimientos de reordenación económica del país (Leos, 1993: 63).

Sin embargo, también actuaron negativamente sobre el dinamismo y contracción económica de la empresa, factores internos de carácter estructural y coyuntural, que fueron relevantes al propiciar deficiencias administrativas y operativas. Dichos elementos fueron: el deterioro de la productividad, el desplome de las inversiones, de la capacidad productiva, de las exportaciones de crudo, de la competitividad operativa, la dificultad para abatir costos, el excesivo crecimiento de personal, un obsoleto e ineficiente marco de relaciones laborales, así como estructuras y sistemas administrativos anacrónicos y deficientes.

“La modernización de PEMEX es uno de los más grandes y difíciles retos en la historia de esta empresa. Es resultado de causas externas e internas, responde a la necesidad de adaptación a una situación internacional de acelerados cambios tecnológicos, productivos y comerciales, así como a un proceso de globalización e intensa competitividad de los mercados” (Leos, 1993: 115).

Las primeras acciones de cambio y reorganización se dieron a partir de 1983, y culminaron en 1992, cuando prácticamente se abolió la Ley Orgánica de PEMEX vigente desde 1971, con la finalidad de enmarcar legalmente la creación de los nuevos organismos, por lo que se formuló y envió al Congreso de la Unión, para su aprobación, una iniciativa de la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.

Esta ley reitera la exclusividad del Estado sobre la propiedad y explotación del petróleo, de los hidrocarburos y la petroquímica básica. Además, se estableció la creación de una nueva estructura de PEMEX integrada por una entidad central de dirección estratégica y responsable del conjunto de la industria petrolera denominada Petróleos Mexicanos, y otros cuatro organismos subsidiarios, empresas descentralizadas de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios encargados de realizar las funciones operativas especializadas de la industria petrolera; dichos organismos son:

- PEMEX-Exploración y Producción, que tiene por objetivo la exploración del petróleo y gas natural, su transporte, almacenamiento y comercialización.
- PEMEX-Refinación, se encarga de los procesos industriales de la refinación del petróleo crudo, así como del almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de petrolíferos y derivados.
- PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, realiza las actividades de procesamiento del gas natural y líquidos, almacenamiento, transporte, distribución, así como la comercialización de estos hidrocarburos y demás derivados susceptibles de ser utilizados como materias primas industriales básicas.
- PEMEX-Petroquímica, cuyo objetivo es efectuar los procesos industriales petroquímicos de productos no básicos, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

En cuanto a PEMEX-Corporativo Central, se encarga de la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria paraestatal, para asegurar la integridad y unidad de acción de la empresa en su conjunto.

La reestructuración de PEMEX incluye además una sucesión de reclasificaciones de productos petroquímicos básicos y secundarios: la primera se efectuó en 1986 y redujo el número de petroquímicos básicos de 72 a 36; la segunda se realizó en 1989 y los redujo a 22; la tercera reclasificación se efectuó en 1990 y disminuye el número de petroquímicos básicos a 19; la cuarta reclasificación se realizó en 1992 y los redujo a 8, y actualmente existen sólo 7 petroquímicos básicos (Sánchez, M.T. y Martínez, N., 1997: formato digital).

Esto convierte a PEMEX en productor y monoexportador de crudo y, en consecuencia, pierde las áreas de mayor complejidad en el procesamiento industrial, que son también las más lucrativas y de mayor valor agregado; del mismo modo, se creó una modificación en las relaciones obrero-patronales acorde al neoliberalismo, producto del debilitamiento del sindicato petrolero, ocasionando una reducción de la plantilla laboral de las unidades productivas de PEMEX, con el consiguiente problema de desempleo.

Los efectos del proceso de modernización de PEMEX se reflejan en las ventas externas de crudo de 1981 a 1993, pues éstas se incrementaron un poco más de 235 000 barriles diarios; el precio promedio cayó alrededor de 20 dólares por barril. Respecto a la producción, ésta aumentó un poco más de 343 000 barriles diarios, por lo que la modernización obliga a extraer más crudo y a sobreexplotar las reservas, lo que provoca una sustitución cada vez más costosa en los aspectos técnico y financiero, y ello se convierte en el pretexto para ampliar más la senda de penetración de la inversión extranjera por la vía de nuevos créditos externos y tecnologías de punta (Hernández, 1996: 56).

Respecto al TLC entre México, Canadá y Estados Unidos, éste tiene como objetivo el desarrollo del libre comercio dentro de esa zona económica, otorgando a sus miembros no sólo concesiones arancelarias, sino también la seguridad del desarrollo de un comercio exento de otros tipos de protección. Con él se busca que la actividad comercial no sólo se base en la exportación de materias primas, sino también de productos semimanufacturados y manufacturados para competir a nivel internacional, tanto en calidad como en precio, y es aquí, donde la competitividad de PEMEX se pone a prueba.

En 1995, con motivo de la modificación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional y su Reglamento, el gobierno federal, decidido a atraer nuevo capital para modernizar la infraestructura, expandir la capacidad de generación de electricidad y apoyar el desarrollo económico de la nación, abrió el mercado energético nacional para permitir la participación privada en el transporte, distribución y comercialización del gas natural (PEMEX, 1997b: 27, 52).

En octubre de 1996, el gobierno federal de México estableció el marco de referencia para una nueva estructura operativa en PEMEX-Petroquímica, con el



objetivo de atraer mayor capital privado a la industria nacional, al mismo tiempo que reserva al Estado la propiedad mayoritaria de los activos petroquímicos de PEMEX. Con esta nueva estructura, los complejos petroquímicos se reorganizarán como compañías capitalizadas individuales y cada una de ellas ofrecerá el 49% de propiedad a inversionistas privados, de manera que el gobierno federal retendrá el 51 % de la propiedad de la empresa. Se espera que las nuevas compañías queden integradas a mediados de 1997 y para el segundo semestre comience la venta del 49% de los activos al sector privado (PEMEX, 1997b: 31, 32).

### **3.2 Principales etapas históricas en la evolución de la industria eléctrica en México.**

La historia de la industria eléctrica mexicana inició en 1879, con la instalación de la primera planta termoeléctrica en la fábrica textil de Hayser y Portillo en León, Gto; dos años después se inició el alumbrado público de la capital mexicana. En 1889 se inauguró la primera planta hidroeléctrica con una capacidad de 22 KW, destinada a satisfacer las necesidades mineras en Batopilas, Chih. (CFE, 1978: 23, 25).

En un principio, la generación de energía eléctrica se realizaba únicamente para satisfacer las necesidades de la industria textil y minera; más tarde, el servicio privado se transformó en mixto, y finalmente, ante el aumento de la demanda de energía por parte de la industria, los servicios municipales y el transporte, se formaron empresas mexicanas entre 1887 y 1911 con el objetivo de generar y vender dicha energía.

Sin embargo, diversos factores fueron motivo de algunos fracasos de los empresarios mexicanos, lo que dio lugar al establecimiento de empresas con capital extranjero. Asimismo, el servicio prestado estaba muy lejos de ser público, ya que la electrificación rural era considerada como no redituable. Lo anterior ocasionó que los beneficios de la industria eléctrica no llegaran a la mayor parte de la población lo que propició, con los años, la intervención del gobierno a través de medidas regulatorias y de otra índole, al reconocer que esta industria ejercía una influencia notable en los aspectos social, económico y político de una comunidad.

En un principio, la duración de las concesiones para el aprovechamiento del agua fueron de diez años como máximo; sin embargo, con la utilidad que demostraba la energía eléctrica en el desarrollo industrial del país, éstas, además de adquirir un valor exagerado, incrementaron su duración en detrimento del interés público.

La falta de cumplimiento de las disposiciones legales expedidas entre 1894 y 1910 y las constantes modificaciones de los ordenamientos, propiciaron una gran especulación, por lo que la mayoría de las concesiones, otorgadas en un principio a mexicanos, fueron adquiridas por compradores extranjeros.

La participación alterna de las Secretarías de Comunicaciones y Obras Públicas, Agricultura y Fomento, así como los Departamentos de Industria y Comercio, y de Colonización y Agricultura, ocasionaron que la legislación y el control en materia eléctrica tuvieran un inicio desordenado. Las atribuciones para desarrollar políticas, otorgar concesiones, reglamentar y supervisar las actividades desarrolladas por las empresas eléctricas concesionarias, cambiaban constantemente de autoridades, lo que ocasionaba un desorden administrativo y, con ello, la consolidación de los privilegios de las concesionarias.

El primer intento por ejercer un control satisfactorio de la industria eléctrica, con el reconocimiento de su importancia y trascendencia en el desarrollo económico y social de la comunidad, lo realizó el presidente Álvaro Obregón con la creación, en 1923, de la Comisión para el Fomento y Central de la Industria de Generación de Fuerza, después conocida como Comisión Nacional de Fuerza Motriz (Rodríguez, 1994:19). Este organismo restringió las ganancias excesivas y las actividades monopólicas de las compañías eléctricas, cuidando de no provocar una baja en las inversiones futuras en la industria; también hizo esfuerzos para evitar controversias entre las empresas y consumidores, y propuso reformas a la legislación sobre aguas con la finalidad de evitar el otorgamiento de títulos muy generosos.

El Código Nacional Eléctrico de 1926 fue la primera obra legislativa en materia de energía eléctrica; éste, junto con la reforma al Artículo 73 de la Constitución,

constituyeron las bases fundamentales para sustentar una estructura legal regulatoria del servicio público.

Los organismos reguladores estuvieron sometidos a innumerables cambios, traslados y reorganizaciones que propiciaron, en varios casos, las exenciones y privilegios de que gozaban las empresas, y fueron también la causa del fracaso de la reglamentación de las empresas de servicio público. La participación de los consumidores y de los sindicatos permitió iniciar un control efectivo y el sometimiento de las empresas a la normatividad existente (Rodríguez, 1994:20).

Bajo este contexto, el 14 de agosto de 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad, y debido a que la industria necesitaba de obras de infraestructura básica, de apoyo financiero y de un abastecimiento seguro de energéticos, esta dependencia tendría las atribuciones para generar y distribuir energía eléctrica a nivel nacional. Con la creación de la CFE se formó el aparato administrativo central y se definió una infraestructura institucional para alimentar el proceso económico, y con ello, se consolidaron las bases de un desarrollo nacional independiente.

La política de inversión pública en el sector energía estuvo encaminada a resolver el problema de cubrir la demanda, que tenía un crecimiento anual a tasas medias cada vez mayores. Entre 1937 y 1942, el incremento de la producción se obtuvo principalmente elevando los factores de utilización del escaso equipo existente, y gracias a la operación de las plantas de servicio privado, cuya producción se incrementó a un ritmo del 9% anual.

En 1950 se inició la normalización gradual de las condiciones de abastecimiento eléctrico, como consecuencia de los siguientes factores principales:

- 1) La maduración de los programas a cargo de la CFE.
- 2) Las actividades desarrolladas por otras empresas eléctricas en materia de construcción y mejoramiento de instalaciones.
- 3) La coordinación de las empresas privadas con la CFE.
- 4) La reorganización de la CFE, que se transformó de una dependencia oficial a un organismo descentralizado conforme al decreto que estableció las bases

para su funcionamiento, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 1949 (Rodríguez, 1994:22).

Las empresas eléctricas que operaban en México sufrieron un proceso de integración, el cual se analiza desde dos puntos de vista:

1. La integración de las empresas extranjeras, y
2. La que inició el gobierno con la creación y desarrollo posterior de la Comisión Federal de Electricidad.

Dentro del primer aspecto, se tiene la integración de la Mexican Light and Power Company Limited, que con el fin de satisfacer la demanda de energía en el centro del país, se organizó en Toronto, Canadá y el 24 de marzo de 1903 obtuvo una posición ventajosa al adquirir los derechos para utilizar las caídas del río Necaxa. Con esta concesión el gobierno permitió ampliaciones y reformas a la misma, por lo que la empresa controló el mercado más codiciado: la ciudad de México, Puebla, Orizaba y la minas de El Oro y Pachuca. En Toronto, Canadá, se constituyó la Mexican Light Company Limited el 26 de junio de 1905, con el objetivo de generar, transmitir, distribuir y vender energía eléctrica en territorio mexicano. Esta compañía adquirió los derechos y concesiones de la Compañía de la Fuerzas Hidroeléctricas de San Ildefonso, S.A. así como los contratos y derechos de concesión entre el Distrito Federal y la Mexican Gas and Electric Light Company Limited, el 12 de septiembre de 1900 (Galarza, 1941: 26).

La Mexican Light and Power Company Limited adquirió todas las acciones de la Mexican Electric Light Company Limited, y para consolidar los derechos de ambas empresas convinieron en unir en un contrato las diversas concesiones de que eran cesionarias; dicho contrato se llevó a cabo el 30 de junio de 1906 con la Dirección General de Obras Públicas del Distrito Federal y fue aprobado por el Congreso de la Unión el 26 de noviembre del mismo año.

Los programas de expansión de la empresa continuaron a través de las siguientes acciones (Rodríguez, 1994: 23-25):

- a) Adquirió la Compañía Eléctrica Robert, S.A., que abastecía varias zonas del Distrito Federal, con la finalidad de aumentar su zona de operación.
- b) En 1910, por medio de la Compañía Irrigadora y de Luz y Fuerza del estado de Hidalgo, S.A., denominada posteriormente Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A., adquirió los bienes y concesiones con que venía operando la Compañía Eléctrica Irrigadora en el estado de Hidalgo.
- b) En 1912, adquirió la Compañía de Luz y Fuerza de El Oro, S.A., que se liquidó en 1923. En 1915, se constituyó la Compañía de Fuerza de Zitácuaro, S.A., como subsidiaria de la Mexican Light, para aprovechar las aguas de los ríos Tuxpan y Zitácuaro, por la imposibilidad de llevar a cabo su objetivo, esta empresa fue liquidada.
- d) El 26 de octubre de 1922, se formó una nueva subsidiaria de la Mexican Light: la Compañía de Fuerza del Suroeste de México, S.A., que posteriormente llegó a ser la subsidiaria más importante.
- e) En 1927, por medio de otra de sus subsidiarias, la Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S.A., La Mexican Light obtuvo el control de la Compañía Hidroeléctrica del Río de la Alameda, S.A., que aprovechaba la energía hidráulica del río del mismo nombre en Tenancingo, México.
- f) En 1928, adquirió la Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S.A.
- g) La Compañía Mexicana Hidroeléctrica y de Terrenos, S.A., la L.M. Guibara, y la Edificio Luz y Fuerza, S.A., también fueron empresas subsidiarias de la Mexican Light, organizadas de acuerdo con las leyes mexicanas con la finalidad de construir plantas generadoras y distribuir energía eléctrica en la ciudad de México y estados circunvecinos.

Con todas estas acciones, surge la Compañía de Luz y Fuerza Motriz, S.A.

Otro caso, es la American and Foreign Power Company que en 1955 consolidó sus intereses en la industria eléctrica mexicana con la constitución de siete empresas asociadas a la Impulsora de Empresas Eléctricas, S.A., que a partir de entonces adquirieron varias compañías e instalaciones para formar uno de los grupos más poderosos en la generación y venta de energía eléctrica en el país (Rodríguez, 1994: 25,26).

1. La Compañía Eléctrica Mexicana del Norte, S.A., adquirió los bienes y derechos de las compañías que se relacionan a continuación:

- a) Compañía Agrícola de Fuerza Eléctrica del Río Conchos, S.A.
  - b) Compañía Nacional de Electricidad , que se refiere a las divisiones Torreón y Chihuahua.
2. La Compañía Eléctrica Mexicana del Centro, S.A., adquirió los bienes y derechos de las siguientes empresas:
- a) Compañía Hidroeléctrica Guanajuatense, S.A., causahabiente, a su vez, de Electra, S.A., y de la Empresa Eléctrica de la Piedad.
  - b) Hidroeléctrica Queretana, S.A.
  - c) Central México Light and Power Company Limited, causahabiente, a su vez, de las compañías Explotadora de Luz y Fuerza Eléctricas de Ciudad González, Gto., Empresa de Lagos, S.A., y de Luz y Fuerza Motriz de Matehuala, S.A.
  - d) Guanajuato Power and Electric Co.
  - e) Michoacán Power Co.
  - f) Compañía Nacional de Electricidad, en su división San Luis Potosí.
3. La Compañía Eléctrica Mexicana del Sudeste, S.A., adquirió los bienes y derechos de las siguientes compañías:
- a) Puebla Tramway, Light and Power Co.
  - b) Compañía Hidroeléctrica de Puebla, S.A., incluyendo los bienes que a ella se adjudicaron de la Compañía Hidroeléctrica de San Agustín, S.A.
  - c) Compañía Eléctrica Mexicana, causahabiente, a su vez, de Atoyac Textil, S.A., Compañía Hidroeléctrica de Puebla y Tlaxcala, S.C. de R.L., Negociaciones Eléctricas en Apizaco, Chipilo e Izúcar de Matamoros, Empresas de Luz y Fuerza Eléctrica de Huamantla y Texmelucan.
  - d) Compañía de Luz Eléctrica y Fuerza Motriz de Orizaba, S.A.
  - e) Compañía Eléctrica de Córdoba, S.A.
  - f) Veracruz Electric Light Power And Traction Limited.
4. La Compañía Eléctrica Nacional, S.A., adquirió los bienes y derechos de las siguientes compañías:
- a) Abastecedora, Luz, Fuerza, Agua, S.A.
  - b) Nacional de Electricidad, S.A., comprendiendo las divisiones de Aguascalientes, Saltillo, Durango y Zacatecas que a su vez habían adquirido, respectivamente, los bienes y derechos de: Compañía Productora y Abastecedora de Potencia Eléctrica, S.A., Compañía de Luz y Fuerza Motriz Eléctricas de Saltillo, S.A., Empresa Duranguense de Luz Eléctrica, S.A., y Compañía Eléctrica de Zacatecas, S.A.

5. La Compañía de Electricidad de Tampico, S.A., adquirió los bienes y derechos de la Compañía Eléctrica de Tampico, S.A.
6. Compañía Nacional de Bienes Raíces, S.A.
7. La Compañía Eléctrica de Mérida, S.A., adquirió los bienes y concesiones de la Compañía de Electricidad de Mérida, S.A.

La Compañía Eléctrica Chapala, S.A., tiene sus orígenes en 1893, año en el cual los intereses extranjeros se hicieron presentes en el estado de Jalisco. La ciudad de Guadalajara recibió energía hidroeléctrica que suministraba la Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica, aprovechando las cataratas de Juanacatlán del río Santiago (Galarza, 1941: 39, 40).

A principios de siglo esta empresa cambió su denominación por Electra Incorporated. En 1907, al fusionarse con la Industrial de Guadalajara cambió su razón social a Guadalajara Tramways Light and Power Company. Posteriormente, la Hydroelectric and Irrigation Company of Chapala adquirió los bienes, derechos y concesiones de la Guadalajara Tramways con el objetivo de controlar la generación y venta de energía eléctrica en el estado de Jalisco y para competir con otras empresas que operaban en Zacatecas y San Luis Potosí. Para 1926, la empresa fue reorganizada y cambió su nombre a Compañía Eléctrica Chapala, S.A.

En 1940, esta compañía fue adquirida por el gobierno federal, junto con sus filiales: Compañía Eléctrica Morelia S.A., Compañía Eléctrica Guzmán, S.A., Compañía Hidroeléctrica Occidental, S.A. y Compañía Eléctrica Manzanillo, S.A (Rodríguez, 1994: 27).

En 1944 dio inicio un periodo de intensa actividad pues la CFE y la nueva Compañía Eléctrica de Chapala, S.A., de propiedad pública, aportaron el 66% del aumento de energía para el servicio público registrado hasta 1959 (Rodríguez, 1994: 27).

El hecho más importante fue la nacionalización de la industria eléctrica el 27 de septiembre de 1960 (CFE, 1978: 49). Con ello, el gobierno mexicano se convirtió en accionista mayoritario al adquirir el 95% de las acciones comunes y 74% de las preferentes.

Con la compra de las acciones de los dos consorcios más importantes en el país ( Mexicana Light and Power Company y la Americana and Foreign Power Company, Inc.) se dio un proceso de integración definitivo en cuanto a la generación y suministro de energía eléctrica, ya que el control del servicio público lo asumió el gobierno federal, por medio de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A., del grupo Nacional Financiero-Empresas Eléctricas y de la propia Comisión Federal de Electricidad, con 19 afiliadas (Rodríguez, 1994: 30).

El 19 de enero de 1962 el gobierno eliminó los 168 juegos de tarifas, autorizadas para diferentes regiones de la República y se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las primeras tarifas de aplicación nacional, con las cuales se dio un trato de igualdad entre los diferentes tipos de usuarios (CFE, 1978: 68).

Desde su nacionalización y hasta 1972, la Comisión Federal de Electricidad intensificó sus actividades como empresa pública responsable de la prestación del servicio público en gran parte del territorio, además siguió con la adquisición de instalaciones, bienes y derechos de diferentes empresas eléctricas, como las localizadas en Atlixco, Ciudad Juárez, Ojinaga, Cuautla, Huatusco, Matamoros, Sonoíta, Ciudad Camargo, Oaxaca, Jalisco, Chiapas, Veracruz, Coahuila, Durango y Michoacán, que continuaban funcionando en México (CFE, 1978: 68-72).

El 22 de diciembre de 1975 se publicó la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica y, con sus reformas de 1983, 1986, 1989, 1992, y 1993, dicha ley es congruente con los principios constitucionales, pues existe la normatividad necesaria para prestar el servicio público que garantice la satisfacción de las necesidades colectivas, sujeta a los criterios de igualdad, regularidad y continuidad del servicio (Rodríguez, 1994: 35).

Las reformas de diciembre de 1992, a la Ley del Servicio por el poder legislativo federal, delimitan con precisión las actividades que están a cargo del Estado y las que pueden realizar los particulares. La Comisión Federal de Electricidad continúa siendo el organismo responsable de la prestación del servicio público de energía; en caso de los particulares se prevé un control por parte de la



Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal que garantiza el ejercicio de sus derechos y la no interferencia a lo correspondiente al Estado. Estas reformas marcan el inicio de una nueva etapa en el sector eléctrico en México que se predice prometedora y que exigirá el esfuerzo de todos los mexicanos en esta tarea de solidaridad nacional (Rodríguez, 1994: 37-38).

Dicha integración, se enfrentó a los aspectos técnicos relacionados con: la interconexión de los sistemas eléctricos de las diversas empresas y la unificación de frecuencias. Para lograr la interconexión, se requirió enfrentar y resolver la problemática derivada de las distintas empresas, ya que gozaban de la libertad para establecer cada una sus normas técnicas. En correspondencia, existían cerca de 30 tensiones de distribución primaria, siete de alta tensión para líneas de transmisión, y dos frecuencias eléctricas, 50 ciclos en la zona central y 60 en el resto del país. Realizados los estudios necesarios, algunas tensiones fueron suprimidas y otras estandarizadas, conservándose únicamente las redes de distribución de 13 200 y 20 000 volts.

Para dimensionar la complejidad del cambio de frecuencia, se realizaron estudios detallados que duraron 12 años antes de poder iniciarlo, realizando una fase piloto que modificó la frecuencia en el servicio de Parras, Coahuila. Una vez afinada la estrategia y establecidos los elementos técnicos, el 22 de julio de 1971 se publicó el decreto que declara de utilidad pública la unificación de frecuencia eléctrica a 60 ciclos por segundo en todos los sistemas destinados al servicio público.

### **3.3 Importancia del desarrollo actual y las tendencias de la producción de hidrocarburos y electricidad en México.**

Actualmente la energía tiene un valor estratégico en el mundo y en México, pues es fundamental para el desarrollo social y económico así como para el buen funcionamiento industrial; sin embargo, el desarrollo de un país no sólo depende de los recursos energéticos, sino también de la producción, la variables culturales, el desarrollo de tecnología, el bienestar social y la política gubernamental.

Durante las últimas décadas, México ha construido una industria petrolera que garantiza el abasto de la demanda interna y una infraestructura eléctrica que ha facilitado la incorporación de todas las regiones y comunidades del país al desarrollo nacional, por lo anterior se puede decir que la expansión del sector energético mexicano ha sido sobresaliente.

El gasto de inversión de Petróleos Mexicanos fue de 25 801 millones de pesos en 1996, de los cuales se destinó el 70.3% a PEMEX-Exploración y Producción, es decir, 18 136 millones de pesos, de los cuales el 55.4% se destinó a proyectos estratégicos y el resto al mantenimiento de instalaciones y pozos, protección ecológica, seguridad industrial principalmente; el 20.3% a PEMEX-Refinación, de su monto total, el 65.5% se destinó a 10 proyectos y el resto a programas operacionales; el 4.9% a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, donde el 24.8% del total se utilizó en tres proyectos estratégicos; el 1.5% a PEMEX-Petroquímica, destinando el 50.8% del total a rehabilitación y obras; y el 3% restante a PEMEX-Corporativo (PEMEX, 1997c: 137).

El valor de las exportaciones de petróleo crudo fue de 10 705 millones de dólares, el tipo Maya contribuyó con 5 450 millones; el Olmeca con 3 868 y el Istmo con 1 387 millones de dólares. La comercialización de dicho producto en el mercado exterior aumentó 3 225 millones de dólares respecto al año anterior. El fortalecimiento de los precios del crudo en el mercado petrolero internacional ubicó el precio de exportación de la mezcla de crudos mexicanos en 18.94 dólares por barril; sobresale el incremento de 3.99 dólares por barril del crudo Olmeca (PEMEX, 1997c: 40).

Las importaciones en 1996, fueron de 1119 millones de dólares, siendo las gasolinas y el combustóleo los principales productos, con una participación del 63.5% y 22.1%, respectivamente (PEMEX, 1997c: 217).

Para alcanzar nuevas metas de productividad, PEMEX ha aumentado sustancialmente la inversión de capital en sus actividades de exploración y desarrollo con más de las dos terceras partes del gasto de inversión de 1996. La mayoría de estos fondos se emplearon en la infraestructura para elevar la producción actual, mejorar las características de riesgo y recompensa de los proyectos futuros de exploración y producción. En Cantarell, las inversiones se

destinaron hacia nuevas técnicas de perforación y sistemas de recuperación mejorada para mantener la producción de petróleo y gas natural en los niveles existentes durante los próximos 15 años. También se avanzó en el desarrollo de nuevos yacimientos, especialmente en el litoral de Tabasco, en donde las reservas probables de petróleo se estiman en más de 600 millones de barriles. Respecto a la producción de gas natural en la Cuenca de Burgos, se espera aumente su producción a 1 400 millones de pies cúbicos por día para el año 2000.

Respecto a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, la nueva unidad de ductos, que es la responsable de comercializar y operar la extensa red de ductos de la empresa, registró un avance considerable en 1996, ya que en el mes de septiembre, el sistema de ductos Naco-Hermosillo se abrió a contratos privados. Para fines de 1997, PEMEX-Gas espera proporcionar un acceso similar en todo su sistema.

Para fomentar el desarrollo de un mercado de consumo doméstico de gas natural, PEMEX está trabajando en la creación de una red privada de compañías distribuidoras locales. La empresa otorgó su primer permiso de distribución a la región de Mexicali en agosto de 1996. Se han recibido ofertas para la distribución de gas natural en la región de Cuauhtémoc-Anáhuac y Delicias, en el estado de Chihuahua, y se espera hacer la selección final a mediados de 1997. Además, se han programado las licitaciones para otorgar los permisos de distribución en las zonas de Hermosillo, Toluca y Tampico-Madero.

La diferenciación de los petroquímicos en básicos y secundarios, se considera como una clasificación económico-política, que apareció por primera vez en la legislación petrolera mexicana a fines de los años cincuenta. Éstos se caracterizan por (Barbosa, 1993: 39, 42, 43):

- 1) La petroquímica básica. Es la conversión de los hidrocarburos naturales del petróleo y del gas natural en derivados intermedios o semielaborados, cuya producción está reservada a PEMEX exclusivamente.

2) La petroquímica secundaria. Es la transformación de los productos semielaborados en las manufacturas finales, que llegan hasta los consumidores. En ella participa el sector privado nacional y extranjero.

Para permitir el acceso a la inversión privada en la petroquímica básica, se ha elegido la vía de las reclasificaciones de los productos, la cual ya se mencionó con anterioridad.

En 1995, el gobierno mexicano anunció a Estados Unidos, la creación de una comisión para la venta de las 61 plantas petroquímicas del país. De llevarse esto a cabo, terminaría la posibilidad de que la nación utilice su riqueza petrolera en un futuro no muy lejano (Ángeles, 1995: 252, 253).

Por su parte, la electricidad participa con el 1.1% del PIB total, y dentro del PIB industrial, generó el 4.6% del mismo (CFE, 1997c: 14).

Respecto a las exportaciones, éstas fueron de 1179 Gigawat/hora (GWh) y las importaciones alcanzaron 1278 GWh, con lo cual se tuvo un balance neto negativo por 99 GWh, ocasionado principalmente por el vencimiento del contrato de exportación en el Sistema Baja California Norte, hacia la zona de San Diego, Cal.

La capacidad efectiva, durante 1996, fue de 34 632.79 MW, generada por 165 centrales y 503 unidades y la generación bruta total de 151 883.71 GWh. Para el mismo periodo se atendieron a 20 667 518 usuarios, y se vendieron 121 573 GWh (CFE, 1997f: 5-8).

Uno de los instrumentos fundamentales para mejorar la eficiencia económica y la competitividad de la CFE se encuentra en el mejoramiento de la productividad. De ahí que en los últimos años se haya avanzado en los programas sectoriales de productividad laboral, operativa, financiera y de calidad de servicio.

Con el propósito de asegurar que cada puesto de trabajo sea una célula productiva, se dio prioridad a los programas de capacitación, vinculados con el establecimiento de programas que estimulen y recompensen la aptitud, actitud y

desempeño, a través de su promoción, asignando remuneraciones justas conforme a las responsabilidades asignadas y a las condiciones del mercado laboral.

En 1996, la CFE ocupó un total de 69 119 trabajadores, 1 670 más en relación al año anterior, de los cuales el 77.42% fueron permanentes; el 14.31% temporales y el 8.27% eventuales (CFE, 1997b:24).

Respecto a las ventas de energía eléctrica, éstas fueron de 121 573 GWh; destacan los sectores industrial y agrícola, ya que el primero ha crecido gracias a su actividad exportadora y el segundo ha incrementado su consumo de electricidad por el bombeo de agua subterránea debido a los problemas de sequía que se tuvieron en el norte del país (CFE, 1997e: 26,27)

La adquisición de bienes y servicios ascendió a 7 711 millones de pesos, de los cuales el 70.5% correspondió a insumos nacionales y el 29.5% a importaciones, y fue 14% superior al registrado en 1995; esto se debió a la adquisición de carbón mineral de bajo contenido de azufre a proveedores de los Estados Unidos para cubrir necesidades en el bienio 1996 - 1997 y de hexafluoruro de uranio para la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas (CFE, 1997c: 36).

Con la finalidad de garantizar la operación segura de los sistemas, equipos e instalaciones, así como la integridad física de los trabajadores y evitar el deterioro del medio ambiente, en todas las áreas de la CFE se llevaron a cabo diversas acciones durante el período del 1º de septiembre de 1995 al 31 de agosto de 1996, con el objetivo de reducir, controlar y eliminar riesgos industriales.

En cuanto a la modernización técnico-productiva, la CFE tiene como prioridad la sustitución de equipos para la medición del consumo de energéticos en las centrales termoeléctricas, con lo cual se realizaría un cálculo real de combustóleo y gas utilizados para la generación de energía y se garantizaría una facturación precisa.

El ahorro y uso eficiente de energía eléctrica se ha establecido como una estrategia prioritaria, la cual se aplica tanto en el ámbito interno del subsector

eléctrico como entre los usuarios de la electricidad. Por lo que toca al primero, la estrategia aplicada pretende una mayor eficiencia en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, mientras que en el segundo se busca, a través de la administración de la demanda de energía eléctrica, lograr el ahorro en los distintos sectores.

Se adquirieron e instalaron seis variadores de velocidad en bombas de condensado de las centrales termoeléctricas de: Lerma, Valladolid, Salamanca, Francisco Villa, Monterrey y Punta Prieta II, en las dos primeras se iniciaron pruebas de aceptación y comportamiento de dichos equipos. Con esto se espera obtener ahorros del 40% en el consumo, equivalentes a 700 MWh/año. Además, se concluyeron dos proyectos de ahorro en alumbrado y diseño bioclimático en edificios de las Divisiones de Distribución Norte y Centro Occidente (CFE, 1997c: 44).

En el ámbito externo destacan las siguientes acciones: en el proyecto ILUMEX que se lleva a cabo en las ciudades de Monterrey y Guadalajara, se sustituyeron 652 000 lámparas incandescentes por fluorescentes compactas, logrando sustituir 1.5 millones de unidades; en el sector agropecuario se sustituyeron 8 500 unidades en las granjas avícolas, asimismo, se rehabilitaron 619 pozos destinados al bombeo agrícola; se han realizado proyectos de ahorro de energía tanto en el sector industrial como en comercios y servicios; en las ciudades de Tampico, Morelia, Oaxaca y Veracruz, se vendieron 98 700 lámparas ahorradoras; se inició el 6 de abril de 1997 la aplicación del Horario de Verano, con el cual se redujo a 943 GWh el consumo bruto de energía eléctrica (CFE, 1996b: 44 - 47).

En relación a la protección al medio ambiente, destaca la participación activa en los programas de acción y control para contribuir a la reducción de emisiones de contaminantes en el Valle de México, de la central termoeléctrica del mismo nombre, la cual emplea exclusivamente gas natural, combustible que prácticamente se encuentra libre de azufre y de elementos que generan partículas; además, en el período invernal redujo la generación de energía eléctrica, con la consiguiente reducción del consumo de combustible, lo que significó una disminución del 25% en la emisión de óxidos de nitrógeno. Con esta actividad redujo en un 50% su capacidad instalada, por lo que la CFE

realizó los balances necesarios en el sistema interconectado nacional de energía, con la finalidad de asegurar el abasto de energía eléctrica a la zona metropolitana del Valle de México (CFE, 1996b: 42).

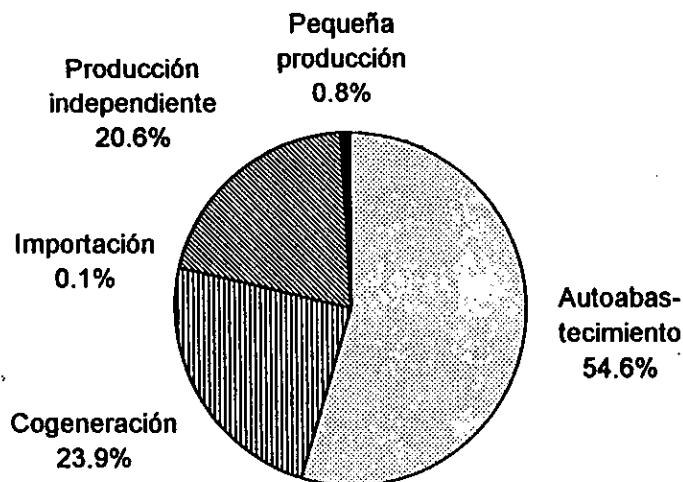
Las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1992, a su Reglamento en 1993 y 1997, la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en octubre de 1995 y al Programa de Desarrollo de Reestructuración del Sector de la Energía 1995 - 2000, establecen el marco legal bajo el cual puede darse la participación del capital privado que alude el Plan Nacional de Desarrollo (PND) (CFE, 1997c: 12).

Bajo este contexto, se intensifica la inversión privada en generación a través de productores independientes, cogeneración, pequeños productores y producción independiente. Adicionalmente, se promueve la construcción de líneas de transmisión y subestaciones con el apoyo de recursos privados y de instituciones de la Banca Multilateral.

Durante 1996, la generación de energía eléctrica para autoconsumo fue de 8.8 TWh, de los cuales la mayor parte corresponde a PEMEX. El dinamismo de los proyectos de generación externa, aunado a la posibilidad de que los requerimientos de capacidad adicional según la figura 3.3.1 pudieran satisfacerse significativamente mediante inversiones de los particulares, por proyectos de producción independiente y excedentes de autoabastecedores y cogeneradores, hace indispensable una depuración de la planeación que se actualizará al menos anualmente por la CFE, de acuerdo con los lineamientos de política que establece el programa sectorial de mediano plazo elaborado por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 1997b: 60).

La Ley de la CRE tiene facultades para otorgar y revocar los permisos y las autorizaciones necesarias para que los particulares desarrollen actividades reguladas; hasta mayo de 1997 este órgano ha otorgado 26 títulos de permisos, más los concedidos por la Secretaría de Energía desde la publicación de las reformas a la LSPEE, hacen un total de 56 permisos otorgados con la nueva legislación, entre los cuales, uno es de importación (Secretaría de Energía, 1997b: 60).

**FIGURA 3.3.1 CAPACIDAD DE LOS PROYECTOS CON PERMISOS AUTORIZADOS, 1996.**



Fuente:SE. (1997b). Prospectivas del sector eléctrico 1997 - 2006.

Elaboró: Maribel Martínez Galicia.

Los proyectos donde participa la inversión privada son:

1. **Samalayuca II** (Chihuahua). Durante 1995 y los primeros meses de 1996, la CFE, inversionistas y acreedores del proyecto para el diseño, ingeniería, construcción, puesta en marcha y arrendamiento de la central de Ciclo Combinado, establecieron las bases que permitieron firmar los contratos de fideicomiso y arrendamiento el 2 de mayo de 1996 entre la CFE y Banamex. El proyecto tiene un costo al inicio de la operación de 654 millones de dólares, durante el período de construcción, el costo del proyecto será financiado por créditos del Banco Interamericano de Desarrollo, Citibank y Eximbank.
2. **Gasoducto Samalayuca**. Como elemento complementario al proyecto anterior, se llevó a cabo el proceso de licitación para el diseño, construcción y operación del gasoducto, que deberá proveer de 4.6 MMCD de gas a las unidades de la central, a partir del 20 de diciembre de 1997. Dicho gasoducto tendrá una longitud aproximada de 68 kilómetros, de los cuales 18 estarán ubicados en Estados Unidos y 50 en México.



El proyecto se otorgó el 28 de noviembre de 1996, a un consorcio formado por PEMEX-Gas y Petroquímica Básica con el 50% y el resto por El Paso Energy International y El Paso Natural Gas.

3. **Mérida III.** El consorcio formado por las empresas AES Co., Nichimen y Hermes serán los encargados de desarrollar la central de ciclo combinado de 484 MW que será construida cerca de la ciudad de Mérida, Yuc. La primera fase deberá entrar en operación en febrero del 2000, y la segunda en agosto del mismo año. La inversión requerida para dicho proyecto oscilará entre los 220 y 240 millones de dólares.

En este proyecto, los inversionistas deberán diseñar, construir, operar, dar mantenimiento y conservar en propiedad las instalaciones, siempre bajo supervisión de la CFE, a quien venderán la energía producto de la central.

4. **Gasoducto del Sureste.** Complementario al proyecto anterior se realizó el proceso de licitación de un gasoducto de 700 km. aproximadamente, que deberá suministrar hasta 10.4 MMCD a diferentes centrales de la CFE ubicadas entre Ciudad Pemex, Tab. y Valladolid, Yuc.

El gasoducto entrará en funcionamiento en tres etapas a partir de septiembre de 1999 y requerirá una inversión de 312 millones de dólares; las dos terceras partes del crédito será cubierto por Transcanada Pipelines, Mérida Pipeline y Gutsa Construcciones y el resto por la aportación entre el 10% o 20% del monto total y el préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (CFE, 1997c: 28)

Los inversionistas serán responsables de diseñar, construir, operar y mantener el gasoducto, así como del transporte seguro del gas que CFE le entregará en custodia desde Ciudad Pemex hasta los diferentes puntos de recepción.

Se define como cogeneración a "... los sistemas que combinan los procesos térmicos asociados a la producción de energía eléctrica (o mecánica), con otro tipo de procesos térmicos (generación y/o demanda de vapor o calor), utilizando el calor de desperdicio de uno como la entrada de energía del otro" (Cuevas, 1989: 5).

La generación de energía eléctrica a partir de la cogeneración es una alternativa con gran potencial de ahorro de energía primaria para el país. En términos generales, para un proyecto de cogeneración industrial que satisface al 100% los requerimientos de la energía térmica de una empresa, se obtiene un ahorro entre el 30% y 35% del consumo de energía.

El estudio "Potencial Nacional de Cogeneración" realizado por CONAE en 1995, establece que existe en México un potencial técnico en los sectores industrial, petroquímica de PEMEX y comercio, que oscila entre 7 600 y 14 200 MW, lo cual representa un 22% y un 41% de la capacidad instalada en 1996, respectivamente. El aprovechamiento total de este potencial generaría ahorros de energía primaria entre 60.7 y 114.1 millones de barriles equivalentes de petróleo al año (Secretaría de Energía, 1997b: 99)

La CONAE, en coordinación con otras instituciones, promueve las inversiones en los estados de mayor potencial de cogeneración como son: Jalisco, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz, entre otros.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica en los estados de Nuevo León, Tamaulipas y Chihuahua, la CFE requerirá instalar una capacidad adicional, de 1998 al 2006, por un total de 4 299 MW; la inversión necesaria considerando ciclos combinados que utilicen gas natural, asciende a 3242 millones de dólares. Un estudio de la CONAE, establece que en sólo 55 empresas de la región se podría aprovechar un potencial de cogeneración de 1125 MW, obteniéndose una reducción en la inversión del 849 millones de dólares, por lo cual conviene impulsar esta actividad (Secretaría de Energía, 1997b: 106).

Con la finalidad de lograr la máxima eficiencia de estos sistemas, la tendencia apunta al diseño de sistemas de cogeneración delimitados para satisfacer al cien por ciento los requerimientos térmicos de la instalación. Como resultado, se tendrá, por lo general, una capacidad eléctrica excedente que, de acuerdo con la LSPEE, puede ser vendida a la empresa suministradora.

Para que la energía eléctrica excedente de los cogeneradores sea recibida por la empresa suministradora sobre una base firme y a un precio que sea útil para ambas partes, se debe utilizar el modelo descrito en el Convenio de

Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica, publicado el 7 de enero de 1997 en el Diario Oficial de la Federación. Dicho convenio permite al cogenerador vender sus excedentes mediante dos procedimientos de recepción:

1. Subasta. En donde el permisionario dará a conocer a la CFE 15 días antes del comienzo de cada intervalo operativo, el precio al que ofrezca entregar energía en dicho intervalo para los períodos horarios (punta, intermedio y de base),

2. Recepción automática. La CFE, a más tardar a las 15:00 horas de cada día, notificará al permisionario el precio base que se prevea pagar para cada período horario del día siguiente por la energía económica. Cuando el permisionario notifique a la CFE antes de las 16:00 del día previo que entregará un bloque de energía, se considerará recepción automática notificada y se pagará a razón de 0.9 veces el costo base (el costo marginal regional incurrido por CFE en cada uno de los precios horarios de ese día); cuando el aviso no se realice con esa anticipación, la entrega se considerará recepción automática no notificada y se pagará a 0.85 veces dicho costo.

La CFE pagará al permisionario los cargos que resulten por la energía económica entregada, según los precios correspondientes al procedimiento de recepción elegido por el permisionario.

En conclusión, la evolución histórica del sector energético mexicano ha influido en la organización y estructura territorial de las actividades económicas actuales del país, siendo el sector industrial el más característico ya que es uno de los principales consumidores de energía.

## **CAPITULO IV. LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO.**

### **4.1 Importancia actual de la industria petrolera.**

Desde su reorganización en 1992 en cuatro subsidiarias: Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica y Petroquímica, PEMEX tiene una misión estratégica básica: maximizar el valor a largo plazo de los hidrocarburos, orientarlos hacia el mercado e internacionalmente hacer la industria competitiva, con la finalidad de desarrollar una economía petrolera nacional del más alto nivel.

En 1996, la producción de petróleo crudo fue de 2.858 millones de barriles diarios (MMBD), el nivel más alto en la historia de la industria petrolera mexicana. Su incremento respecto al año de 1995 fue de 9.2%, la Región Marina aportó el 74.6%, la Sur el 22% y la Norte el 3.4% (Figura 4.2.5). El tipo de crudo extraído fue 52.1% de crudo ligero y superligero y el 47.9% correspondió al crudo pesado (PEMEX, 1997c: 23, 24).

La producción de gas natural fue de 4 195 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), 11.6% superior al de 1995. Destaca la Región Sur, que comprende los estados de Tabasco y Chiapas, la cual aportó el 47.4%, la Región Marina participó con el 37.3% y la Región Norte con el 15.3% (Figura 4.2.6). La producción en la Región Norte ha crecido rápidamente, en particular en la Cuenca de Burgos, ya que en el período 1993-1996 la tasa media de crecimiento anual en el norte del país fue de 13.4%. En general, el aumento de la producción de gas natural obedece a la continua expansión de la demanda interna que se apoya en el desarrollo industrial del país y en la modificación de los patrones de consumo que se prevé para los próximos años, al considerar la sustitución del combustible por gas natural (PEMEX, 1997c: 24, 176).

En cuanto a la estructura de la producción de petrolíferos, su participación aumentó en 0.8% en relación a 1995. Las gasolinas declinaron su producción en 1.4%, no obstante que la Magna Sin se incrementó en 11.4%, al pasar de 193 a 215 miles de barriles diarios (MBD) entre ambos años de referencia, por lo que la disminución en la producción de gasolinas totales se explica básicamente en

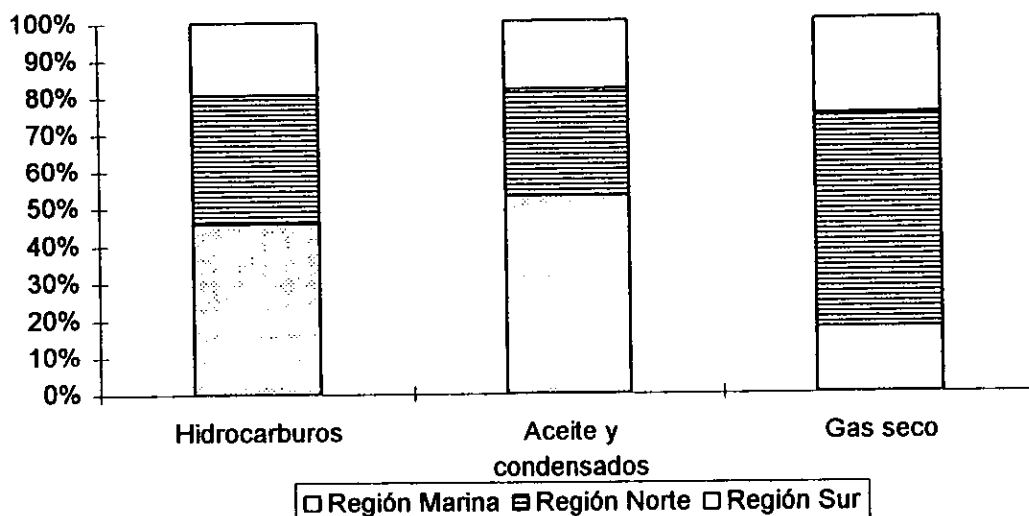
la baja del 12.7% de la Gasolina Nova. La producción de diesel fue de 270 MBD, 5.9% mayor a la de 1995. El Diesel Sin produjo 208 MBD, con lo que representó un aumento de su participación en un 38.7% respecto al año anterior. La producción de combustóleo fue de 418 MBD, la cual ha sido muy similar a los años anteriores (PEMEX, 1997c: 204).

Las reservas probadas de petróleo crudo son de 60 900 millones de barriles; de éstas, cerca del 80% corresponden a aceite y condensados y el 20% restante a gas seco. Las reservas de gas natural son de 63 913 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la vida media de estas reservas, a los ritmos actuales de producción, es de 43 años (PEMEX, 1997c:32).

En la Región Marina se localiza el 45.8% de las reservas totales de hidrocarburos; concentra el 53.1% de las reservas probadas de aceite y condensados y el 17.5% de las de gas. La Región Sur tiene el 19.5% de las reservas totales, concentra el 25.4% de las reservas de gas y el 18.2% de las de aceite. Por su parte, la Región Norte cuenta con el 34.7% de las reservas de hidrocarburos, el 57.1% de las reservas totales de gas y el 28.7% de las de aceite y condensados (Figura 4.1.1) (PEMEX, 1997c: 33).

Las inversiones de PEMEX-Exploración y Producción se han orientado principalmente a lograr incrementos en la producción, mejorar la cartera de proyectos y aumentar la confiabilidad del sistema de producción; dichas inversiones, en el año de 1996 tuvieron un monto de 18 136 millones de pesos. Su cartera de inversión se reestructuró con ocho proyectos estratégicos, a los cuales se le destinaron 10 043 millones de pesos; en proyectos operacionales la inversión fue de 8 093 millones de pesos, de la cual poco más de la mitad correspondió al mantenimiento de las instalaciones y pozos, y el resto a la protección ecológica, la seguridad industrial y el ahorro de energía.

**FIGURA 4.1.1 RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS, 1996.**



Fuente: PEMEX. (1997c). Memoria de Labores 1996.

Elaboró: Maribel Martínez Galicia.

**CUADRO 4.1.1**

**INVERSIÓN POR PROGRAMAS ESTRATÉGICOS, 1996  
(millones de pesos)**

PROGRAMAS ESTRATÉGICOS	MONTO DEVENGADO	PARTICIPACIÓN (%)
Delimitación y caracterización de yacimientos	75	0.7
Incorporación de reservas	1 882	18.7
Evaluación del potencial petrolero	50	0.5
Desarrollo de campos	5 445	54.2
Participación con otras dependencias	133	1.3
Ductos	1 852	18.4
Sistemas artificiales de explotación	497	5.0
Optimización de instalaciones de producción	108	1.1
<b>TOTAL</b>	<b>10 043</b>	<b>100.0</b>

Fuente: PEMEX. (1997c) Memoria de Labores 1996.

Del cuadro anterior destaca el programa de desarrollo de campos, con una participación del 54.2%, la cual se refleja en la perforación de 107 pozos de

desarrollo y en la terminación de 104. Del total de pozos terminados, 43 resultaron productores de aceite, de los cuales 4 se localizan en la Región Norte, 20 en la Región Sur, 10 en la Región Marina Noreste y 9 en la Región Marina Suroeste; 54 son productores de gas seco, y de gas y condensados, localizándose 44 en la Región Norte y 10 en la Región Sur (PEMEX, 1997c: 28, 29).

Dentro de este programa, destaca el proyecto integral Cantarell, en el cual se realizaron trabajos de perforación y terminación de 11 y 9 pozos de desarrollo, respectivamente. De estos últimos, todos resultaron productores de aceite. El yacimiento Cantarell es el más grande del país y el sexto en el mundo; contiene el 21% de las reservas, aporta el 36% de la producción y el 67% de la exportación aproximadamente (PEMEX, 1997c: 29).

El programa de incorporación de reservas participa con el 18.7% del total; en él se consideran los proyectos que ya han descubierto yacimientos con reservas probadas actuales y sus inversiones son de menor riesgo; su objetivo es incrementar los volúmenes de reservas probadas, jerarquizándolos en base al riesgo geológico, a la reserva media estimada y al valor económico. Este programa se integra con 24 proyectos, 19 terrestres y 5 marinos; la mayoría de ellos han sido explotados por varios decenios, pero no todos han alcanzado su etapa de madurez, como los que se localizan en la Sonda Marina de Campeche, en Chiapas- Tabasco y en la Cuenca de Burgos (PEMEX, 1997c: 26)

Para 1996, se realizaron 44 localizaciones exploratorias en los proyectos de incorporación de reservas, evaluación del potencial petrolero, y de delimitación y caracterización de yacimientos, de los cuales 24 corresponden a la Región Norte, 10 a la Marina Suroeste, 9 a la Sur y uno a la Marina Noreste. Se perforaron 11 pozos de exploración y se terminaron 10. De los pozos exploratorios terminados, cuatro resultaron productores de crudo: Taratunich 72, Kanaab 101 y Manik 1, en el distrito Dos Bocas de la Región Marina Suroeste y el pozo Escuintle 201 en la Región Sur. Los productores de gas seco fueron: Arcos 501 y Faraón 1 de la Región Norte (PEMEX, 1997c: 26).

En los programas estratégicos de ductos, sistemas artificiales de explotación, optimización de instalaciones de producción y participación con otras dependencias, PEMEX-Exploración y Producción erogó un monto de 2 590 millones de pesos. De él sobresale la inversión en ductos por 1 852 millones de pesos, destinados fundamentalmente a la construcción del oleogasoducto de rebombeo a Dos Bocas, los gasoductos de Atasta a Ciudad Pemex y de Oxiacaque a Samaria II, y la interconexión Sunuapa-Giraldas-Juspi (PEMEX, 1997c: 30).

El gasto de inversión ejercido por PEMEX-Refinación fue de 5 232 millones de pesos; de él, el 65.5% se destinó a diez proyectos de los cuales destaca el paquete ecológico que utilizó 2198 millones de pesos, es decir, el 64.1%; del total erogado en proyectos estratégicos por el organismo (PEMEX, 1997c: 55).

Al proyecto Cadereyta se le destinaron 327 millones de pesos, lo que permitirá ampliar, modernizar y optimizar la infraestructura productiva del sistema nacional de refinación. Además, se dará cumplimiento a los requerimientos de las nuevas normas ambientales para fuentes industriales NOM-085 y automotrices NOM-086 y se podrán obtener petrolíferos de mayor valor agregado. Se optimizará la mezcla de crudos en la refinería aprovechando la disponibilidad de crudos pesados y amargos al incrementar el procesamiento de crudo de 235 a 270 MBD. El alcance de este proyecto incluye la construcción, ampliación y modernización de 20 plantas localizadas en la refinería, la ampliación de los servicios auxiliares, la construcción de un oleoducto y un poliducto, y la modernización de cuatro terminales de almacenamiento y distribución localizadas en el norte del país; a los programas operacionales y otras inversiones se dedicó el 34.5% restante (PEMEX, 1997c: 56).

En PEMEX-Gas y Petroquímica Básica la inversión ejercida fue de 1 255 millones de pesos; la cartera de inversión se integró con tres proyectos estratégicos, a los que se les destinó el 24.8% de la inversión total del organismo. El porcentaje restante se destinó a los programas operacionales (PEMEX, 1997c: 68).



En el programa de producción y plantas industriales se destinaron 263 millones de pesos, de los cuales 212 se utilizaron en la optimización del procesos de gas para la recuperación de licuables en la zona sureste (PEMEX, 1997c: 68, 69).

El gasto de inversión destinado a PEMEX-Petroquímica se orientó fundamentalmente a dar continuidad a las obras que se encuentran en ejecución, a fin de mantener operando las instalaciones en condiciones óptimas. De igual manera, se destinó al desarrollo de un programa de mantenimiento de instalaciones apegado a los programas y procedimientos establecidos. De los 396 millones de pesos que ejerció el organismo, 201 se destinaron a rehabilitación y obras, es decir, el 50.8% del monto total. Las actividades de mantenimiento cubrieron 103 reparaciones de 105 programadas, para un cumplimiento global del 98.1% . El gasto ejercido en mantenimiento fue de 808 millones de pesos, lo que representó el 90.6% de los recursos presupuestales (PEMEX, 1997c: 78).

En resumen, el gasto de inversión de Petróleos Mexicanos fue de 25 801 millones de pesos en 1996, de los cuales se destinó el 70.3% a PEMEX-Exploración y Producción, el 20.3% a PEMEX-Refinación, el 4.9% a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, el 1.5% a PEMEX-Petroquímica y el 3% restante a Pemex-Corporativo.

Respecto a los precios internacionales del petróleo, este año se caracterizaron por su alto nivel y volatilidad, ya que en el primer cuatrimestre, los precios del crudo registraron un alza, siendo en el mes de abril cuando se registró el valor más alto desde el conflicto ocurrido en el Golfo Pérsico. En este mes, el crudo West Texas Intermediate (WTI) se cotizó en el mercado de Houston en 23.51 dólares por barril, el Arabian Light en 20.94 y el Brent en 20.93. Las causas que contribuyeron al alza en los precios fueron las siguientes: la larga duración del invierno en el hemisferio norte, que ocasionó un incremento en la demanda de combustible para calefacción en Estados Unidos y Europa; la incertidumbre sobre el regreso de Iraq al mercado internacional; los bajos niveles de inventarios de las refinadoras, con el objetivo de disminuir el costo ante los reducidos márgenes de ganancia, ello provocó una oferta limitada de productos

y por consiguiente presiones alcistas en el mercado, ocasionando a su vez un soporte al precio del crudo (PEMEX, 1997c: 15).

Para el trimestre abril-junio, los precios tuvieron una reducción generalizada, debido principalmente a la expectativa del retorno de Iraq al mercado internacional. En el segundo semestre, la tendencia fue marcadamente ascendente, hasta alcanzar en diciembre 25.41 dólares por barril para el WTI, 22.26 para el Arabian Light y 23.89 para el Brent, cotizaciones soportadas por los bajos niveles de inventarios de crudo y petrolíferos en Estados Unidos y Europa, la continuación del conflicto en el norte de Iraq, el inicio de la temporada de mantenimiento en varias refinerías de Estados Unidos y la posible inestabilidad política en Rusia (PEMEX, 1997c: 15,17).

Por lo anterior, el precio de exportación de la mezcla de crudos mexicanos fue de 18.94 dólares por barril; sobresale el incremento de 3.99 dólares por barril del crudo Olmeca (PEMEX, 1997c: 17).

Respecto al gas natural, su demanda incrementó en el mercado norteamericano durante el primer semestre, debido a un período invernal muy prolongado y frío. El precio promedio en el primer semestre fue de 2 dólares por millón de BTU, en el último trimestre la tendencia se acentuó, el precio estuvo arriba de 3 dólares por millón de British thermal units (BTU). Estos aumentos en el sur de Texas se reflejaron en el precio nacional del producto (PEMEX, 1997c: 17).

La tendencia alcista del crudo tuvo repercusiones en la industria de la refinación, los precios de los destilados aumentaron en promedio 24% en relación a 1995. No obstante, el incremento en el valor del crudo resultó mayor al que registraron los precios de los productos petrolíferos; por consiguiente, los márgenes de refinación resultaron menores a los de 1995 (PEMEX, 1997c: 18).

La diferencia entre la gasolina regular sin plomo y el West Texas Sour (WTS) promedió 4.27 dólares por barril. El fuerte incremento en la cotización del diesel, de 0.2% de azufre, amplió su diferencia en 1.29 dólares por barril entre ambos años de referencia (PEMEX, 1997c: 18).

En el caso del combustóleo, a pesar del aumento registrado en los precios del producto de 3% de azufre, que le permitió mejorar su diferencia con el WTS en un 15% durante el último trimestre de 1996, en términos anuales el deterioro de su precio se acentuó al pasar de -3.65 a -5.34 dólares por barril de 1995 a 1996 (PEMEX, 1997c: 18).

El margen variable de refinación del crudo WTS<sup>1</sup>, localizada en la costa norteamericana del Golfo de México, descendió 0.18 dólares por barril en 1996. Esta pérdida ocasionó un año difícil para la industria norteamericana de refinación, que es la más moderna y eficiente del mundo y con la que compite el sistema mexicano de refinación (PEMEX, 1997c: 18).

En relación a la industria petroquímica, su descenso en las cotizaciones internacionales de los productos continuó durante 1996, resultado del patrón cíclico de precios y márgenes que caracteriza a esta industria (PEMEX, 1997c: 19).

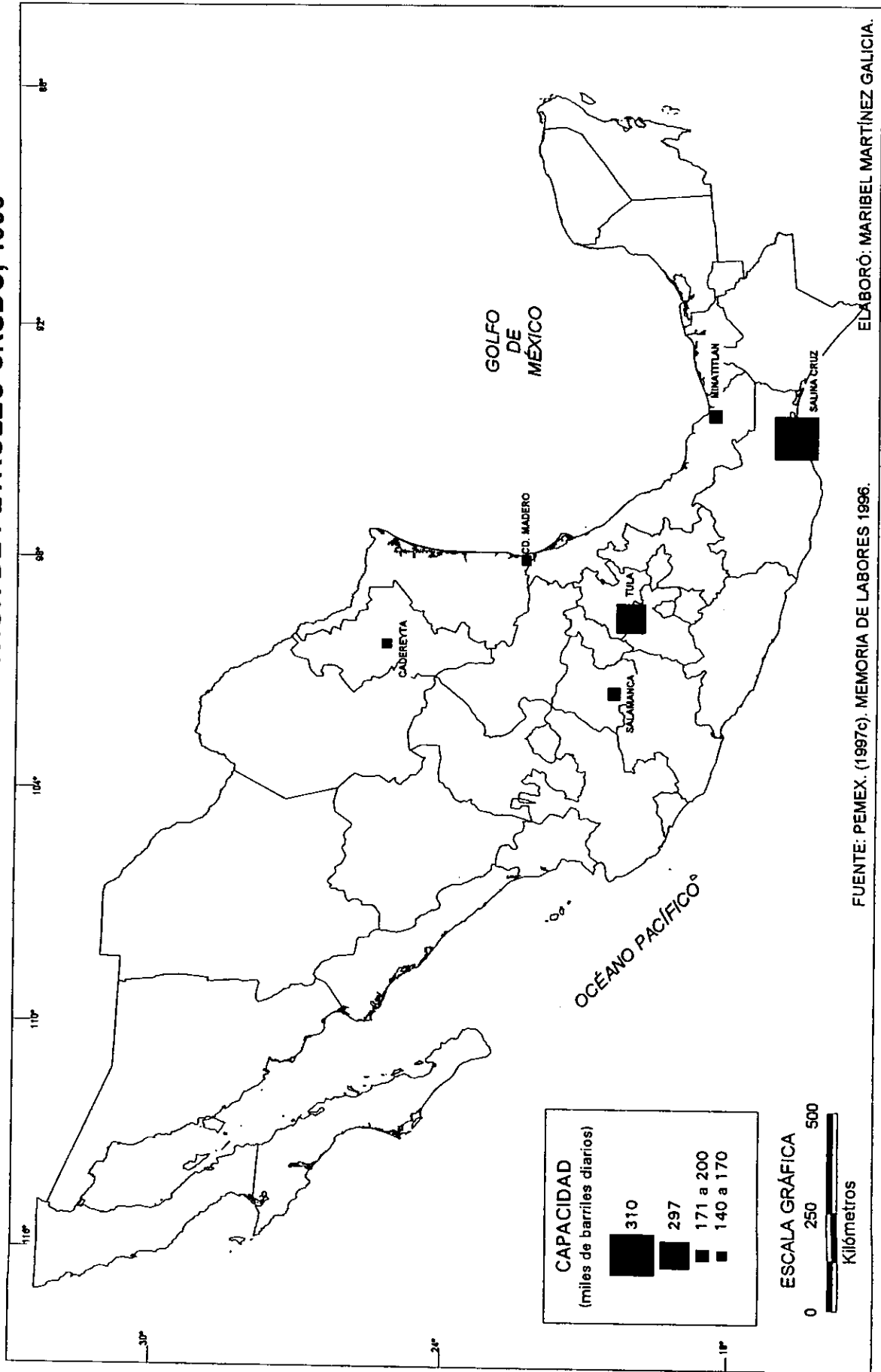
Actualmente PEMEX-Refinación cuenta con seis plantas refinadoras (Figura 4.1.2): Cadereyta, con un proceso de petróleo crudo y líquidos de 162 MBD; Madero con 143 MBD; Minatitlán con 192 MBD; Salamanca con 179 MBD; Salina Cruz con 310 MBD y Tula con 297 MBD, por lo que la capacidad total para 1996 fue de 1283 MBD (PEMEX, 1997c: 203).

La estructura laboral de Petróleos Mexicanos al 31 de diciembre de 1996, estaba compuesta por 133 281 plazas las cuales se distribuyen de la siguiente forma: PEMEX-Exploración y Producción disponía del 30.10%; PEMEX-Refinación del 34.63%; Pemex-gas y Petroquímica Básica del 8.80%; PEMEX-Petroquímica del 13.07% y PEMEX- Corporativo del 13.40%. Cabe señalar que, de este último, el 60.10% corresponde al ámbito de los servicios médicos. Con respecto a su vigencia, 111 542 plazas tenían el carácter definitivo y 21 739 eran temporales (PEMEX, 1997c: 142).

---

<sup>1</sup>Se define como la diferencia entre el precio del mercado de los productos petrolíferos y los costos variables de producción al ser procesado en una configuración de producción con destilación primaria y desintegración catalítica (FCC).

**FIGURA 4.1.2 PLANTAS DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 1996**



ELABORO: MARIBEL MARTÍNEZ GALICIA.  
FUENTE: PEMEX. (1997c). MEMORIA DE LABORES 1996.

La contribución de la industria petrolera a la balanza comercial del país en 1996, fue significativa. Al incremento del volumen exportado se sumó el de los precios de los hidrocarburos, los cuales alcanzaron los niveles más altos desde antes de la crisis de 1986, con excepción de seis meses después de la Guerra del Golfo. El saldo neto de la balanza comercial exterior de hidrocarburos y sus derivados fue de casi 10 000 millones de dólares, la magnitud de estas cifras se comprende mejor al relacionarlas con los grandes agregados macroeconómicos. Los impuestos y derechos que pagó la industria petrolera equivalen a cerca del 6% del PIB y el saldo de la balanza de hidrocarburos a un poco más del 3% del mismo (PEMEX, 1997c: 5).

En cuanto a las exportaciones, los hidrocarburos ocupan el segundo lugar con una participación del 13.27%; después de la industria maquiladora que representa el 36.35% (Banco de México, 1998: IV-6).

#### **4.2 Distribución geográfica de la producción de hidrocarburos.**

La corteza terrestre es el resultado de una serie de transformaciones producidas por el efecto de fuerzas internas y externas del planeta en que vivimos; no es una cubierta estática, los cambios que actualmente son tenues y lentos fueron violentos y vigorosos, de tal manera que el contorno, el relieve, las formaciones, rocas y minerales que encontramos con una distribución aparentemente diseminada, constituyen el resultado de una serie de fenómenos que integran la geología histórica de México.

Para efectos de este estudio, se deben mencionar las características de la era Mesozoica. En el Triásico, periodo inicial de esta era, se presentó un hundimiento gradual que permitió la formación de depósitos de gran espesor y elevada altura. Indicios de éste periodo pueden observarse en Zacatecas, norte de Sonora, Puebla, Oaxaca y algunas partes de Chiapas.

En el Jurásico, el área continental se redujo, conectándose el Golfo con el Pacífico dejando un corredor llamado Canal del Balsas y que se extendió hacia el norte separando los actuales estados de Chihuahua y Sonora, y dejando una gran isla que comprendió la Baja California.

El período Cretácico es el que dejó las más importantes huellas en la región mexicana, y se divide en inferior, medio y superior. Durante el Cretácico inferior, las masas que cubrían el continente ganaron tierra, se redujo la isla de occidente y se replegaron las costas del norte y del sur por lo que la mayor parte del territorio quedó cubierto de agua. En el Cretácico medio el Canal del Balsas se extendió y la isla de la Baja California se convirtió en una península, conservándose la comunicación entre los océanos Pacífico y Atlántico. En el Cretácico superior, las áreas sumergidas ascendieron recobrando así su posición.

Los recursos económicos que quedaron como restos del proceso de la transformación de la superficie de la Tierra de esta Era son: sal, gema, yeso, areniscas rojas, carbón bituminoso, cobre, lignito, antracita, petróleo y algunas manifestaciones de zinc.

La extensión de la actividad exploratoria orientada a hidrocarburos en el territorio nacional es la superficie total de la República Mexicana incluyendo sus plataformas continentales, hasta la curva batimétrica de 500 metros, la cual es de 2.5 millones de kilómetros cuadrados; de esta superficie, 1 831 100 kilómetros cuadrados corresponden a cuencas y plataformas sedimentarias marinas, de edades entre los 65 y 180 millones de años; lo que constituye el marco geológico petrolero de México.

Actualmente, según la producción de hidrocarburos PEMEX divide al territorio nacional en cuatro regiones<sup>2</sup> y nueve distritos<sup>3</sup> que se localizan a lo largo de la costa del Golfo de México (Figura 4.2.1), pues a partir del 1 de enero de 1996, los distritos de Ciudad del Carmen y Dos Bocas se constituyeron en las Regiones Marina Noreste y Marina Suroeste, respectivamente (PEMEX, 1997a: 62).

---

<sup>2</sup>Región: Ambito geográfico correspondiente a la división administrativa de PEMEX Exploración y Producción.

<sup>3</sup>Distrito: Subdivisión administrativa de cada región.

## REGIÓN NORTE.

Es la más grande del país (Figura 4.2.1), pues tiene una superficie aproximada de 1 460 000 km<sup>2</sup>; abarca la mayor parte de los estados del territorio mexicano, comprende los distritos de Reynosa, Altamira, Poza Rica y Veracruz, y su importancia actual radica en que de las 44 localizaciones exploratorias en los proyectos de incorporación de reservas, evaluación del potencial petrolero y delimitación y caracterización de yacimientos, 24 correspondieron a esta región. Los pozos que resultaron productores de gas seco fueron el Arcos 501 y Faraón 1, (Figura 4.2.2) el primero aportó una producción inicial superior a los 15 MMPCD, además confirmó una mayor extensión del campo Arcos que había sido cerrado en 1987 por baja productividad. Con base en una mejor información y precisión sísmológica, se intervino el pozo Arcos 10 que había permanecido cerrado desde hace 20 años por agotamiento, aportando 21 MMPCD de gas natural. Estos resultados demuestran el potencial de recursos de la cuenca de Burgos y la efectividad de la aplicación de tecnologías modernas de terminación y fracturamiento de pozos y el mejor conocimiento de estructuras complejas que se obtienen mediante sísmología tridimensional (PEMEX, 1997c: 26).

El desarrollo del proyecto de Burgos es importante por la contribución al crecimiento de la producción de gas natural, pues la de Burgos es la cuenca productora de gas no asociado más grande del país, por lo que PEMEX Exploración y Producción ha puesto en marcha un plan de desarrollo a 15 años, con la finalidad de incrementar la producción de gas natural de 420 MMPCD a 1400 MMPCD para el año 2000. Por ello, se tiene contemplada la contratación de empresas especializadas en servicios petroleros, mientras que la institución continuará realizando las actividades medulares de planeación, exploración y explotación de los yacimientos y operación de la producción (PEMEX, 1997c: 27, 28),

Esta Región es la que menos contribuye en la producción de petróleo crudo, pues solamente aporta el 3.37 % de la producción nacional, mientras que en la producción de gas natural contribuye con el 15.32% del volumen total nacional.

**FIGURA 4.2.1 REGIONES Y DISTRITOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS SEGÚN PEMEX, 1996**

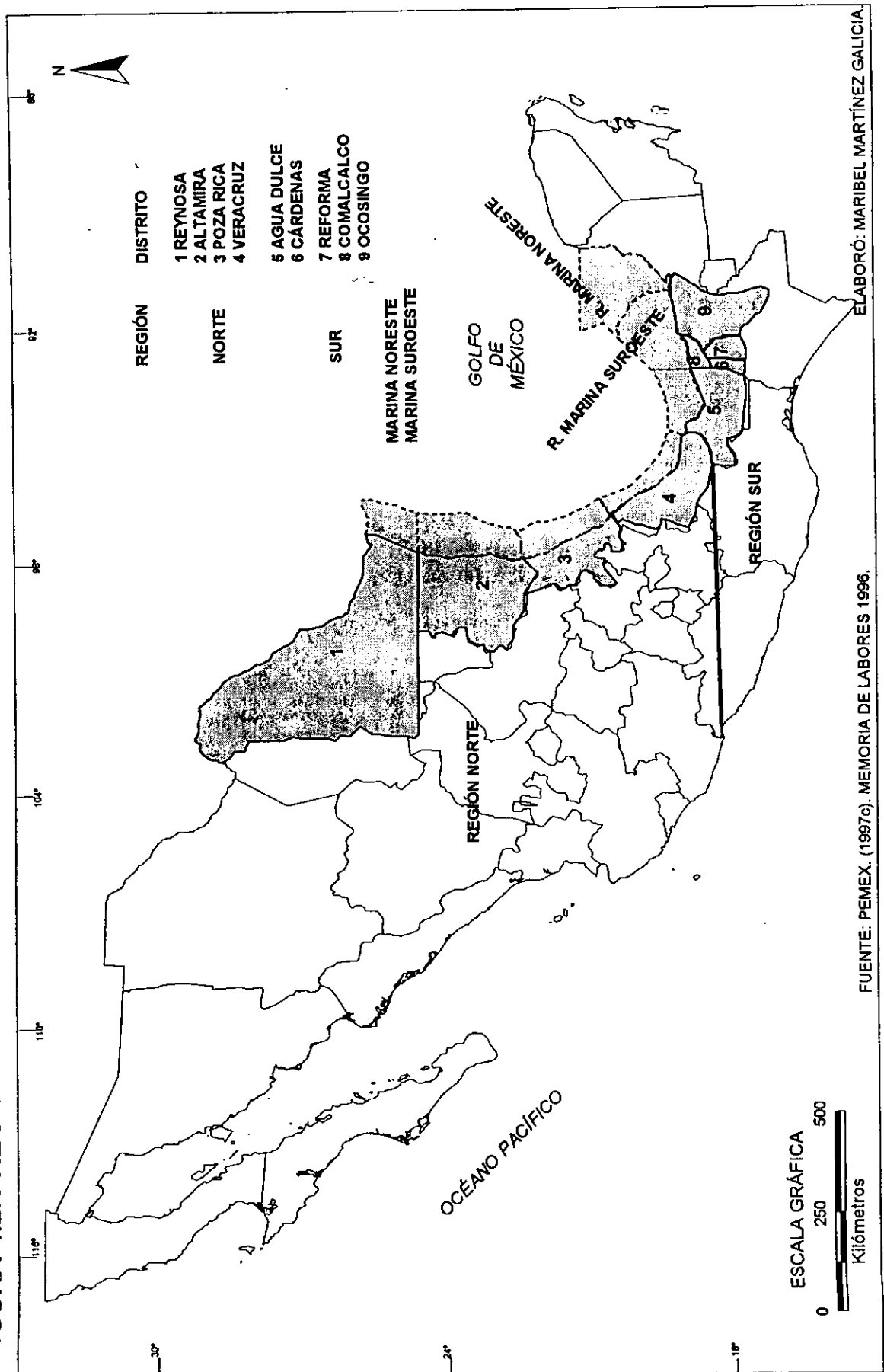
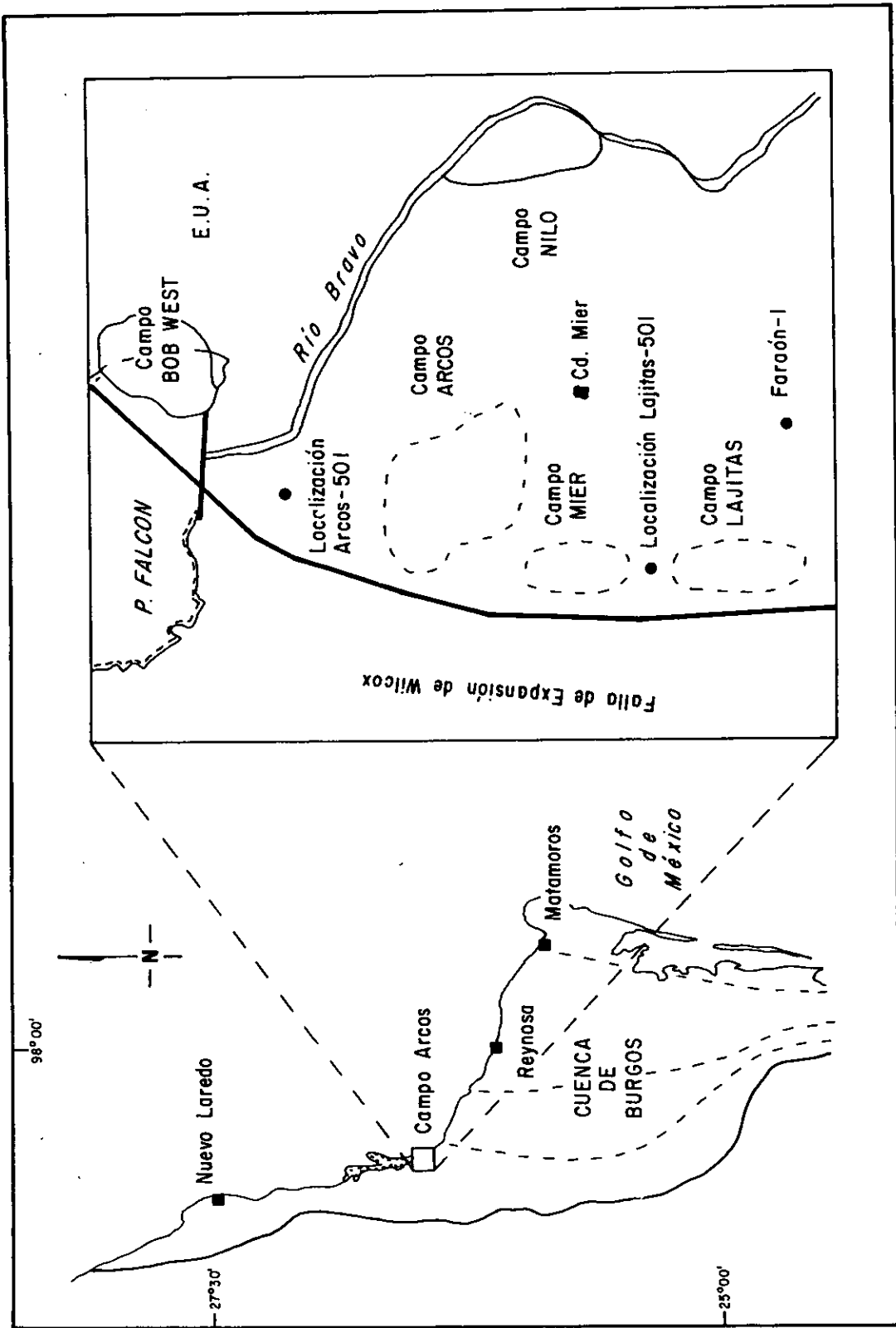




Figura 4.2.2 CUENCA DE BURGOS



FUENTE: PEMEX, (1997c). MEMORIA DE LABORES 1996.

## **REGIÓN SUR.**

Comprende la mayor parte de los estados de Guerrero, Oaxaca, el Sureste de Veracruz y la totalidad de los estados de Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Los distritos que integran esta Región son: Agua Dulce, Cárdenas, Reforma, Comalcalco y Ocosingo (Figura 4.2.1).

El sureste de Veracruz tiene una importancia económica y estratégica, ya que posee la mayor infraestructura de la industria petroquímica básica del país, representada por los complejos petroquímicos de Cosoleacaque, La Cangrejera, Morelos y Pajaritos, los cuales elaboran el 87.87% de productos petroquímicos del total nacional. Además, cuenta con la refinería de Minatitlán que tiene una capacidad para procesar 192 000 barriles diarios de crudo, produce 64 000 barriles diarios de gasolina, 62 000 de combustóleo y 37 000 de diesel (PEMEX, 1997a y c : 39 y 203, 206).

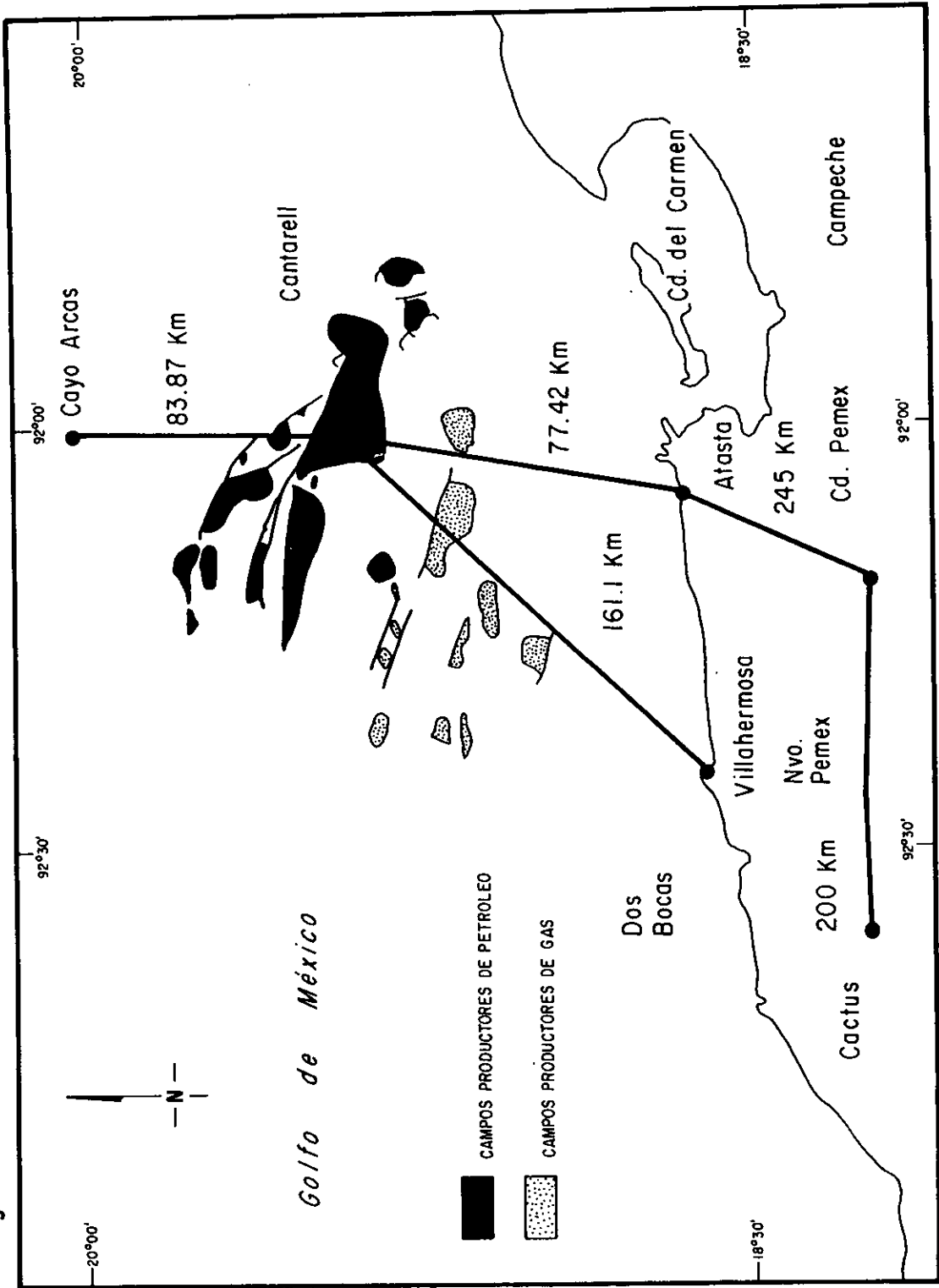
Esta Región cuenta además con la refinería de Salina Cruz, la de mayor capacidad del país, la cual elabora 318 000 barriles diarios de petrolíferos, de los cuales 100 000 barriles diarios son de gasolinas, 110 000 de combustóleo y 62 000 de diesel principalmente, además procesa 310 000 barriles diarios de petróleo crudo (PEMEX, 1997c: 203, 206).

En esta región se localiza el 70% de las plantas de gas, y es la que más gas natural produce, ya que contribuye con el 47.47% de la producción nacional; en cuanto al petróleo crudo aporta el 22.04% de la misma (PEMEX, 1997a y c: 21 y 173, 177).

## **REGIÓN MARINA NORESTE.**

Se localiza en la plataforma marina del estado de Campeche (Figura 4.2.1), y es la principal productora de crudo del país: 1 352 600 barriles diarios, que equivalen al 47.32 % de la producción total nacional; asimismo, contribuye con el 13.87% de la producción de gas natural. En esta importante región se encuentra el Complejo Cantarell (Figura 4.2.3), donde el yacimiento del mismo nombre es el más grande del país y el sexto en importancia mundial, ya que

Figura 4.2.3 PROYECTO CANTARELL



FUENTE: PEMEX, (1997c). MEMORIA DE LABORES 1996.

contiene el 21% de las reservas nacionales; además aporta el 36% de la producción total y el 67% del petróleo exportado (PEMEX, 1997c: 29).

## **REGIÓN MARINA SUROESTE.**

Se localiza en la plataforma marina del estado de Tabasco (Figura 4.2.1), ocupa el segundo lugar en la producción de petróleo crudo y de gas natural, con el 27.27% y el 23.38% de la producción nacional, respectivamente.

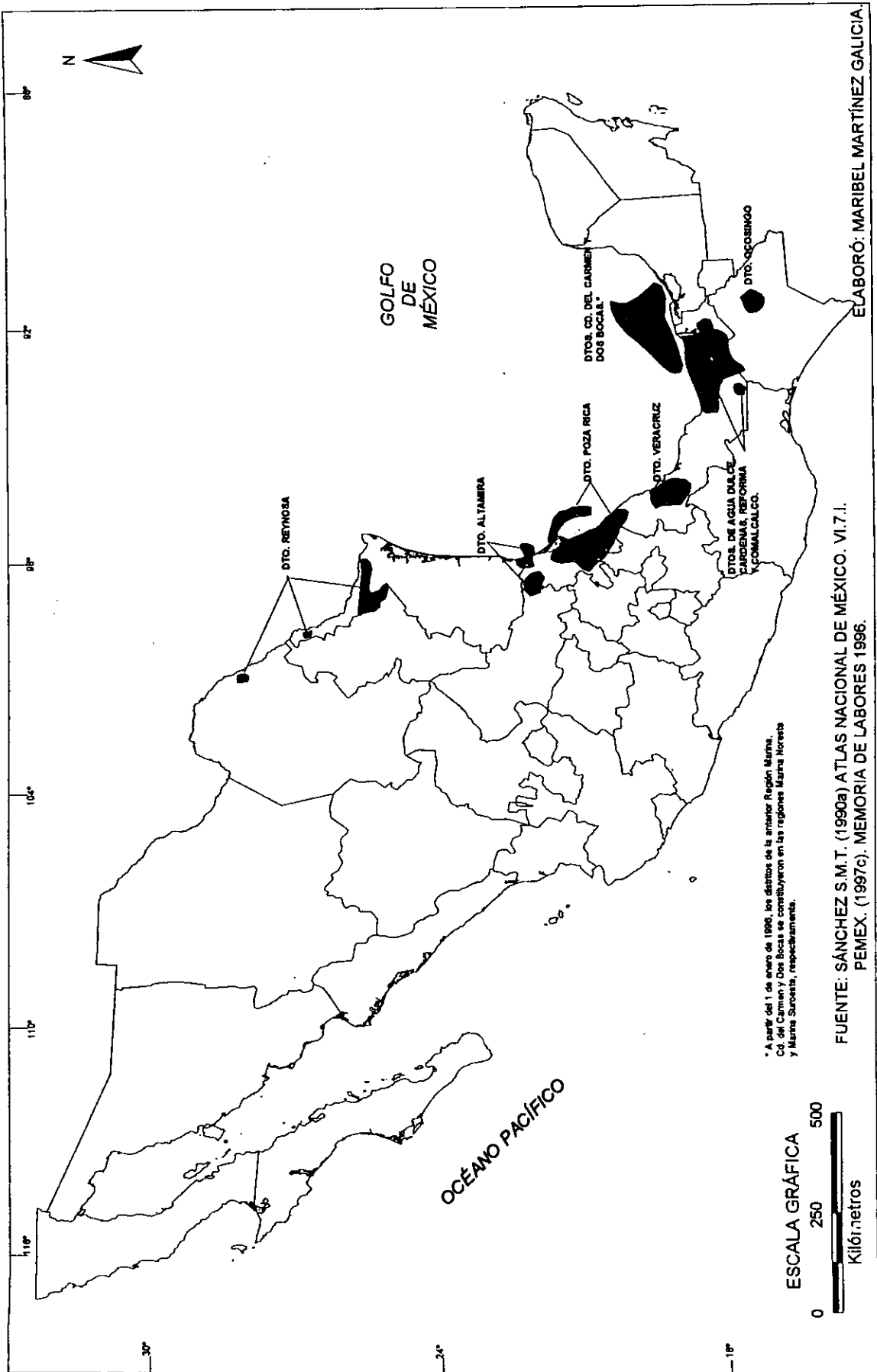
La ubicación correcta de las principales zonas productoras de petróleo y gas se observan en la figura 4.2.4, en donde se muestra la presencia de plataformas marinas en los distritos de Altamira y Poza Rica, así como en las regiones marinas suroeste y noreste.

Cabe señalar que al inicio de la década de los ochenta en el litoral del Pacífico, incluyendo el Golfo de California, se presentaron manifestaciones muy importantes de hidrocarburos; un ejemplo es el pozo Huichol I, perforado frente a las costas de Nayarit y el pozo Extremeño I perforado en el mar de Cortés, los cuales constituyen los primeros descubrimientos de hidrocarburos en el litoral del Pacífico.

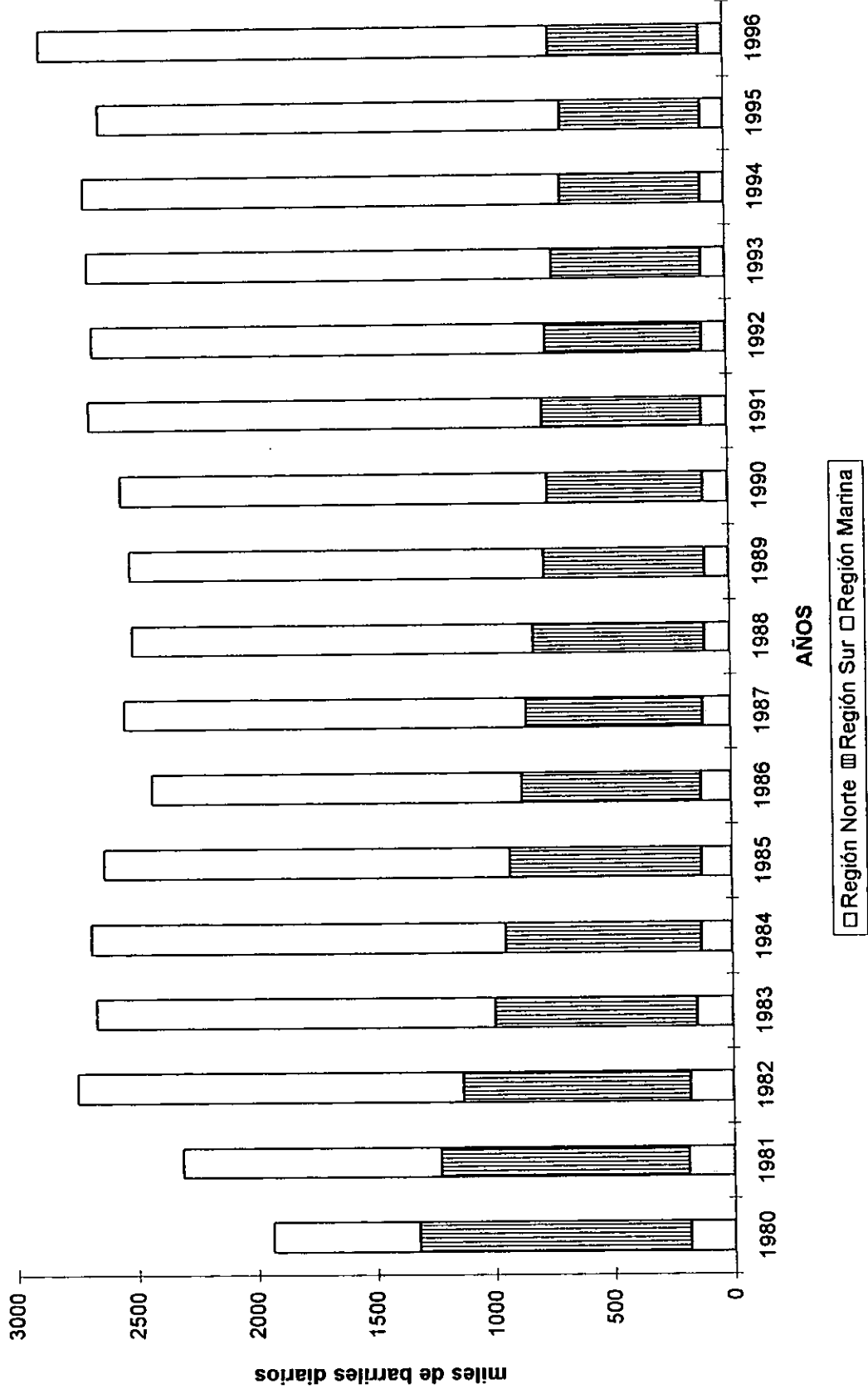
La producción de petróleo crudo de 1980 a 1996 se observa en la figura 4.2.5, la cual ha tenido el siguiente comportamiento: en los primeros tres años del decenio de los ochenta, la producción aumentó en un 19.1% en promedio, este incremento sustancial se debió a la explotación de los pozos marinos del Complejo Cantarell, mismo que está integrado por los campos Nohoch y Akal; a partir de 1983, inicia su descenso acentuándose en 1986 con un -7.71% respecto al año anterior; esto se debió básicamente a la crisis económica que afectó a la producción nacional.

En 1987, la producción de petróleo aumentó 4.65%; en los siguientes años disminuyó ligeramente y se recuperó, de igual manera, en 1990; para 1991, la producción aumentó 5.02%, en 1992 nuevamente se registró un descenso ocasionado por la crisis económica, en 1993 y 1994 se dio una ligera recuperación del 0.51% en promedio; 1995 se caracteriza por un descenso en la

**FIGURA 4.2.4 ZONAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO Y GAS EN EXPLOTACIÓN, 1996**



**FIGURA 4.2.5 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO  
CRUDO POR REGIONES, 1980-1996.**



producción del -2.53%, debido principalmente al descenso en el ritmo de exploración ocasionado por la crisis económica, a una fuga en el oleoducto San-Pijije, al accidente que ocurrió cerca de la ranchería Plátano y Cacao; y a los efectos de los huracanes Opal y Roxanne en el Golfo de México, provocando el cierre total de las plataformas de producción de crudo pesado y el cierre parcial de las productoras de crudo marino ligero, además de la suspensión de la navegación en los puertos mexicanos del área, incluyendo las terminales de exportación y, finalmente, la interrupción de actividades en la Región Sur debida a las controversias que se suscitaron con relación a algunos predios aledaños a las instalaciones petroleras en los estados de Tabasco y Veracruz también contribuyó a la disminución en la producción (PEMEX, 1996: 16, 35, 36).

Para 1996, el incremento en la producción fue de 9.2%, considerada hasta el momento el más alto de la historia petrolera mexicana.

En resumen, el promedio de producción de petróleo crudo en el periodo 1980 - 1996 fue de 2 569.34 miles de barriles diarios y el promedio de incremento fue de 2.71%, lo cual indica una recuperación significativa dadas las crisis económicas registradas en el período de estudio.

Respecto a la producción de petróleo por regiones (Figura 4.2.5), en los dos primeros años de la década, la mayor aportación fue de la Región Sur, aproximadamente con el 50% de la misma; posteriormente la contribución de la región Marina ha ido aumentando considerablemente, hasta llegar a más del 65% debido a los nuevos descubrimientos de pozos petroleros ubicados principalmente en la Sonda de Campeche y a la gran inversión que se ha destinado para mejorar las explotaciones de pozos en el Complejo Cantarell.

El mayor número de campos petroleros en explotación se localiza en la región Sur (Chiapas-Tabasco), le sigue la Región Marina Noreste, posteriormente los distritos de Poza Rica y Veracruz, y finalmente de la Región Norte los distritos de Altamira y Reynosa (Sánchez, 1990: VI.7.2).

Básicamente se producen tres tipos de petróleo crudo: crudo pesado el cual tiene una densidad API<sup>4</sup> igual o inferior a 27°; crudo ligero que tiene una densidad API entre 27° y 38°; y crudo superligero con una densidad API superior a 38° (PEMEX, 1997c: 172, 284).

La producción de petróleo crudo actualmente se realiza principalmente en los siguientes campos:



Fuente: PEMEX. (1997c). Memoria de Labores 1996. p. 173.

Durante muchos años, el gas fue menospreciado a nivel mundial como energético, ya que se le consideraba un subproducto de la explotación de los campos de aceite. Empero, ya hace algunos años que este concepto ha cambiado radicalmente, y ahora el gas es altamente apreciado como un

<sup>4</sup>Escala tradicionalmente utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos, según la cual a un líquido tan pesado como el agua le corresponde una densidad de 10° API, al combustible 12° API, al diesel 40° API y a las gasolinas automotrices 55°-60°. Se calcula con la siguiente fórmula:  $Grados\ API = 141.5 / densidad\ relativa - 131.5$ .

La densidad relativa de la fórmula corresponde al cociente de la densidad del líquido y la densidad del agua, medidas ambas a una temperatura de 60° Fahrenheit.



combustible limpio y fácil de transportar, convirtiéndose en eficaz impulsor de la industria en la región donde se dispone de él.

El comportamiento de la producción de gas natural de 1980 a 1996 se observa en la figura 4.2.6, la cual fue muy similar a la del petróleo crudo; en el periodo destaca el aumento de producción que se registra en 1996 pues el incremento fue del 11.63% respecto al año anterior, ocasionado principalmente por la contribución de la regiones marinas, sur y norte al reportar producciones superiores al 13.3%, 8.6% y 17.3%, respectivamente. La región de Tabasco y Chiapas aportó cerca de la mitad de la producción nacional, en tanto que las regiones marinas aportaron un poco más de la tercera parte. La producción en la Región Norte ha crecido rápidamente, particularmente en la Cuenca de Burgos, ya que la tasa media de crecimiento anual en el periodo 1993-1996 fue del 13.4% (PEMEX, 1997c: 24).

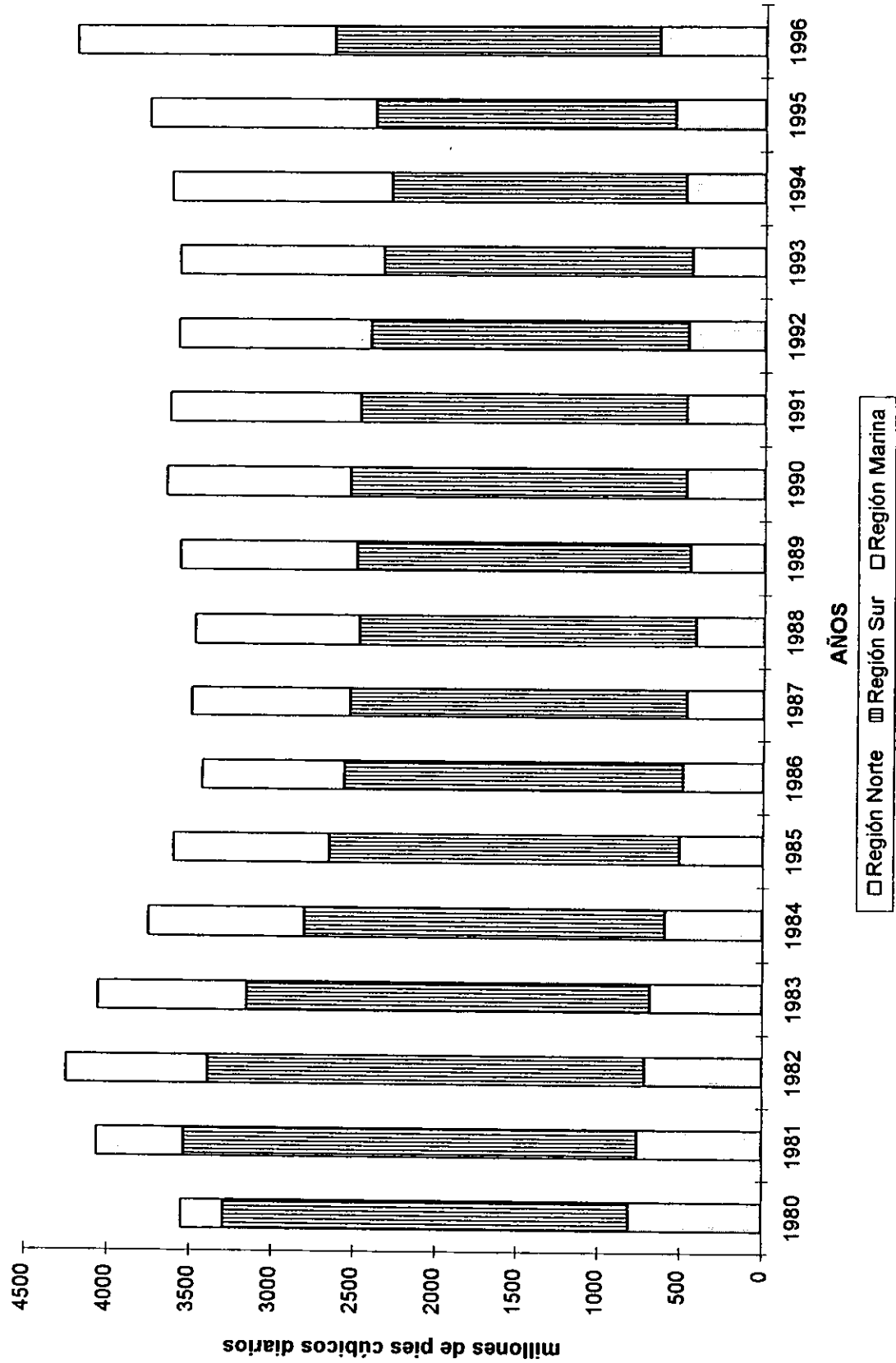
El mayor número de pozos de explotación de gas se localiza en el distrito de Reynosa y le siguen los de Veracruz, Reforma y Ocosingo (Sánchez, 1990: VI.7.2).

En cuanto a regiones (Figura 4.2.6), la norte a tenido un descenso en su producción hasta 1988; a partir de entonces empieza a registrarse un ligero aumento hasta llegar a un incremento considerable en 1996 debido, como ya se dijo anteriormente, a la apertura de la Cuenca de Burgos.

La región Marina tiene un ascenso considerable hasta 1985, en 1986 se registra la más baja producción 868 MPCD, y a partir de 1987 la producción nuevamente incrementa hasta 1996.

La Región Sur, a lo largo del periodo de estudio, es la que más ha contribuido con la producción total; esto se debe fundamentalmente a que es ahí donde existe el mayor número de pozos de explotación de gas. Cabe señalar que su contribución tiende a ser igualada por la Región Marina debido a la importancia del Complejo Cantarell.

**FIGURA 4.2.6 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL  
POR REGIONES, 1980-1996**



Fuente: PEMEX. (1991 y 1997a). Anuario Estadístico, 1990, 1996.

La producción de gas natural se descompone en gas asociado (82.9%) y no asociado (17.1%); la Región Sur es la de mayor producción de gas asociado con un 47.4%, y destaca el distrito de Reforma con el 53.5% de su producción total; la Región Marina ocupa el segundo lugar con un 37.3% y la Región Norte produce el 15.3% y destaca el distrito de Poza Rica con el 63.3% de su producción total (PEMEX, 1997c: 176).

Respecto al gas no asociado, su producción se realiza únicamente en los distritos de Reynosa y Veracruz, los cuales contribuyen con el 71.8% de la producción total, además de los distritos de Ocosingo y Agua Dulce que participan con el 28.2% de la misma (PEMEX, 1997c: 176).

La producción actual de gas natural se lleva a cabo principalmente en los siguientes campos:

<b>Región Marina Noreste</b>	← Cantarell Ku		
<b>Región Marina Suroeste</b>	← Caan Abkatún Chuc Pol		Culebra* Copite* Merced* Reynosa* Arenque Miralejos* Cuitláhuac Mecayucán* Pánuco
<b>Región Sur</b>	← Paredón Iride Muspac Cópano Sen José Colomo* Samaria Jujo Giraldas Luna	Jolote Chilapilla Agave Catedral Cárdenas Jacinto Tecominoacán Bellota	

\*Campo de gas no asociado.

Fuente: PEMEX. (1997c). Memoria de Labores 1996. p. 177

### 4.3 La Industria de la Refinación.

El petróleo crudo, tiene muy pocas aplicaciones, ya que se trata de un líquido pardo-negrusco, viscoso y oleaginoso que arde únicamente a temperaturas muy elevadas, por lo que debe someterse a un proceso de elaboración llamado refinación.

La refinación, "...es el conjunto de una serie de procesos físicos y químicos a los cuales se somete el petróleo crudo, para obtener de él por destilación, los diversos hidrocarburos, o las familias de hidrocarburos, con propiedades físicas y químicas bien definidas..." (Cuevas, 1989: 33).

Una vez realizada la separación, se aplican a los derivados obtenidos, diversos procesos de conversión para obtener de ellos otros productos más valiosos, y éstos se someten finalmente a tratamientos con ácidos, álcalis, solventes extractivos, catalíticos con hidrógeno y reactivos químicos en general, a fin de eliminar las impurezas que los hacen impropios para el empleo comercial.

El aceite crudo de muy diversa constitución según el origen (se clasifica como de base asfáltica, nafténica o mezclada) tiene rendimientos variables en los procesos de destilación y de fraccionamiento (a determinadas condiciones de presión y temperatura). Estos rendimientos generalmente no concuerdan con el patrón de consumo el cual, en algunos casos, según el país de que se trate, presenta diversos requerimientos de productos ligeros de bajo peso molecular, que no están contenidos en el aceite crudo, o por el contrario, productos residuales de alto peso molecular.

Por lo tanto, es necesario ajustar los rendimientos y características de las fracciones o cortes que constituyen los diferentes combustibles, al mencionado patrón de consumo. Este ajuste se hace sometiendo las fracciones que así convenga a los diversos procesos de conversión, con objeto de obtener los productos que el mercado requiere. Estos procesos de conversión se aplican a diferentes familias de hidrocarburos con objeto de obtener mediante réarreglos moleculares, productos más ligeros, o de mayor índice de octano, o de menor viscosidad. Así se tienen los siguientes productos:

- a) Energéticos: Combustibles específicos para los transportes, la agricultura, la industria, la generación de corriente eléctrica y uso doméstico.
- b) Productos especiales: Lubricantes, parafinas, grasas y asfaltos para vehículos, construcción y uso industrial.
- c) Materias primas para la industria petroquímica básica.

Para lograr lo anterior, es necesario someter el petróleo a una serie de pasos de transformación, los cuales se dividen en tres grupos principales: (Cuevas, 1989: 33).

#### 1. Procesos de destilación de petróleo crudo.

El petróleo crudo está formado por una mezcla de hidrocarburos que comprenden desde el gas licuado hasta el asfalto. Su separación en columnas de destilación se logra aprovechando las diferencias de volatilidad que tienen unos y otros; el procedimiento utilizado consiste en calentar el petróleo crudo a una temperatura en que los componentes ligeros se evaporan y a continuación los hidrocarburos evaporados se condensan.

La condensación se efectúa a diferentes temperaturas: los hidrocarburos más volátiles se condensan a menor temperatura que los menos volátiles. De esta manera se obtienen distintos condensados, cuyas propiedades corresponden a las de gas licuado, gasolinas, querosinas o combustible diesel.

#### 2. Procesos de desintegración.

El residuo de la destilación del petróleo crudo se somete a una nueva destilación, al alto vacío, para separar componentes menos volátiles que, de acuerdo con las propiedades del petróleo crudo de que se trate, serán destinados a lubricantes o a ser desintegrados catalíticamente. El residuo de la destilación al vacío es el asfalto, o bien, contribuye la carga para las plantas de coque o para la hidrodesintegradora de residuales y la subsecuente obtención de destilados.

Los destilados al vacío que se destinan a lubricantes se someten a una serie de procesos especiales: extracción con furfural y desparafinación con metil-etil-cetona; al final se obtienen de ellos lubricantes básicos que, con diferentes aditivos, forman los lubricantes y las parafinas que existen en el mercado.

Los destilados al vacío que por sus características no se dedican a lubricantes, se desintegran catalíticamente, para convertirlos en productos comerciales: gas licuado, gasolina de alto índice de octano y combustible diesel.

### 3. Procesos de Purificación.

Estos procesos eliminan de los productos obtenidos por destilación o desintegración, algunos compuestos que imparten propiedades inconvenientes a los productos. Los principales contaminantes en estos procesos son los compuestos derivados del azufre; los inconvenientes que presentarían los derivados del petróleo sin estos tratamientos, serían su mal olor y la contaminación de la atmósfera, en el momento de ser quemados.

Las operación del conjunto de centros de refinación transcurre durante 24 horas diarias, los 365 días al año. La producción obtenida, a su vez, tiene que ser oportunamente distribuida y entregada al sector de ventas, cubriendo las especificaciones cada vez más rígidas de los productos finales.

Asimismo, es indispensable evaluar económica y técnicamente las innovaciones científicas, de modo que al seleccionar los procesos, se eviten rezagos con respecto al adelanto tecnológico de la industria.

Los productos petrolíferos que se elaboran principalmente en México son: gasolinas (pemex magna, nova, pemex premium y otras gasolinas), querosenos (turbosina, diáfano), diesel (pemex diesel, desulfurado, marino y carga a hidrodesulfuradora (HDS)), combustóleo (pesado, ligero e intermedio 15), gas licuado, gas seco, gasóleo industrial, asfaltos y lubricantes.

En 1996, PEMEX-Refinación cuenta con seis centros de refinación, cuya ubicación y producción de petrolíferos se observa en la figura 4.3.1, su ubicación obedece a dos aspectos:

1) A la proximidad de los campos petroleros y de los puertos de embarque, tal es el caso de la de Cd. Madero que se construyó cerca de los yacimientos petroleros de la Faja de Oro, y la de Minatitlán cerca del distrito de Agua Dulce; la localización de la refinería de Salina Cruz, se justifica por la facilidad de abastecimiento por cabotaje de una franja lineal a lo largo del litoral del Pacífico.

2) Cerca de los centros de consumo, gracias al desarrollo tecnológico en el transporte del petróleo crudo y gas por medio de ductos; tal es el caso de la refinería de Tula que cubre la mayor demanda de la zona centro del país, además la CFE tenía el proyecto de instalar una termoeléctrica, cuya operación requería del suministro de combustible. La refinería de Salamanca se localiza en la región del Bajío que es de gran productividad agrícola por lo que demanda una gran cantidad de combustible para su desarrollo agrícola e industrial. La refinería de Cadereyta fue diseñada para abastecer de combustible a la zona noroeste del país, incluyendo a la ciudad de Monterrey.

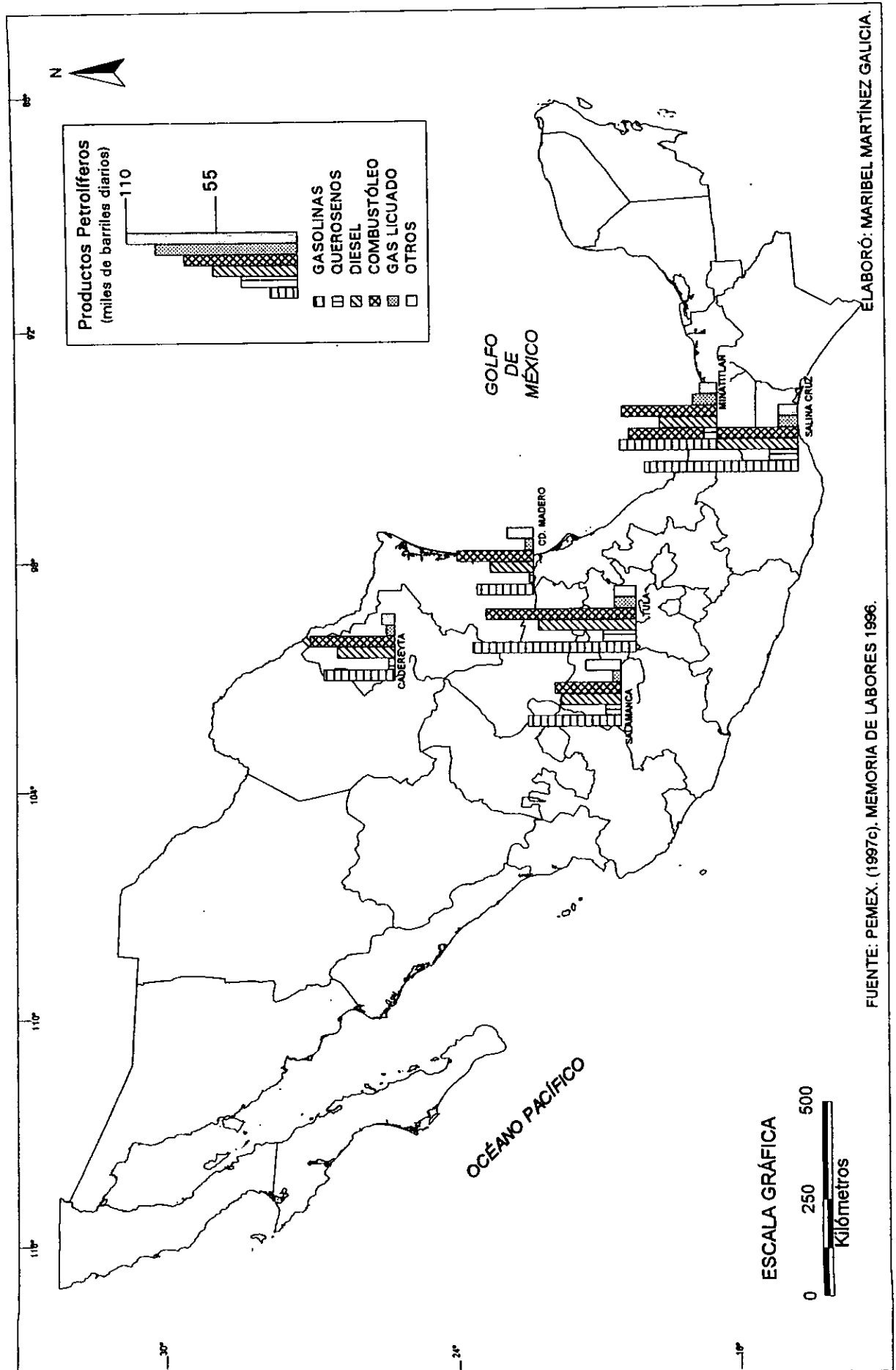
Además, PEMEX-Refinación se encarga de distribuir y comercializar la mayor parte de sus productos en el territorio nacional.

#### **4.4 El sistema de distribución de hidrocarburos y sus derivados.**

Para integrar el sistema de distribución de Petróleos Mexicanos fue necesario disponer de innumerables recursos financieros, técnicos y humanos, así como de instalaciones y equipos de muy diversa índole adecuadamente coordinados.

En las refinerías y plantas de tratamiento se obtienen productos que se transportan por tubería a las terminales de almacenamiento y distribución, o bien de una planta a otra.

**FIGURA 4.3.1 ELABORACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS POR REFINERÍA, 1996**





Las tuberías o ductos se ubican salvando los problemas topográficos que condicionan el trazo, en forma tal que garanticen una operación eficiente y segura.

Los obstáculos naturales y artificiales más comunes que se presentan en obras de este tipo son: ríos, lagunas, pantanos, barrancos, canales, autopistas, carreteras, vías de ferrocarril, calles y caminos. En cada caso, se estudia la clase de tendido que se realizará, pudiendo ser subterráneo, subfluvial o aéreo.

Para protegerlos contra la corrosión, los ductos se revisten con alquitrán de hulla, fibra de vidrio y felpa de asbesto; su espesor varía según las condiciones geográficas y climatológicas del lugar.

Los cruzamientos subfluviales se ubican a suficiente profundidad para evitar la erosión propia del lecho del río, lastrándose con la finalidad de evitar su flotación.

Los cruzamientos aéreos se construyen con omegas de dilatación, antes y después del cruce para absorber las elongaciones y contracciones de la tubería expuesta a los cambios de temperatura.

En el trayecto de los ductos se instalan estaciones de compresión y bombeo, provistas de instrumentos de control y sistemas de seguridad, para impulsar los hidrocarburos a su destino.

El sistema de distribución está integrado básicamente por gasoductos, oleoductos (formados por gruesos tubos metálicos que pueden constituir redes de cientos de kilómetros de longitud), poliductos, ductos petroquímicos y combustoleoductos; asimismo, se cuenta con una flota petrolera (barcos dotados de enormes depósitos capaces de almacenar miles de toneladas, que deben estar perfectamente aislados para evitar incendios, o que el petróleo caiga al mar, produciendo las temidas mareas negras)<sup>5</sup>, además de autotanques y carrotanques.

---

<sup>5</sup>Es una mezcla de hidrocarburos y agua que queda flotando sobre el mar debido a accidentes ocurridos en los petroleros o a los vertidos que estos hacen cuando limpian sus tanques en alta mar.

La distribución de petróleo crudo, se realiza por medio de oleoductos; de ellos en 1980 se contaba con 5134.2 kilómetros y para 1992 existían 5648.6 kilómetros. El tendido de los oleoductos (Figura 4.4.1), se inicia principalmente en los pozos productores de petróleo para posteriormente unirse a las refinerías, pasando por algunas ciudades importantes o estratégicas. La mayoría de los oleoductos se localizan en el sureste de Veracruz; estos ductos pasan por Minatitlán, Coatzacoahuac y Acayucan, principalmente. El oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz abastece a la refinería con mayor capacidad de procesamiento de crudo. Para abastecer el este del país, los oleoductos se tienden a lo largo del estado de Veracruz hasta Ciudad Madero, Tamaulipas, lugar donde existe una refinería del mismo nombre, pasando por Ciudad Victoria para finalmente llegar a Cadereyta. El abastecimiento de las refinerías del centro del país se realiza por medio del oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio-Azacapotzalco, Venta de Carpio-Tula, Tuxpan-Poza Rica- La Cima-Tepetitlán- Salamanca.

Los gasoductos transportan gas natural principalmente, aunque otros productos transportados son: gas seco, amargo húmedo, vapores amargos, gas residual, etc.

El inicio de los gasoductos (Figura 4.4.2) se localiza en los pozos donde se produce el gas natural; en el sureste del país, de la estación de compresión de Atasta, Campeche se origina el gasoducto que va a Ciudad Pemex-Campeche-Mérida con el cual se abastece de tan importante producto a la mayor parte de la Península de Yucatán.

El tendido de 540 kilómetros que se hizo de Cosoleacaque a Venta de Carpio, es de suma importancia, ya que desde este lugar se construyeron otros gasoductos que abastecen a las ciudades de Guadalajara y Toluca, así como a Cuernavaca y Azcapotzalco.

Otros gasoductos importantes en el sureste de Veracruz son los de Minatitlán-Cosoleacaque, Nuevo Teapa-Pajaritos, La Venta-Agua Dulce-Nuevo Teapa-Cosoleacaque; y el de Minatitlán-Salina Cruz, que tienen como objetivo el

FIGURA 4.4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE OLEODUCTOS, 1992

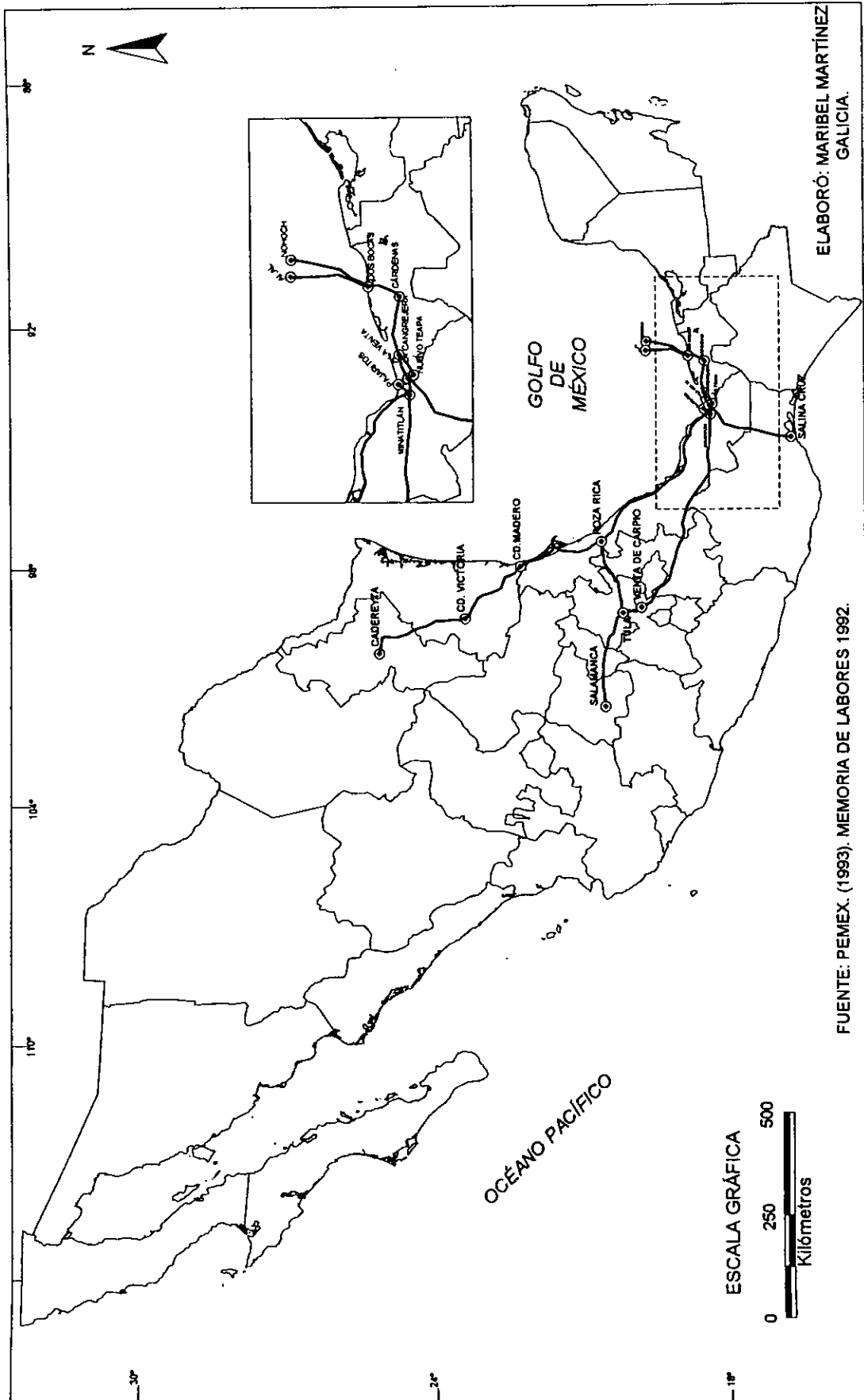
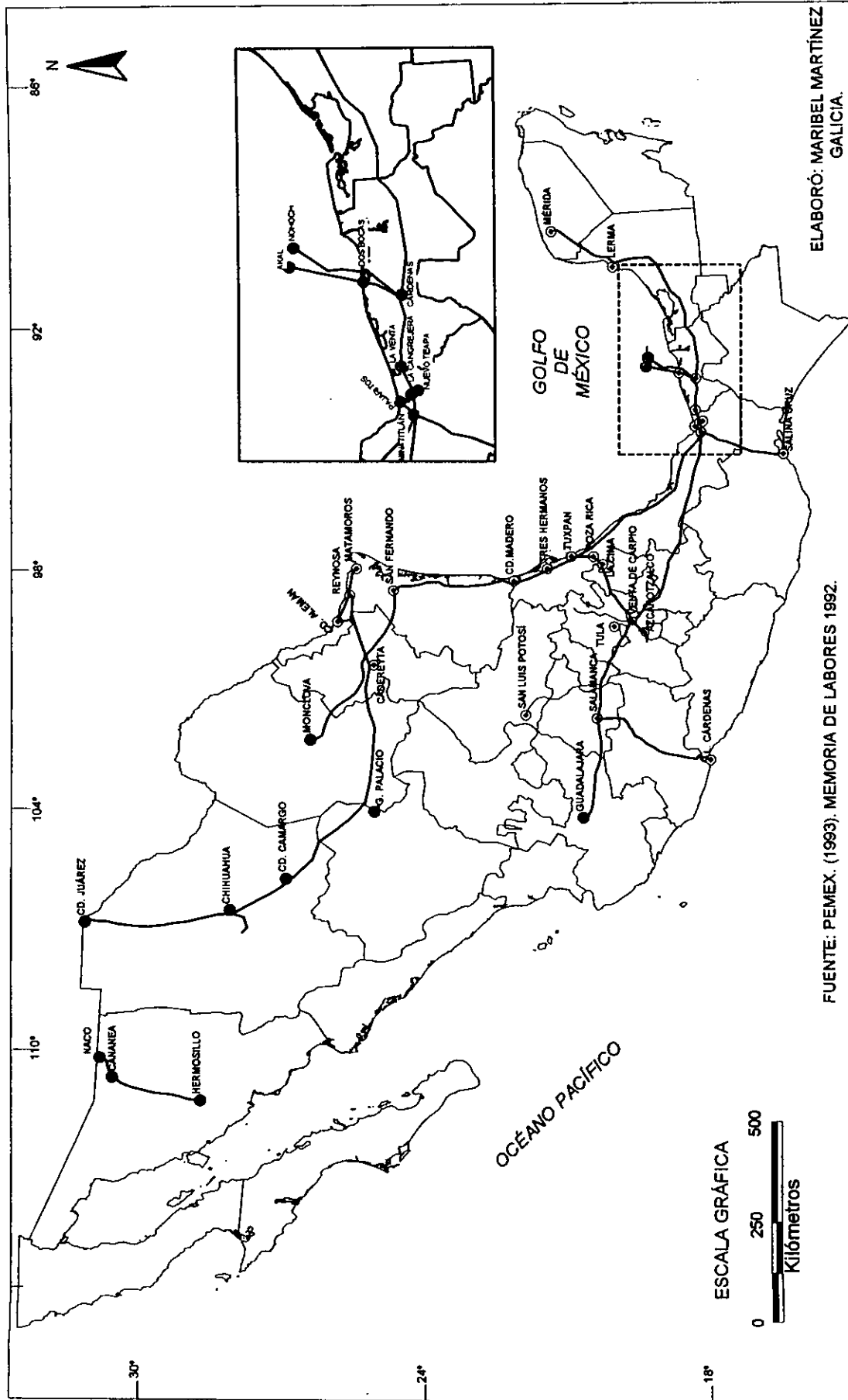


FIGURA 4.4.2 DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS, 1992



constante intercambio de productos entre el Golfo de México y el Océano Pacífico.

El abastecimiento del centro del país se lleva a cabo por medio de varios gasoductos, entre los que destacan: Veracruz-Tierra Blanca-Puebla-Tlaxcala, Puebla-Tetla, Venta de Carpio-Santa Ana-Tula-Querétaro-San Luis Potosí, Santa Ana-San Juan del Río y Poza Rica-Venta de Carpio.

Los gasoductos que se localizan en el norte y noreste del país tienen su origen en Poza Rica, lo cual favorece el abastecimiento de los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Chihuahua y el noreste de Durango (Figura 4.4.2). Cabe señalar que en Monterrey existen varios gasoductos que se conectan con las ciudades cercanas más importantes como Santa Catarina, Pesquería, etc. Monterrey es el sector al que se le vende el 29.39% de gas natural del total nacional; esto se justifica porque en esta área existe un número considerable de industrias que hacen uso de tan importante combustible, además del uso doméstico que hace la población de él (PEMEX, 1997c: 243).

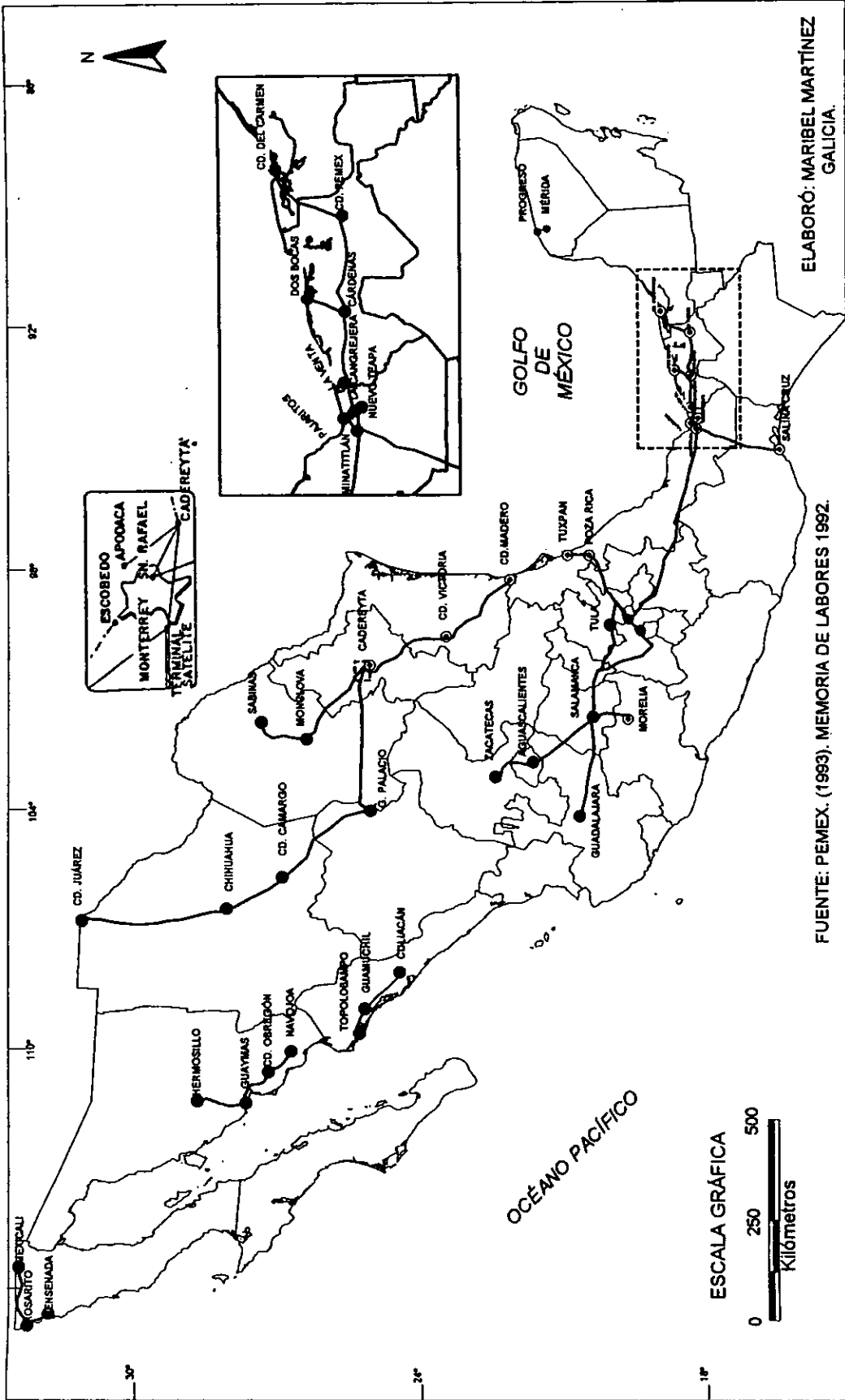
El abastecimiento de la región sur se lleva a cabo por medio del gasoducto Salamanca Morelia-Uruapan-Nueva Italia-Arteaga-Lázaro Cárdenas.

Los poliductos, transportan principalmente destilados, propano, diesel, butano, propanos, turbosinas, condensados, etc.

En la figura 4.4.3, se observa un tendido muy concentrado en los límites de los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas; esto se debe principalmente a la gran infraestructura petrolera que existe en la región para poder abastecer al resto del territorio.

En la región norte del país, se localiza el mayor número de habitantes y de industrias, que tienen que satisfacer sus necesidades de los productos derivados de los petrolíferos que se transportan en los poliductos (Figura 4.4.3), por lo que desde los centros de producción de petrolíferos se han construido 11755.1 kilómetros de poliductos, los cuales se distribuyen hacia las ciudades

**FIGURA 4.4.3 DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE POLIDUCTOS, 1992**



ELABORÓ: MARIBEL MARTÍNEZ GALICIA.

FUENTE: PEMEX. (1993). MEMORIA DE LABORES 1992.

más importantes del territorio nacional, un ejemplo es la zona metropolitana de la ciudad de Monterrey.

Los ductos de petroquímicos tienen 1569.5 kilómetros (Figura 4.4.4), su red tiende a ser local o regional y es la expresión territorial de la organización de los complejos de la petroquímica básica y privada. Un ejemplo de ello es el sureste de Veracruz, lugar donde se concentran la mayoría de estos ductos, ya que es ahí donde se localizan cuatro de los diez complejos petroquímicos con los que cuenta el país, y entre ellos elaboran el 87.87% del total de petroquímicos del país (PEMEX, 1997c: 260, 261).

Otros ductos petroquímicos importantes se ubican de la refinería de Salamanca a las empresas de Fertimex, Liquid Carbonic, INFRA y CO<sub>2</sub> de México.

En el complejo Petroquímico de Camargo se tienden los ductos hacia Fertimex y Liquid Carbonic.

La refinería Madero cuenta con los ductos que se tienden desde la refinería a Petrocel y Humex, y hacia el norte a San Fernando.

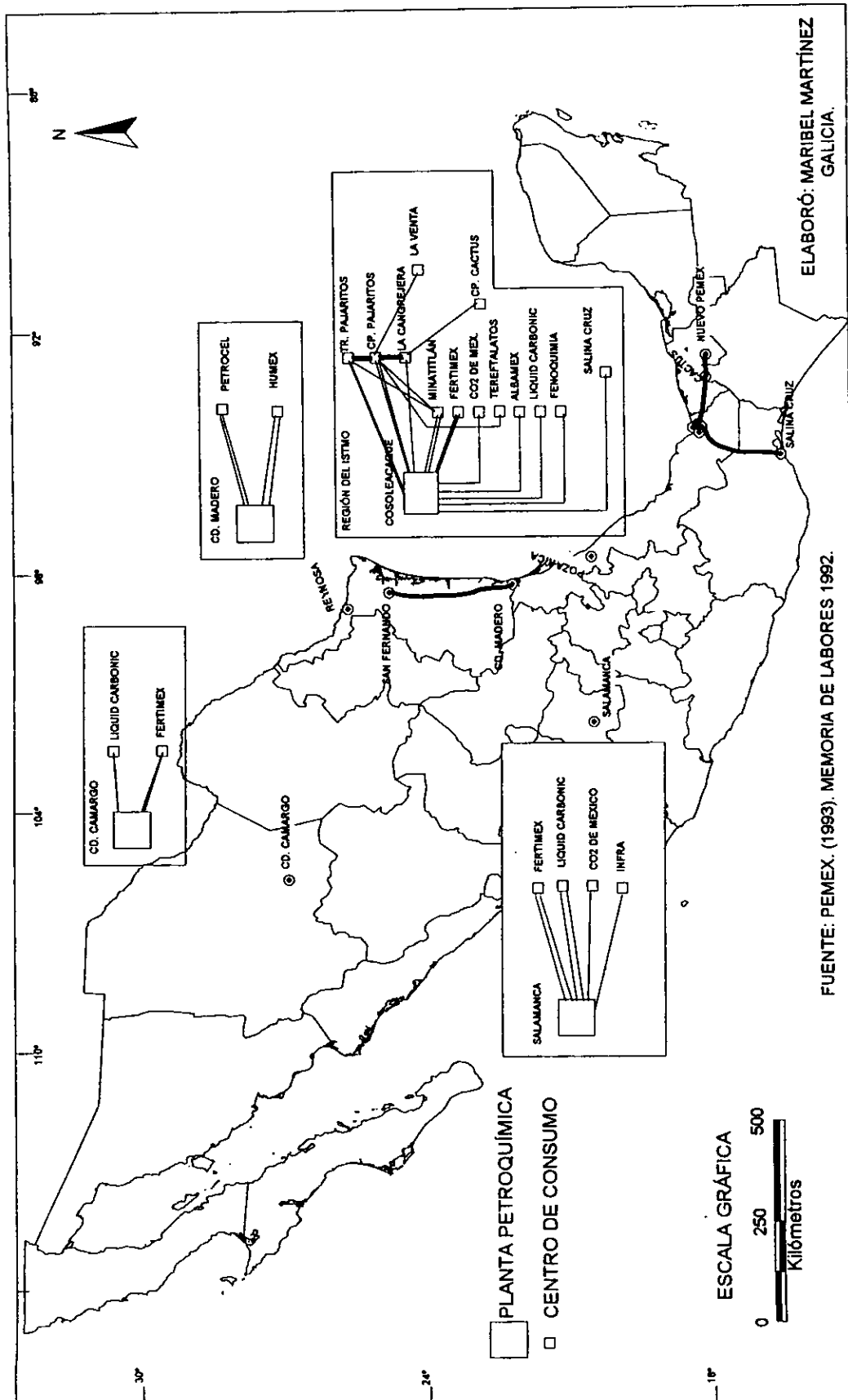
Los combustoleoductos (Figura 4.4.5), en su mayoría se localizan en donde existen plantas que para generar energía eléctrica utilizan el combustóleo, un ejemplo de ello se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 4.4.1 PLANTAS QUE UTILIZAN COMBUSTÓLEO**

MUNICIPIO	NOMBRE DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
Rosarito	Presidente Juárez
Guaymas	GuaymasI y C. Rodríguez Rivero (GuaymasII)
Salamanca	Salamanca
Manzanillo	Miguel Álvarez M. y Manzanillo II
Mazatlán	J. Aceves Pozos

En resumen, se puede decir que la infraestructura petrolera tiene la política de dotar de energéticos a los centros industriales más importantes del país, especialmente, a la ciudad de México; por lo que la distribución de la

FIGURA 4.4.4 DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE PETROQUÍMICOS, 1992

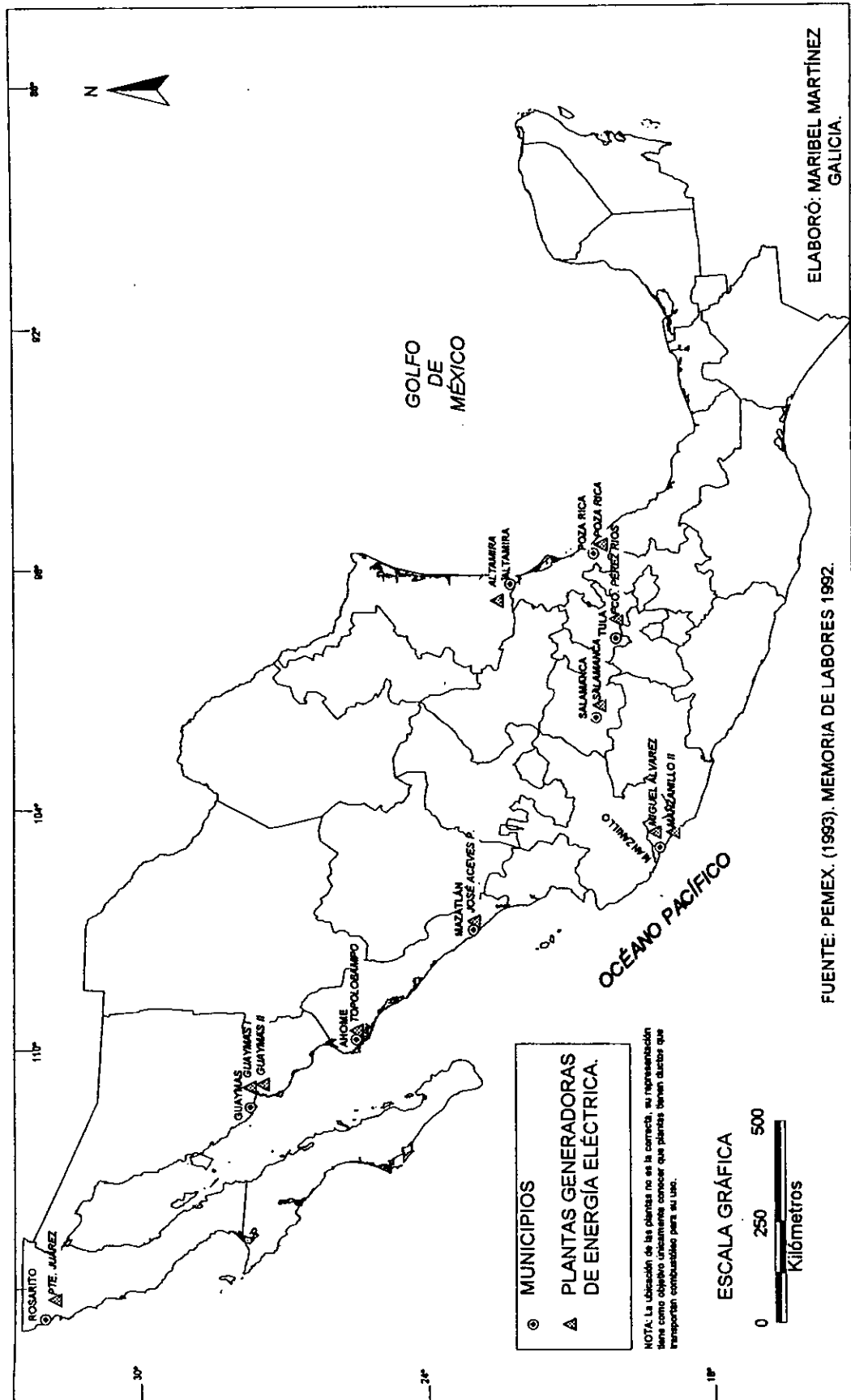


FUENTE: PEMEX. (1993). MEMORIA DE LABORES 1992.

ELABORÓ: MARIBEL MARTÍNEZ GALICIA.



**FIGURA 4.4.5 DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE COMBUSTOLEODUCTOS, 1992**



infraestructura en cada región, está en función de la ubicación geográfica y el tipo de proceso productivo que en ella se realiza.\*

*\*Los datos de los ductos son de 1992, debido a que a partir de ese año PEMEX en sus publicaciones ya no manifiesta dicha información; esto se relaciona con la reestructuración del organismo en el mismo año.*

#### **4.5 El consumo de hidrocarburos y sus derivados y sus implicaciones económicas.**

La recuperación de la economía mexicana se debió principalmente al comportamiento de los productos petrolíferos y el gas natural en el mercado nacional. En 1996, la demanda interna de estos productos aumentó 3.7% respecto a la registrada el año anterior (PEMEX, 1997c: 20).

El consumo regional de hidrocarburos y sus derivados se puede medir a partir de las ventas que se registran en las agencias correspondientes; estos productos básicamente son: gasolinas, combustóleos, gas licuado, diesel, etc.

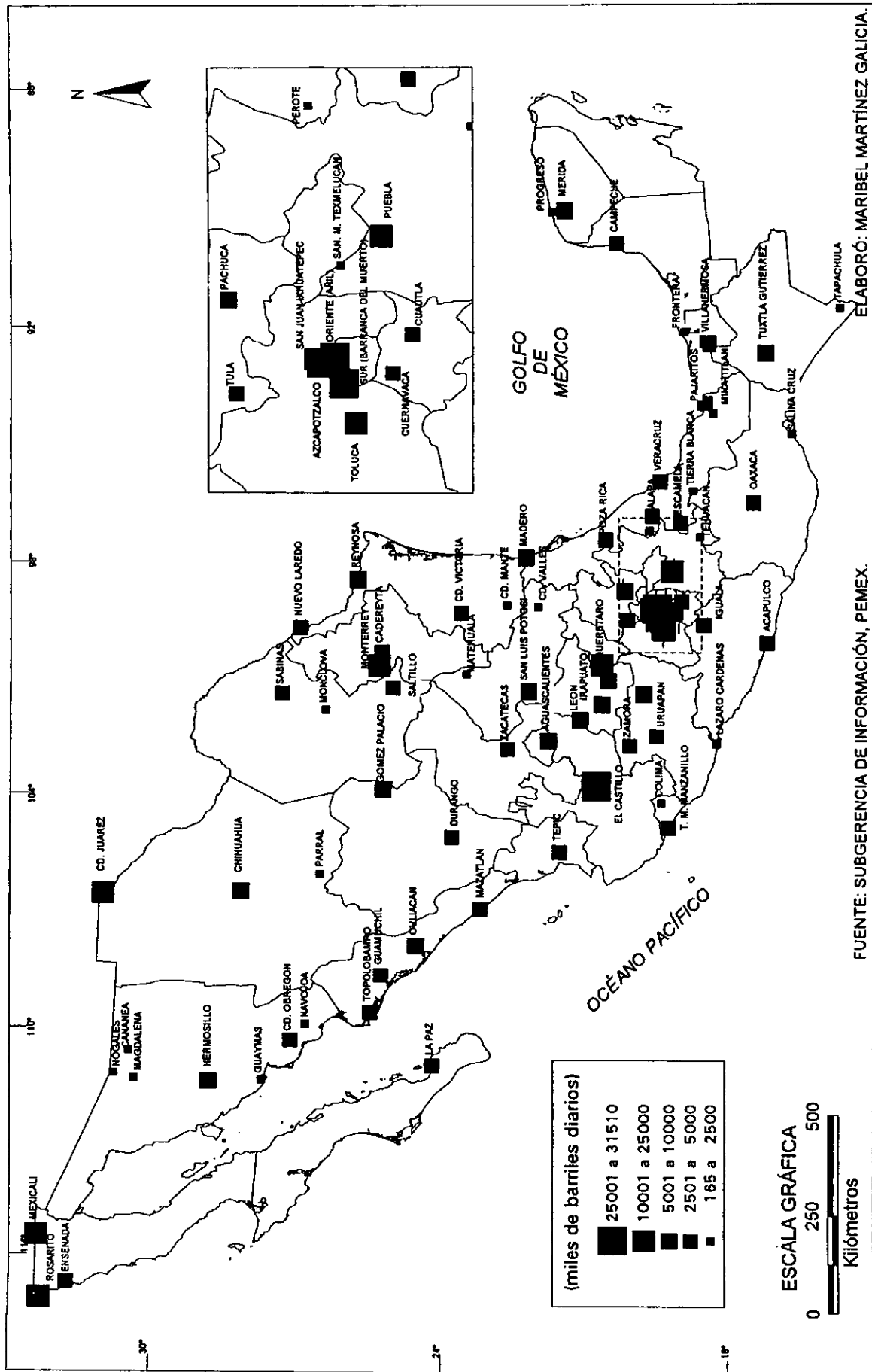
En 1996, PEMEX cuenta con setenta y seis superintendencias, una agencia, cuatro bodegas foráneas, un centro de transportación terrestre, un centro embarcador y una terminal satélite; en total son ochenta y cuatro las agencias de ventas distribuidas en todo el territorio nacional.

Las agencias se ubican en las ciudades más importantes del territorio nacional y de ahí se abastecen los distribuidores, quienes representan el enlace entre PEMEX y los consumidores.

Las gasolinas son los productos que más se consumen; representan el 32.58% del consumo nacional de petrolíferos. La gasolina Pemex Magna contribuye con el 60.15% de las ventas totales; la Nova con el 39.12%, la Pemex Premium con el 0.33% y otras gasolinas representan el 0.40%.

El volumen de ventas de las gasolinas se representa en la figura 4.5.1; sus ventas se efectúan en el 94% del total de las agencias, por lo que la mayor parte

**FIGURA 4.5.1 VOLUMEN DE VENTAS DE GASOLINAS POR AGENCIA, 1996**



del territorio nacional cuenta con tan importantes productos. Las agencias que venden más de 25000 barriles diarios son: la de El Castillo ubicada en la Ciudad de Guadalajara, la Oriente (Añil) y la Sur (Barranca del Muerto) ubicadas en la Ciudad de México; esto se debe principalmente a la gran cantidad de automóviles que concentran ambas ciudades con sus respectivas áreas metropolitanas. En segundo término están las agencias que registraron ventas entre los 10001 a 25000 barriles diarios, las cuales se ubican en la Ciudad de México, Puebla, Querétaro, Monterrey, y las ciudades fronterizas de Ciudad Juárez, Mexicali y Rosarito.

En 1996, se inició la producción de una nueva gasolina sin plomo denominada Pemex Premium, la cual tiene un alto octanaje equivalente a  $92 (R+M)/2$ , cinco puntos más que la Pemex Magna; además, tiene un contenido de aromáticos, olefinas y benceno de 25%, 10% y 1% como máximo, respectivamente, con lo cual se reduce la formación de ozono. El nivel de azufre se limitó a un máximo de 500 partes por millón (PEMEX, 1997c: 52).

Para apoyar la introducción de la gasolina Pemex Premium, que se comercializó en 27 ciudades del país, y para fomentar un desplazamiento más acelerado de la gasolina con plomo, se modificó la política de oferta de combustibles en estaciones de servicio, pues éstas estaban obligadas a comercializar gasolina Pemex Magna y Nova y se permitía al propietario de la estación de servicio optar por la comercialización de Pemex Diesel en áreas urbanas. A partir de la introducción de la gasolina Pemex Premium, y de acuerdo con la política de flexibilización de la oferta de combustibles autorizada al organismo por el Consejo de Administración, las gasolineras ubicadas en áreas urbanas deberán ofrecer siempre Pemex Magna y podrán optar por vender Pemex Premium o Nova, pero no ambas al mismo tiempo. En carreteras, las estaciones de servicio deberán ofrecer toda la gama de productos: Pemex Magna, Pemex Diesel, Nova y Pemex Premium, en la medida en que ésta se encuentre disponible. En la zona fronteriza norte, en donde prácticamente ya no se vende, Nova quedará a opción del gasolinero.

El combustóleo es el segundo producto que más se consume; representa el 27.77% del consumo nacional, y en relación al año anterior se comercializó

5.1% más, debido al aumento del 6% en las ventas a la CFE, a pesar del proceso de sustitución a gas que se está dando en la industria nacional (PEMEX, 1997c: 13, 51).

En la figura 4.5.2, se representa la distribución de las agencias que venden dicho combustible. Su distribución corresponde a la instalación de las plantas generadoras de energía eléctrica denominadas Térmicas o Termoeléctricas Convencionales.

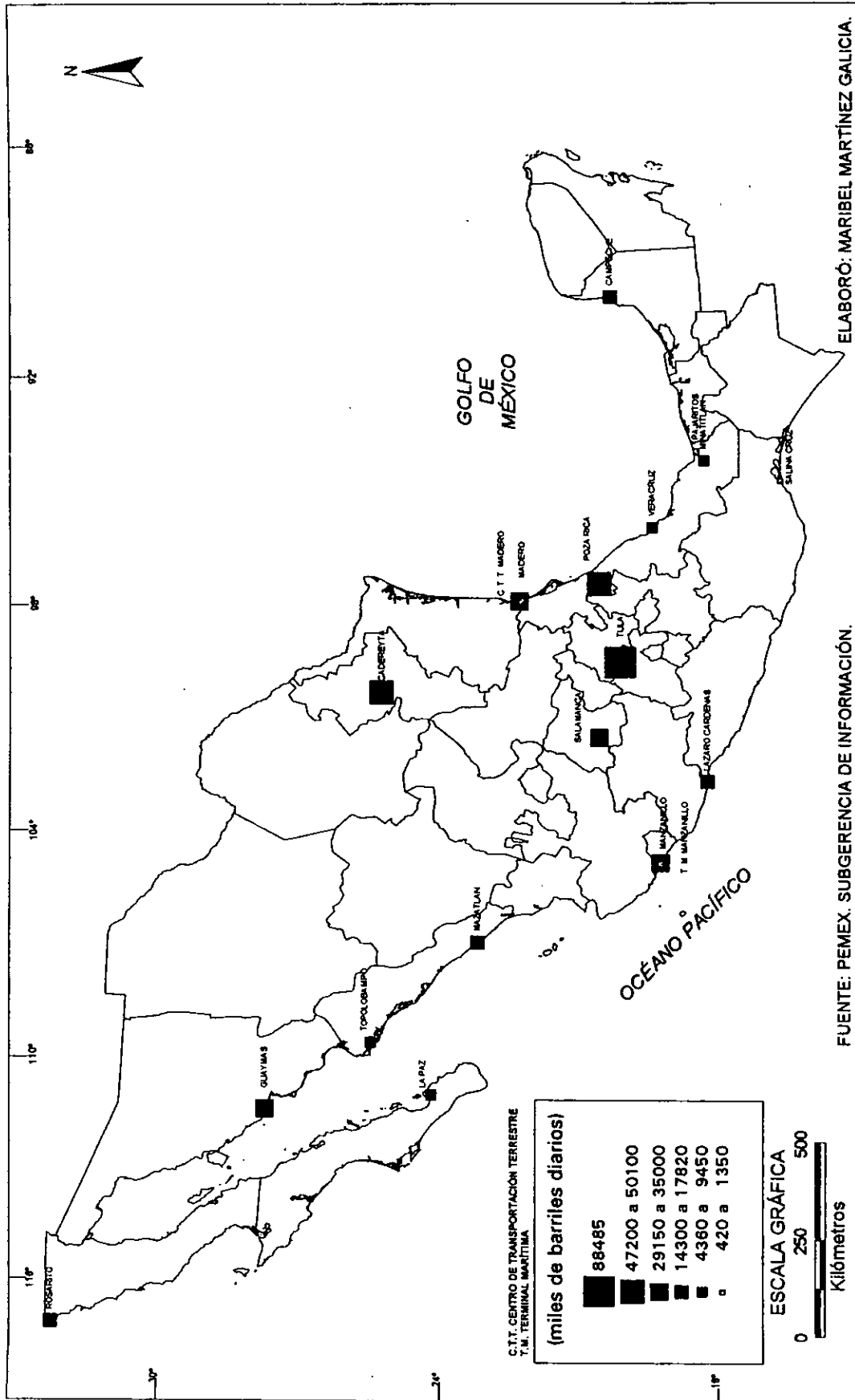
El volumen de la demanda de gas licuado en 1996 (Figura 4.5.3) fue superior en 3.9% al observado en el año anterior, registrándose 265 MBD, que equivale al 17.91% de las ventas totales de petrolíferos. Este nivel de consumo sitúa al mercado de gas licuado de México como el más grande del mundo y como la fuente principal de energía del sector doméstico. La extensión de este mercado y su patrón de consumo han sido determinados por su disponibilidad, precio, régimen regulatorio de los energéticos y condiciones climatológicas, que explican la escasa demanda residencial, la menor intensidad en el uso de la electricidad en los hogares mexicanos y el limitado uso automotriz de este combustible (PEMEX, 1997c: 21).

El diesel participa con el 16.46% de las ventas totales de petrolíferos, en la figura 4.5.4 se observa que en la mayoría de las agencias se vende este producto, a pesar de contribuir con menos de la quinta parte de las ventas; esto obedece a que es un producto que se utiliza en las plantas Turbogas y de Combustión Interna para generar energía eléctrica; además su demanda creció un 7.0%, debido a la evolución que experimentó la actividad económica de la rama de transportes y comunicaciones, la cual creció 8.7% durante 1996 (PEMEX, 1997c: 20, 21).

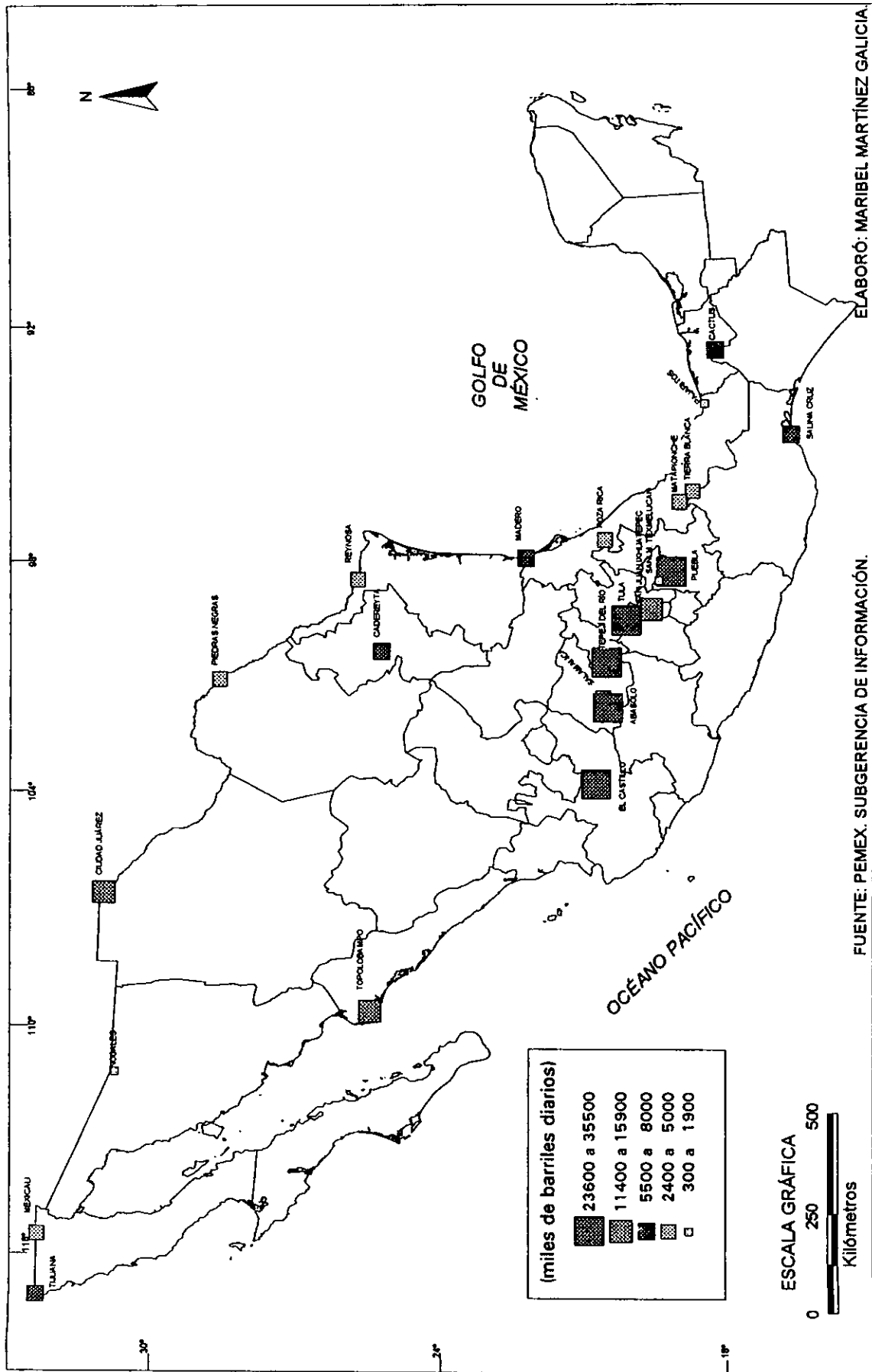
Los querosenos, el gasóleo industrial, los asfaltos, lubricantes y parafinas participan con el 5.28% de las ventas totales nacionales.

En 1996, la demanda de gas natural aumentó 5.2% en relación al año anterior, es decir, se vendieron 241 000 barriles diarios. Este combustible es utilizado en las plantas Térmicas Convencionales, en las de Ciclo Combinado y en las

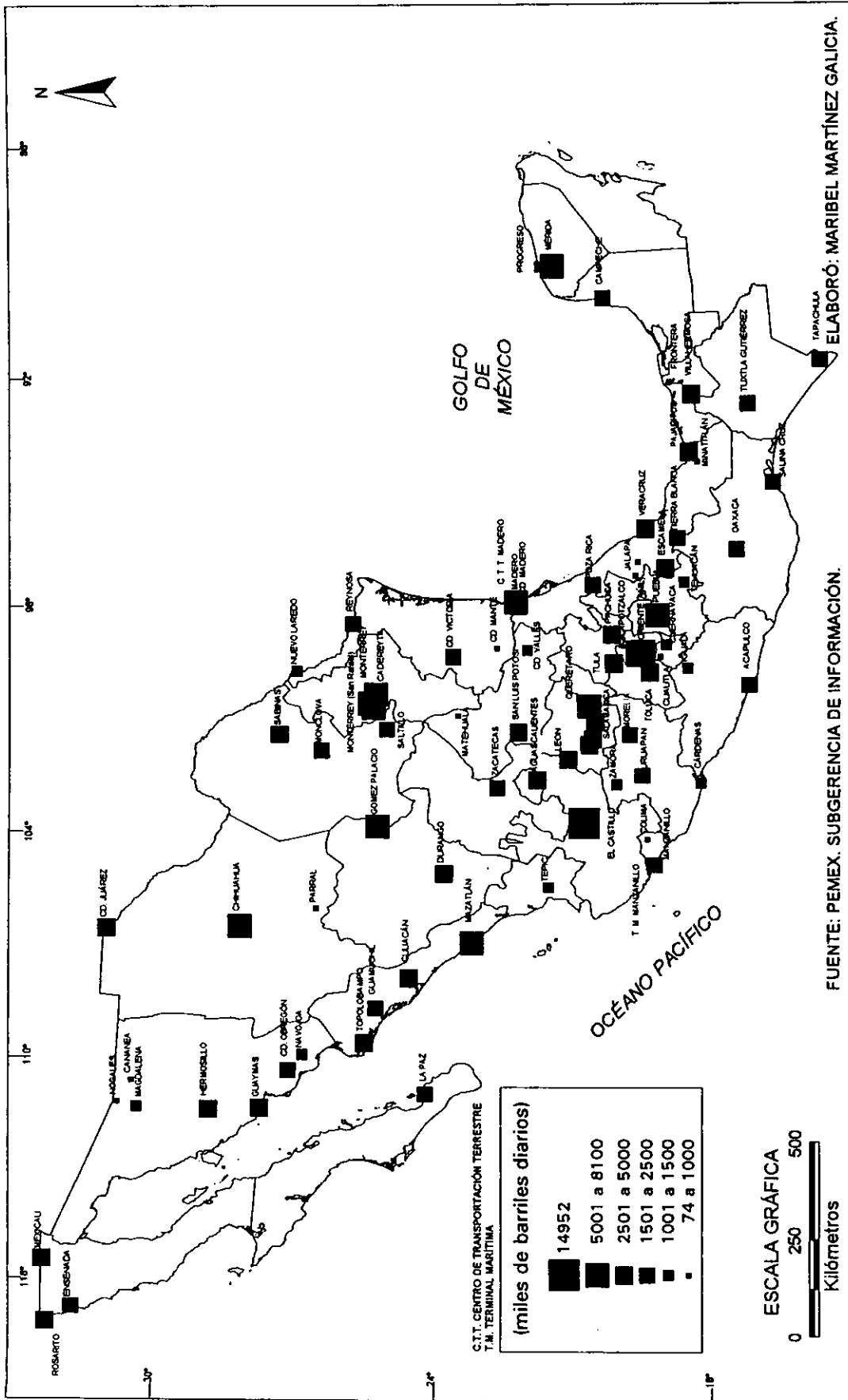
**FIGURA 4.5.2 VOLUMEN DE VENTAS DE COMBUSTÓLEO POR AGENCIA, 1996**



**FIGURA 4.5.3 VOLUMEN DE VENTAS DE GAS LICUADO POR AGENCIA, 1996**



**FIGURA 4.5.4 VOLUMEN DE VENTAS DE DIESEL POR AGENCIA, 1996**





Turbogas, para la generación de energía eléctrica. Además, se le vendieron a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica 1 754 barriles diarios.

En conclusión, la producción de petróleo y gas natural se localiza a lo largo del Golfo de México. Para satisfacer las demandas del resto del país, es necesario que el petróleo sea transformado en diversos productos por medio de la refinación. Las refinerías se localizan en los sitios de producción o cerca de los grandes centros de consumo, por lo que la materia prima es transportada por medio de oleoductos; los productos refinados se envían a los diferentes sectores productivos del país a través de otra red de ductos o carrotanques y buquetanques según sea el caso. Otra forma de abastecimiento se lleva a cabo por medio de los grandes centros de almacenamiento y distribución, mejor conocidos como agencias de ventas, las cuales cuentan con los petrolíferos más importantes para satisfacer las necesidades de la población.

La producción de petróleo y gas es regional, por lo que es necesario contar con la suficiente infraestructura para que los productos derivados de ellos sean accesibles a los diferentes sectores consumidores, por muy lejos que se encuentren respecto a las zonas productoras. De lo anterior se puede afirmar que la red de ductos de PEMEX refleja, en síntesis, el sistema circulatorio del complejo territorial petrolero del país y es una expresión de la concentración demográfica e industrial de México.

## **CAPÍTULO V. LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO.**

### **5.1 Importancia actual de la industria eléctrica en México.**

En las últimas décadas del siglo XIX, el crecimiento económico de México ha estado ligado a la generación y suministro de energía eléctrica. Desde entonces, la participación del Estado ha sido diferente según la época: desde el control y la regulación de las actividades propias de la industria, hasta posiciones que definen la colaboración del propio Estado como organizador y director de un sistema nacional de generación eléctrica.

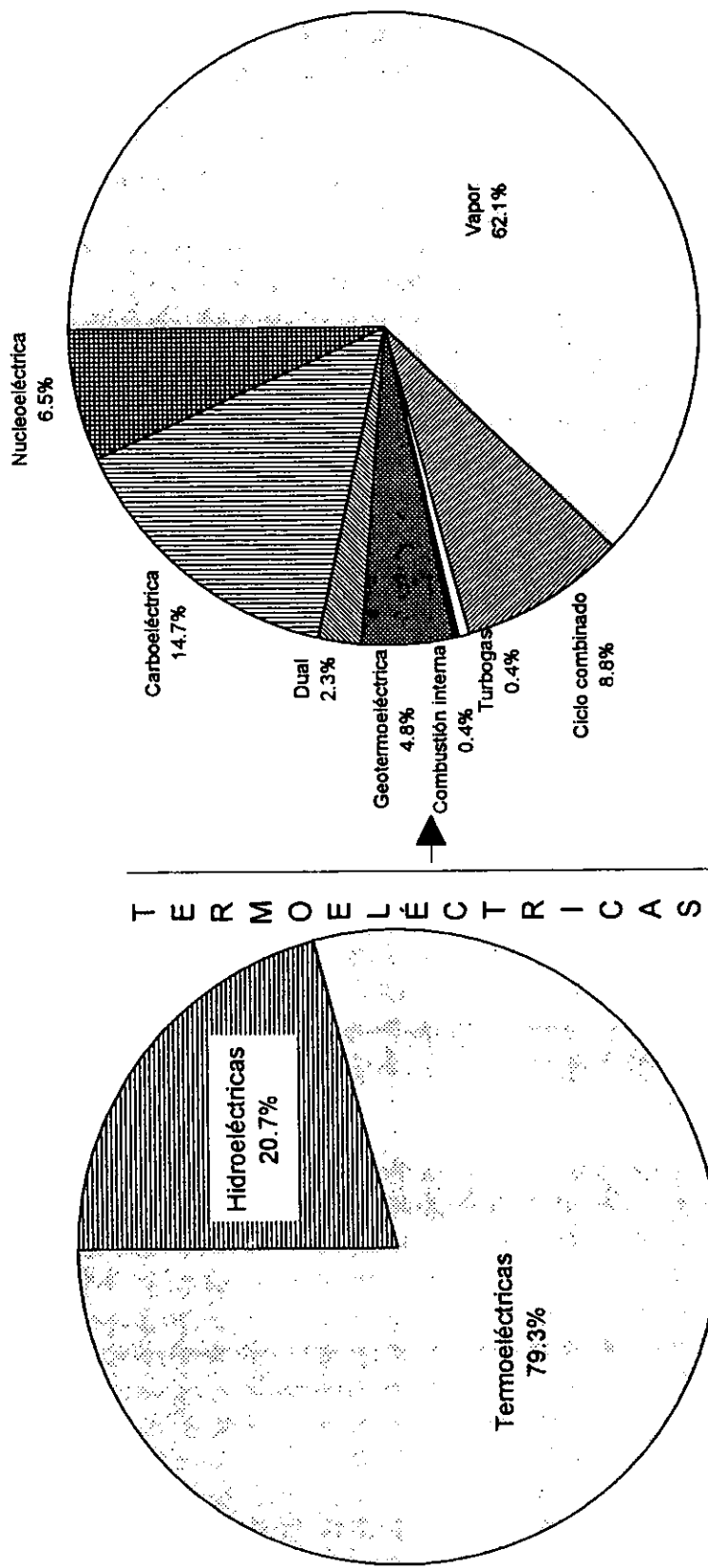
La industria eléctrica ha sido, tradicionalmente, factor fundamental para el desarrollo económico de México. El abasto suficiente y oportuno de electricidad es el soporte básico de la planta productiva del país, por lo que es necesario continuar con el esfuerzo de satisfacer la demanda, en condiciones mejoradas de estabilidad y calidad. Su carácter estratégico regula la necesidad de atender permanentemente los requerimientos de capacidad adicional, adaptación a los cambios tecnológicos y adecuación a las distintas modalidades de inversión.

En 1996, el sector eléctrico participa con el 1.1% del PIB total, y dentro del PIB industrial, genera el 4.6% del mismo (CFE; 1997c: 14).

La capacidad efectiva, durante 1996, fue de 34 632.79 MW, generada por 165 centrales y 503 unidades y la producción bruta total, de 151 883.71 GWh, de los cuales 120 442.07 GWh son generados por las termoeléctricas y el resto por las hidroeléctricas, es decir, el 79.3% y 20.7%, respectivamente. De las centrales termoeléctricas, las de vapor generan el 62.1% del total; y le siguen las carboeléctricas con el 14.7%, las de ciclo combinado con el 8.8%, la nucleoelectrica con el 6.5% y el resto contribuyen con menos del 5% de la generación bruta (Figura 5.1.1). Por lo anterior, el grado de cubrimiento de la demanda es del 94.6%. Para el mismo año, se dio atención a 20 667 518 usuarios, y se vendieron 121 573 GWh (CFE; 1997f: 5-8).

Durante 1996, se electrificaron 1 782 poblados rurales y 23 colonias populares, para beneficiar a una población de 704368 habitantes. Estas obras implicaron la

FIGURA 5.1.1 ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN BRUTA, 1996.



Elaboró: Maribel Martínez Galicia.

Fuente: CFE. (1997e). Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1996.

instalación de 58 332 postes y el tendido de 2 370 kilómetros de líneas de distribución. Además, se instalaron 1 658 módulos solares y se construyeron 67 pozos de riego agrícola, que permiten la irrigación de 3 152 hectáreas. Estas obras requirieron de una inversión total de 471 604.1 millones de pesos (CFE, 1997b y f: 17 y 10).

En cuanto a las exportaciones e importaciones de energía eléctrica, ambas son mínimas y en 1996 tuvieron el siguiente movimiento:

#### **CUADRO 5.1.1 BALANCE COMERCIAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 1996**

<b>DESTINO</b>	<b>EXPORTACIONES (GWh)</b>	<b>IMPORTACIONES (GWh)</b>
E.U.A.	1154	
Belice	25	
Baja California		246
Región Norte		1029
Región Noreste		3
<b>Total</b>	<b>1154</b>	<b>1029</b>

Fuente: CFE. (1997d) Desarrollo del Mercado Eléctrico 1992 - 2006.

Por lo tanto, se tuvo un balance neto negativo de 99 GWh, debido principalmente a la terminación del contrato de exportación en el Sistema Baja California, hacia la zona de San Diego, California.

Respecto a la generación de empleos, la industria eléctrica contó con 69 119 trabajadores; y se crearon 1 670 nuevos trabajos en relación al año de 1995, de los cuales el 77.42% fueron permanentes; el 14.31% temporales y el 8.27% eventuales; éstos últimos laboran en la construcción de nuevas centrales (CFE, 1997b. 24).

## **5.2 La generación de energía eléctrica por tipos y su interpretación geográfica.**

La generación de energía eléctrica se realiza en centrales cuyo nombre está ligado al energético primario utilizado.

Las centrales hidroeléctricas, "...son un conjunto de grandes obras civiles e instalaciones electromecánicas diseñadas para aprovechar la energía potencial del agua, transformándola en energía eléctrica con el mayor rendimiento y economía posibles..." (Villanueva, 1994: 111).

El agua se almacena en grandes embalses o presas para posteriormente conducirla por medio de una galería o por un canal hacia un estanque de regulación; de aquí salen las tuberías de presión por donde el agua es conducida a las turbinas hidráulicas donde la energía potencial del agua, ya transformada en energía cinética en la tubería de presión, es nuevamente transformada a trabajo mecánico en las turbinas y transmitido al generador para la conversión en energía eléctrica.

Por la necesidad de aprovechar al máximo todos los recursos renovables para producir energía eléctrica, se han llegado a utilizar, además de los desniveles naturales de los ríos, las mareas; se han creado desniveles artificiales, utilizando bombas para subir el agua desde uno o varios depósitos inferiores a uno superior, y también se utiliza directamente la energía cinética derivada de la velocidad de los ríos.

Esto ha dado lugar a la operación de varios tipos de centrales hidroeléctricas: las convencionales, las mareomotrices, las de rebombeo y las microcentrales (Villanueva, 1994: 112).

Las convencionales son todas las centrales del país, las cuales aprovechan los desniveles de los ríos construyendo una cortina perpendicular a su cauce para formar el almacenamiento del agua y posteriormente llevarla hasta las turbinas y generadores eléctricos en la casa de máquinas, que es construida a la intemperie o bajo tierras en cavernas excavadas con este fin.

La estructura montañosa de México favorece que los ríos tengan un curso accidentado y que, al descender de las Sierras Madre después de recorrer amplias zonas altas, se vierten rápidamente hacia las planicies costeras, por lo que gran parte del curso de las corrientes es desaprovechada en la agricultura, que sólo se desarrolla en valles altos y zonas planas cercanas al litoral; sin

embargo, la configuración orográfica tiene la ventaja de permitir el aprovechamiento del agua de numerosos ríos para producir energía y evitar inundaciones en la costa mediante la construcción de cortinas en los lugares montañosos, sobre todo en las Sierras Madre Occidental, Oriental y del Sur.

Las condiciones fundamentales geográficas y económicas para el establecimiento de las plantas eléctricas movidas por fuerza hidráulica, son las siguientes (Vivó, 1982: 188):

1. Un desnivel en la altitud, ya que el agua sólo puede producir energía cuando cae de una gran elevación, y cuanto mayor es la elevación del salto, mayor es también la energía potencial disponible.
2. El volumen de agua, para una altura dada, la fuerza disponible depende de la cantidad de agua.
3. La inclinación de la pendiente, siendo la ideal la de una caída casi vertical.

Por lo anterior, las regiones montañosas, desde el punto de vista del relieve, tienen mayores facilidades para la instalación de plantas hidroeléctricas que las regiones planas.

Sin embargo, es necesario que las corrientes de agua, de origen pluvial o glacial, sean continuas, y ello a su vez está relacionado con la abundancia y frecuencia de la precipitación.

Por lo tanto, las regiones de lluvia abundante y constante durante todo el año son, desde el punto de vista climático, las que ofrecen mayores posibilidades para la generación de energía hidroeléctrica.

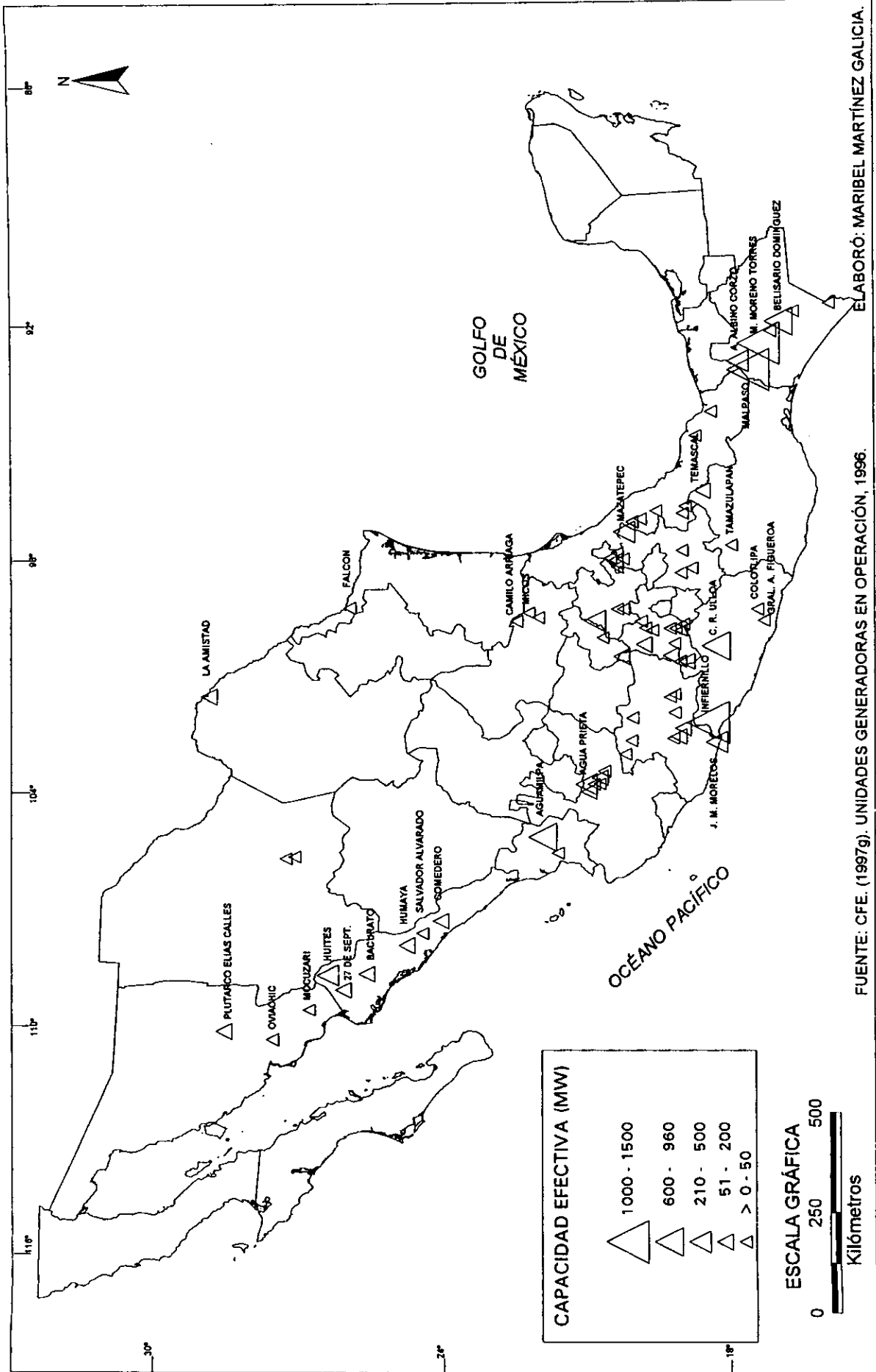
En México, el agua se ha utilizado ampliamente con la finalidad de producir energía en plantas hidroeléctricas, en donde el agua no se pierde y puede utilizarse para el riego, de tal manera que presta un doble servicio; esto se debe a que las plantas se construyen principalmente en terrenos montañosos y antes de que una corriente llegue a la planicie costera o al interior.

Se puede decir que en nuestro país existen condiciones generales no totalmente favorables para la construcción de este tipo de centrales, que derivan 1) de la inexistencia de ríos en grandes extensiones, sobre todo en el Norte, Baja California y Yucatán; y 2) del hecho de que los ríos, en general, tienen poco caudal en gran parte del año y son corrientes poco estables en su régimen y de escasa longitud; existen pequeñas áreas en los Valles de Toluca, México o Puebla y en la Sierra Madre Occidental donde el fenómeno del deshielo ocasionado en la primavera contribuye al aumento en los escurrimientos de los ríos. Sin embargo, la existencia de las grandes Sierras Madre favorece enormemente la formación de escurrimientos, ya que la lluvia que en ellas se precipita permite el nacimiento de ríos que bajan a los terrenos planos y pueden regar grandes espacios con clima desértico o semiseco. Es precisamente por las diferencias de clima que los ríos no siempre sirven para riego, pero son utilizados en gran parte para la producción de energía (Bassols, 1981: 160,161).

Por lo anterior, el mayor desarrollo hidroeléctrico se ubica en la cuenca del Río Grijalva (Figura 5.2.1), que es la más navegable de las cuencas del país, su escurrimiento medio anual es de 9600 millones de metros cúbicos por lo que se construyeron las centrales de Angostura (900 MW), Chicoasén (1 500 MW), Malpaso (1 080 MW) y Peñitas (420 MW), alcanzando una capacidad total de 3900 MW que representa el 38.87% de la capacidad hidroeléctrica del país en operación.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del Río Balsas, que comprende importantes porciones de los estados de Oaxaca, Puebla, Tlaxcala, México, Morelos, Michoacán y Guerrero. A 60 kilómetros de su desembocadura se ha construido la central de Infiernillo con una capacidad de 1 000 MW; aguas abajo, al inicio del delta que forma el Balsas al desembocar al Pacífico, entre los estados de Guerrero y Michoacán, se construyó la presa La Villita, instalándose una central hidroeléctrica con capacidad de 295 MW; otra central importante es la de El Caracol con 600 MW de capacidad. La capacidad total de este desarrollo es de 1 895 MW que corresponde al 18.88% de la capacidad hidroeléctrica total en operación (Figura 5.2.1).

**FIGURA 5.2.1 PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA DE ORIGEN HIDROELÉCTRICO, 1996**





Además, existen algunas centrales a lo largo de los ríos Lerma-Santiago, y en el noroeste del país en los ríos Yaqui y Mayo en el estado de Sonora, y en Sinaloa, en los ríos El Fuerte, Sinaloa y Culiacán principalmente.

Otras centrales hidroeléctricas se localizan al este del estado de San Luis Potosí, a lo largo del río Moctezuma en la región de la Huasteca; en Chihuahua en el río Conchos; en Coahuila en la presa La Amistad ubicada en el río Bravo; y en el estado de Tamaulipas en la presa Falcón.

En 1996, la Comisión Federal de Electricidad contaba con 79 centrales hidroeléctricas, con una capacidad efectiva de 10 034.44 MW (CFE, 1997g: 65-77), distribuidas en dieciseis entidades de la República Mexicana.

Por estados (Cuadro 5.2.1), el mayor número de centrales hidroeléctricas se localizan en el estado de México, con 13 de ellas; sin embargo, por su capacidad ocupa el noveno lugar con 349.03 MW; en segundo lugar está el estado de Michoacán con 11 centrales que tienen una capacidad de 507.97 MW; en tercer término está el estado de Puebla con 8 centrales y una capacidad de 429.36 MW; los estados de Chiapas y Veracruz ocupan el cuarto lugar en cuanto a número ya que cuentan con 7 centrales, sin embargo por su capacidad Chiapas tiene el primer lugar con 3928.48 MW y Veracruz el 12 con 90.99 MW; el quinto lugar lo ocupa el estado de Jalisco con 6 centrales y una capacidad efectiva de 390.12 lo que la ubica en el séptimo sitio; el lugar número seis lo ocupa Guerrero con 4 centrales únicamente, sin embargo por su capacidad efectiva tiene el segundo lugar, siendo ésta de 1 638 MW: San Luis Potosí y Sonora cuentan con 3 centrales cada uno, su capacidad es de 20.13 y 163.80 MW, respectivamente; los estados de Chihuahua, Hidalgo, Nayarit y Oaxaca cuentan con 2 centrales hidroeléctricas; Nayarit por su capacidad ocupa el tercer lugar con 962.18 MW; Coahuila, Querétaro y Tamaulipas tienen una central cada uno y en conjunto su capacidad efectiva es de 97.50 MW (CFE, 1996f: 5,6).

Las centrales termoeléctricas están constituidas básicamente por el equipo primario principal (turbo-grupo) donde se efectúa todo el proceso de conversión

de energía, integrado por el generador de vapor, la turbina y el generador eléctrico.

El tipo de generador de vapor usado depende de la combustión que se requiere para el tipo de combustible primario utilizado; la turbina de vapor y el generador eléctrico son similares para todas las centrales, variando únicamente en sus características de capacidad, tipo de vapor utilizado en cuanto a presión y temperatura, y parámetros de la energía eléctrica generada, la cual es transformada con características de alta y extra-alta tensión (115, 230 y 400 kv.) para su transmisión a los centros de distribución.

Estas centrales tienen equipos y sistemas auxiliares complejos como tanques de almacenamiento de combustible, gasoductos y sistemas de suministro de agua que controlan los procesos de combustión, y la transformación y control de la energía que se genera. También existen sistemas y equipos para el manejo e inyección de combustibles y agua de alimentación, ventiladores, bombas para sistemas de enfriamiento, aceite de lubricación, de protección eléctrica y mecánica, de seguridad, de protección y control ambiental, y sistemas de supervisión, medición y control del turbo-grupo (Villanueva, 1994: 109,110).

Las centrales de vapor utilizan principalmente combustóleo y/o gas, en los estados de Sonora y Yucatán existen tres centrales (Cuadro 5.2.1), las cuales tienen una capacidad efectiva de 1 186 MW y 292 MW, respectivamente; en Colima, Chihuahua, Durango, Guanajuato, México, Nuevo León, Sinaloa, Tamaulipas y Veracruz existen dos centrales. Este último estado ocupa el primer lugar por su capacidad efectiva que es de 2 217 MW y Colima tiene el segundo lugar con 1900 MW; Baja California, Baja California Sur Campeche, Hidalgo y San Luis Potosí tienen una central de vapor, y por su capacidad Hidalgo ocupa el tercer lugar con 1500 MW (Figura 5.2.2).

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Al terminar el ciclo de generación en las unidades de turbogas, los gases desechados poseen un importante contenido energético, que se manifiesta en su alta temperatura; esta energía se utiliza para calentar agua y llevarla a la fase de vapor, que se aprovecha para

generar energía eléctrica adicional. Los energéticos que utilizan son combustóleo y/o gas y se ubican en Durango, Hidalgo, Nuevo León, Querétaro, Veracruz y Yucatán con una central cada uno, la capacidad efectiva de estas centrales oscila entre los 200 MW y 482 MW, siendo los estados de Hidalgo, Veracruz y Nuevo León los que ocupan los tres primeros lugares (Cuadro 5.2.1), (Figura 5.2.2).

Las centrales turbogas utilizan diesel y/o gas, los estados de Chihuahua, Nuevo León y Quintana Roo cuentan con cuatro centrales; Baja California y Coahuila tienen tres; Baja California Sur, México, Sinaloa, Sonora y Yucatán tienen dos; y Campeche, D.F. Durango, Guerrero, Jalisco y Tamaulipas con una cada uno; en cuanto a su capacidad efectiva Quintana Roo cuenta con 230.50 MW, México con 226 MW y Baja California con 176.86 MW lo que hace que ocupen los tres primeros lugares en este tipo de centrales (Cuadro 5.2.1), (Figura 5.2.2).

Las centrales de combustión interna utilizan diesel en su mayoría y en segundo término combustóleo; en Baja California Sur existen cuatro centrales, las cuales tienen una capacidad efectiva de 84.20 MW; y en Coahuila, Nayarit, Quintana Roo y Sonora sólo existe una, las cuales tienen una capacidad efectiva menor a 1.2 MW (Cuadro 5.2.1), (Figura 5.2.2). Estas centrales operan durante los períodos de punta y en áreas aisladas.

Las centrales duales utilizan combustóleo y carbón; solamente existe una en el estado de Guerrero (Cuadro 5.2.1), (Figura 5.2.2) y cuenta con una capacidad efectiva de 2 100 MW, su importancia radica en la flexibilidad que tiene para utilizar cualquiera de los dos combustibles, según el costo que tengan en el mercado.

El desarrollo carboeléctrico se localiza en la Región Carbonífera del estado de Coahuila, donde se tienen las mayores reservas de carbón (Nueva Rosita, Sabinas y Piedras Negras) y donde un tipo de carbón se procesa para obtener coque y utilizarlo en los altos hornos y otro tipo se emplea en la generación de electricidad mediante las carboeléctricas J. L. Portillo que se localiza en el municipio de Río Escondido y Carbón II en el municipio de Nava, ambas centrales tienen una capacidad efectiva de 2 600 MW (Figura 5.2.2).

El desarrollo actual de la energía geotérmica en México se localiza en dos grandes regiones, el valle de Mexicali y el Sistema Volcánico Transversal, en los cuales se encuentran gran parte de los 400 sitios con alteraciones hidrotermales.

En el valle de Mexicali se tiene actualmente el mayor desarrollo geotérmico, constituido por las centrales de Cerro Prieto I, II y III que tienen una capacidad de 620 MW y generan 4 648.08 GWh (Figura 5.2.2).

La región del Sistema Volcánico Transversal se localiza a la altura de los 19° latitud norte y atraviesa al país de este a oeste (desde el estado de Veracruz hasta Nayarit), tiene un ancho y longitud media de 100 y 900 kilómetros respectivamente; además cuenta con 1 850 edificios volcánicos, desde pequeños conos y volcanes intermitentes hasta los de mayor altura como el Pico de Orizaba, por lo que tiene un gran número de manifestaciones hidrotermales.

En esta región se localizan Los Azufres en el estado de Michoacán, en donde existen 30 pozos perforados, por lo que se construyó una central geotérmica con 12 unidades que tiene una capacidad efectiva de 87.90 MW y genera 743.94 GWh. En el campo de los Humeros, en el estado Puebla, se han perforado pozos profundos que tienen temperaturas de fondo de más de 3000°C, lo cual ha permitido instalar una central con siete unidades, con una capacidad efectiva de 36 MW y una generación bruta de 337.31 GWh (Cuadro 5.2.1), (Figura 5.2.2).

Las centrales nucleoelectricas, para producir el vapor a presión y temperaturas lo suficientemente altas para mover el turbogenerador, utilizan el calor generado por la fisión de átomos de los isótopos de uranio (U235) y plutonio (Pu239) dentro de los dispositivos llamados reactores.

La gran cantidad de calor que se genera en el reactor, a consecuencia de la reacción nuclear, debe ser aprovechada para producir el vapor que se requiere para la generación de energía eléctrica con el turbogenerador; al mismo tiempo, la temperatura de los distintos elementos que se encuentran en el interior del

reactor se debe mantener lo suficientemente baja para que éstos no sufran ningún deterioro. Para lograr lo anterior, se utiliza un fluido refrigerante, el cual puede ser un gas como el bióxido de carbono o el helio, agua natural, agua pesada o el sodio fundido.

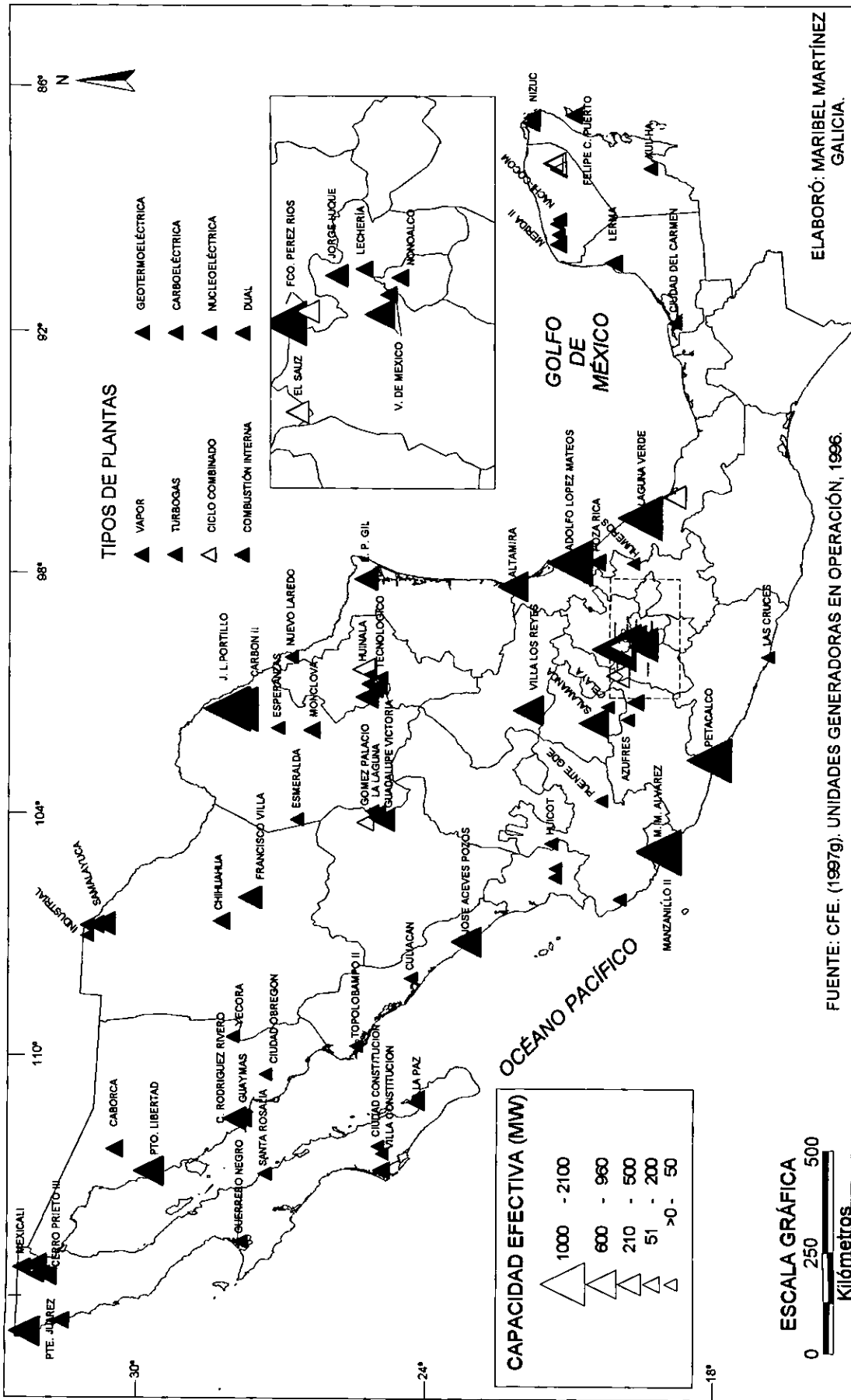
La nucleoelectrica Laguna Verde utiliza uranio ( $UO_2$ ) y se localiza en el municipio de Alto Lucero, Veracruz (Figura 5.2.2). Su ubicación se debe principalmente a la baja sismicidad de la zona, a la existencia de roca caliza que por el peso del reactor favoreció su cimentación y al calado que favoreció la transportación de los materiales y el reactor para su construcción.

En general, las centrales termoeléctricas se ubican cerca de los grandes centros consumidores, es decir, las ciudades y zonas industriales, principalmente en las proximidades de las refinerías de Petróleos Mexicanos, por lo que se concentran principalmente en el centro, noreste y noroeste del país. Algunas se ubican en zonas costeras, con la finalidad de facilitar el abastecimiento de combustóleo por vía marítima (Figura 5.2.2).

En el cuadro 5.2.1, se muestra la infraestructura para la generación de energía eléctrica a nivel nacional; en total se cuenta con 165 centrales y 503 unidades ubicadas en la mayor parte de los estados, las cuales tienen una capacidad efectiva de 34 632.79 MW.

A principios de la década de los ochenta la hidroelectricidad participó aproximadamente con la tercera parte de la generación bruta nacional (Figura 5.2.3) la cual se fue reduciendo hasta llegar al 20.70% en 1996. La generación bruta nacional se basa principalmente en la generada por las termoeléctricas, que ha tendido a incrementarse constantemente. En 1996, las termoeléctricas a base de vapor participan con el 49.25% de la generación total; le siguen las carboeléctricas con el 11.67%, las de ciclo combinado con el 7.02 %, la nucleoelectrica con el 5.20%, y con menos del 4% participan las geotermoeléctricas, las de combustión interna, las turbogas y la dual (Figura 5.2.4).

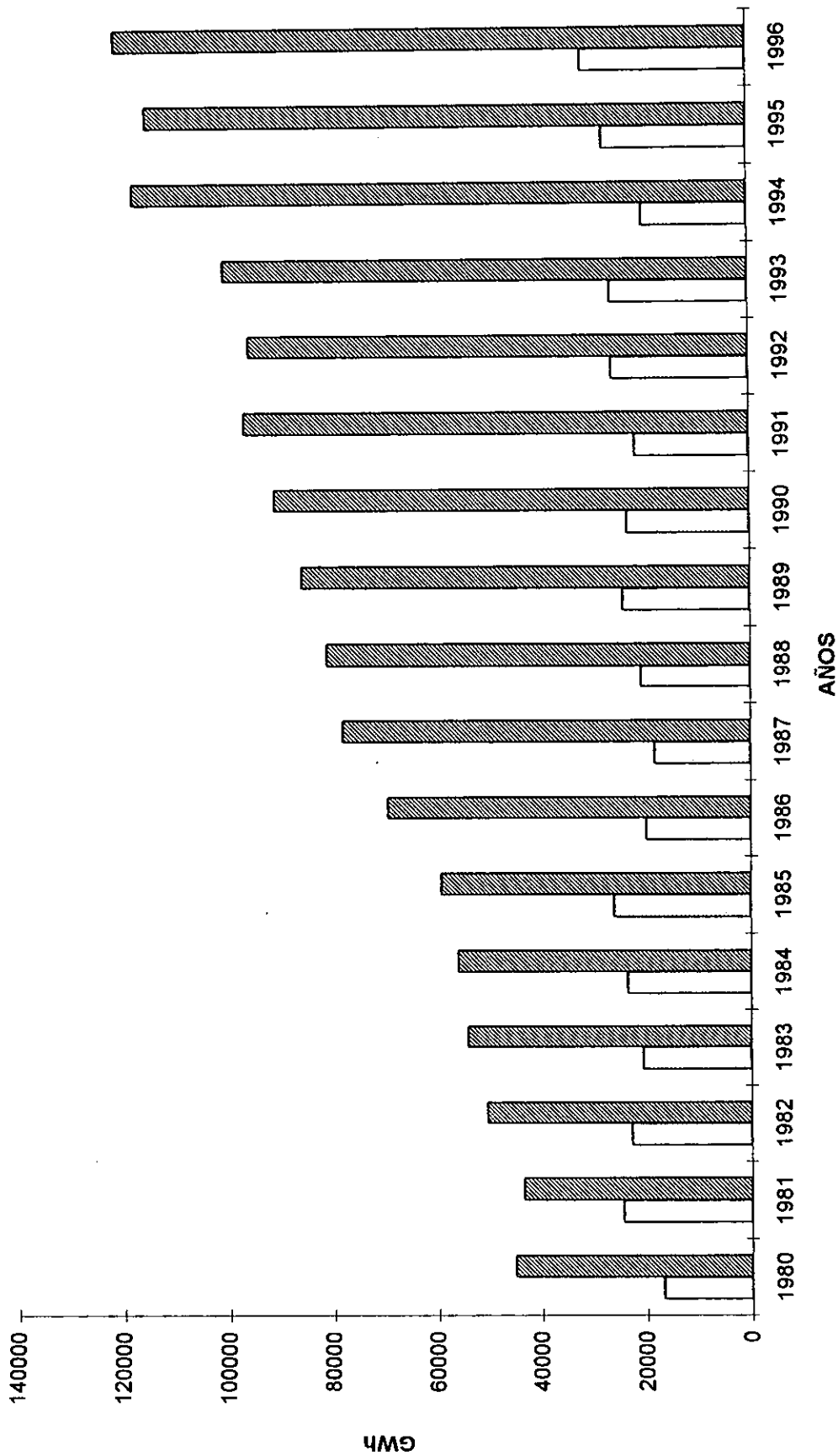
**FIGURA 5.2.2 PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA DE ORIGEN TERMOELÉCTRICO, 1996**



CUADRO 5.2.1 NÚMERO DE CENTRALES, UNIDADES Y CAPACIDAD EFECTIVA (MW), 1996.

		TERMOELÉCTRICAS																		Sumas										
		Hidroeléctricas		Vapor		Ciclo Combinado		Turbogas		Combustión interna		Geotermoelectrica		Dual		Carboeléctrica		Nucleoeléctrica												
ENTIDAD FEDERATIVA	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)	CE	UNI	CAP. (MW)						
Baja California		1	6	620.00																										
Baja California Sur		1	3	112.50																										
Campeche		1	4	150.00																										
Coahuila	1	2	66.00																											
Colima		2	6	1900.00																										
Chiapas	7	30	3928.48																											
Chihuahua	2	5	28.00	2	7	715.00																								
Distrito Federal																														
Durango		2	3	359.00	1	3	200.00	1	4	56.00																				
Guajuato		2	7	908.00																										
Guerrero	4	18	1638.00																											
Hidalgo	2	4	295.00	1	5	1500.00	1	6	482.00																					
Jalisco	6	16	390.12																											
México	13	26	349.03	2	8	974.00																								
Michoacán	11	27	507.97																											
Nayarit	2	7	962.18																											
Nuevo León	2	8	540.00	1	5	377.66	4	6	86.00																					
Oaxaca	2	8	356.48																											
Puebla	8	30	429.36																											
Querétaro	1	1																												
Quintana Roo																														
San Luis Potosí	3	5	20.13	1	2	700.00																								
Sinaloa	6	13	777.40	2	6	976.00																								
Sonora	3	6	163.80	3	10	1186.00																								
Tamaulipas	1	3	31.50	2	7	1145.00																								
Veracruz	7	19	90.99	2	9	2217.00	1	6	422.00																					
Yucatán				3	6	292.00	1	3	212.00	2	2	60.00																		
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>220</b>	<b>10034.44</b>	<b>29</b>	<b>97</b>	<b>14294.50</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>1911.66</b>	<b>34</b>	<b>74</b>	<b>1652.58</b>	<b>8</b>	<b>41</b>	<b>86.65</b>	<b>5</b>	<b>28</b>	<b>743.90</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>2100.00</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>2600.00</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1309.1</b>	<b>165</b>	<b>503</b>	<b>34632.79</b>

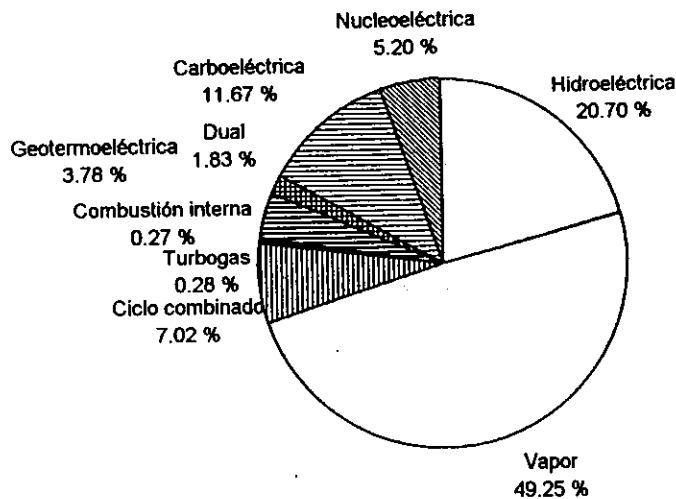
**FIGURA 5.2.3 EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN BRUTA  
POR TIPO DE CENTRAL, 1980-1996.**



□ HIDROELÉCTRICAS ▨ TERMOELÉCTRICAS



**FIGURA 5.2.4 GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) 1996.**



Fuente: CFE. (1997e). Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1996.

Elaboró: Maribel Martínez Galicia.

### 5.3 La CFE y la evolución de la tecnología en la construcción de centrales eléctricas.

Desde sus orígenes, la CFE ha servido como ámbito para aplicar y desarrollar diversas especialidades técnicas. La empresa eléctrica que es responsable de atender el suministro de un país con más de 90 millones de habitantes y casi dos millones de kilómetros cuadrados de extensión, refleja una realidad sobre la competencia de sus ingenieros; sin embargo, debe reconocerse que el nivel de la ingeniería en la CFE debería de ser muy superior y, sobre todo, que los sistemas de desarrollo profesional de la institución, no garantizan la disponibilidad futura que se requerirá para atender los retos que el desarrollo del país impondrá y para garantizar que los avances tecnológicos en las diversas disciplinas relevantes para esta industria se incorporarán con eficiencia.

A lo largo de su historia, la CFE tiene un expediente envidiable de logros tecnológicos. Se inició en el campo de las hidroeléctricas y ha llegado a ser

puntera en el diseño y construcción de presas; un ejemplo de ello son las de Chicoasén, Aguamilpa y Zimapán.

Las primeras experiencias significativas de la CFE estuvieron en relación con las centrales hidroeléctricas, ya que fueron éstas las primeras que se construyeron con capacidades relativamente grandes.

El primer proyecto hidroeléctrico de importancia fue Ixtapantongo, iniciado en 1939 y puesto en operación en 1944 (Hiriart, 1994: 209). En dicho proyecto, participaron prominentes ingenieros mexicanos de la Comisión Nacional de Irrigación; el resultado: esta central fue una escuela dentro de la CFE pues ahí se formaron la mayoría de los precursores de la ingeniería de la CFE. Tanto ingenieros civiles como mecánicos, electricistas e ingenieros de protección, tuvieron en este proyecto la oportunidad de aprender y desarrollar su capacidad.

La construcción de las hidroeléctricas también brindó la oportunidad de iniciar los programas de formación de operadores de las diversas empresas eléctricas que atendían el servicio.

Desde entonces, la CFE ha diseñado y construido centrales hidroeléctricas con diversas características y con alguna asesoría extranjera en ciertos aspectos de diseño, como en cortinas de arco de concreto, así como con la participación de compañías constructoras nacionales que han adquirido competencia internacional en la realización de grandes obras hidroeléctricas, lo cual fortalece la capacidad ingenieril del país.

Chicoasén, Aguamilpa y Zimapán son proyectos hidroeléctricos complejos, donde se han debido resolver serios e interesantes problemas, derivados de las características geológicas y geotécnicas de los emplazamientos, así como de las soluciones seleccionadas para cortinas, vertedores, casas de máquinas, subestaciones, sistemas de control, etc.

Las centrales termoeléctricas ofrecen experiencias diversas originadas principalmente por los cambios de enfoque. La CFE resolvió los primeros

proyectos para unidades de este tipo mediante contratos "llave en mano", con una participación limitada de los ingenieros de la institución.

Más tarde se contrató a una empresa de ingeniería para entrenar a los ingenieros de la CFE en las especialidades asociadas a estos proyectos, así como en la gestión de diseño y construcción.

Teniendo en cuenta esta línea general, se tomó la decisión de fomentar el establecimiento de firmas nacionales de ingeniería que mediante asociaciones con empresas extranjeras, o bien con asesoría del exterior, se desarrollaron hasta tener capacidad autónoma para realizar ingeniería de diseño de centrales termoeléctricas. La práctica usual de las empresas estadounidenses de servicio eléctrico y las limitaciones impuestas por la normatividad nacional en relación a las adquisiciones del sector público evitaron estandarizar los diseños. Sin embargo, algunos fabricantes que participaron en los concursos para el suministro de equipos mayores ofrecieron varios equipos iguales, principalmente turbogeneradores y generadores de vapor, económicamente atractivos; el contar con varias unidades de la misma capacidad constituyó una ventaja ya que contribuyó a que actualmente la CFE tenga normalizada la capacidad y la ingeniería básica de sus termoeléctricas.

La operación de las centrales termoeléctricas requiere de personal especializado; a medida que avanza la tecnología, la operación requiere de menos operadores pero mejor capacitados, incrementándose así el número de ingenieros especializados y reduciéndose el de los trabajadores con menor nivel de especialidad.

La capacidad ingenieril de la CFE se puso a prueba con la incorporación de carbóelctricas para utilizar otro energético primario, por lo que la CFE construyó en Nava, Coahuila, su primera central de este tipo, con una unidad de 37.5 MW. Ésta inició su operación en 1966 y, a pesar de que fue necesario suspenderla porque no estaba dotada de equipo para capturar las cenizas en suspensión, lo que causó problemas de contaminación, permitió adquirir experiencia en el diseño y operación de este tipo de centrales, que posteriormente fue de gran utilidad en el diseño de la central de Río Escondido,

con cuatro unidades de 300 MW, que opera desde 1982 con resultados satisfactorios. Ésta es la primera que cuenta con un sistema de enfriamiento con base en un estanque evaporativo de agua con una superficie de 3 km<sup>2</sup>, lo cual requirió de la participación de expertos en hidráulica, mecánica de suelos y movimientos de tierras, lo que significó una interesante interacción con los especialistas en hidroeléctricas y termoeléctricas (Hiriat, 1994: 212),.

Las experiencias han sido muy útiles, tanto en el diseño y construcción de Carbón II como en el de las centrales duales instaladas en las costas para utilizar indistintamente combustóleo o carbón.

La capacidad de los especialistas en diseño, construcción y operación en termoeléctricas se ha combinado con la de geólogos, especialistas en termodinámica e hidráulica, así como en yacimientos y perforación de pozos petroleros, por lo que actualmente se cuenta con un grupo bien preparado para analizar y aprovechar las fuentes geotérmicas de México.

La decisión de construir la primera nucleoelectrica puede considerarse uno de los mayores logros en la tarea de impulsar la calidad ingenieril de la CFE.

El diseño detallado de la segunda unidad fue realizado por los ingenieros de la institución, al igual que la supervisión de la construcción. La puesta en servicio y la operación de la primera unidad, con la mínima supervisión de los fabricantes de los equipos, han sido ampliamente satisfactorias comparativamente con las experiencias en otros países con mucho mayor capacidad tecnológica.

Laguna Verde ha permitido formar un grupo de 400 ingenieros altamente capacitados en sus especialidades, debido a los estrictos requisitos de calidad que la normatividad impone en este tipo de centrales. Además, los ingenieros han contribuido con soluciones originales en algunos aspectos de control, estructuras, comportamiento de materiales, corrosión, etcétera.

#### **5.4 La red de distribución de electricidad en México: el sistema interconectado.**

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la carga, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país los polos de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, en la medida en que las obras necesarias se han justificado técnica y económicamente.

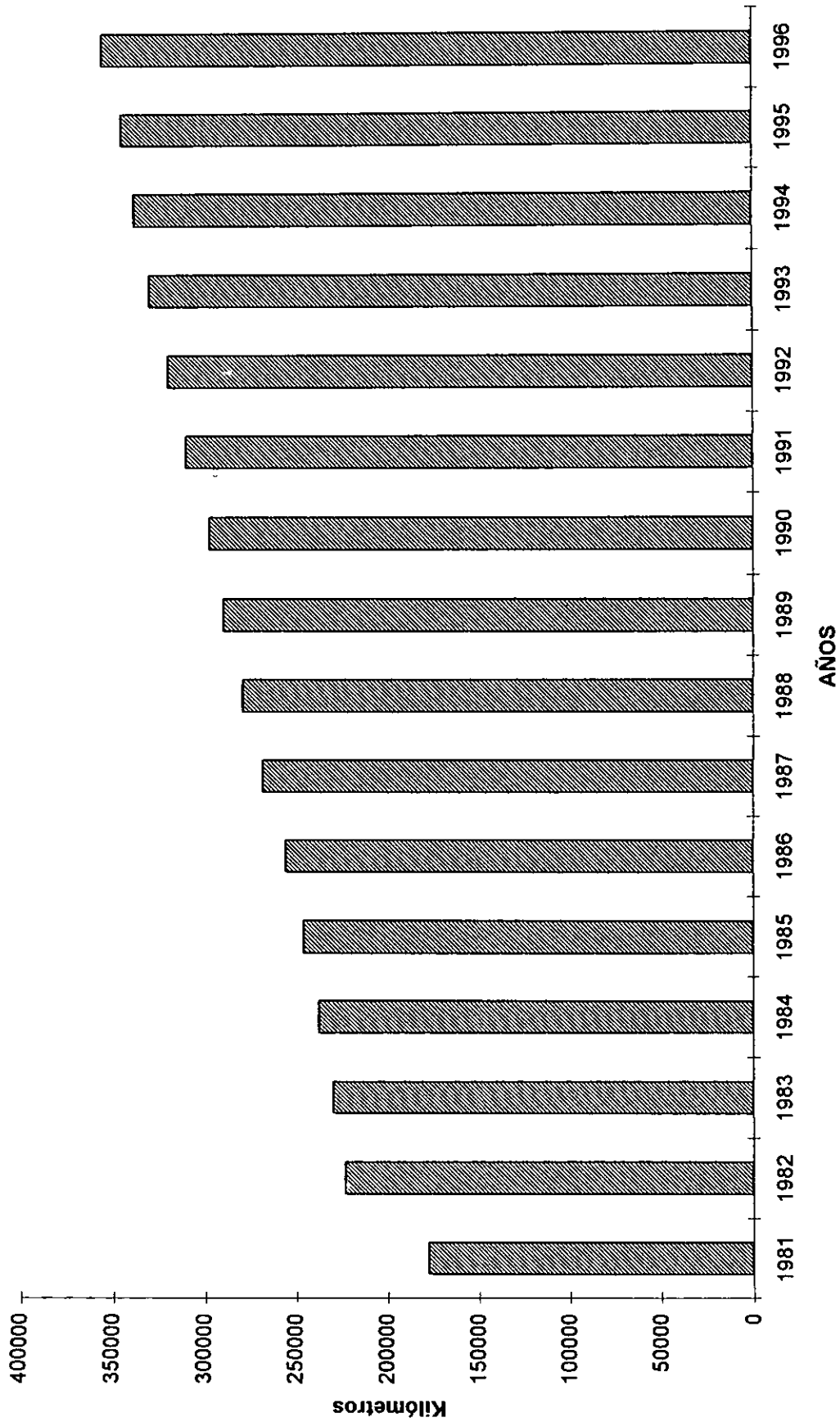
Debido a la estructura radial y a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones del sistema depende, de manera importante, de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible. Por lo general, la potencia máxima de transmisión de un enlace depende de los siguientes factores (Secretaría de Energía, 1995: 25):

- a) Límite térmico de los conductores.
- b) Control del voltaje en los extremos del enlace.
- c) Margen de seguridad para preservar la integridad y estabilidad del sistema al ocurrir una contingencia crítica en una unidad generadora o en un elemento de la red.

En el caso de la red nacional, los factores b) y c) son los que, con mayor frecuencia, restringen la potencia máxima de transmisión de los enlaces.

En el período de estudio (Figura 5.4.1), se refleja que la crisis económica de los ochenta redujo la disponibilidad de los recursos presupuestales y financieros requeridos para el desarrollo del sector eléctrico, lo cual afectó en forma concreta el programa de obras de transmisión y transformación. La falta de inversión ocasionó la utilización de la capacidad disponible para absorber contingencias en el momento de falla; asimismo, ha agravado el problema del deterioro de las instalaciones existentes, incrementándose las pérdidas y dejando sin utilización la energía que generan las nuevas centrales cuando éstas carecen de las líneas de transmisión y subestaciones necesarias. En consecuencia, no puede utilizarse la energía eléctrica en condiciones óptimas.

**FIGURA 5.4.1 EVOLUCIÓN DE LAS LONGITUDES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, 1980-1996.**



Debido a la escasez de recursos económicos, el sector ha recurrido a la obtención de recursos de la banca internacional de desarrollo y a los financiamientos privados para cumplir con su programa de obras. Es de esperarse que los programas de modernización tengan resultados satisfactorios en el mediano plazo, en la medida en que puedan canalizarse mayores inversiones a estos rubros ahora que las obras de generación podrán ser financiadas con recursos privados.

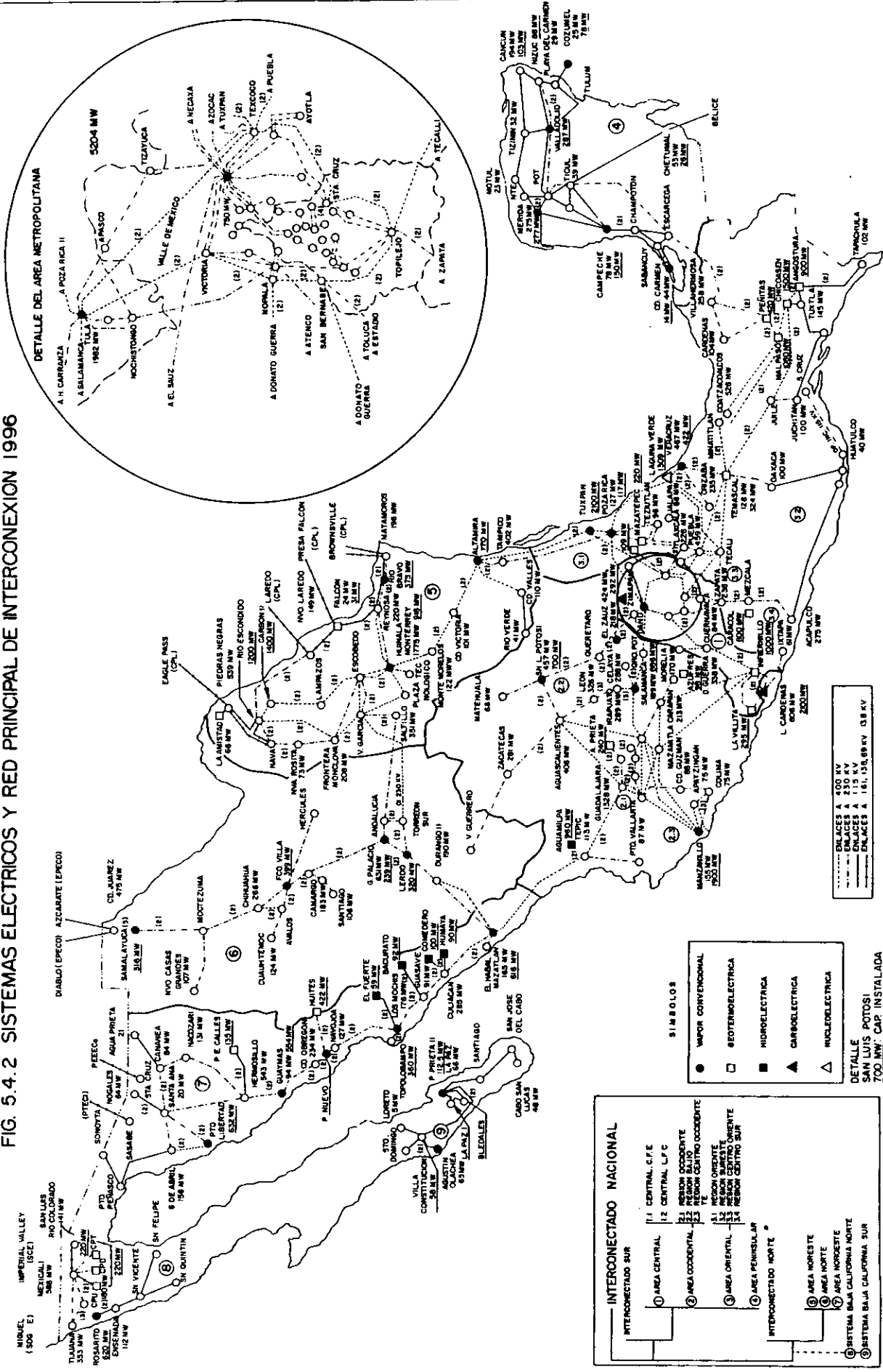
En 1996, el sistema interconectado nacional cubre casi todo el territorio nacional, con excepción de dos sistemas aislados en la península de Baja California, que no pueden ser integrados debido a su ubicación geográfica, a la distancia con el sistema interconectado nacional, y al alto costo que representarían las obras necesarias, de ahí que ambos sistemas tengan sus propias redes de transmisión (Figura 5.4.2).

La red de transmisión y subtransmisión de la CFE alcanzó una longitud de 66 416 km, de los cuales 31 116 km correspondieron a la red de transmisión en tensiones de 400, 230, 161 y 150 kV; por su parte a la red de subtransmisión le correspondieron 35 300 km en tensiones de 138, 115, 85 y 69 kV. Finalmente la red de distribución contó con 287 618 km en tensiones de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV (CFE; 1997b:14).

La transmisión de energía eléctrica se realiza a través de líneas y subestaciones que conducen la energía desde las centrales generadoras a los centros de consumo para finalmente distribuirla a los usuarios.

Para que la transmisión de energía eléctrica a distancias considerables sea factible, además de disminuir las pérdidas de energía, es necesario elevar el voltaje obtenido en las terminales del generador. Esto se logra con las subestaciones elevadoras, localizadas en las centrales generadoras que permiten la transmisión de la energía eléctrica a las áreas de consumo, donde nuevamente es transformada a las tensiones adecuadas, por medio de subestaciones reductoras.

FIG. 5.4.2 SISTEMAS ELECTRICOS Y RED PRINCIPAL DE INTERCONEXION 1996



--- ENLACES A 500 KV  
 --- ENLACES A 230 KV  
 --- ENLACES A 115 KV  
 --- ENLACES A 161, 136, 99 KV 138 KV

- SIMBOLOS**
- IMPOR CONVENCIONAL
  - GEOTERMoeLECTRICA
  - hidroELECTRICA
  - ▲ CARBOELECTRICA
  - △ nucleoELECTRICA

- INTERCONECTADO NACIONAL**
- 11. CENTRAL C.P.E
  - 12. CENTRAL L.F.C
  - 13. REGION OCCIDENTE
  - 14. REGION BAJIO
  - 15. REGION CENTRO OCCIDENTE
  - 16. REGION ORIENTE
  - 17. REGION SUR OCCIDENTE
  - 18. REGION CENTRO SUR
  - 19. AREA PENINSULAR
- INTERCONECTADO NORTE #**
- 1. AREA NOROESTE
  - 2. AREA NORTE
  - 3. AREA NOROCCIDENTE
  - 4. SISTEMA BAJA CALIFORNIA NORTE
  - 5. SISTEMA BAJA CALIFORNIA SUR
- DETALLE  
 SAN LUIS POTOSI  
 700 MW. CAP INSTALADA  
 457 MW. DEMANDA

Fuente: GERENCIA DE PROGRAMACION DE SISTEMAS ELECTRICOS.



El sistema de transformación alcanzó una capacidad de 117 173 Megavatios (MVA), de los cuales 42 404 MVA corresponden a subestaciones elevadoras y 74 769 MVA a subestaciones reductoras (CFE, 1997b: 15).

Para una mejor operación, el sistema eléctrico nacional se ha subdividido en ocho áreas de control, (Figura 5.4.3) coordinadas por el Centro Nacional de Control de Energía, que establece las políticas, criterios y normas de operación, además de planear y analizar las necesidades en materia de instalaciones y de organización.

### **5.5 La electrificación rural.**

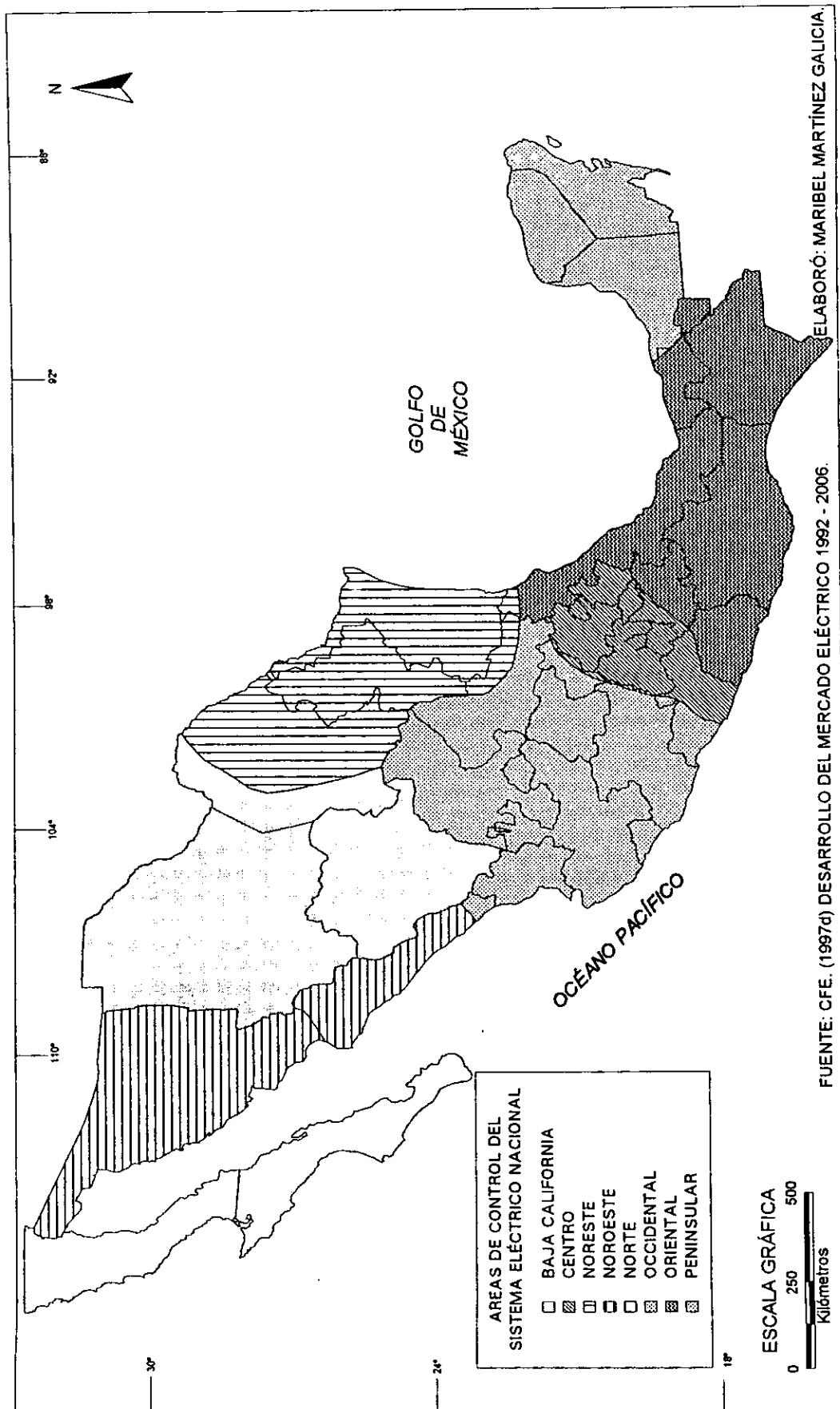
Una de las demandas constantes de las comunidades en México es la electrificación, pues con ella se obtiene un satisfactor que proporciona seguridad a los habitantes mediante la iluminación, además de incrementar las opciones de comunicación y entretenimiento. Económicamente la electricidad es un elemento que hace posible la utilización de los equipos de fuerza para el bombeo de agua potable, para el riego agrícola y para la agroindustria.

Proporcionar el servicio eléctrico a las poblaciones de la provincia, fue uno de los propósitos fundamentales que determinaron la creación en 1937 de la CFE, sin embargo, en un principio los esfuerzos y recursos económicos se destinaron a la creación de infraestructura mediante la construcción de plantas generadoras, lográndose la electrificación únicamente de las poblaciones cercanas a éstas.

La electrificación en México es un esfuerzo sostenido entre el gobierno y la sociedad civil, en 1996, se prestó este servicio a 114 078 localidades en beneficio de 87 930 027 habitantes; es decir, el 94.65% de la población total del país. De las 201 138 localidades, 198 258 son rurales, de las cuales 111 198 están electrificadas; que equivalen al 56.09%, por lo que 4 970 160 habitantes no cuentan con tan importante servicio (CFE, 1997a:16).

La electrificación rural es una actividad estratégica en el desarrollo económico y social de México, por lo que las acciones concertadas entre la CFE, los

**FIGURA 5.4.3 ÁREAS DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 1996**



gobiernos estatales y el sector privado, ocasionaron obras por \$ 431.9 millones, entre las cuales destacan: la electrificación y la ampliación de redes de distribución en 1 782 poblados rurales; y la electrificación en 572 colonias populares y 65 pozos de riego agrícola. Esta obra de electrificación destacó en 16 estados de la República, beneficiando a 513 poblados rurales, donde habitan 129,484 personas; para lograrlo se tuvieron que instalar 14 270 postes y tender 840 kilómetros de líneas (Cuadro 5.5.1) (CFE, 1997b: 17,18).

**CUADRO 5.5.1 ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES INDÍGENAS EN 1996**

Estado	No. de Poblados rurales	No. de Habitantes	No. de Postes	Líneas (km)
Baja California	5134	1438	84	1.0
Chiapas	176	54278	5668	522.5
Chihuahua	15	2783	387	28.7
Guanajuato	31	3971	608	30.4
Guerrero	67	20898	1405	80.9
Hidalgo	28	8513	1176	28.8
Jalisco	3	618	83	0
México	19	2448	421	0.9
Michoacán	5	2470	212	33.7
Morelos	18	3226	402	0
Oaxaca	52	4759	677	36.0
Puebla	45	13572	2075	39.6
Querétaro	6	1355	200	1.4
San Luis Potosí	6	1590	187	3.0
Sinaloa	14	1675	171	10.7
Veracruz	24	5890	513	22.0
<b>Total</b>	<b>513</b>	<b>129484</b>	<b>14270</b>	<b>839.6</b>

Fuente: CFE. (1997b) Informe anual 1996.

### 5.6 Distribución geográfica del consumo de electricidad en México y sus implicaciones económicas y regionales.

El consumo efectivo de electricidad por parte de los usuarios es, "...la generación neta de energía eléctrica menos las pérdidas de transmisión y distribución que corresponden a las ventas de los prestadores del servicio y su fuente de ingresos" (Alonso, 1994: 517).

En la figura 5.6.1, se observa cómo los sectores industrial y residencial han aumentado sus ventas a más del 100%, a lo largo del período de estudio, esto se debe principalmente a las grandes concentraciones urbanas que son las que demandan energía conforme a su población e importancia económica.

En esta figura es importante resaltar por su magnitud, la actividad desarrollada por la CFE en el campo de las exportaciones de energía eléctrica.

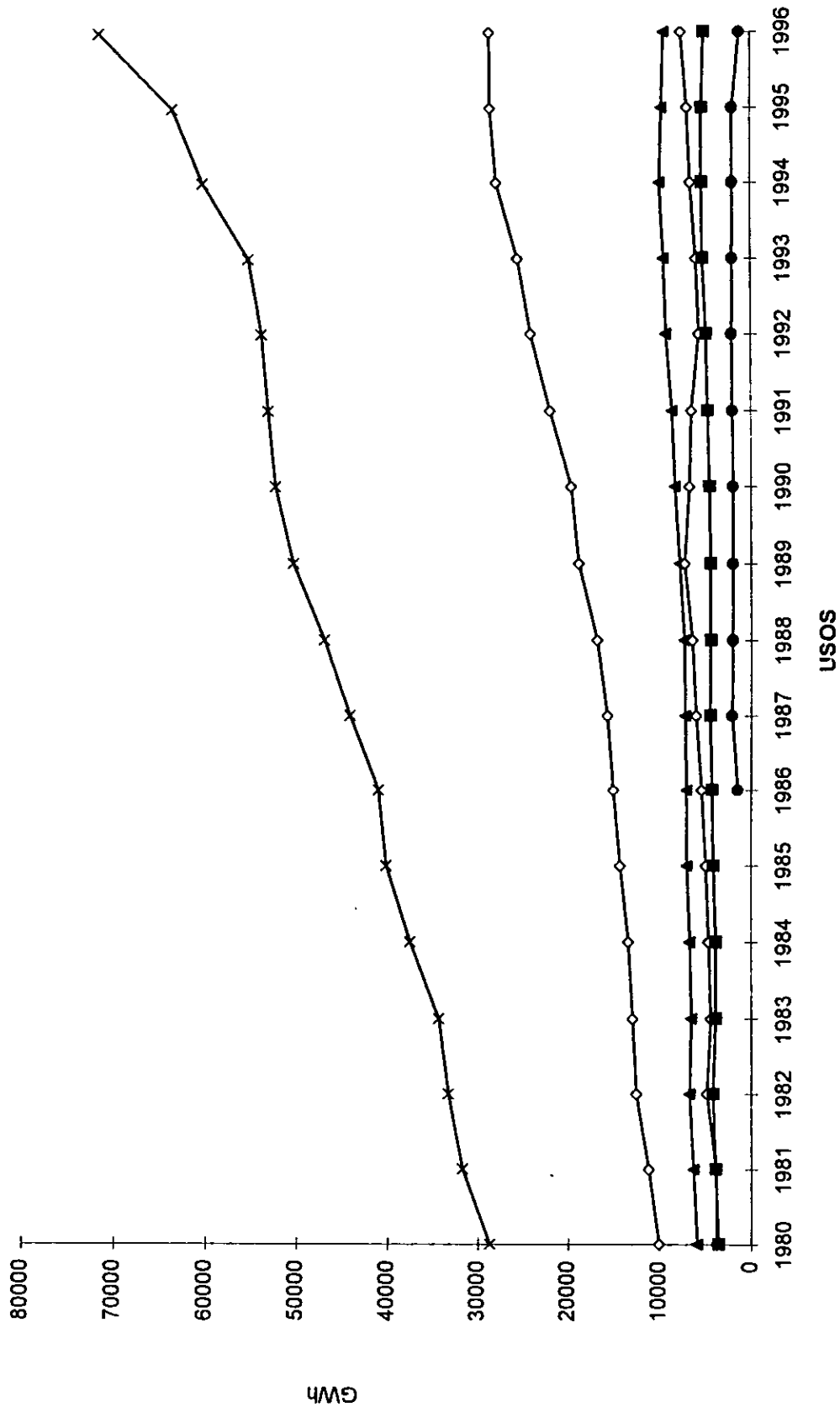
Es a partir de septiembre de 1986, cuando entra en vigor un contrato por diez años para la venta de 220 MW de capacidad firme y energía asociada con las empresas San Diego Gas & Electric y Southern California Edison, dicho contrato concluyó el 31 de agosto de 1996. La exportación de esta energía se lograba a través de dos enlaces de 230 kV en el Sistema Baja California Norte y el Sistema Eléctrico de California. Otro punto de interconexión para venta de energía es entre el área Peninsular y la Compañía Belice Electricity Limited, con la cual se inició un contrato de venta en 1989.

La exportación de 5 MW de capacidad firme se realiza a través de un enlace de 34.5 kV, ubicado en la zona de Chetumal, Quintana Roo (CFE, 1997d: 20).

En 1996 el sector agrícola aumentó su consumo de energía por la extracción de agua de los mantos acuíferos, ocasionado por el régimen de lluvias que estuvo por debajo de la media histórica, sobre todo durante el primer cuatrimestre del año que fue extremadamente seco. Además, contó con 82.3 mil usuarios en promedio con un consumo global de 7 543 GWh. La superficie irrigada por bombeo eléctrico representa alrededor del 10% de la superficie sembrada nacional, incluyendo el riego por gravedad y las zonas de temporal.

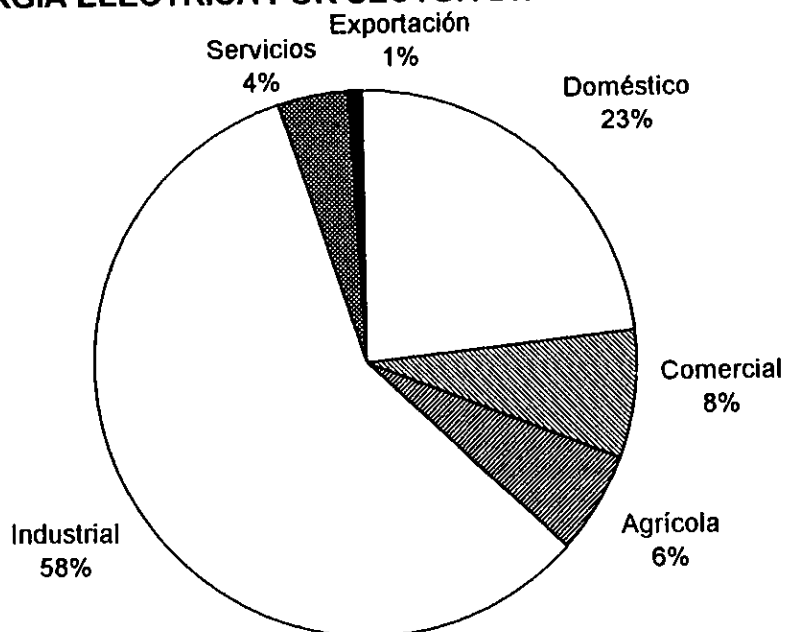
En la figura 5.6.2, se representa la estructura de las ventas de energía para el año de 1996, en donde destaca el sector industrial con el 58%, en segundo término está el sector residencial con el 23%, el 19% restante se lo distribuyen los sectores comercial, agrícola, servicios y las exportaciones.

**FIGURA 5.6.1 EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1980-1996.**



Fuente: Reséndiz, D. (1994). El Sector Eléctrico de México. Apéndice Estadístico. CFE. (1993 y 1997e). Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1992 y 1996.

**FIGURA 5.6.2 ESTRUCTURA DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO 1996.**



Fuente: CFE. (1997e). Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1996.

Elaboró: Maribel Martínez Galicia.

En cuanto al consumo de energía por áreas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), destacan la Central, la Occidental y la Noreste. Esto se debe a que es ahí donde se localizan las grandes zonas industriales, cuya actividad económica es la que más energía demanda, y también se encuentran las grandes concentraciones urbanas, con un sector residencial que es el segundo en importancia en cuanto a consumo.

Las ventas de energía eléctrica registradas en las tarifas de media tensión para el año de 1996 fueron de 39 149 GWh, y para las tarifas de alta tensión, de 31 961 GWh. Su incremento en el consumo de este grupo de usuarios, fue el resultado de un aumento tanto de usuarios como de consumo medio, 5.8% y 6.3%, respectivamente. Este incremento se explica por un mayor peso en la economía de las empresas y ramas intensivas de la electricidad, muchas de las cuales tuvieron un dinamismo exportador, ocasionado por el nuevo entorno económico y comercial creado con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte, que ha propiciado un ambiente comercial cada vez más abierto y competitivo (CFE, 1997d: 4).

A partir de 1994, las tarifas de alta tensión manifiestan una tendencia ascendente, que continúa a pesar del período de ajuste económico y cambiario de 1995 y, más aún, que se sostiene en 1996. Este ascenso se observa principalmente en la producción de industrias como la básica del hierro y el acero, minería, cemento, química, papel y cartón, automotriz, vidrio y maquiladoras, en general.

Estos usuarios representan casi el 30% de las ventas de alta tensión. En este sector tarifario, es necesario señalar el retorno de la empresa ALUMSA en el estado de Veracruz, que presentó un consumo anual de 1 130 GWh en 1996, además de la consolidación del consumo de la empresa HYLSA Monterrey, debido a la ampliación de la capacidad demandada de 135 a 300 MW, y cuyo suministro se proporciona en 400 kV, constituyéndose por esto en el primer usuario en este nivel de tensión en el Sistema Eléctrico Nacional (CFE, 1997d: 5).

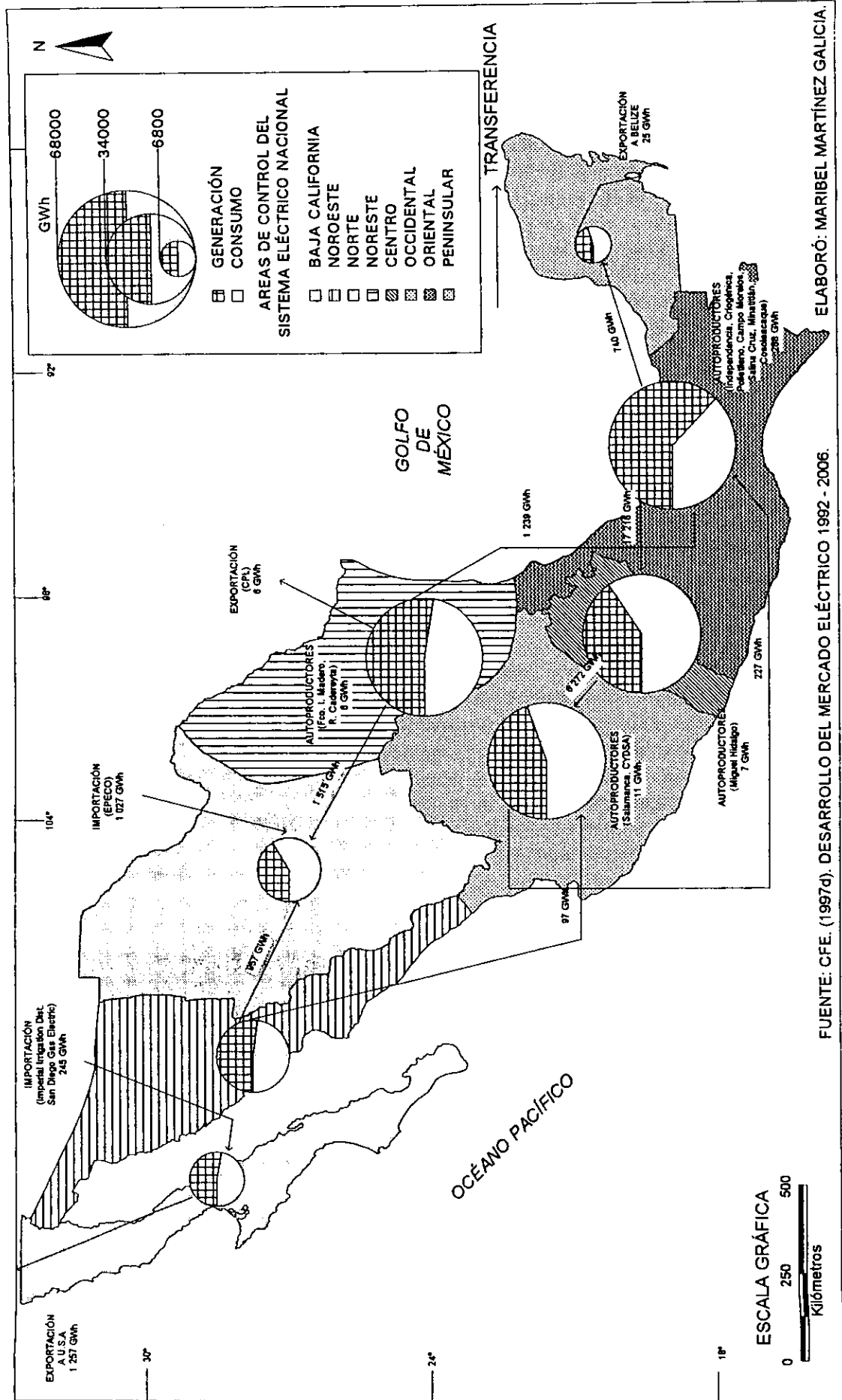
En la figura 5.6.3 se observa el comportamiento de la energía generada frente al consumo, lo que hace que las áreas de mayor consumo tengan que ser abastecidas por aquéllas de mayor generación.

Los polos de crecimiento aceleran su demanda de energía cuando sobrepasan un tamaño crítico, a partir del cual se observan deseconomías de escala.

El área metropolitana de la Ciudad de México es un ejemplo de deseconomías de escala, ya que requiere cada vez más electricidad para satisfacer la demanda y para cubrir las pérdidas por transmisión y otros bienes. Por ejemplo, para abastecerla de agua, se requiere traerla de fuentes cada vez más alejadas, además de elevarla de lugares cada vez más bajos, y dada su altitud, el gasto energético de bombeo es mayor.

Las fuentes de energía están cada vez más alejadas, por lo que la dotación de agua, el tratamiento de afluentes o el abasto de satisfactores, implican el empleo de sistemas que demandan aceleradamente energía eléctrica.

**FIGURA: 5.6.3 CONSUMO Y GENERACIÓN BRUTA REGIONAL, 1996**





En conclusión, el comportamiento del proceso productivo del sector eléctrico nacional, se debe principalmente a la localización de los recursos naturales que se necesitan para la generación de energía a través de los diferentes tipos de centrales; la energía generada llega a los centros de consumo por medio de la red de transmisión e interconexión que está instalada en gran variedad de regiones, lo que hace que esté expuesta a diferentes condiciones climatológicas y, por consiguiente, a eventualidades. Los sectores industrial y residencial son los mayores consumidores de energía, por lo que las áreas Central, Occidental y Noreste tienen un mayor consumo, así como la necesidad de abastecerse de aquellas de mayor generación. Respecto a la población, el 94.6% de la misma cuenta con tan importante servicio.

## CONCLUSIONES.

La Constitución de 1917 consagra para la Nación, en su Artículo 27, el manejo exclusivo de los recursos energéticos, y en el Artículo 28 los reserva como actividades estratégicas para el Estado Mexicano. La creación de la Comisión Federal de Electricidad el 14 de agosto de 1937, la nacionalización de la industria petrolera, un año más tarde; así como de la industria eléctrica el 1 de septiembre de 1960, abrieron el camino para que el Sector Energético se convirtiera en uno de los pilares del crecimiento económico de México.

Después de la Revolución Mexicana, la expropiación del petróleo fue el acto más trascendental en la historia de México. Sin embargo, su nacionalización no debe ser obstáculo para reconocer las fallas de que adolece, y el que exista el peligro latente de que compañías petroleras extranjeras vuelvan a tener injerencia en su desenvolvimiento, sobre todo a partir de la reestructuración de PEMEX en 1992, orientada a las necesidades de adaptación internacional, a los cambios tecnológicos, productivos y comerciales que imponen el proceso de globalización y la competitividad de los mercados. Sin embargo, debe reconocerse que la falta de capital para invertir en la industria petrolera, con la finalidad de acrecentar sus actividades y lograr un progreso acelerado, no debe comprometer la situación futura de PEMEX.

La industria petrolera es la base de la industrialización, esto se debe a que el petróleo se encuentra en cantidades considerables dentro de nuestro territorio, lo que hace que ocupe el octavo lugar a nivel mundial, y que, por el contrario, se carece de otros tipos de minerales energéticos; además, la mayoría de los productos derivados de dicha industria se destinan a satisfacer las necesidades del mercado interno.

Por todo ello, la industria petrolera mexicana tiene un papel estratégico central en el desarrollo económico del país. Su contribución al PIB, a la balanza comercial y a las finanzas públicas no es igualada por ninguna otra rama

industrial. Además, su importancia regional es visible en todos los espacios donde opera PEMEX.

En lo referente a la industria eléctrica, ésta ha sido factor fundamental para el desarrollo económico de nuestro país, desde las últimas décadas del siglo XIX, ya que su abasto suficiente y oportuno representa el soporte básico de la planta productiva del país.

La electricidad es una fuente de energía muy cómoda, la gente con acceso a ella da por hecho que al operar el interruptor, podrá iluminar una habitación, acondicionar la temperatura de su casa, enfriar y conservar sus alimentos, operar un telar, producir aluminio y, poner en marcha todos los procesos, tanto de la vida cotidiana como de la industria en general.

A pesar de que el sector eléctrico tiene una participación del 1.1% del PIB y su contribución en la balanza comercial es mínima, también es factor fundamental en el desarrollo económico de México; su carácter estratégico, regula la necesidad de atender los requerimientos de capacidad adicional y de adaptación a los cambios tecnológicos.

El proceso productivo de los hidrocarburos y la electricidad presentan las siguientes analogías:

1. La producción es regional, ya que se realiza en aquéllos lugares donde existen los recursos naturales necesarios para su extracción o generación, con excepción de las termoeléctricas que se localizan en los centros de consumo.
2. Para su distribución cuentan con una gran infraestructura que se origina en los centros de producción y se dirige hacia los centros de menor o mayor consumo, localizados en el resto del territorio nacional, con lo cual han tenido que resolverse problemas ocasionados por obstáculos naturales (ríos, lagunas, pantanos, barrancos) y artificiales (autopistas, carreteras, calles, caminos, vías

de ferrocarril); además de estar expuesta a diferentes tipos de climas, variaciones atmosféricas e impactos antrópicos.

3. La infraestructura se incrementó a través del tiempo de acuerdo con la demanda requerida por los principales centros urbanos e industriales del país. Ello contribuyó al progreso industrial, de transportes y al crecimiento urbano en diferentes partes del país.

Por todo ello, la organización territorial del proceso productivo de los energéticos convencionales, ha sido producto de la evolución histórico-económica del país, y está íntimamente ligada a la geografía urbano-industrial actual. Con ello, se cumple la hipótesis general planteada al principio del desarrollo de la investigación.

Si bién, en la presente investigación no se planteó analizar los aspectos sociales, es necesario decir que el proceso productivo de los hidrocarburos y energía eléctrica, tienen un impacto territorial importante, el cual se manifiesta particularmente en la construcción de las plantas hidroeléctricas y la perforación de pozos petroleros, ya que el espacio se transforma a partir de la instalación de campamentos para realizar la obra, que con el tiempo llegan a ser localidades rurales, y en ocasiones hasta centros urbanos.

En ambos sectores el establecimiento de sus instalaciones puede dar lugar a una concentración industrial, lo cual tiene como consecuencia la transformación del espacio físico, social y económico, y esto puede ocurrir en ausencia de una política de ordenamiento territorial, con los consiguientes desequilibrios socioeconómicos y ambientales.

El crecimiento demográfico es regional y en el caso de la industria petrolera genera un importante número de empleos en la etapa de construcción y de funcionamiento de las refinerías y plantas petroquímicas por lo que en muchas

ocasiones, se presenta una urbanización no ordenada, que genera distintos impactos territoriales.

Por el contrario, aunque durante la construcción de las plantas de generación eléctrica, la creación de empleos puede llegar a ser alta, no ocurre así durante su operación, sin embargo, una vez instaladas se desarrollan espacios económicos importantes al producirse una expansión del sector industrial, lo cual se refleja en un incremento en el proceso de urbanización.

El crecimiento demográfico cuando es acelerado tiene como consecuencia una serie de problemas ya que, ante la incapacidad de los ayuntamientos de afrontar la demanda de servicios al mismo ritmo de dicho crecimiento, en ocasiones, la población no logra acceder a los servicios primordiales (agua potable, drenaje, energía eléctrica, educación, salud, etc.) y por lo tanto se desarrollan zonas marginadas.

En fin, dicha problemática será objeto de estudio en próximas investigaciones.

## BIBLIOGRAFÍA

- Acosta Moreno, R. y Skea, J. (1995) "Industry, energy and transportation: impactos and adaptation", en *Climate change 1995 Impacts, adaptaciones and mitigation of climate change: Scientific-Technical Analyses. Contribution of Working Group II to the intergovernmental Panel on climate change*. WMO. UNEP. IPCC. Cambridge University Press. New York.
- Adame Molina, G. (1990). *Consideraciones sobre el uso de las fuentes de energía no convencionales su desarrollo e importancia, a nivel mundial y su relación con la República Mexicana*. Tesis de licenciatura. FF y L. UNAM. México.
- Alonso, A.; Fugarolas, E. y Cruz, R. (1994). "Futuros del sector eléctrico", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.), *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.
- Ángeles Cornejo, S. "Avances en la privatización de PEMEX". *Problemas del Desarrollo*. vol. 26, No. 102. julio - septiembre 1995. pp. 223-255.
- Arriola Valdés, E. (1994). "Recursos energéticos primarios y tecnologías de generación eléctrica", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.), *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.
- Banco de México. *Indicadores Económicos*. enero 1998.
- Barbosa Cano, F. (1993). *La reconversión de la industria petrolera en México*. Instituto de investigaciones económicas. UNAM. México.
- Bassols Batalla, A. (1981). *Recursos naturales de México teoría, conocimiento y uso*. Editorial Nuestro Tiempo. México. 13a. edición.
- Bassols Batalla, A. (1984). *Geografía Económica de México*. Editorial Trillas. México. 5a edición.
- Bauer Ephrussi, M.; García Colín Scherer, L. (coord.), (1989). *Energía en México el arranque del siglo XXI*. El Colegio Nacional. PUE. UNAM.
- Carreño C. José. (1987). *El auge petrolero: de la euforia al desencanto*. Facultad de Economía. UNAM. México.
- Cazadero, M. (1995). *Las revoluciones industriales*. Fondo de Cultura Económica. México.

- Claval, Paul.** (1987). *Geografía humana y economía contemporánea*. Traducción Marco García Quintela. Editorial Akal. Madrid, España.
- Colmenares César, F.** (1991). *PEMEX: crisis y reestructuración*. PUE. CIC. UNAM. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1993a). *Estadísticas de sector eléctrico nacional 1992*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1993b). *Estadísticas por entidad federativa 1992*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1978). *Evolución del sector eléctrico en México*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1988). *Del fuego a la energía nuclear*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1996a). *Informe anual 1995*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1996b). *Informe de labores 1995-1996*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997a). *Información básica 1996*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997b). *Informe anual 1996*. CFE. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997c). *Informe de labores 1996-1997*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997d). *Desarrollo del mercado eléctrico 1992-2006*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997e). *Estadísticas del sector eléctrico nacional 1996*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997f). *Estadísticas por entidad federativa 1996*. México.
- Comisión Federal de Electricidad.** (1997g). *Unidades generadoras en operación 1996*. México.
- Cuevas Salgado, J.** (1989). *Cogeneración industrial en México*. PUE. CIC. UNAM. México.

- El Colegio de México.** (1991). *Investigaciones sobre energía, orientaciones y recomendaciones para los países en desarrollo*. El Colegio de México. México.
- Espinosa de los Monteros, F.** "Energía eléctrica: cómo se produce, se utiliza y cuál es su costo". *GEOMIMET XVIII*. No. 170. marzo - abril 1991. pp. 40-50.
- Fuentes Aguilar, L.** "La electrificación en la República Mexicana". *Investigaciones Geográficas*. No. 21, 1990. Boletín del Instituto de Geografía, UNAM. pp. 97-112.
- Galarza, Ernesto.** (1941). *La industria eléctrica en México*. Fondo de Cultura Económica. México.
- García Colín Scherer, L.; Bauer Ephrussi, M.** (coord.), (1996). *Energía, ambiente y desarrollo sustentable (el caso de México)*. El Colegio Nacional. PUE. UNAM. México.
- George, Pierre.** (1980). *Geografía: energía y población*. Instituto de Geografía. México.
- George, Pierre.** (1984). *Geografía económica*. Editorial Ariel. Barcelona, España. 2da. edición.
- Guzmán, Óscar.; Yúñez-Nauze, A.; Wionczck Miguel, S.** (1985). *Uso eficiente y conservación de la energía en México: diagnóstico y perspectivas*. El Colegio de México. México.
- Hall,** (1991). citado en Nakicenovic, N., Grübler, a., et al. "Energy Primer" p.90. en *Climate change 1995 Impacts, adaptaciones and mitigation of climate change: Scientific-Technical Analyses. Contribution of Working Group II to the intergovernmental Panel on climate change*. WMO. UNEP. IPCC. Cambridge University Press. New York.
- Hernández Álvarez, A.** (1994). "Transmisión y distribución de energía eléctrica", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.) *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.
- Hernández Santiago, R.** (1996). *Análisis espacial de la industria de la refinación de hidrocarburos en México: la refinería de Tula, Hgo.* Tesis de licenciatura. FF y L. UNAM. México.
- Hiriart Balderrama, F.** (1994). "Ingeniería en la Comisión Federal de Electricidad", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.) *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.



**Instituto de recursos mundiales en colaboración con el programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente.** (1993). *Recursos Mundiales 1992 - 1993*. BID.

**Leos Chávez, H.** (1993). *Origen y naturaleza de la modernización de petróleos mexicanos*. PUE. CIC. UNAM. México.

**Lozada, Javier.** (1988). *Temple y destello*. PEMEX. México.

**Martínez Laguna, N. y Méndez Vázquez, Y.** (1991). *Petróleo y organización territorial, el caso de la región Tampico- Cd. Madero- Altamira*. Tesis de licenciatura. FF y L. UNAM. México.

**Monteforte, R.** (1991). *La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectivas de cambio*. PUE. CIC. UNAM. México.

**Mulás, P.** (1996). "Energía, ambiente y desarrollo sostenible: el caso de México", en García Colín Scherer, L.; Bauer Ephrussi, M. (coord.), *Energía, ambiente y desarrollo sustentable (el caso de México)*. El Colegio Nacional. PUE. UNAM. México.

**Nakicenovic, N., Grübler, H. et al.** (1996). "Energy primer", en Watson, R., Zinyowera M. y Moss, R. *Climate change 1995 Impacts, adaptaciones and mitigation of climate change: Scientific-Technical Analyses. Contribution of Working Group II to the intergovernmental Panel on climate change*. WMO. UNEP. IPCC. Cambridge University Press. New York.

**Odell, Peter.** (1968). *Geografía económica del petróleo*. Editorial Oikos-tau. Barcelona, España.

**Pedrero Nieto, R.** (1994). "Visión económica del sector eléctrico", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.) *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1980). *El petróleo*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1987). *Anuario estadístico 1986*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1991). *Anuario estadístico 1990*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1992). *Anuario estadístico 1991*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1994). *Anuario Estadístico 1993*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1997a). *Anuario estadístico 1996*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1997b). *Informe anual 1996*. México.

**Petróleos Mexicanos.** (1997c). *Memoria de labores 1996*. México.

**Puig, J. y Corominas, J.** (1990). *La ruta de la energía*. Editorial Anthropos. Barcelona, España.

**Reséndiz Núñez, D.** (coord.) (1994). *El sector eléctrico de México*. FCE.CFE. México.

**Rodríguez y R. G.** (1994). "Evolución de la industria eléctrica en México", en Reséndiz Núñez, D. (coord.) *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.

**Rojas Nieto, J.** (1989). *Desarrollo nuclear de México*. Facultad de Economía. UNAM. México.

**Scientific American.** (1979). *La energía*. Traductor Rafael Mazarrasa. Editorial Alianza. Madrid, España. 2da. edición.

**Secretaría de energía.** (1996). *Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía 1995 - 2000. Resumen*. México.

**Secretaría de energía.** (1997a). *Balance nacional de energía 1996*. México.

**Secretaría de energía.** (1997b). *Prospectivas del sector eléctrico 1997 - 2006*. México.

**Secretaría de energía minas e industria paraestatal.** (1990). *Programa nacional de modernización energética 1990 - 1994*. México.

**Sánchez Salazar, M. T.** (1990a). "Infraestructura eléctrica". *Atlas Nacional de México*, VI.6.1. Instituto de Geografía, UNAM. México.

**Sánchez Salazar, M. T.** (1990a). "Energía eléctrica". *Atlas Nacional de México*, VI.6.2. Instituto de Geografía, UNAM. México.

**Sánchez Salazar, M. T.** (1990a). "Infraestructura petrolera". *Atlas Nacional de México*, VI.7.1. Instituto de Geografía, UNAM. México.

**Sánchez Salazar, M. T.** (1990a). "Producción y distribución del petróleo y sus derivados". *Atlas Nacional de México*, VI.7.2. Instituto de Geografía, UNAM. México.

**Sánchez Salazar, M. T.** "La industria petrolera como factor de cambios territoriales en la economía nacional, a partir de los años setenta". *Investigaciones Geográficas*. No. 21, 1990. Boletín del Instituto de Geografía, UNAM. pp. 75-95.

**Sánchez Salazar, M. T. y Martínez Laguna N.** (1997). *La industria petroquímica y su papel en la organización espacial del sureste de Veracruz*. Formato digital.

**Swift-Hook.** (1994). "Electricity from nuclear energy". *Energy World*, No. 217, abril 1994, p.6 citado en **Mulás, P.** 1996. "Energía, ambiente y desarrollo sostenible: el caso de México", en García Colín Scherer, L.; Bauer Ephrussi, M. (coord.), *Energía, ambiente y desarrollo sustentable (el caso de México)*. El Colegio Nacional. PUE. UNAM. México.

**Vargas S. Rocío.; Bauer, E. M.** (edit.). (1993). *México, E.U. energía y medio ambiente*. PUE. CIC. CISEUA. UNAM. México.

**Vélez Ocón, C.** (1993). "La energía nuclear como alternativa energética", en Vargas S. Rocío.; Bauer, E. M. *México, E.U. energía y medio ambiente*. PUE.CIC. CISEUA. UNAM. México.

**Villanueva Landeros, E.** (1994). "Producción de energía eléctrica", en Reséndiz Nuñez, D. (coord.) *El sector eléctrico de México*. CFE. Fondo de Cultura Económica. México.

**Vivó Escoto, J.** (1982). *Geografía humana y económica*. Editorial Patria. México. 18a edición.

**Wionczek S. M.** (coord.). (1982). *Energía en México ensayos sobre el pasado y el presente*. El Colegio de México. México.

**Wionczek S. M.** (coord.) (1983) *Problemas del sector energético en México*. El Colegio de México. México.

**Wu, Kang.** (1995) *Energy in Latin America*. Editorial Preager. United States of America.



**ESCUELA DE FILOSOFÍA Y LETRAS  
COLEGIO DE GEOGRAFÍA**

## ABREVIATURAS

BTU	British thermal units
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Gwh	Gigawatt-hora
HDS	Hidrodesulfuradora
kJ	kilojoule
KW	kilowatt
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MBD	Miles de barriles diarios
MMB	Millones de barriles
MMBD	Millones de barriles diarios
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MVA	Megavatio
MW	Megawatt
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PND	Plan Nacional de Desarrollo
Twh	Terawatt-hora
WTI	West Texas Intermediate
WTS	West Texas Sour