

ENERGÉTICOS (E VI)

María Teresa Sánchez-Salazar¹
José María Casado Izquierdo¹
Eva Saavedra Silva¹
Rosa María Prol-Ledesma²
Marco A. Torres Vera³
Ernesto Jáuregui Ostos⁴

La producción y distribución de la energía tienen una importancia estratégica para el desarrollo de un país. El sector energético constituye el sustento y el motor de la economía y de la sociedad; los flujos suficientes y oportunos de energía de los lugares de producción a los de consumo en los países, equivalen a la circulación de la sangre, que es indispensable para mantener vivo y en buen funcionamiento a un organismo humano. Es por ello que el consumo de energía constituye un indicador del grado de desarrollo económico de un país.

En el caso de México, en 2001 el valor agregado bruto (VAB) del sector energético fue de 1 434 434 millones de pesos, lo cual representó 2.8% del VAB total nacional y 10% del VAB del sector industrial, respectivamente (INEGI, 2003). El VAB energético ha mostrado un descenso en su participación respecto al VAB total nacional y al VAB del sector industrial a partir de 1992, sin embargo, dicha participación ha tenido un repunte a partir del 2000. Desde el punto de vista geográfico, 17 entidades federativas tienen porcentajes del VAB energético respecto al VAB industrial superiores al promedio nacional, lo cual es un indicio de que el sector energético tiene una importancia de significativa a preponderante, en particular en los estados de Campeche, Tabasco, Chiapas, Colima, Guerrero, Hidalgo y Oaxaca. El primero de ellos concentra 18.8% del VAB energético nacional, seguido por Tabasco y Chiapas con 6.6% y 7%, respectivamente (E VI 1 A).

De acuerdo con el Balance Nacional de Energía de 2003 (SENER, 2004), el petróleo y el gas natural representaban 71.8% y 17.5% de la energía primaria total producida, seguidos de la electricidad, la biomasa y el carbón (3.8%, 3.4% y 1.9%, respectivamente; E VI 1 D). Por su parte, de la energía consumida final, que representa 40.5% de la total producida, 42.7% se destinó al sector transporte, 24.7% al industrial, 22.1% al residencial y comercial y 3% al agropecuario. Las exportaciones representaron 43.3% de la energía producida total, y de ellas, 91.6% corresponden a petróleo crudo, 4.9% a combustóleo y 2.9% a gasolinas; por su parte, las importaciones representaron 9.4% de la producción total de energía, y destacan principalmente las de gas natural, carbón, gasolinas y gas licuado (37.1%, 19.9%, 13%, 12.6%, respectivamente; *Ibid.*, E VI 1 E a E VI 1 I).

Los recursos naturales asociados a la producción de energía tienen una distribución geográfica derivada de su propia naturaleza. Los hidrocarburos se distribuyen en el subsuelo a lo largo de la llanura costera del Golfo de México, y de su plataforma continental, aunque en los últimos años se han detectado recursos potenciales en aguas profundas del Golfo de México (Barbosa, 2003; E VI 2 A). Las reservas totales de hidrocarburos en el país, al 1° de enero de 2004 eran de 48 041 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 39.3% corresponden a reservas probadas, 33.3% a probables y 27.4% a posibles. Asimismo, de las reservas totales, 72.5% eran de crudo, 18.8% de gas seco y 8.8% de líquidos del gas. El 43% de dichas reservas se localiza en la Región Norte, 32.4% en la Región Marina Noreste, 15% en la Región Sur y 9.2% en la Región Marina Suroeste (PEMEX, 2004). Como resultado de la reducción de las inversiones en exploración de hidrocarburos, éstas han ido decreciendo a partir de 1983 en que alcanzaron un máximo de 72 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 1990).

Las reservas de carbón se distribuyen en cuatro cuencas principales: las de Sabinas y Fuente-Rio Escondido, Coahuila cuentan con el 80.8% de las reservas totales; la de Colombia-San Ignacio, Nuevo León posee 13.8% de ellas, La Mixteca, en Oaxaca, tiene 4.7% y Barranca-Cabullona, Sonora, 0.7% (Mulas del Pozo *et al.*, 2000 y Salas, 1988). En cuanto al uranio, se ha identificado la presencia de algunos yacimientos en los estados de Sonora, Chihuahua, Durango, Nuevo León y Oaxaca (Salas, 1988; PUE, 1984; E VI 2 A).

El potencial hidroeléctrico más elevado corresponde a las cuencas de los ríos Grijalva-Usumacinta, Balsas, Lerma-Santiago y Papaloapan, que son además, los que tienen los mayores escurrimientos medios superficiales, como resultado de las características climáticas asociadas a su régimen pluviométrico (E VI 3 A). Las principales áreas con potencial eolenergético se ubican en el sur del istmo de Tehuantepec, Guerrero Negro en Baja California Sur y los alrededores de la capital del estado de Zacatecas. Actualmente, en las dos primeras áreas y en Ramos Arizpe, Coahuila, ya funcionan cuatro centrales eololéctricas y se encuentran cuatro más en construcción; tres en el sur del istmo de Tehuantepec y una en La Rumorosa, en Baja California (E VI 3 D).

En cuanto a los recursos geotérmicos, hasta la fecha se ha establecido la existencia de más de mil manifestaciones termales en la República Mexicana (Prol-Ledesma, 1990). La forma más antigua y extendida de utilización de la energía geotérmica es a través del establecimiento de balnearios; además, es posible la generación de energía eléctrica. En la actualidad, la mayoría de los estados utilizan directamente la energía geotérmica, no sólo en balneología, sino también para usos agrícolas e industriales (E VI 3 C). México es el tercer país en cuanto a la producción de energía geotermoelectrónica en el mundo, superado sólo por Estados Unidos y Filipinas (Gutiérrez-Negrín y Quijano, 2004). Cuatro campos se encuentran produciendo energía eléctrica: Cerro Prieto (Baja California), Los Azufres (Michoacán), Los Humeros (Puebla), Las Tres Vírgenes (Baja California Sur) con 720, 188, 35 y 10 MW de capacidad instalada, respectivamente. Asimismo, en el campo de Piedras de Lumbre se instaló una pequeña planta de flujo bífase para proveer a la población de Maguarichi con electricidad y actualmente produce 75 KwH (Hiriari y Gutiérrez-Negrín, 2003). Se tiene una reserva probada de 100 MW y la reserva probable es de más de 1 400 MW. La energía geotérmica puede hacer un aporte significativo para las necesidades energéticas del país. También se debe considerar su utilización directa en varios procesos industriales, la cual podría significar un importante ahorro de combustibles fósiles, lo que redundaría en una disminución en la degradación del medio ambiente.

El mapa de irradiación solar global para México fue construido con datos anuales de irradiación global (GJ/m²) proporcionados por la red EMA de estaciones piranométricas del Servicio Meteorológico Nacional que en la actualidad consta de 52 estaciones y para el año 2001 por ser el año con información más completa. Los sensores de esta red tienen un rango de espectro de 300 a 2800 nm. Se utilizó un algoritmo propuesto por Tejada *et al.* (2006) que relaciona la irradiación del sol con la insolación y nubosidad. Dichos autores calcularon los valores correspondientes para aquellos sitios que carecen de la mencionada observación instrumental y mayormente localizados en la mitad norte del país. Esta región se caracteriza por tener un clima árido/semiárido y tener en consecuencia abundante insolación (de 6.5 a 7.5 GJ/año). Es en esta región (además del sureste) donde se registran los valores más altos de irradiación solar mientras que los mínimos se observan en el estado de Veracruz región donde inciden durante el invierno/primeravera las masas de aire de origen polar que acrean consigo una nubosidad considerable que intercepta la irradiación solar.

No obstante que hay entidades como Chiapas y Guerrero que contribuyen de manera importante en la producción del sector energético, ello no se refleja aún en el bienestar de sus habitantes rurales. Oaxaca, Chiapas y Guerrero aún tienen proporciones elevadas de su población que utiliza leña como combustible en los hogares (55%, 53% y 44%, respectivamente), seguidos de Veracruz y Yucatán (36% y 32%). Esto ocurre sobre todo en las áreas más montañosas y marginadas de dichas entidades, y se asocia a la ubicación de los grupos indígenas (E VI 15 A y B).

La industria petrolera mexicana está verticalmente integrada, pues una parte de la producción de hidrocarburos que se destina al mercado interno es transformada en diversos productos petrolíferos, y otra parte se utiliza para fabricar productos petroquímicos. Es por ello que la infraestructura para la producción, procesamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados petrolíferos y petroquímicos, conforman un verdadero complejo territorial petrolero, de importancia estratégica para el país, y que es administrado y manejado por la empresa paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX; E VI 4 A y E VI 5 A). Para la producción de hidrocarburos, PEMEX cuenta con 340 campos en producción, distribuidos en cuatro regiones, en los cuales mantiene 4 941 pozos en explotación; en la plataforma continental se tienen instaladas 189 plataformas marinas. Para el procesamiento de hidrocarburos, PEMEX tiene seis refineras y once centros procesadores de gas, y la producción de petroquímicos se realiza en ocho complejos y algunas unidades ubicadas en refineras y centros procesadores de gas (ver Mapa E VI 4 A). Asimismo, se tienen 16 terminales de distribución de gas licuado y 77 plantas de almacenamiento y agencias de ventas de productos petrolíferos, y nueve puertos en el Pacífico y otros tantos en el Golfo y Mar Caribe para movimientos de altura y cabotaje (E VI 5 A). Los puertos más importantes por sus movimientos de altura (exportaciones de crudo) son los de Cayo Arcas, Dos Bocas, Pajaritos y Salina Cruz. Estos dos últimos son también los principales puertos del Golfo y del Pacífico por sus movimientos de cabotaje de productos derivados del petróleo.

En 2003, la producción de petróleo crudo fue de 3 370 900 barriles por día, volumen que ha ido en aumento constante año con año, salvo por los ligeros altibajos sufridos por la producción durante los años 1999 y 2000. De la producción total de petróleo crudo, 71.8% corresponde a crudo pesado, 15.2% a crudo ligero y 13% a crudo superligero. El crudo pesado se produce sobre todo en la Región Marina Noreste (activos Cantarell y Ku-Malobob-Zaap), en tanto que el crudo ligero procede sobre todo de la Región Marina Suroeste (activos Abkatún y Pol-Chuc); por su parte, el crudo superligero se produce en su totalidad en la Región Sur (activos Samaria-Sitio Grande, Jujo-Tecominoacán, y Bellota-Chinchonro, principalmente; E VI 6 A). Del total del volumen de petróleo crudo producido, 1 848 300 barriles diarios se destinan a la exportación (54.8% del total), 37% se distribuye a refineras y 4.5% a plantas petroquímicas.

En el mismo año, la producción de gas natural fue de 4 498.4 millones de pies cúbicos diarios. Dicha producción corresponde principalmente a campos de gas asociado (aproximadamente 69.3%) en tanto que 30.7% de la producción es de gas seco que se extrae del activo Burgos, en la Región Norte (Mapa E VI 6 A). De la producción total de gas, 36.2% se obtiene en la Región Sur (activos Muspac y Samaria-Sitio Grande, principalmente), 29.9% de la Región Norte (activo Burgos), 20.9% de la Región Marina Noreste (activos Cantarell y Ku-Malobob-Zaap) y el restante 12.9% de la Región Marina Suroeste (activos Abkatún y Pol-Chuc). La producción de gas natural se envía a los centros procesadores de gas y a los complejos y unidades petroquímicas.

Actualmente, la producción nacional de gas natural no es suficiente para abastecer las necesidades internas, las cuales se han ido incrementando a partir de los 1990s como resultado del aumento en la demanda de los sectores industrial y eléctrico, por la construcción de centrales de ciclo combinado, que utilizan gas natural como combustible, en un proceso que resulta más limpio y eficiente. De ahí que las importaciones de gas seco hayan ido en aumento sobre todo en los últimos diez años, y actualmente alcanzan 757 millones de pies cúbicos diarios, lo que representa el 16.8% de la producción nacional de gas natural (E VI 6 D). Hoy día, las importaciones de gas proceden de los Estados Unidos y se realizan mediante gasoductos, a través de 15 interconexiones fronterizas.

Con el fin de ampliar la oferta interna de gas natural, desde las administraciones de los presidentes Salinas de Gortari y Zedillo se inició la reforma del sector energético mediante la apertura de los subsectores gas natural y electricidad a la inversión privada. En el subsector del gas natural la apertura se dio principalmente en los siguientes rubros: primeramente, en la extracción de gas natural, a través de la adjudicación de bloques en la Cuenca de Burgos, mediante los contratos de servicios múltiples; hasta 2004 se habían adjudicado cinco bloques a empresas de Estados Unidos, España y a asociaciones de empresas de Brasil y Japón, y de Italia, con compañías mexicanas (ver Mapa E VI 6 B). Un segundo rubro de apertura es la construcción de gasoductos de acceso abierto para el servicio público. Hasta 2004, 14 empresas privadas extranjeras habían construido o participado en la construcción de gasoductos de acceso abierto para el servicio público, mediante permisos de la Comisión Reguladora de Energía, para una capacidad total de 308.49 millones de pies cúbicos diarios de gas (E VI 4 B, E VI 4 C ; E VI 4 C). Un tercer aspecto es el otorgamiento de concesiones a empresas privadas sobre todo extranjeras para la distribución interna de gas natural. Al respecto, se han concedido 20 permisos a empresas de España, Francia, Bélgica, Estados Unidos y México, con ese fin, para distribuir gas natural a las principales áreas urbanas e industriales del país (E VI 6 A; E VI 9 M). Asimismo, en el futuro próximo se piensa diversificar las fuentes de importación de gas natural con el fin de reducir los costos, por lo cual se han dado a la fecha cuatro autorizaciones para la construcción de terminales marítimas de gas natural licuado para su regasificación y conducción a los centros consumidores en Ensenada, Islas Coronado, Lázaro Cárdenas y Altamira, a las empresas Chevron-Texaco, Dutch/Shell-Sempre, Repsol YPF y Dutch/Shell-Total Fina Elf, respectivamente (E VI 4 A).

En el país existen actualmente seis refineras, con capacidad global de 1 540 000 barriles diarios de capacidad de destilación atmosférica de crudo: dos se localizan en la llanura costera del Golfo y en ubicaciones portuarias y próximas a puertos; una en la costa del Pacífico; éstas cubren los mercados de ambas costas y del sureste; las tres restantes se encuentran en el interior del país, próximas a los mercados del centro, centro-occidente y noreste del país. Las de fundación más antiguas están en el corazón de antiguas zonas petroleras, y las construidas más recientemente se ubican próximas a los centros de consumo, gracias a la flexibilidad de localización que permitió el transporte del crudo a través de oleoductos. De las refineras, las más grandes son las de Salina Cruz y Tula, con capacidades superiores o cercanas 300 000 barriles diarios de crudo. En 2003, la producción nacional de petrolíferos fue de 1 342 900 barriles diarios, siendo los mayores volúmenes los de gasolinas, combustóleo y diesel (33.2%, 29.5% y 22.9%, respectivamente; E VI 7 A).

Por su parte, el mayor volumen de gas natural seco se obtiene de los centros procesadores de gas de Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, ubicados en los estados de Chiapas y Tabasco, próximos a los yacimientos de gas asociado y en la trayectoria de los gasoductos procedentes de las regiones marinas (E VI 6 A). Del gas natural seco producido en los centros procesadores (3 029 millones de pies cúbicos diarios en 2003), al que se suma el gas procedente directamente de los campos y las importaciones (alrededor de 1 615 millones de pies cúbicos diarios), 43% se destina al consumo de PEMEX, 24.6% se vende al sector industrial y 32.1% se vende al sector eléctrico. Finalmente, el gas licuado se obtiene tanto en las fraccionadoras de los centros procesadores de gas, como en los complejos petroquímicos. En 2003 se produjeron 212 100 barriles diarios de gas licuado de petróleo (E VI 7 B; E VI 7 C y E VI 7 D).

Debido a que la producción de petrolíferos ha crecido a un ritmo inferior al de la demanda, desde hace varios años (1997) México ha incrementado sus importaciones de estos productos. En 2003 se importó un volumen de 200 000 barriles diarios de petrolíferos, equivalentes a 2423 millones de dólares en el año y las exportaciones fueron de 1612 millones de dólares (E VI 7 B ; E VI 7 D). PEMEX está aplicando un programa de reconfiguración de las refineras desde 1997, con el fin de procesar mezclas más pesadas de crudo y fabricar combustibles más eficientes y de menor impacto al ambiente.

Por su parte, la industria petroquímica, que es la que mayor valor agregado genera de toda la cadena productiva, ha transitado por un proceso de reestructuración con el fin de abriría a la inversión privada, sobre todo extranjera. Este proceso se ha desarrollado a partir de 1986 cuando se inició la serie de reclasificaciones de productos petroquímicos. De 72 productos petroquímicos básicos originales, en ese año éstos se redujeron a 36; en 1989 a 20, en 1990 a 19, y en 1992 a ocho (Ángeles, 1995; Sánchez-Salazar, *et al.*, 1999). Asimismo, en 1992 se decretó una nueva Ley Orgánica de PEMEX y organismos subsidiarios, mediante la cual se crearon cuatro empresas subsidiarias bajo un corporativo, con el fin de facilitar la apertura del sector a la inversión privada. Sin embargo, el intento de privatización de las petroquímicas de la administración del presidente Zedillo (1995-1996) no pudo concretarse. La producción de petroquímicos ha ido decreciendo a partir de 1992, en que se alcanzó un máximo de 13 638 000 toneladas (E VI 8 D).

¹ Departamento de Geografía Económica, Instituto de Geografía, Universidad Nacional Autónoma de México.

² Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México.

³ CIEMAD, Instituto Politécnico Nacional.

⁴ Centro de Ciencias de la Atmósfera, Universidad Nacional Autónoma de México.

En 2003, la producción de petroquímicos fue de 6 083 000 toneladas, que es menor al 50% de la capacidad instalada total de la petroquímica de PEMEX (12 496 000 toneladas; PEMEX, 2004). La mayor capacidad de producción corresponde a los cuatro complejos ubicados en el sureste de Veracruz: La Cangrejera, Morelos, Pajaritos y Cosoleacaque, que en total suman el 91.7% de la capacidad total del país en producción de petroquímicos (E VI 8 A). De la producción total, la más importante es la de derivados del etano (36.5%) y metano (22.7%), seguida por la de aromáticos y derivados (13.1%), y propano y derivados (2%). En 2003 las exportaciones de petroquímicos fueron de 809 000 toneladas (146 millones de dólares), y las importaciones, de 95 000 toneladas (44 millones de dólares; E VI 8 B). En 2005 se aprobó el proyecto petroquímico El Fénix, con una inversión de mil millones de dólares para ampliar la capacidad de producción de los complejos La Cangrejera y Morelos en Coatzacoalcos, mediante la instalación de un *cracker* de etileno, y de un tren de aromáticos en Altamira, en sociedad con el capital privado: IdeSA, Idelpiro y Nova Chemicals.

Según datos de INEGI (2003), en 1998 había 109 324 trabajadores en la industria petrolera, de los cuales, más del 30% se concentraba solamente en el estado de Veracruz, seguido de Tabasco y Tamaulipas (13.4% y 9.5%, respectivamente; E VI 5 B). Luego de un incremento constante en el número de trabajadores de PEMEX a partir del auge petrolero, y de alcanzar un máximo de 210 157 en 1987, éste se redujo en 1993 a 106 676 para volver a incrementarse al año siguiente y mantenerse estable hasta la fecha.

Según datos del INEGI, en 2004 PEMEX participó con el 38.7% de los ingresos fiscales del gobierno federal, luego de que en 2001, 2002 y 2003 esta participación fue de 33.9%, 29.6% y 35.1%, respectivamente (INEGI, 2005); en 1983 esta proporción alcanzó un máximo de 47.1%, según PEMEX y ha sufrido continuas variaciones a lo largo de los últimos 15 años (E VI 9 G). Esta ha sido una de las principales razones de la reducción del presupuesto de inversión de PEMEX y de la búsqueda de nuevos mecanismos de financiamiento de la nueva infraestructura que se requiere en todo el sector energético. Una de estas modalidades son los PIDIREGAS (Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del GASTo). Los gastos de inversión de PEMEX vía PIDIREGAS, representaban, en 2003, el 79.41% de los gastos totales de inversión de PEMEX (E VI 9 F; PEMEX, 2004a).

En cuanto al subsector eléctrico, en 2003, la capacidad efectiva instalada total para la generación de electricidad del sistema eléctrico nacional, era de 37 805.4 Megawatts (MW), de la cual 36 971 MW (97.8%) correspondían a la Comisión Federal de Electricidad y 834.3 MW (2.2%) a Luz y Fuerza del Centro. De la capacidad total, 25.4% correspondía a centrales hidroeléctricas y 74.6% a termoeléctricas. De la capacidad total de centrales termoeléctricas (28 188 MW), 50.7% correspondía a centrales de vapor, 13.7% a centrales de ciclo combinado, 10.3% a centrales turbinas, 9.2% a centrales carboceléctricas y 4.8% a centrales nucleoceléctricas. Las centrales geotermoeléctricas y de combustión interna representan 3.4% y 0.5% de la capacidad total, respectivamente (CFE, 2003). La ubicación geográfica de los distintos tipos de centrales eléctricas se muestra en el Mapa E VI 10 A.

Sin embargo, el crecimiento de la demanda de electricidad en los últimos quince años ha sido mayor al ritmo de crecimiento de la capacidad de generación eléctrica. Aunado a esto, al igual que ha ocurrido con el sector petrolero, las inversiones presupuestales en infraestructura eléctrica se redujeron de manera constante a partir de 1992, pero sobre todo en los últimos 10 años, por lo que hubo que recurrir también a la inversión privada. Así, se abrió al capital privado la generación de electricidad en las modalidades de productores independientes, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación. Es por ello que a partir de 1992 comenzaron a otorgarse permisos para construir plantas de autoabastecimiento y cogeneración, y a partir de 1997 para productores independientes de energía, con un incremento notable en la capacidad instalada a partir de ese año (E VI 17 G; E VI 17 H; E VI 10 B). Así, en 2003, la capacidad total de generación eléctrica autorizada a permisionarios privados y públicos por la Comisión Reguladora de Energía era de 10,403.53 MW (no incluía a los Productores Independientes de Energía) de la cual, 58.02 % correspondía a la modalidad de autoabastecimiento, 21.02% a exportación, 20.34% a cogeneración y 0.63% a importación (CRE, 2004). Hasta 1970, 53.2% de la capacidad instalada total en generación eléctrica correspondía a centrales hidroeléctricas y el restante 36.8% a termoeléctricas. Sin embargo, como resultado del auge petrolero, estas proporciones se revirtieron paulatinamente hasta que en 1989, el 58.3% de la capacidad correspondía a centrales termoeléctricas y 31.7% a hidroeléctricas. A fines del decenio de los 1980s comenzaron a funcionar las grandes centrales carboceléctricas situadas en Nava, Coahuila, en 1990 la central nucleoceléctrica de Laguna Verde, Veracruz y a principios de los 1990s, la central dual de Petacalco, Guerrero. Por su parte, la capacidad en centrales de ciclo combinado tuvo un crecimiento lento durante los años noventa del siglo XX, pero de 1996 a 2003, dicha capacidad se ha duplicado, pasando de 1912 a 3848 MW. La capacidad en centrales geotermoeléctricas se ha incrementado en forma constante en los últimos 25 años, no así las de turbinas y las de combustión interna, y finalmente a partir de 1994 se cuenta con una capacidad de 2 MW en eoloelectricidad (E VI 11 A; E VI 11 B).

De hecho, como resultado de la apertura del sector eléctrico a la inversión privada, las nuevas centrales eléctricas se están construyendo bajo las modalidades de productor independiente de energía, construcción-arrendamiento transferencia (CAT) y obra pública financiada (OPF) y se trata, principalmente de grandes centrales de ciclo combinado. De la capacidad total de productores independientes, 40.9% corresponde a las empresas españolas Unión FENOSA e Iberdrola, 17% a Electricité de France (EdF), 14.7% a la norteamericana Intergen, y entre 6.7% y 7%, respectivamente, a las empresas Transalta de Canadá, a la sociedad EdF-Mitsubishi (Francia-Japón), a Mitsubishi, y a la empresa AES de Estados

Unidos. Al igual que en la industria petrolera, la nueva infraestructura para la generación eléctrica se está financiando mediante PIDIREGAS, a partir de 1996 (E VI 17 F a E VI 17 H).

Por su parte, la generación bruta de electricidad se comporta de manera semejante a la capacidad (E VI 12 A; E VI 12 B y E VI 12 C). En 2003 se generaron 170 144 Gigawatts-hora(GWh) de electricidad, de los cuales 88.4% se generaron en centrales termoeléctricas y 11.6% en hidroeléctricas. La generación más alta correspondió al estado de Veracruz, seguido por Guerrero, Coahuila, Hidalgo y Colima. Chiapas y Guerrero son los estados con mayor generación hidroeléctrica: Veracruz y Colima destacan en generación termoeléctrica en centrales de vapor; la única central dual de generación eléctrica se ubica en Guerrero, en generación por medio de centrales de ciclo combinado destacan Chihuahua, Nuevo León, Hidalgo y Veracruz; la generación en centrales carboceléctricas sólo se realiza en Coahuila; la geotermoeléctricidad se concentra principalmente en Baja California, y en menor medida en Michoacán y Puebla, la nucleoelectricidad en Veracruz, y la eoloelectricidad en Oaxaca (E VI 13 A y E VI 13 C).

El 57.7% de las ventas de electricidad se realizan en el sector industrial y 31.6% en el sector doméstico, en tanto que el 10.7% restante corresponde a los sectores agrícola, comercial y de servicios (E VI 13 D). Geográficamente el mayor volumen de ventas de energía eléctrica se realiza en el Distrito Federal, Nuevo León y el estado de México, seguidos por Jalisco, los estados de la franja fronteriza norte y Veracruz (E VI 13 C). En 2003, el consumo nacional de energía eléctrica fue de 161 251 GWh, de los cuales, 18% fue consumido sólo en el Área Central (la capital del país y sus alrededores); 7.3% en Monterrey, 3.5% en Guadalajara, y 2.9% en la zona industrial de Torreón-Gómez Palacio, como las áreas más importantes (E VI 14 A). Las ventas más elevadas de electricidad *per capita*, corresponden a los estados fronterizos del norte del país (Coahuila, Sonora, Nuevo León, Baja California y Chihuahua (12 330 a 8 526 KWh), seguidos por Quintana Roo y Tamaulipas (7 971 y 7 941 KWh; E VI 17 N y E VI 17 O).

En relación con el grado de electrificación, el mayor número de localidades electrificadas lo tienen los estados de Chiapas y Veracruz (E VI 13 E); sin embargo, Chiapas es el estado con el mayor porcentaje (10.4%) de población que aun no cuenta con este servicio en la vivienda, como resultado de la elevada dispersión geográfica de su población; esto mismo ocurre en el estado de Oaxaca y Guerrero (10.9% y 9.9%, respectivamente), pero también en San Luis Potosí, Campeche, Hidalgo y Veracruz (E VI 16 A y E VI 16 B).

En 2000, 107 751 personas trabajaban en la generación, transmisión y suministro de energía eléctrica en el país; dicho número ha mantenido un incremento constante, aunque éste ha sido más lento a partir de los años 1990s (E VI 13 H); la distribución geográfica del personal ocupado en la generación, transmisión y suministro de energía eléctrica se aprecia en el Mapa E VI 13 G.

Referencias bibliográficas y fuentes estadísticas:

Ángeles, S. (1995), "Avances en la privatización de PEMEX". *Problemas del Desarrollo*, Vol. XXVI, 102, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM.

Barbosa, F. (2003), *El petróleo en los Hoyos de Dona y otras áreas desconocidas del Golfo de México*. Textos breves de economía, Instituto de Investigaciones Económicas y Grupo Editorial Miguel Ángel Porrúa, México.

CFE. (vv.aa), *Estadísticas del sector eléctrico nacional*. México.

CFE (vv.aa), *Desarrollo del mercado eléctrico*. México.

CFE (1978), *Estado actual de la evaluación del potencial hidroeléctrico nacional*, Gerencia General de Estudios e Ingeniería Preliminar. México.

CFE (2003), *Información básica 2003*. México.

CFE (2003), *Informe de operación 2003*. México.

CFE (2004), *Centrales generadoras en operación*. <http://www.cfe.gob.mx>.

CFE (2004), *Desarrollo del mercado eléctrico 1999-2013*. México.

CFE (2004), *Estadísticas por entidad federativa 2003*. México.

CFE (2004), *Informe anual, 2003*. México.

CFE-Unidad de Nuevas Fuentes de Energía (2000), *Plan de Acción Eólico*. <http://web2.ine.org.mx/pnud/Nestane.htm>.

CNA (2005), *Estadísticas del agua en México 2005*. <http://www.cna.gob.mx>.

CRE (vv.aa), *Informe anual*. <http://www.cre.gob.mx>.

CRE (2004), *Permisos para la generación privada de electricidad*. <http://www.cre.gob.mx>.

CRE, (2005), *Directorio de representantes de los permisionarios de transporte de gas natural bajo la modalidad de acceso abierto*. <http://www.cre.gob.mx>.

CRE (2005), *Zonas geográficas de distribución de las empresas de gas natural*. <http://www.cre.gob.mx>.

Consejo de Recursos Minerales (2004), *Inventario minero y exploración del carbón en el estado de Coahuila*, México.

Escofet, A.; E. Rodríguez ;F. Castillo (1984), "El uranio en México", en PUE (1984), *Carbón y uranio como fuentes energéticas en México*, México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.

Flores, R. (2001), Grupo de Ingenieros Pemex Constitución del 17, "El polígono occidental del Golfo de México y sus posibles recursos petroleros", en *Petróleo y Electricidad*, Año 6, Núm. 65, Julio de 2001. México, D. F., citado por Barbosa, F. (2003), *El petróleo en los Hoyos de Dona y otras áreas desconocidas del Golfo de México*. Instituto de Investigaciones Económicas-UNAM y Miguel Ángel Porrúa, México. Gutiérrez-Negrín, L.C.A.; J.L. Quijano (2004), "Update of Geothermics in Mexico", *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, 17(1).

Guzmán, A. E. (2001), *Exploration and production in Mexico: Challenges and opportunities*, adaptación de ponencia publicada por Houston Geological Society & AAPG www.searchanddiscovery.com.

Hiriart, G.; L.C.A. Gutiérrez-Negrín (2003), "Main aspects of geothermal energy in México", *Geothermics*, 32.

INEGI (2001), *XII Censo General de Población y Vivienda 2000*, Aguascalientes, México.

INEGI (2003), *Banco de Información Económica. Sector externo* <http://www.inegi.gob.mx>.

INEGI (2003), *El sector energético en México, 2003*, Aguascalientes. México.

INEGI (2003), *Sistema Automatizado de Información Censal, SAIC 4.0*, Aguascalientes, México. (CD-ROM).

INEGI (2003), *Sistema Automatizado de Información Censal SAIC 4.0. Censos Económicos 1999*. Sistema de Consulta. CMAP. Aguascalientes. México.

INEGI (2004), *Banco de Información Económica. PIB trimestral*. <http://www.inegi.gob.mx>.

INEGI (2005), *El sector energético en México, 2005*, Aguascalientes. México.

Instituto de Investigaciones Eléctricas (2005), *Capacidad potencial*. <http://genc.ile.org.mx>.

Instituto de Investigaciones Eléctricas (2005), *Descripción de los mapas usados en la modelación de viento de diversas áreas del territorio nacional*. <http://genc.ile.org.mx>.

Mulás del Pozo, P.; A Reinking; C. Vélez; G Bazán; y M.E. Nava (ed.) (2000), *Compendio de información del sector energético mexicano 2000*, UNAM, Coordinación de la Investigación Científica, Programa Universitario de Energía, México.

PEMEX. (1987 a 2003), *Anuario estadístico*, México.

PEMEX (2004), *Anuario estadístico 2004*, México.

PEMEX (1987 a 2000), *Memoria de Labores*, México.

PEMEX (2004), *Memoria de Labores 2003*, México.

PEMEX (2000, 2003), *Informe estadístico de labores*, México.

PEMEX (2004), *Informe Estadístico de Labores 2004*, México.

PEMEX-Dirección Corporativa de Finanzas-Subdirección de Relaciones Sectoriales (2004), *Archivo interno*, México.

ProLedesma, R.M. (1990), "Mapa geotérmico de la República Mexicana", en Ana García de Fuentes, coord., *Atlas Nacional de México*. Instituto de Geografía, UNAM, México.

PUE (1984), *Carbón y uranio como fuentes energéticas en México*, Universidad Nacional Autónoma de México, México.

Quijano, J.L.; L.C.A. Gutiérrez-Negrín (2000), "Geothermal production and development plans in Mexico", *Proceedings World Geothermal Congress 2000*.

Salas, G.P. (ed. y coord.) (1988), *Geología económica de México*, Fondo de Cultura Económica, México.

Sánchez-Salazar, M.T.; N. Martínez-Laguna ; M. Martínez-Galicia (1999), "Industria petroquímica y cambios socioeconómicos regionales en la costa del Golfo de México. El caso del sureste de Veracruz". *Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía*, Núm. 40, UNAM, México.

SCT-Coordinación General de Puertos y Marina Mercante (2003), *Anuario estadístico de los puertos de México 2003*, Movimiento de carga, buques y pasajeros, <http://e-mar.sct.qob.mx>.

SENER (1996, 2003), *Balance Nacional de Energía 1996, 2003*. México.

SENER (2001), *Oportunidades de inversión en el sector eléctrico*, México.

SENER (2004), *Balance nacional de energía 2003*, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, México.

SENER (2004), *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*, México.