

CAPÍTULO 6 ESTUDIOS DE CASO

6.1 Basura en el Distrito Federal

Cada día en el Distrito Federal se generan alrededor de 13,250 toneladas diarias de residuos sólidos urbanos producidos por 8,851,080 habitantes de la población que habitan en la ciudad (Figura 6.1), lo que nos lleva a contar con un indicador de generación per cápita de residuos sólidos equivalente a 1.49 kg/hab*día.

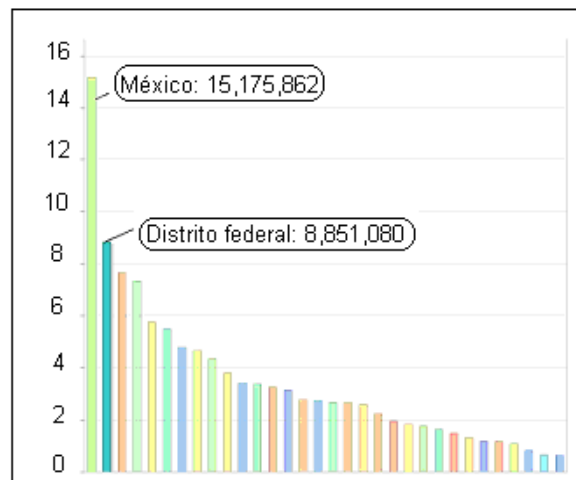


Figura 6.1 Población total en el Distrito Federal en 2010 (INEGI, 2011)

El flujo que siguen los residuos sólidos urbanos diariamente desde el momento de su generación hasta su disposición final se esquematiza en la Figura 6.2.

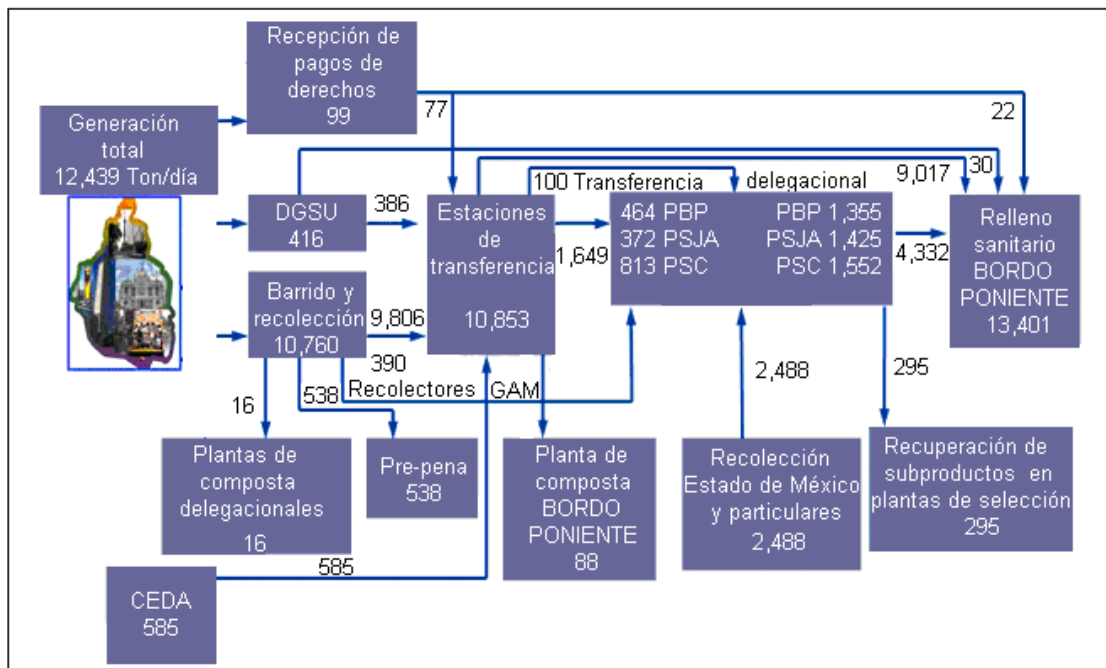


Figura 6.2 Manejo de residuos sólidos en el Distrito Federal (SEMARNAT, 2008b)

6.1.1 Manejo de los residuos en el Distrito Federal

6.1.1.1 Recolección pública de residuos sólidos

Las 16 delegaciones del Distrito Federal tienen a su cargo la recolección y transporte de los residuos sólidos urbanos a las estaciones de transferencia (ET). Para realizar esta labor, se cuentan con un parque vehicular de 2,484 unidades, de los cuales 73 unidades cuentan con caja separada para la recolección simultánea de residuos orgánicos e inorgánicos.

6.1.1.2 Estaciones de transferencia

La Ciudad de México, dadas sus dimensiones y complejidad, cuenta con trece instalaciones de transferencia de residuos sólidos (Figura 6.3), que concentran los residuos sólidos provenientes de los servicios de recolección pública y privada y conforman una etapa intermedia en el traslado de los mismos a las plantas de selección, planta de composta y el relleno sanitario. La función de las Estaciones de Transferencia es mejorar la eficiencia del servicio de recolección, reduciendo el número de viajes y el tiempo de traslado de los vehículos de recolección al sitio de disposición final.

La descarga de los residuos se efectúa a cajas de transferencia remolcadas por tractocamiones, con la capacidad de recibir la carga de 4 a 5 vehículos, que equivale a 30 toneladas aproximadamente. El Gobierno del Distrito Federal adoptó la tecnología de estaciones de transferencia cerradas, con la finalidad de controlar los efectos ambientales adversos, tales como ruido, polvo, fauna nociva, microorganismos y malos olores; así como reducir el impacto y deterioro del entorno urbano a la estación de transferencia

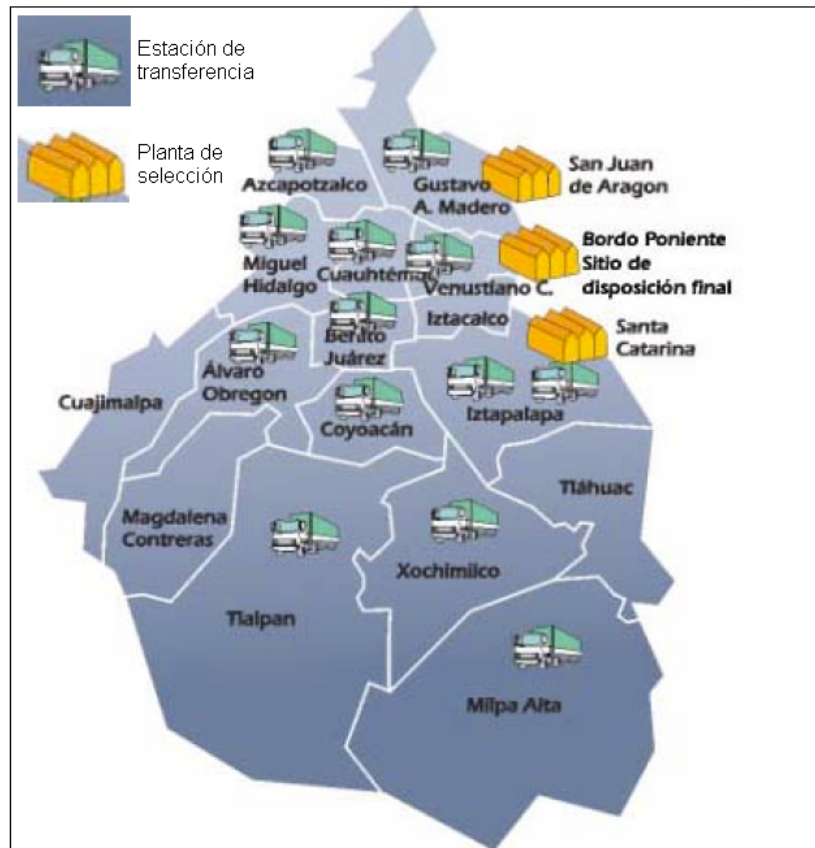


Figura 6.3 Ubicación de las estaciones de transferencia y plantas de selección del DF (Semarnat, 2006b)

6.1.1.3 Plantas de selección

El Distrito Federal cuenta con tres plantas de selección de residuos sólidos, en las que se recuperan materiales reciclables, la organización y operación de estas plantas se realiza de manera coordinada entre la DGSU y los gremios de selectores. Estas tres plantas son conocidas como Bordo Poniente, San Juan de Aragón y Santa Catarina, su capacidad instalada conjunta es de 6,500 toneladas por día. Los principales materiales recuperados son: Aluminio traste, macizo, chatarra, perfil, bote aluminio, bote ferroso, fierro, lámina metálica, cobre, alambre, botellas de refresco y cerveza, vidrio ámbar, transparente y verde, cartón, todo tipo de papel, periódico, PVC, PET, plástico rígido o nylon y vinil, entre otros.

6.1.1.4 Plantas de compostaje

Existen 13 plantas de composta en el Distrito Federal, en las que se procesan residuos orgánicos para su aprovechamiento.

6.1.1.5 Relleno sanitario

El Distrito Federal cuenta con el Relleno Sanitario Bordo Poniente, operando en su Etapa IV, con 472 hectáreas de superficie y un área de disposición de 320 hectáreas. El relleno sanitario Bordo Poniente se localiza en un predio de propiedad federal, dentro de los terrenos del antiguo Lago de Texcoco, que la Comisión Nacional del Agua destinó para ser utilizado como relleno sanitario por el Distrito Federal. Tiene una extensión total de 1,000 hectáreas de las cuales se han utilizado 721 en cuatro etapas. La vida útil de las primeras 3 etapas transcurrió de 1985 a 1995, momento en el cual entró en operación la IV Etapa. El relleno recibe diariamente aproximadamente 12, 600 toneladas diarias de residuo, el total proviene de los residuos de la industria y la construcción y residuos sólidos urbanos provenientes de plantas de selección, estaciones de transferencia y DGSU.

En el Relleno Sanitario Bordo Poniente se disponen de manera segura y controlada los residuos sólidos generados en la Ciudad, desechos de la industria de la construcción y residuos sólidos provenientes de municipios aledaños del Estado de México, incluyendo el rechazo de las plantas de selección, mediante acciones de empuje, extendido, nivelación, compactación y cobertura de los mismos con tepetate; extracción y acarreo de lixiviados; riego de caminos y de los frentes de trabajo con agua tratada; tendido de material inerte en las coronas y su renivelación y la construcción de caminos utilizando material de balasto y fresado de carpeta asfáltica, para facilitar la circulación de vehículos en el interior del sitio.

6.2 Gas natural

Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros con el metano como su principal constituyente. También contiene pequeñas cantidades de etano, propano, butano, pentano en diversas proporciones así como proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o independiente en pozos de gas no asociado o gas seco. Es utilizado en los sectores residencial, industrial y en la generación de electricidad (SENER, 2007). Los vapores de los hidrocarburos, a parte del metano y etano, pueden separarse como condensados.

Cuando el gas natural contiene muy pequeñas cantidades de condensado recuperable, menos de 15g/m^3 , se le denomina gas natural seco. Si el contenido de condensado es apreciable, cercano a los 50g/m^3 se le conoce como gas natural húmedo. Éste último es comercialmente tratado para la recuperación del condensado que es un producto de valor, el cual es conocido como gasolina natural y se utiliza ampliamente como agente de mezcla para los carburantes. La recuperación de la gasolina natural se obtiene por compresión y enfriamiento, absorción en aceite o adsorción en sólido poroso. Durante del proceso de recuperación, el pentano es completamente recuperado del gas, mientras que pequeñas cantidades de butano y propano se dejan en el gas. El gas residual es en efecto gas natural seco, y se le conoce como gas natural despojado, distinguiéndolo del gas natural seco sin tratamiento previo. Las reservas de gas natural en el mundo aprobadas en 2009 son de

6,289 trillones de pies cúbicos, de las cuales Rusia concentra 26.7%, Irán 15.76%, Qatar 14.18%, EU 4.3% y México con 0.2% (Tabla 6.1).

Tabla 6.1 Reservas de gas natural en el periodo 2009-2011 (SENER, 2010)

	2009	2010	2011
Total mundial (tpc)	6,289		
1. Rusia	1,680	1,680	1,680
2. Irán	991.600	1,045.670	1,045.670
3. Qatar	891.943	899.325	895.800
4. Turkmenistán	94	265	265
5. Arabia Saudita	258.470	263.500	275.700
6. USA	272.509	-	-
7. Emiratos Árabes Unidos	214.400	214.400	227.900
8. Venezuela	170.920	175.970	178.860
9. Nigeria	184.160	185.280	186.880
10. Argelia	159	159	159
32. México	13.162	12.702	11.906

La composición del gas natural varía ampliamente de terreno a terreno, el contenido de metano varía del 50% al 95%. La composición de algunos gases se presenta en la tabla. El gas natural en ciertas localidades contiene grandes cantidades de nitrógeno y dióxido de carbono, en algunos lugares pequeñas cantidades de helio se pueden encontrar. De modo similar, cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno están presentes en algunos gases que pueden ser tratados para la producción de sulfuro elemental, dado que el sulfuro de hidrógeno es corrosivo y tiene malo olor, el gas que contiene este elemento es conocido como gas natural amargo. El gas libre de sulfuro de hidrógeno es conocido como gas dulce. En la Tabla 6.2 se desglosa la composición del gas natural seco y dulce, húmedo y dulce, y el gas seco y amargo.

Tabla 6.2 Composición del gas natural (Sarkar, 2009)

	Seco y dulce	Húmedo y dulce	Seco y amargo
Composición (%)			
CH ₄	96.91	77.28	45.64
C ₂ H ₆	1.33	11.18	0.21
C ₃ H ₈	0.19	5.83	-
Butanos	0.05	2.34	-
Pentanos	0.02	1.18	-
CO ₂	0.82	0.8	53.93
H ₂ S	-	-	0.01
N ₂	0.68	1.39	0.21
Total	100	100	100

Posteriormente a la extracción en los pozos, el gas natural es procesado para removerle las partículas sólidas finas, después es tratado para la recuperación de la gasolina y el gas licuado de petróleo (GLP), finalmente el sulfuro de hidrógeno es removido para obtener el gas final para distribución. En los lugares con climas fríos, es necesario deshidratar el gas, para evitar el estragulación de las líneas debido a la formación de hidratos cristalinos de metano, etano, propano e iso-butano, dado que dichos hidratos son sólidos estables por debajo de los 19°C.

El gas natural es entregado al consumidor por un red de tuberías de 51-56 cm de diámetro, a presiones que varían entre 14 y 28 Kg/cm². Sin embargo un interés considerabe se ha despertado en el transporte del gas natura licuado (GNL) en los países donde el gas es un combustible

excedente. Los usuarios masivos del gas natural son las plantas generadoras y los productores de fertilizantes, como fuente de hidrógeno. El gas natural es utilizado como combustible para calentamiento en los hogares e industrias, en hornos, parrillas y calderas, se deben utilizar hornos especiales para usar el metano debido a su alto valor calorífico, grandes cantidades de aire, y baja velocidad de flama. Es ampliamente usado como fuente de hidrógeno y carbón en las industrias químicas, en la producción de amoníaco, metanol, acetileno y carbon negro.

Debido a su baja densidad de energía, para su uso como combustible vehicular, es comprimido a presiones de 200-250 bar para facilitar su almacenamiento en cilindros, colocados en los vehículos y es llamado gas natural comprimido (GNC), dicho gas es considerado como uno de los combustibles alternativos más prominentes. Es mejor que los combustibles convencionales, tanto en el ciclo de vida de las emisiones, y las emisiones de escape vehiculares. A modo comparativo con respecto a las emisiones de los vehículos que usan combustible convencional, las emisiones de CO de vehículos que usan GNC es menos del 70-90%, las emisiones de hidrocarburos 40-60% y las emisiones de CO₂ aproximadamente del 10%. El gas natural no es ni corrosivo, ni toxico, su temperatura de ignición es alta, es más ligero que el aire, y tiene un rango de flamabilidad muy estrecho, haciéndolo un combustible inherentemente seguro, comparado a otros combustibles. El gas natural no contamina ni la tierra ni el agua, siempre se va hacia la atmósfera a diferencia de otros combustibles, los cuales son más pesados que el aire y pueden caer como líquidos o vapores al suelo.

6.2.1 Generación eléctrica en México a partir de gas natural

El combustible con mayor dinamismo para la generación eléctrica, es el gas natural, destaca notoriamente como se observa en la Figura 6.4. En 1999, la generación basada en dicho combustible representaba 15.0%, y 10 años después aumentó al 51.8% de la generación total, lo que representa un crecimiento promedio anual de 16.2%. Por otra parte, la participación del combustóleo en la generación de electricidad disminuyó de 47.6% a 16.7%, es decir, un decremento promedio anual de 7.6%.

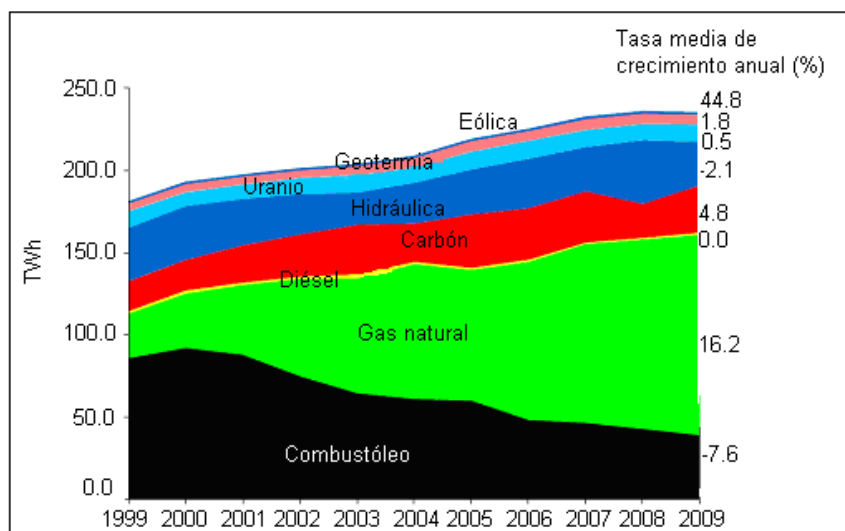


Figura 6.4 Generación bruta en el servicio público por tipo de energético en el periodo 1999-2009 (SENER, 2010)

Se estima que entre 2009 y 2025 la participación del gas natural en la mezcla de combustibles fósiles para generación eléctrica en México aumente de 57.7% a 67.2% (Figura 6.5), mientras que el carbón tendría el mayor incremento en su participación al pasar de 17.5% a 27.6%. La utilización del combustóleo se reducirá de 23.9% en el total de combustibles fósiles en 2009 a 4.3% en 2025.

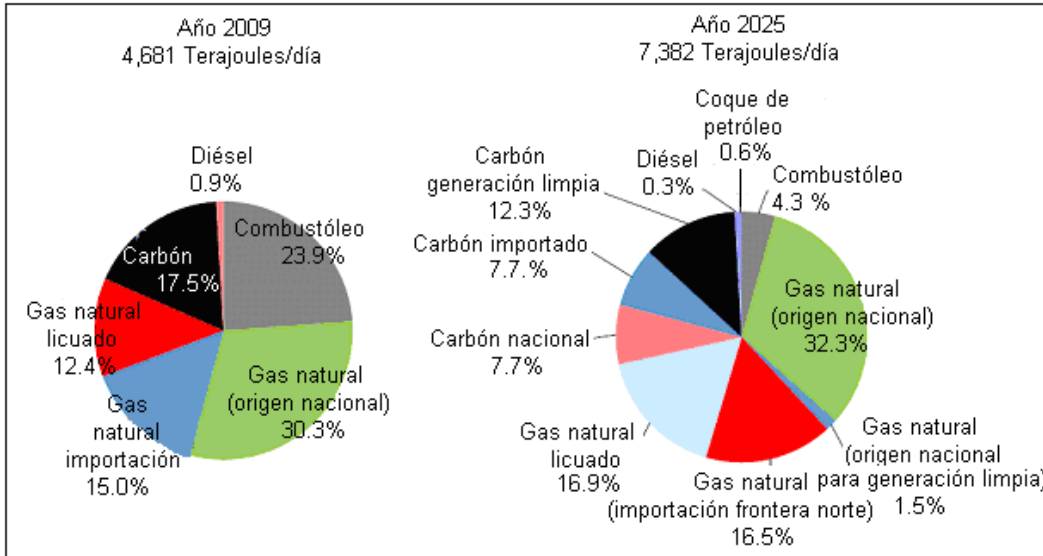


Figura 6.5 Participación por combustible fósil en la canasta para generación de energía eléctrica al año 2025 (SENER, 2010)

6.2.2 Consumo del gas natural a futuro en México

El combustible con el mayor crecimiento en su utilización será el gas natural, con 3.2% en promedio anual, el carbón se incrementará en 2.1% mientras que el combustóleo mostrará la mayor disminución anual con 8.3%, seguido por el diésel con 5.1%, como se observa en la Tabla 6.3. Se prevé que la utilización del coque de petróleo como combustible para la generación del servicio público inicie en 2013, como resultado de un cambio de tecnología en la central Altamira unidades 1 y 2 de 150 MW (de combustóleo a coque).

Otra central que será repotenciada en ese mismo año es Río Bravo unidad 3, de 300 MW (de combustóleo a carbón, e incremento de capacidad a 330 MW). En ésta última, se considera utilizar la tecnología de caldera de lecho fluidizado para obtener una combustión limpia del coque de petróleo.

Tabla 6.3 Proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica hacia el año 2025 (SENER, 2010)

Combustible	Unidades	2009	2010	2011	2012	2013	2015	2020	2025
Gas natural	Millones m ³ /día	76.6	74.3	72.7	75.2	75.6	80	113.3	127.4
Nacional	Millones m ³ /día	38.8	37.2	34.7	33.6	29.5	28.7	53.4	63.7
Importación	Millones m ³ /día	23.7	20.2	20.1	19.7	18.3	19.5	26.5	31.8
GNL	Millones m ³ /día	14.1	16.9	17.9	22	27.8	31.7	33.4	31.9
Combustóleo	Miles m ³ /día	26.5	23.6	20.1	18	17.8	17.3	10.8	6.7
Coque	Millones m ³ /día	-	-	-	-	0.3	0.4	0.4	0.4
Diésel	Miles m ³ /día	1.1	0.9	0.8	0.4	0.3	0.3	0.5	0.5
Carbón	Millones m ³ /día	13.7	15.9	18	17.8	18.4	19	19	19

6.2.3 Exploración y producción

La producción de gas natural de México se extiende en todo el país. Las áreas en tierra firme en la parte norte del país representaron el 38% de la producción de gas natural de México en 2008,

mientras que las áreas en tierra firme al sur contribuyeron 21%, y las áreas fuera de tierra firme en el Golfo de Campeche representaron el resto. Mientras que la producción de crudo en el complejo Cantarell ha disminuido en los últimos años, la producción de gas natural ha aumentado dramáticamente:

La producción de gas natural en el campo aumentó 7.4 billones de metros cúbicos (Bmc) en 2006 a 16.8 Bmc en 2008. Sin embargo, el aumento en la producción de gas natural en Cantarell ha llevado también a un aumento en la quema de gas natural, como no hay suficiente capacidad para capturar y procesar toda la producción (EIA, 2010). De acuerdo con Pemex, la quema de gas natural en México aumentó de 1.58 Bmc en 2006 a 13.7 Bmc en 2008. Sin embargo, la quema de gas declinó en 2009 a 10.3 Bmc. La cuenca de Burgos, en el norte de México ha sido un centro de producción y exploración de gas natural, y actualmente representa un cuarto del total de la producción natural. Pemex anunció un contrato de servicio en 2009 que podría mejorar la infraestructura en la zona para facilitar la producción de mayor de gas natural.

6.2.4 Tuberías y almacenamiento del gas

Pemex opera más de 5,700 kilómetros de tuberías de gas natural en México, la compañía tiene doce centros de procesamiento de gas natural, con capacidad de extracción de líquidos de 166.9 millones de metros cúbicos por día. Pemex también opera la mayor parte de la red de distribución de gas natural del país, que suministra gas natural elaborados para centros de consumo. La red de ductos de gas natural incluye diez conexiones activas de importación con los Estados Unidos. En 2009, México importó 7.5 Bmc de gas natural de los Estados Unidos, mientras que también exportó 2.3 Bmc a los Estados Unidos.

6.2.5 El mercado mundial de gas natural

La demanda de gas natural está proyectada a crecer en todas las regiones, de acuerdo con el DOE, en los EUA, en el largo plazo se estima un aumento en la generación de electricidad a partir de gas del orden de 0.7% en promedio anual. La demanda es mayor en las regiones no pertenecientes a la OECD, contando con el 80% total del incremento de la demanda al año 2030 (IEA, 2009e).

El mayor incremento en términos absolutos será en el medio oriente, donde bastos recursos en muchos países serán demandados para la generación eléctrica, para su uso en la industria pesada y como materia prima, (Figura 6.6). La demanda en los países de NO-OECD, Asia, África y Suramérica también crecerá fuertemente. El uso del gas se desarrolla a más del 5% por año tanto en China como en India, donde el uso del gas en el sector eléctrico y la industria crece rápidamente, aunque la demanda en ambos países en 2030, será relativamente baja en base al uso total de energía.

A pesar de la volatilidad en el precio del gas y el aumento en los precios del gas natural a largo plazo y el desarrollo atractivo de las energías renovables, el gas natural permanecerá como el combustible más competitivo para alimentar las nuevas centrales generadoras en construcción en muchos casos, (Figura 6.7), especialmente cuando se utiliza con gran eficiencia el gas en las centrales de ciclo combinado y turbinas de gas (TGCC), por tanto el crecimiento será del 2.2% promedio anual durante el periodo 2007-2025. La participación dentro de la generación total hacia el final del periodo se estima en alrededor de 20% las plantas alimentadas por gas a menudo son favorecidas sobre las plantas alimentadas por carbón y petróleo por razones ambientales, debido a la reducción de GEI y óxidos de azufre, por su relativo bajo costo capital (especialmente para plantas a pequeña escala) y para su construcción en periodos más cortos

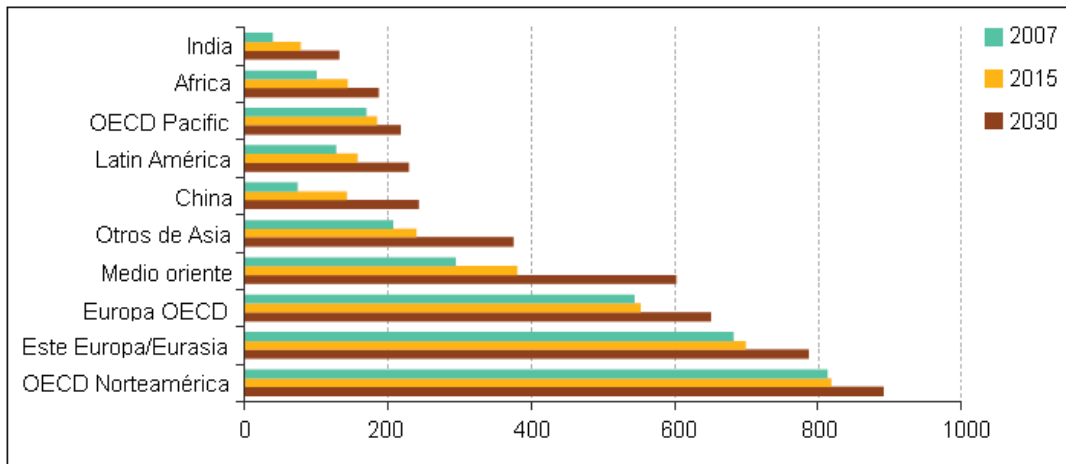


Figura 6.6 Demanda de gas natural por región 2007-2030 (IEA, 2009e)

En Europa, han aumentado las multas por emisión de carbono bajo el sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea, así aumenta la competitividad de gas en las centrales generadoras alimentadas por carbón y en las industrias (IEA, 2009e).

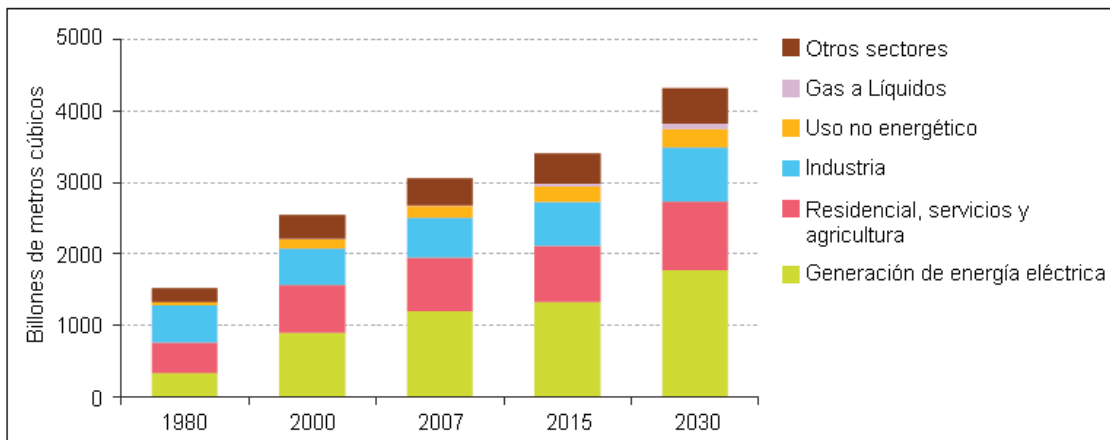


Figura 6.7 Prospectiva de la demanda mundial del gas natural por sector al año 2030 (IEA, 2009e)

En años recientes, en diversos países, entre ellos México, se ha impulsado una mayor utilización del gas natural para generación eléctrica, lo cual ha sido el principal estímulo al crecimiento en la demanda del combustible. Debido a las ventajas en la utilización de este energético con el desarrollo tecnológico de las turbinas de gas, ha dado como resultado la puesta en operación comercial de equipos de mayor potencia y eficiencia.

Por definición, las plantas de ciclo combinado son diseñadas para operar en condiciones de máxima eficiencia. Para tal fin, en muchas instalaciones se integran sistemas regenerativos y de interenfriamiento que permiten mejorar la eficiencia al reducir el flujo de combustible requerido para alcanzar la temperatura óptima de combustión, así como disminuir el trabajo requerido para la compresión, lo cual se traduce en una mayor potencia entregada por la turbina. En la actualidad, como resultado de estas y otras estrategias de optimización, con la integración de los ciclos termodinámicos se pueden alcanzar eficiencias del orden de 50% a 60%, utilizando las turbinas más avanzadas y quemando gas natural.

6.3 Electricidad

Durante el periodo 1998-2008, el consumo mundial de energía eléctrica tuvo un crecimiento promedio anual de 3.2%, ubicándose al final del periodo en 16,816 TWh. Este ritmo de crecimiento ha sido impulsado principalmente por los países en asiáticos transición, en los que el crecimiento económico de los últimos años ha propiciado un efecto de urbanización y un cambio estructural en el consumo. En el caso de China, los patrones de consumo en el sector residencial continuarán reflejando la migración de la población del medio rural al urbano y con ello, la demanda de energía eléctrica y el uso de combustibles para transporte y uso residencial seguirá creciendo; mientras que en el sector industrial, la dinámica del consumo de electricidad seguirá vinculada a la expansión económica de ese país.

Durante los años recientes, las regiones que han alcanzado los mayores niveles de estabilidad y madurez en sus mercados, se han caracterizado por registrar incrementos moderados y bajos en el consumo de energía eléctrica. Es el caso de los países miembros de la OCDE de Norteamérica, Europa Occidental, Asia y Oceanía, que durante los últimos 10 años registraron tasas de 1.3%, 1.5% y 2.1%, respectivamente. Como resultado de las mejoras en eficiencia energética, así como de la implementación de nuevos estándares de eficiencia en el sector residencial en usos como la iluminación, calefacción, aire acondicionado, entre otras aplicaciones, se estima que este comportamiento se mantendrá durante el mediano y largo plazo. Durante los últimos 10 años, el mayor crecimiento en el consumo de energía eléctrica se ha presentado en países de Asia y Medio Oriente no OCDE, con tasas de 8.8% y 5.8%, respectivamente

6.3.1 Consumo de combustibles y fuentes primarias para la generación mundial de energía eléctrica

El carbón es el combustible de mayor utilización para la generación de electricidad en el mundo. Desde hace décadas, su amplia disponibilidad, estabilidad en sus precios, así como su alto poder calorífico, entre otros factores, le han dado particular ventaja comparativa como combustible primario para generar energía eléctrica. No obstante, en 2008 se registraron precios sensiblemente superiores respecto a otros años, con incrementos de 70 a 130% respecto a las cotizaciones de 2007 en mercados europeos y asiáticos, lo cual, aunado a las políticas de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en muchos países, ha incrementado la competitividad de otros combustibles como el gas natural e incluso la energía nuclear. A pesar de ello, en países como China, EUA, India, Sudáfrica y Australia, más de 50% de la energía térmica utilizada para generación de electricidad proviene del carbón.

En la Figura 6.8, se puede apreciar el despegue que la utilización de dicho combustible ha mantenido respecto a otras fuentes de energía durante casi tres décadas, registrando un crecimiento promedio anual de 3.5%. En el caso de la energía nuclear, su mayor dinamismo se observó desde principios de la década de 1980 y en años recientes se ha iniciado la construcción de varios reactores, sobre todo en el sudeste asiático. El gas natural, cuya penetración en la generación de electricidad es relativamente alta en países como Japón, Reino Unido y México, ha mostrado un crecimiento importante desde principios de la década de 1990, con una pendiente más pronunciada a partir de 1993. Otros recursos, como la hidroelectricidad, representan la principal fuente primaria en países como Canadá, Brasil, Noruega e Islandia. En éste último, adicionalmente a la generación hidroeléctrica, la geotermia es de gran importancia alcanzando una participación de 22.5% en 2008.

En general, el patrón de utilización de fuentes primarias para generar electricidad depende de la disponibilidad y precio, del riesgo asociado al suministro, así como del perfil tecnológico y del portafolio de generación existente en cada región y país. En la Figura 6.9, se puede identificar la composición del sistema de generación en términos de fuentes primarias para países seleccionados de los cinco continentes. Como se ha mencionado, el carbón destaca debido a su alto grado de penetración en las principales economías del orbe, mientras que la energía nuclear es ampliamente utilizada en países como Francia, Rusia, Corea del Sur, EUA y Japón. En el caso de éste último, se

distingue una canasta de tecnologías diversa, con una equilibrada presencia de generación nuclear, gas natural, carbón, petrolíferos y fuentes renovables.

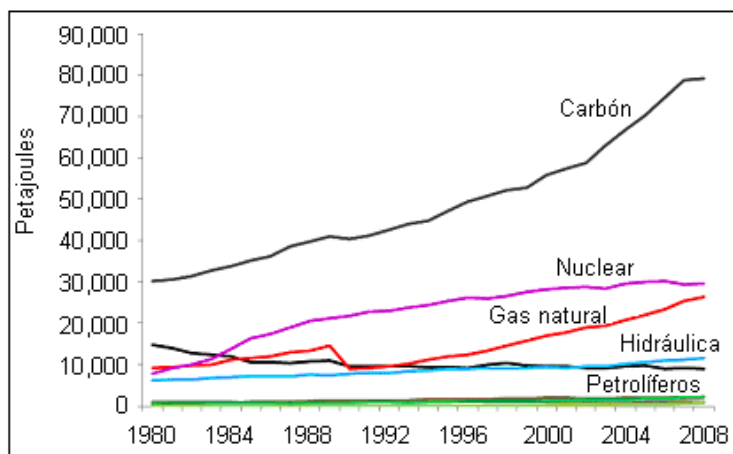


Figura 6.8 Consumo mundial de combustibles y utilización de fuentes primarias para la generación de electricidad, 1980-2008 (SENER, 2010)

En el caso de México, algunas de las posibles políticas de diversificación apuntan hacia el crecimiento de la participación de las fuentes renovables, así como en un posible escenario, a la expansión de la capacidad nucleoelectrónica con el objetivo de balancear la concentrada participación del gas natural y seguir reduciendo el consumo de combustibles derivados del petróleo en plantas antiguas que operan en ciclo convencional.

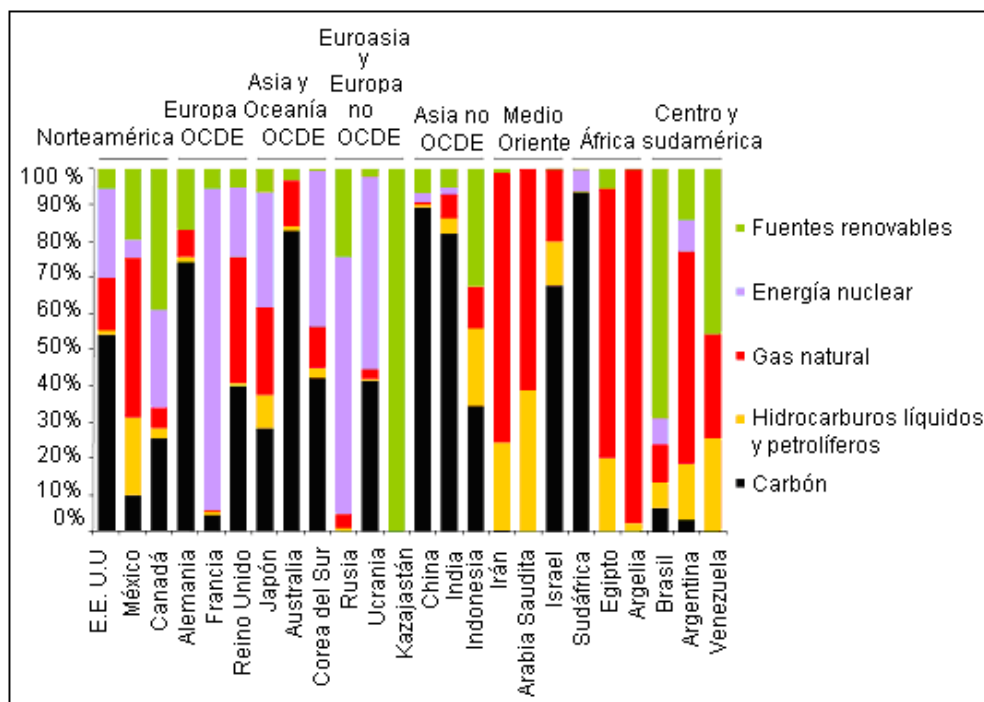


Figura 6.9 Fuentes primarias y combustibles para generación de electricidad en países seleccionados, 2008 (SENER, 2010)

Por otra parte, Brasil posee una de las matrices energéticas más limpias del mundo. Dada su alta dependencia respecto a la energía hidroeléctrica, la operación del sistema de centrales de

generación consiste en aprovechar la diversidad hidrológica exportando energía desde las cuencas húmedas hacia las cuencas secas. En periodos de estiaje y con la finalidad de no comprometer la seguridad energética del país, el gobierno brasileño puede restringir las exportaciones de electricidad hacia Uruguay y Argentina.

Estos eventos pueden significar riesgos para la estabilidad y seguridad en el servicio eléctrico, debido a la concentración de la infraestructura de generación basada en una sola fuente primaria. Por ello, para muchos países es de importancia estratégica establecer políticas de diversificación que fortalezcan sus sistemas eléctricos para responder a los cambios económicos, políticos, a las restricciones ambientales, a la volatilidad en los precios de los combustibles, así como al riesgo en el suministro de los mismos y a los impactos derivados de un posible entorno económico inestable que pudieran afectar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

6.3.2 Pronóstico de la capacidad y generación de energía eléctrica mundial

La capacidad de generación de electricidad crecerá principalmente en los países en desarrollo no miembros de la OCDE, los cuales aumentarán su capacidad instalada en 1,245 GW durante el periodo 2007-2025. En China e India se desarrollarán las mayores adiciones de capacidad y generación de energía eléctrica en el mundo, lo que se refleja en la proyección del incremento de capacidad en la región asiática de 3.7% promedio anual durante 2007-2025, que corresponde a la importante expansión económica de dichos países durante los últimos años y que se espera continúe en el mediano plazo. Por otra parte, se estima un crecimiento promedio de 2.2% en África y de 1.7% en Medio Oriente hacia el final del periodo (Figura 6.10).

Por otra parte y, no obstante el impulso a las energías renovables, el carbón se mantendrá como la principal fuente de energía para generar electricidad durante los próximos años en los E.E. U.U. La continuación en la operación de las termoeléctricas existentes, así como las adiciones de nuevas centrales, contribuirá a ello. Tan sólo en 2008, la participación del carbón en la generación total fue de 54.3%. Adicionalmente al carbón, otra fuente que seguirá creciendo es la energía nuclear, cuyo crecimiento se espera sea favorecido por la alta volatilidad en los precios del gas natural así como por las oportunidades de abatimiento de emisiones de GEI que ofrece la generación nucleoelectrónica.

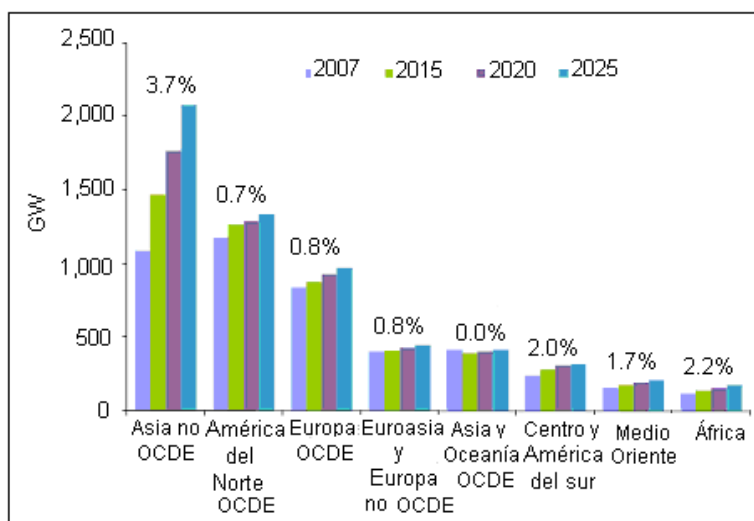


Figura 6.10 Capacidad mundial de generación de energía eléctrica por región, 2007-2025 (SENER, 2010)

En Canadá, el crecimiento en la capacidad y generación de energía eléctrica estará basado en el uso del gas natural, energía nuclear así y hidroenergía y otras fuentes renovables. Debido a aspectos ambientales y de salud pública, la utilización de carbón disminuirá como resultado de los retiros de cuatro plantas en Ontario hacia 2014. El gobierno canadiense planea reemplazar dichas

centrales con nuevas plantas a gas natural, nuclear, centrales hidroeléctricas y eólicas, además de incrementar las acciones de ahorro de energía. La energía hidroeléctrica seguirá siendo un recurso clave para Canadá, dado su alto potencial aún sin explotar.

Actualmente existen proyectos de centrales hidroeléctricas (grandes y pequeñas) planeadas y en construcción. Hydro-Quebec continúa la construcción de una central hidroeléctrica de 768 MW cerca de Eastmain y una más pequeña de 150 MW en Sarcelle, las cuales están programadas para iniciar operaciones hacia 2012. Otros proyectos hidroeléctricos en construcción son: Complejo Hidroeléctrico Romaine, con 1,550 MW, sobre el río Romaine en Quebec y el proyecto Wuskwatim de 200 MW en Manitoba. La energía eoloelectrica también está en los planes de expansión del sistema eléctrico canadiense, con 950 MW instalados durante 2009 y alcanzando 3,319 MW de capacidad eoloelectrica al final de ese año.

Existen programas de incentivos que se han implementado en cada provincia para promover el desarrollo de capacidad eólica, como en el caso de Ontario, donde el gobierno ha impulsado durante años el crecimiento robusto en instalaciones eólicas, de tal forma que de 0.6 MW que se tenían en 1995, la capacidad ha crecido a 1,168 MW en enero de 2010. Uno de los esquemas de desarrollo eólico en Ontario es el pago de la energía a pequeños generadores (cuya capacidad es menor a 10 MW) a un precio de 11 centavos de dólar canadiense por kWh entregado a los distribuidores. Se espera que los programas de incentivos tanto del gobierno federal como de los gobiernos de las provincias canadienses, así como la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, apunten, en conjunto, el crecimiento sostenido en la capacidad eoloelectrica en ese país durante los próximos años.

En nuestro país al cierre de 2009, 73.3% de la capacidad instalada correspondió a la utilización de combustibles fósiles. De esta capacidad, las centrales eléctricas que utilizan gas natural aportan 39% de la capacidad total de energía eléctrica para servicio público, mientras que la capacidad con base en combustóleo se ubica en 25% respecto al total instalado. Durante los próximos años la capacidad y la generación de electricidad en México crecerán con mayores tasas que en Canadá y los E.E. U.U, como resultado de la expansión del sistema de eléctrico para satisfacer las necesidades de la población y hacer viable un mayor crecimiento económico.

6.3.3 Tendencia mundial en la utilización de combustibles para generación de electricidad

En el entorno internacional, el uso de la energía primaria y secundaria para generación de electricidad depende de diferentes factores que varían de una región a otra, así como de la disponibilidad de recursos económicamente competitivos. Adicionalmente, la utilización de dichas fuentes depende de las restricciones imperantes por la volatilidad en los precios de los energéticos, la disponibilidad de los combustibles, el impacto social, así como por la normatividad ambiental. Las estimaciones indican que durante los próximos años, los combustibles de mayor utilización para generación de electricidad en el mundo serán el carbón y el gas natural, en detrimento de la utilización de combustibles derivados del petróleo, como es el caso del combustóleo. Esto obedece a la volatilidad en los precios del combustible y a la disponibilidad de tecnologías de mayor eficiencia y con un impacto ambiental sensiblemente menor que las plantas convencionales que utilizan derivados del petróleo.

Se estima que durante el periodo 2007-2025, la fuente primaria de mayor crecimiento en la generación eléctrica serán las energías renovables, que pasarán de 18.4% a 23.4%, lo cual complementará la participación mayoritaria del carbón que se mantendrá en 39.6% y al gas natural con 20.4% hacia ese último año. Hacia el final del periodo, se estima que la energía nuclear se mantendrá prácticamente en el mismo nivel de participación. Mientras que la participación de los derivados del petróleo se reducirá de 5% a 2.8% de la generación mundial de electricidad. Hacia 2025 y sólo después del carbón, las energías renovables (incluyendo las grandes hidroeléctricas a desarrollarse en Asia y Sudamérica) tendrán la mayor participación en la generación mundial de energía eléctrica, seguidas por el gas natural.

