

2.14 ENERGÍA: HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD

En materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 establece como objetivo principal, asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores. Para cumplir con ese objetivo, el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 plantea llevar a cabo las estrategias siguientes:

- En la infraestructura para la producción de hidrocarburos: reducir el desequilibrio entre la extracción de hidrocarburos y la incorporación de reservas; e impulsar la exploración y producción de crudo y gas, estableciendo las bases para iniciar, una vez que se cuente con los recursos necesarios, la exploración y explotación en aguas profundas.
- Para la infraestructura de refinación, gas y petroquímicos, las estrategias son: ampliar y modernizar la capacidad de refinación; incrementar la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte de petrolíferos; fortalecer las tareas de mantenimiento, así como las medidas de mitigación del impacto ambiental; aumentar la capacidad de procesamiento y transporte de gas natural; y promover inversiones complementarias en petroquímica con base en el marco jurídico y los análisis de rentabilidad de los proyectos.
- En la infraestructura eléctrica: desarrollar la infraestructura de generación, transmisión y distribución necesaria para satisfacer la demanda de servicio público de energía eléctrica al menor costo posible; diversificar las fuentes para la generación de energía eléctrica, impulsando especialmente el uso de fuentes renovables; incrementar la cobertura de suministro de electricidad, particularmente en las zonas rurales; y mejorar la calidad del servicio público de energía eléctrica.

2.14.1 SECTOR DE HIDROCARBUROS

El Poder Ejecutivo ha venido impulsando una mayor rendición de cuentas a través de indicadores de desempeño, a los cuales se les da seguimiento en los Consejos de Administración de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Asimismo, se está evaluando la pertinencia de introducir otras medidas para mejorar las prácticas de gobierno corporativo de PEMEX, como la constitución de Comités de Apoyo que permitan a los Consejeros del Organismo tomar decisiones más informadas a favor de la empresa.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

- La Secretaría de Energía (SENER) ha promovido el objetivo de maximización del valor económico de largo plazo de las reservas de hidrocarburos, que consiste en otorgar un mayor énfasis a las actividades de exploración y desarrollo de campos, revisar la cartera de oportunidades exploratorias con criterios técnicos y económicos rigurosos, y la asignación prioritaria de recursos a los yacimientos con mayor rentabilidad. Con esta estrategia se espera incorporar en 2007, reservas posibles (3P) totales, equivalentes al 75% de la producción anual.
- Al 1 de enero de 2007, las **reservas totales de hidrocarburos** ascendieron a 45 376.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 15 514.2 millones corresponden a reservas probadas, 15 257.4 millones a reservas probables y 14 604.7 millones de barriles a reservas posibles.
 - De la reserva probada, 71.2% corresponde a petróleo crudo, 11.6% a condensados y líquidos de planta, y 17.2% a gas seco.
 - Las reservas probadas de hidrocarburos disminuyeron en 955.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por efecto de la extracción de hidrocarburos que se realizó en 2006; sin embargo, la actividad exploratoria durante ese año permitió incorporar reservas 3P por 966.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 182.9 millones corresponden a probadas, 229.1 millones a probables y 554.1 millones a posibles. Las reservas nuevas están constituidas por yacimientos de aceite y de gas no asociado.
 - En los últimos tres años, la tasa de restitución^{1/} por descubrimientos de reservas totales se ha mantenido alrededor de 60%; al 1 de enero de 2007 se observó una tasa de 59.7% con relación a la producción extraída en el año 2006.
- En el primer semestre de 2007, conforme a revisiones internas, se estima incorporar 315.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P. En la Región Norte, los pozos que adicionaron reservas fueron Bato 1, Bonanza 1 y Vigilante 1, localizados en la Cuenca de Burgos; en tanto que en la Región Sur fueron los pozos Paché 1, Tajón 101 y Cráter 1, los dos primeros pertenecientes al Activo Bellota-Jujo y el

^{1/} Se refiere al cociente de dividir la reserva descubierta entre la producción, en un mismo período.

último al Activo Samaria-Luna. Cabe destacar, que los pozos Jaf 1, Calibrador, Hidalgo 401, Oasis 401 y Oasis 1001, pertenecientes a los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), se encuentran en proceso de certificación interna por encontrarse en etapa de caracterización de yacimientos.

- Por tipo de hidrocarburo, corresponden 234.1 millones de barriles a la reserva 3P de aceite y de gas natural 81.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, (543.6 miles de millones de pies cúbicos). Por categoría 55.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reserva probada, 236.7 millones son probables y 23.2 millones se clasifican como posibles. La tasa de restitución de las reservas 3P para el primer semestre de 2007 fue de 39%, con relación a la producción de 806.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el periodo.

INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA PETROLERA

- La SENER en conjunto con el Congreso de la Unión, elaboran un diagnóstico de la industria petrolera, con el fin de identificar las áreas de oportunidad para desarrollar nueva infraestructura petrolera; impulsar la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México; recuperar en forma óptima los hidrocarburos de yacimientos transfronterizos; e incrementar la producción de gas natural no asociado al petróleo y la de hidrocarburos en campos marginales. Asimismo, se ha identificado la necesidad de fortalecer las atribuciones rectoras del Estado en materia energética.
- En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2007 se le autorizó a PEMEX un **gasto de inversión** de 211 106.4 millones de pesos. Del total, 56 235.6 millones de pesos corresponden a inversión presupuestaria y 154 870.8 millones de pesos a Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS). Si se descuentan 55 755.8 millones de pesos del monto total autorizado para amortizaciones de PIDIREGAS, se dispone de 155 350.6 millones de pesos^{1/} que corresponden a la inversión total impulsada, cantidad 23.6% mayor a la autorizada para 2006.

INVERSIÓN IMPULSADA EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 2001-2007^{1/}

(Millones de pesos en flujo de efectivo)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-junio		Var. % real anual ^{2/}
							2006	2007	
TOTAL (1+2-A-B)^{3/}	72 146.3	75 388.5	103 516.4	122 628.4	126 015.0	150 132.5	68 843.6	75 408.4	5.3
1. PRESUPUESTARIA	31 389.0	32 739.2	36 649.4	44 583.9	26 026.8	21 586.9	10 943.9	16 417.4	44.2
Física	26 386.4	22 502.6	18 862.4	12 243.5	5 667.1	16 355.3	7 171.2	4 566.4	-38.8
PEP	17 500.5	13 442.5	8 944.9	3 694.2	4 464.1	5 341.0	3 209.4	1 691.7	-49.3
PR	5 500.8	5 892.7	5 743.8	4 647.1	626.9	7 135.6	2 399.4	1 823.2	-27.0
PGPB	2 246.4	1 720.8	2 147.9	1 960.9	172.6	2 287.8	862.4	730.0	-18.6
PPQ	772.4	1 015.1	1 476.6	1 598.5	15.4	1 242.3	531.6	193.7	-65.0
Corporativo	366.3	431.5	549.1	342.8	388.2	348.6	168.5	127.8	-27.1
Amortización de PIDIREGAS (A)	5 002.6	10 236.6	17 787.1	32 340.5	20 359.7	5 231.7	3 772.7	11 851.0	201.9
2. INVERSIÓN FUERA DE PRESUPUESTO	45 759.9	52 885.9	84 654.2	110 385.0	135 486.0	157 746.0	69 317.7	72 432.1	0.4
PIDIREGAS^{4/}	45 759.9	52 885.9	84 654.2	110 385.0	104 579.0	130 002.6	60 265.6	68 631.8	9.5
PEP	34 351.1	51 803.5	82 602.6	109 402.7	100 863.0	121 695.3	56 534.9	63 349.2	7.7
PR	11 408.8	1 007.7	899.9	445.0	2 454.9	7 826.6	3 319.1	4 723.8	36.8
PGPB		74.7	1 151.7	537.3	1 261.1	480.7	411.6	422.2	-1.4
PPQ							-	136.6	
Fondo para la Inversión de PEMEX^{5/}					30 907.0	27 743.4	9 052.1	3 800.2	-59.6
Física					15 768.9	3 774.6	1 406.8	2 210.2	51.0
Amortización de PIDIREGAS (B)					15 138.1	23 968.8	7 645.3	1 590.0	-80.0

^{1/} No incluye inversiones financieras.

^{2/} La variación porcentual real enero-junio, se calculó con el deflactor 1.0404 del INPC.

^{3/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

^{4/} Se refiere a la inversión financiada.

^{5/} En 2005 se denominó Fondo de Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI), en 2006 incluye el Fondo de Aprovechamiento sobre Recursos Excedentes (ARE), y en 2007 el Fondo de Ingresos Excedentes (IEX).

FUENTE: Secretaría de Energía. Petróleos Mexicanos.

^{1/} No incluye 2 217.1 millones de pesos del Fondo para la Inversión de PEMEX correspondiente al saldo estimado de los ingresos excedentes para inversión física. Si se considera este monto, para 2007 se tiene una inversión impulsada de 157 567.7 millones de pesos.

- Para 2007 se tiene prevista una inversión impulsada de 157 567.7 millones de pesos, mismo que en los primeros seis meses registró un avance de 47.9%, equivalente a 75 408.4 millones de pesos, representando el 5.3% superior en términos reales a la ejercida en el mismo periodo de 2006.
- Durante ese periodo, los recursos ejercidos en inversión física ascendieron a 6 776.6 millones de pesos, de los cuales 67.4% corresponden a inversión presupuestaria y 32.6% provienen del Fondo de Ingresos Excedentes, los cuales se aplicaron a: desarrollo y explotación de campos; construcción de infraestructura complementaria; adquisiciones, mantenimiento de infraestructura y modernización de instalaciones; y a los programas de seguridad industrial y de protección ambiental.
- Para el periodo enero junio de 2007, en inversión financiada PIDIREGAS se erogaron 68 631.8 millones de pesos, 9.5% más en términos reales que en el mismo período de 2006. PEMEX Exploración y Producción ejerció 92.3% de estos recursos, principalmente en los proyectos integrales Ku-Maloob-Zaap, Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Burgos y Antonio J. Bermúdez. Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica, y Pemex Petroquímica erogaron el 7.7% restante, en la reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, la construcción de las plantas criogénicas del Complejo Procesador de Gas Burgos, y en el inicio de la modernización y ampliación del tren de aromáticos en el Complejo Petroquímico de La Cangrejera, respectivamente.
 - Para la amortización de PIDIREGAS se destinaron 13 441 millones de pesos, de los cuales 88.2% provinieron de inversión presupuestaria y 11.8% del Fondo de Ingresos Excedentes.
- Los **Contratos de Obra Pública Financiada (COPF)**^{1/} responden a la búsqueda de nuevos esquemas de contratación para la ejecución de algunos proyectos de inversión, con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos en México, aprovechar los recursos naturales del país y reducir las importaciones de gas natural.
 - Al cierre de 2006, se tenían siete COPF correspondientes a los bloques Reynosa-Monterrey y Misión cuya ubicación abarca Nuevo León y Tamaulipas; Olmos y Pirineo en Coahuila; Cuervito y Fronterizo en Nuevo León; y, Pandura-Anáhuac, en Tamaulipas.
 - En el primer semestre de 2007 se adjudicaron los bloques Nejo y Monclova, ubicados en Tamaulipas y Coahuila, respectivamente. Estos bloques iniciaron actividades en el mes de mayo y se prevé una inversión en infraestructura de 177 millones de dólares durante los próximos tres años.
 - Al término de 2007, los COPF representarán casi una tercera parte de la capacidad de ejecución de PEMEX en Burgos, con inversiones acumuladas de casi 800 millones de dólares y se tendrán 12 equipos de perforación, 35% de los equipos totales en Burgos. El 100% de la adquisición de información sísmica en el área se llevará a cabo a través de estos contratos.
 - Se perforaron 183 pozos y se adquirieron 2 737 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional. Con estas y otras obras de infraestructura, al mes de junio se tenía una producción promedio de 161 millones de pies cúbicos diarios con una tasa de crecimiento de los últimos 12 meses de 18%.
 - En el primer semestre de 2007, se perforaron 34 pozos para la producción de gas no asociado y se adquirieron 526 kilómetros cuadrados de sísmica.
 - Se generaron alrededor de 2 800 empleos indirectos, principalmente en la región noreste del país, y se realizaron obras de apoyo a la comunidad como el acondicionamiento de más de 180 escuelas y 11 clínicas rurales, la rehabilitación de más de 420 kilómetros de caminos y la instalación de 9 plantas de tratamiento de agua.
- Como parte de las acciones de la presente Administración en materia de hidrocarburos, los gobiernos de México y Brasil suscribieron, el 6 de agosto de 2007, un Memorandum de Entendimiento en materia de cooperación energética mediante el cual se emprenderán acciones conjuntas para el desarrollo tecnológico en materia de exploración y producción de petróleo y gas natural.
 - De igual modo, al amparo del Convenio General de colaboración entre Petrobras y Petróleos Mexicanos, suscrito en marzo 2005, se celebraron dos convenios específicos de colaboración para la realización de un estudio conjunto sobre desarrollo y explotación de crudos pesados el 6 de agosto de 2007.
 - PEMEX colaborará con Petrobras en las pruebas tecnológicas relacionadas con este tipo de crudos en aguas profundas y capacitación para el desarrollo de competencias enfocadas a las habilidades requeridas para el desarrollo de proyectos en aguas profundas. Por otra parte, PEMEX compartirá su

^{1/} A finales de 2005, se consideró utilizar el término legal de Contratos de Obra Pública Financiada sobre la Base de Precios Unitarios COPF, en lugar de Contratos de Servicios Múltiples (CSM).

experiencia en la optimización de yacimientos carbonatados fracturados en las zonas marinas y en la región sur de México, a través de un estudio conjunto sobre la producción en este tipo de yacimientos en campos petroleros brasileños.

- Adicionalmente, el 8 de marzo de 2007, la Secretaría de Energía celebró un convenio de colaboración con la provincia de Alberta en Canadá, con el fin de promover la cooperación en el sector energético en materia tecnológica y de capacitación.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

- Durante los primeros seis meses de 2007 se terminaron 22 **pozos de exploración** de los que 13 resultaron productores, cinco de aceite y ocho de gas, con un porcentaje de éxito de 59.1%. La mayor parte de estos pozos se ubicó en Burgos, Veracruz y en Bellota-Jujo, los primeros en la Región Norte y el último en la Región Sur. Se terminaron 296 **pozos de desarrollo** de los que 279 resultaron productores, 101 de crudo y 178 de gas y condensado, con un porcentaje de éxito de 94.3%.
- El objetivo en la etapa de **explotación de yacimientos** es sostener el mayor tiempo posible su máxima productividad para lograr el mejor factor de recuperación de su reserva de hidrocarburos. Así, en el primer semestre de 2007, se obtuvieron 3 161.8 miles de barriles diarios de crudo y 5 925.3 millones de pies cúbicos diarios de gas.
 - La **producción de petróleo** crudo de enero a junio de 2007 fue 5.2% menor a la obtenida en el mismo periodo del año anterior, debido a la caída de 9.9% en la producción de crudo pesado, equivalente a 233.5 miles de barriles diarios, situación especialmente influida por el incremento en el avance del contacto agua-aceite y condiciones climatológicas adversas. La producción de crudos ligeros ascendió a 1 042.6 miles de barriles diarios, 58.4 miles de barriles mayor a la obtenida en el primer semestre de 2006. La producción de crudo pesado significó 67% de la producción nacional, el ligero 26.8% y el superligero 6.2%.
 - La producción obtenida del Activo Cantarell fue de 1 605.3 miles de barriles diarios y representó 50.8% del total nacional. El activo Integral Ku-Maloob-Zaap produjo 487.3 miles de barriles diarios, 20.3% más que en el periodo enero-junio del año anterior.
- La **producción de gas natural** mostró un aumento de 14.2%, equivalente a 737.1 millones de pies cúbicos diarios, con relación a la obtenida en el primer semestre de 2006, debido principalmente a la mayor productividad de pozos de la Región Marina Suroeste, en especial del Activo Litoral de Tabasco; de la optimización de operaciones e infraestructura de producción del Activo Poza Rica-Altamira; así como del incremento en la producción de pozos con alta relación gas-aceite del Activo Cantarell. Con la respecto a la producción total nacional, la de gas asociado representó 56.3% y 43.7% a gas no asociado.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2001-2007^{1/}

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-junio		
							2006	2007	Var. %
Total Petróleo Crudo (Mbd)	3 127.0	3 177.1	3 370.9	3 382.9	3 333.3	3 255.6	3 336.9	3 161.8	- 5.2
Tipo									
Pesado	1 997.0	2 173.7	2 425.4	2 458.0	2 387.0	2 243.8	2 352.7	2 119.2	- 9.9
Ligero	658.7	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	815.1	845.5	3.7
Superligero	471.4	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	169.1	197.1	16.6
Región									
Regiones marinas	2 539.8	2 603.8	2 813.9	2 829.0	2 753.3	2 679.8	2 752.1	2 600.2	- 5.5
Región Sur	508.7	498.4	483.3	472.7	496.6	491.3	500.4	473.6	- 5.4
Región Norte	78.5	74.9	73.6	81.2	83.5	84.5	84.4	88.0	4.3
Total Gas Natural (MMpcd)	4 510.7	4 423.5	4 498.4	4 572.9	4 818.0	5 356.1	5 188.2	5 925.3	14.2
Tipo									
Asociado	3 239.0	3 118.1	3 119.2	3 009.6	2 954.1	3 090.0	3 048.3	3 336.5	9.5
No asociado	1 271.7	1 305.4	1 379.2	1 563.3	1 863.9	2 266.1	2 139.9	2 588.9	21.0
Región									
Regiones marinas	1 529.7	1 451.8	1 521.8	1 550.0	1 582.5	1 776.4	1 724.7	2 023.1	17.3
Región Sur	1 743.2	1 703.8	1 630.0	1 495.2	1 400.3	1 352.1	1 339.2	1 378.5	2.9
Región Norte	1 237.7	1 267.9	1 346.6	1 527.7	1 835.2	2 227.6	2 124.3	2 523.7	18.8

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- Por su origen, los Activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción promedio de 1 402.1 y 888.3 millones de pies cúbicos diarios, respectivamente, lo que en conjunto representó 38.7% de la producción nacional de gas natural.
- Con el propósito de completar la oferta nacional de gas natural, la SENER y la Secretaría de Economía trabajan en la revisión del anteproyecto de reglamento para la recuperación y aprovechamiento de gas asociado proveniente de los yacimientos de carbón mineral. Con la entrada en vigor de este reglamento se podrá agilizar la entrada en operación de proyectos que permitan la utilización de esta fuente de energía.
- Desde 1995 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado 22 **permisos de distribución de gas natural**, así como 167 permisos para el transporte, 25 corresponden a la modalidad de acceso abierto (de los cuales cinco han sido cancelados) y 142 al esquema de usos propios (ocho de los cuales han sido cancelados). Para el periodo de diciembre de 2006 a agosto de 2007, la CRE ha otorgado tres permisos de transporte de gas natural bajo la modalidad de usos propios, estos permisos representan inversiones por poco más de cuatro millones de dólares para la construcción de 37 kilómetros de ductos, con una capacidad máxima de transporte de 950 mil metros cúbicos diarios de gas.
 - El desarrollo y expansión de los sistemas de distribución de gas natural por ductos han representado una inversión acumulada de 1 734 millones de dólares, los permisionarios de distribución de gas natural han reportado 1.84 millones de usuarios conectados a redes de gas natural en el país durante el periodo de septiembre de 2006 a julio de 2007. Asimismo, a junio de 2007 se han construido 3 305 kilómetros de ductos de transporte y se encuentran en operación por inversionistas privados, sistemas que representan el 27% de la infraestructura total de transporte de gas natural en el país.

INFRAESTRUCTURA Y PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, GAS LICUADO Y PETROQUÍMICOS

- Conjuntamente con el Congreso de la Unión, se están identificando oportunidades que permitan desarrollar el potencial de refinación de nuestro país, así como la integración y desarrollo de la cadena productiva de petroquímica.
- En el marco de la **reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación (SNR)**, Petróleos Mexicanos continúa el proyecto de reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, bajo el esquema de financiamiento de PIDIREGAS por un costo total de 2 517.8 millones de dólares. Al concluir los trabajos de reconfiguración, en 2008, esta refinería contará con una capacidad de proceso de 285 miles de barriles diarios de petróleo crudo, que incluyen 150 miles de barriles diarios adicionales de crudo Maya; incrementará la producción de gasolinas en 59 miles de barriles diarios, 20 miles de barriles diarios de Pemex Magna y 39 miles de barriles diarios de Pemex Premium; y en 36 miles de barriles diarios la de diesel y turbosina.
 - Con los trabajos de reconfiguración en las refinerías de Cadereyta, Tula, Salamanca y Madero, el proceso de crudo pesado más despuntado, en el periodo enero-junio de 2007, representó 42.8% del total de crudo procesado, es decir 0.4% mayor a lo realizado en el mismo lapso de 2006.
- En materia de **gas natural**, en enero de 2007 inició la construcción de las plantas criogénicas modulares 5 y 6 en el Complejo Procesador de Gas Burgos, ubicado en la Estación 19 de Reynosa, con una capacidad de proceso de 200 millones de pies cúbicos de gas cada una, lo que permitirá disponer, a finales de 2008, de una infraestructura moderna y eficiente para procesar 1 200 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo dulce proveniente de la cuenca de Burgos.
- En **petroquímicos desregulados**, Pemex Petroquímica trabaja en los proyectos de ampliación de las plantas de estireno de 150 a 250 miles de toneladas anuales y del tren de aromáticos de 240 a 450 miles de toneladas anuales, del Complejo Petroquímico de Cangrejera; así como con las ampliaciones de las plantas de etileno de 600 a 900 miles de toneladas anuales y de óxido de etileno de 225 a 360 miles de toneladas anuales, del Complejo Petroquímico Morelos. Con la entrada en operación de estas ampliaciones, se estima que la oferta de petroquímicos se incrementará en 745 miles de toneladas anuales.
- De enero a junio de 2007, el **volumen de crudo procesado** en el Sistema Nacional de Refinación fue de 1 304.6 miles de barriles diarios, 1.3% más que en el mismo periodo de 2006. La **producción de petrolíferos y gas licuado**, en el primer semestre de 2007 fue de 1 566.2 miles de barriles diarios, 0.5% mayor a lo obtenido en igual periodo de 2006.

- El crecimiento en la producción de la gasolina Pemex Magna en 4.7% y de 7.4% de Pemex Diesel, se debe al mayor rendimiento en la producción de gasolinas y destilados derivado de la reconfiguración de las refinerías.
 - Como resultado de la estrategia para reducir gradualmente el contenido de azufre en la producción de gasolina Pemex Premium de ultra bajo azufre (UBA), a fines de 2006 se alcanzó una cantidad de 30 ppm. En el periodo enero-junio de 2007 la producción fue de 30.7 miles de barriles diarios. Esta gasolina se produce en Salina Cruz, Cadereyta, Madero y Salamanca, y en menor proporción en Tula.
- La producción de combustóleo y gas licuado fueron inferiores, en 3.9% y 4.4%, respectivamente. La primera variación se debe a que se privilegió la producción de combustibles de mayor calidad, y en el caso del gas licuado a una menor producción de condensados en campos y una disminución en la recuperación de líquidos del gas.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS, 2001-2007

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-junio		
							2006	2007	Var. %
Petrolíferos (Mbd)	1 474.5	1 483.0	1 557.5	1 588.9	1 555.9	1 546.4	1 557.7	1 566.2	0.5
Gas licuado ^{1/}	233.3	236.1	245.9	252.9	246.0	240.7	247.9	237.1	- 4.4
Gasolinas ^{2/}	390.4	398.6	445.7	467.6	455.8	456.8	455.0	465.5	2.3
- Pemex Magna	349.4	359.4	396.5	418.5	412.0	413.7	408.2	427.4	4.7
- Pemex Premium	17.3	21.8	37.6	43.8	38.2	35.0	37.1	30.7	- 17.3
- Otras gasolinas ^{3/}	23.7	17.4	11.6	5.3	5.6	8.1	9.7	7.5	-22.7
Diesel	281.6	266.9	307.8	324.7	318.2	328.1	324.3	342.5	5.6
- Pemex Diesel	266.6	246.7	290.8	319.6	312.3	318.3	313.7	336.9	7.4
Combustóleo	436.3	450.1	397.1	368.7	351.5	325.7	332.2	319.3	- 3.9
Otros petrolíferos	132.9	131.3	161.0	175.0	184.4	195.1	198.3	201.7	- 1.7
Petroquímicos (Mt)	13 862.5	13 146.7	13 663.0	14 229.5	14 010.9	14 505.1	7 156.6	7 856.0	9.8
- Básicos ^{4/}	6 676.4	6 067.6	6 244.6	6 583.3	6 493.9	6 589.9	3 257.6	3 355.3	3.0
- Desregulados	7 186.1	7 079.1	7 418.4	7 646.2	7 517.0	7 915.2	3 899.0	4 500.7	15.4

^{1/} Excluye la mezcla de butanos de Pemex Refinación, ya que en la consolidación de la producción total de gas licuado se duplicarían.

^{2/} Excluye las gasolinas naturales, pues se consideran como naftas y forman parte de los petroquímicos básicos.

^{3/} Incluye la producción de gas nafta de Pemex Petroquímica por considerarse un petrolífero y no un petroquímico desregulado.

^{4/} Incluye gasolinas naturales.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- En el periodo enero-junio de 2007, la **producción de petroquímicos** fue de 7 856 miles de toneladas, 9.8% superior a la registrada en igual lapso del año anterior; destaca el comportamiento de los petroquímicos desregulados con un incremento de 15.4%. Este resultado se explica por una mayor demanda de amoníaco, y la operación estable de las plantas de derivados del etano y de aromáticos y derivados.
- En **infraestructura** de Gas Licuado de Petróleo (GLP), durante el periodo enero julio de 2007 iniciaron operaciones siete plantas de distribución con una capacidad instalada de 17 048 barriles y se otorgaron seis permisos para plantas de distribución que se encuentran en construcción con una capacidad de 1 005.6 miles de barriles
 - Para comercializar el gas del área de Campo Nejo (ubicado a 25 kilómetros de la Ciudad de San Fernando, Tamaulipas) PEMEX instaló una planta de rocío con capacidad de procesamiento de 90 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo y que entregará 86 millones de pies cúbicos diarios de gas seco al sistema Troncal de Ductos. Adicionalmente, producirá un millón de barriles diarios de GLP y 500 barriles por día de nafta. El tiempo de operación esperado de esta planta es de 5 años. Actualmente procesa 28 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo, de los cuales se inyectan al Sistema Troncal 27 millones de pies cúbicos diarios de gas seco, y produce 380 barriles de GLP y 200 barriles de nafta diarios. Se espera que en la medida en que se incorporen nuevos pozos a la producción del Campo Nejo, se llegue a la capacidad máxima de procesamiento de la planta.

COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

- En el primer semestre de 2007, los **precios de los crudos marcadores** WTI y Brent promediaron 61.44 y 63.26 dólares por barril, 8.1% y 3.7% menores al mismo lapso de 2006. En enero ocurrió una baja respecto al cierre de 2006 debido al alto nivel de inventarios de productos y a la temperatura moderada en Estados Unidos de América. A partir de ese mes, los precios tendieron al alza por problemas políticos y sociales en Nigeria, con una baja en mayo ante la cancelación de la compra de crudo por parte de la Reserva Estratégica de Estados Unidos, un alto nivel de inventarios y problemas operativos en refinerías.
- El precio promedio de la **mezcla del crudo mexicano de exportación**, siguió el comportamiento de los crudos marcadores con un precio promedio de 52.32 dólares por barril para el primer semestre de 2007, 1.7% inferior al precio promedio del primer semestre de 2006. Por tipo de crudo, los precios por barril fueron de 57.66 dólares del Istmo, 50.96 del Maya y 61.97 del Olmeca.
- En el periodo enero-junio de 2007, el **saldo de la balanza comercial de PEMEX** ascendió a 11 270.2 millones de dólares.
 - El ingreso de divisas por exportaciones de crudo, de enero a junio de 2007, decreció 11.4% con relación al mismo lapso de 2006, como resultado de la reducción en 9.9% del volumen exportado y en 0.88 dólares en el precio de la mezcla de crudo.
 - La balanza comercial de gas natural resultó deficitaria en 231.9 millones de dólares, 39% de lo registrado en el mismo periodo de 2006, debido a un menor precio de referencia que promedió 6.63 dólares por millón de Unidades Térmicas Británicas (Btu, por sus siglas en inglés), y al efecto de una mayor producción de gas natural sobre las exportaciones e importaciones. En consecuencia, la relación de la importación respecto de la producción y de las ventas internas se redujo 3.5 y 5.2 puntos porcentuales, respectivamente.

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS DE PEMEX, 2001-2007

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-junio		
							2006	2007	Var. %
Millones de dólares									
Saldo	8 836.1	11 374.8	14 444.1	17 856.4	22 339.1	27 378.0	14 296.0	11 270.2	-21.2
Exportaciones ^{1/}	12 944.6	14 691.2	18 437.9	23 421.6	31 702.6	38 669.6	20 341.8	18 517.1	-9.0
Petróleo crudo	11 927.7	13 392.2	16 676.3	21 257.9	28 329.4	34 704.5	18 368.8	16 268.2	-11.4
Gas natural	47.8	4.0	0.0	0.0	78.9	71.8	19.0	227.6	1 097.9
Condensados	0.0	0.0	1.6	17.8	40.4	23.7	21.7	0.0	-100.0
Petrolíferos	856.2	1 182.1	1 612.4	1 929.2	2 951.0	3 570.8	1 796.8	1 897.2	5.6
Petroquímicos	112.9	112.9	147.6	216.7	302.9	298.7	135.5	124.2	-8.3
Importaciones	4 108.5	3 316.4	3 993.8	5 565.2	9 363.5	11 291.6	6 045.9	7 246.8	19.9
Gas natural	423.8	775.4	1 526.2	1 715.1	1 397.9	1 134.5	614.0	459.5	-25.2
Petrolíferos	3 656.1	2 495.1	2 423.3	3 791.7	7 858.7	10 028.8	5 364.5	6 728.4	25.4
Petroquímicos	28.6	45.9	44.3	58.4	106.8	128.2	67.3	59.0	-12.3
Miles de barriles diarios									
Exportaciones									
Petróleo crudo	1 755.7	1 705.1	1 843.9	1 870.3	1 817.1	1 792.7	1 907.6	1 717.9	-9.9
Gas natural (MMpcd)	24.9	4.4	0.0	0.0	23.9	32.7	14.1	174.8	1 139.7
Condensados	0.0	0.0	0.2	1.5	2.2	1.1	2.0	0.0	-100.0
Petrolíferos	103.7	155.9	177.0	151.4	184.9	186.9	187.6	192.5	2.6
Petroquímicos (Mt)	780.4	831.7	812.9	914.3	867.2	817.5	413.7	380.2	-8.1
Importaciones									
Gas natural (MMpcd)	292.2	592.5	756.9	765.6	480.4	450.9	479.1	336.9	-29.7
Petrolíferos	335.3	243.6	199.9	234.3	333.7	368.9	390.1	455.0	16.6
Petroquímicos (Mt)	128.1	197.4	94.7	103.9	238.6	253.8	143.8	129.5	-9.9

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- El déficit comercial de petrolíferos creció 35.4% respecto a igual lapso de 2006 para alcanzar 4 831.2 millones de dólares, debido al incremento en el volumen de importación de gasolinas, que con relación a la producción y a las ventas internas, se elevó 12.3 y 6.6 puntos porcentuales, en el orden citado, respecto al primer semestre de 2006.
- El superávit en petroquímicos fue de 65.2 millones de dólares, con una reducción de 4.4% a causa del efecto combinado de la menor exportación e importación de productos, de esta manera la importación de petroquímicos disminuyó 0.4 y 1.4 puntos porcentuales, con relación a la producción y a las ventas internas, respectivamente.
- En el primer semestre de 2007, la **demanda interna de gas natural** ascendió a 2 982.3 millones de pies cúbicos diarios, con un aumento de 2.8% respecto al primer semestre de 2006, debido al crecimiento de las ventas en todos los sectores de consumo. Los ingresos obtenidos representaron 39 825 millones de pesos.
- La **comercialización interna de petrolíferos y gas licuado** en los primeros seis meses de 2007, registró un volumen de 1 834.8 miles de barriles diarios, 3.6% más que lo registrado en igual periodo del año anterior, debido principalmente al efecto combinado de una mayor demanda de gasolina Pemex Magna por 9.5% y a una reducción de 0.5% de combustóleo, lo primero en razón del crecimiento del parque vehicular y lo segundo por el proceso de la industria de sustitución de combustóleo por gas natural.
 - Los ingresos obtenidos por la venta interna de petrolíferos y gas licuado ascendieron a 227 387.4 millones de pesos, 2.8% más en términos reales que en los mismos meses de 2006, debido principalmente a la mayor demanda de gasolina Pemex Magna y Pemex Diesel. De estos ingresos, 52.2% correspondió a gasolinas automotrices, 20.4 a diesel, 11.8 a gas licuado, 8.9 a combustóleo y la diferencia a otros productos.
- De enero a junio de 2007, la **demanda de petroquímicos** creció 11.8% en volumen y representó ingresos por 12 671 millones de pesos, 6% mayor en términos reales a lo obtenido en igual periodo del año anterior, provenientes principalmente de la venta de polietilenos, propileno, amoniaco, paraxileno, óxido de etileno, glicoles, estireno y cloruro de vinilo.
- Durante el primer semestre de 2007, la SENER y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) hicieron los **anteproyectos de un nuevo Reglamento de Gas Licuado de Petróleo y de las Directivas para determinar el Precio de Venta de Primera Mano y las Tarifas de Transporte por Ductos**, que se sometieron a consulta pública ante la Comisión de Mejora Regulatoria para su publicación. Lo anterior con fin de dar mayor certidumbre al mercado así como mejores condiciones de seguridad, garantizar el abasto y promover la competencia. Por otra parte, se han aprobado 57 unidades de verificación en materia de Gas Licuado de Petróleo (GLP) cuya labor coadyuva a que las instalaciones para almacenamiento, distribución y aprovechamiento de este producto, cumplan con las medidas de seguridad que establecen las normas oficiales mexicanas. Asimismo, se han certificado 297 tipos de productos, nacionales e importados, destinados al almacenamiento, conducción, regulación de presión y aprovechamiento del GLP, garantizando el cumplimiento de dichas medidas de seguridad.

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y SEGURIDAD EN INSTALACIONES PETROLERAS

- En el primer semestre de 2007, el **aprovechamiento de la producción de gas** fue de 94.5%. En los seis primeros meses de 2007 en el Sistema Nacional de Refinación el rendimiento en la obtención de gasolinas y destilados intermedios fue de 66%, un punto porcentual más que en el mismo lapso de 2006. En petroquímica, el aprovechamiento de la capacidad instalada en el primer semestre de 2007 alcanzó 65.7%, superando por 4.6 puntos porcentuales lo registrado en el periodo equivalente de 2006.
- Los **índices de frecuencia y gravedad** de accidentes que se observan en Petróleos Mexicanos muestran una tendencia decreciente debido al esfuerzo realizado en la implantación de herramientas de seguridad, salud y protección ambiental. De enero a junio de 2007, el índice de frecuencia global de la industria petrolera acumulado se ubicó en 0.61 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, y el de gravedad fue de 26 días perdidos por millón de horas hombre-laboradas, con una disminución de 14 y 53.4%, respectivamente con relación a igual periodo de año anterior. La explicación a este comportamiento se debe a la consolidación del Sistema para la Administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental, mismo que incorpora las mejores prácticas internacionales en la materia y el desarrollo de un proceso de disciplina operativa, preventiva y correctiva.
- En el periodo de diciembre de 2006 a julio de 2007 ocurrieron ocho accidentes con incidencia en los procesos operativos y de suministro del sector industrial y residencial; por su magnitud destacan los incendios de tanques en Cadereyta, Nuevo León y Salina Cruz, Oaxaca; así como las explosiones e incendios en las

instalaciones superficiales en los derechos de vía de los estados de Guanajuato y Querétaro. Asimismo, se presentaron 189 fugas y derrames en los sistemas de recolección y transporte, las causas asociadas a estos eventos son principalmente la corrosión y daños por terceros, incluyendo en este último los actos vandálicos. En conjunto estas causas explican el 85% de los derrames y fugas en el periodo.

- PEMEX elaboró un nuevo **modelo de desarrollo sustentable** que forma parte de la estrategia institucional, sus objetivos son: cumplimiento normativo ambiental y eliminación de riesgos ambientales no normados y asegurar la viabilidad y la sustentabilidad de los planes de desarrollo del negocio.
- En **emisiones al aire**, la empresa cumplió con todas las normas. Para continuar mejorando el desempeño ambiental se construyen plantas de recuperación de azufre; como resultado de la estrategia para reducir gradualmente el contenido de azufre en la producción de gasolina **Pemex Premium de ultra bajo azufre (UBA)**, se ofrece al país una gasolina con un contenido de este contaminante 88% menor que la comercializada hace cuatro años. Por su parte, las descargas totales de contaminantes al agua registraron un incremento de 13% con relación a igual periodo del año anterior, debido a los trabajos de mantenimiento en las plantas de tratamiento de aguas residuales y en torres de enfriamiento. Cabe señalar que las descargas de contaminantes de agua estuvieron dentro de los parámetros establecidos por la normatividad vigente en la materia.

2.14.2 SECTOR ELÉCTRICO

El Gobierno Federal en materia de electricidad estableció como su objetivo principal suministrar el servicio de energía eléctrica con la calidad requerida y a precios competitivos a toda la sociedad, impulsando el uso eficiente de la energía mediante la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales.

INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

- En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2007 se autorizó para el sector eléctrico una inversión de 57 440.6 millones de pesos, superior en 13.3% real a la ejercida en 2006. Del total, 27 393.4 millones de pesos corresponden a inversión financiada (proyectos PIDIREGAS) y 30 047.2 millones de pesos a inversión presupuestaria; de esta última cantidad 25 633.1 millones de pesos son de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y 4 414.1 millones de pesos de Luz y Fuerza del Centro (LFC).

INVERSIÓN IMPULSADA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2001-2007

(Millones de pesos en flujo de efectivo)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-Junio		
							2006	2007	Var.% real anual ^{2/}
Total (1+2-1.1.2)^{1/}	35 116.5	36 543.8	38 338.4	36 774.2	39 463.7	41 480.9	18 038.3	12 718.0	-32.2
1. Inversión Física Presupuestaria	17 819.4	23 613.8	23 008.4	23 227.6	22 556.0	26 789.8	9 033.6	9 031.1	-3.9
1.1 Comisión Federal de Electricidad	14 481.7	20 285.5	18 347.9	18 865.1	17 179.3	21 844.0	7 321.6	7 061.4	-7.3
1.1.1 Inversión Física	11 893.6	12 256.4	13 941.9	13 054.7	9 160.9	14 342.2	3 432.7	3 479.2	-2.6
1.1.2 - Amortización de PIDIREGAS ^{3/}	2 588.1	8 029.1	4 406.0	5 810.4	8 018.4	7 501.7	3 888.9	3 582.3	-11.5
1.2 Luz y Fuerza del Centro	3 337.7	3 328.3	4 660.5	4 362.5	5 376.7	4 945.9	1 712.0	1 969.7	10.6
1.2.1 Inversión Física	3 337.7	3 328.3	4 660.5	4 362.5	5 376.7	4 945.9	1 712.0	1 969.7	10.6
2. Inversión Fuera de Presupuesto^{4/}	19 885.2	20 959.1	19 736.0	19 357.0	24 926.1	22 192.8	12 893.6	7 269.1	-45.8
2.1 PIDIREGAS de la Comisión Federal de Electricidad	19 885.2	20 959.1	19 736.0	19 357.0	24 926.1	22 192.8	12 893.6	7 269.1	-45.8

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo de las cifras.

^{2/} La variación porcentual real enero-junio, se calculó con el deflactor 1.0404 del INPC.

^{3/} Incluye pagos de BLT's por sus siglas en inglés *Building-Leasing-Transfer* se refiere a Construcción-Arendamiento-Transferencia: esquema de financiamiento para la ampliación de infraestructura energética con participación privada.

^{4/} La inversión financiada son obras cuya ejecución se encomienda a empresas de los sectores privado y social, previa licitación pública. Dichas empresas llevan a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de la Comisión Federal de Electricidad y cubren el costo de los proyectos durante el periodo de su construcción.

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

- En el periodo enero-junio de 2007 la **inversión impulsada** fue de 12 718 millones de pesos, 32.2% en términos reales menos que en igual periodo del año anterior, cifra que no considera 3 582.3 millones de pesos de amortización de PIDIREGAS. Del total la inversión física presupuestaria participó con 42.8% y la

inversión financiada lo hizo con 57.2%. La **inversión presupuestaria** en el periodo enero-junio fue de 9 031.1 millones de pesos, 3.9% en términos reales menos que en igual periodo de 2006, monto que se distribuye de la forma siguiente:

- En la Comisión Federal de Electricidad, se ejercieron 7 061.4 millones de pesos, cantidad menor en 7.3% en términos reales con respecto al primer semestre de 2006, debido principalmente a la reducción del gasto en materiales y suministros, y en servicios generales. Del total de la inversión, 23.8% se destinó al proceso de generación, 13.4% al de transmisión y transformación, 11.5% al de distribución, 0.6% a otros y arrendamientos 50.7%.
 - Con una inversión de 481.4 millones de pesos, se concluyeron 11 líneas de transmisión que aportaron a la red eléctrica 96.9 kilómetros circuito; asimismo, se adicionaron 680 megavoltios amperes 15 megavoltios amperes reactivos y 16 alimentadores con la terminación de 12 subestaciones de transformación. Respecto a obras en proceso de construcción, se tienen tres líneas con 260.5 kilómetros circuito y nueve subestaciones con 620 megavoltios amperes, 175 megavoltios amperes reactivos y 18 alimentadores, con una inversión 1 384.6 millones de pesos.
- En el primer semestre de 2007, LFC invirtió recursos presupuestarios por 1 969.7 millones de pesos, monto superior en 10.6% en términos reales a lo ejercido durante el mismo periodo del año anterior. Con ello se obtuvieron los siguientes resultados: se aumentó la capacidad de generación de LFC en el Área de Control Central mediante la generación distribuida, se modernizaron y ampliaron instalaciones en diversas subestaciones, líneas de transmisión y cables.

Asimismo, se puso en servicio un transformador de 100 megavoltios amperes en la subestación Kilómetro 110 y 3 unidades generadoras de 32 megawatts en las subestaciones Cuautitlán, Coyotepec I y Coyotepec II, con lo cual se obtiene un beneficio adicional, al recuperar la capacidad firme en ellas y contribuir al suministro de energía eléctrica para satisfacer la demanda del Área de Control Central proporcionando el soporte de voltaje necesario en el Sistema Eléctrico de Potencia.
- En el periodo enero-junio de 2007, la **inversión ejercida con recursos PIDIREGAS** ascendió a 7 269.1 millones de pesos, lo que significó un avance de 26.5% de los recursos previstos para todo el año, del monto ejercido el 57.4% se destinó a proyectos de generación y el restante 42.6% a proyectos de transmisión y transformación.
 - En este periodo entraron en operación comercial las centrales termoeléctricas de generación: ciclo combinado Tamazunchale con 1 135 megawatts, conversión de turbo gas a ciclo combinado El Encino con 65.3 megawatts y la central de combustión interna Baja California Sur II con 42.8 megawatts. Además, con la finalidad de utilizar fuentes alternas de generación eléctrica, se puso en operación la eololéctrica La Venta II con una capacidad de 83.3 megawatts y la hidroeléctrica el Cajón con una capacidad de 750 megawatts. La operación de estos proyectos incrementaron la capacidad instalada en 2 076.4 megawatts, con una inversión de 1 618 millones de dólares. También se llevó a cabo la rehabilitación y modernización de la central termoeléctrica Emilio Portes Gil Unidad 4, central ciclo combinado Samalayuca II, central termoeléctrica Puerto Libertad, y ciclo combinado Tula.
 - En construcción se tienen tres centrales de generación con una capacidad total de 1 033.9 megawatts, integradas por la carboeléctrica central ciclo combinado Pacífico con 651.2 megawatts, así como las termoeléctricas central ciclo combinado Baja California con 252.3 megawatts y San Lorenzo (conversión de Turbo Gas a Ciclo Combinado) con 130.4 megawatts.
 - En cuanto a los proyectos de transmisión y transformación, se terminaron ocho paquetes incrementando la capacidad instalada en 1 156.9 kilómetros circuito, 3 490 megavoltios amperes, 887.4 megavoltios amperes reactivos y 140 alimentadores.
 - En proceso de licitación se encuentran dos centrales termoeléctricas con una capacidad de 1 044.6 megawatts: ciclo combinado Agua Prieta II (con campo solar) y la ciclo combinado Valle de México Repotenciación U-2, así como la hidroeléctrica La Yesca con una capacidad de 746.25 megawatts.
 - También está en licitación la Terminal de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado Manzanillo, con una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios.
 - Adicionalmente, se licitó y pusieron en servicio la planta regasificadora de Altamira, en el estado de Tamaulipas, así como el gasoducto que va de la terminal en Altamira a la nueva central termoeléctrica Tamazunchale, que se localiza en San Luis Potosí.

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

- Durante 2007 se programó alcanzar a través del Sistema Eléctrico Nacional una capacidad instalada de generación de 58 679.8 megawatts, cifra que representa un incremento de 4% respecto a lo alcanzado en 2006. Del total el 85% correspondió a CFE, el 2% a LFC y 13% a los permisionarios.
 - Al mes de julio de 2007 la capacidad instalada de energía eléctrica fue de 58 633.2 megawatts, superior en 7.5% a la registrada en el mismo periodo del año anterior.
 - La capacidad instalada (efectiva) de generación de **CFE** y de los Productores Independientes de Energía (PIE) pasó de 47 857.3 megawatts en diciembre de 2006 a 49 834.3 megawatts en julio de 2007, con un crecimiento de 4.1%, equivalente a 1 977 megawatts adicionales.
 - Los productores independientes incrementaron su capacidad instalada en 1 070 megawatts y la CFE lo hizo con 907 megawatts.
 - En el periodo enero-julio de 2007, la capacidad instalada de LFC fue de 1 142.3 megawatts, superior en 263 megawatts a la reportada al mes de julio del año anterior, debido a la entrada en operación de las Centrales Turbogás de Generación Distribuida: Atenco, Ecatepec, Remedios, Victoria, Villa de las Flores, Cuautitlán, Coyotepec 1 y Coyotepec 2 con una capacidad de 256 megawatts y al incrementarse la capacidad de la Unidad 2 de la Central Hidroeléctrica Lerma de 20 a 27 megawatts por cambio de rodete y al reemplazo de tres transformadores y equipo auxiliar del banco T-81-B de 30 megawattios amperes.

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2001-2007

(Megawatts)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-julio		
							2006	2007	Var. % anual
Total^{1/}	42 474.0	45 689.6	51 004.5	53 560.7	53 859.2	56 437.6	54 542.3	58 633.2	7.5
Subtotal CFE y LFC	38 518.8	41 184.3	44 561.1	46 551.6	46 533.5	48 896.6	47 056.1	50 976.6	8.3
CFE^{2/}	37 691.5	40 349.9	43 726.7	45 687.3	45 669.2	47 857.3	46 176.8	49 834.3	7.9
Termoeléctrica	23 496.7	26 161.2	29 421.4	30 496.9	30 473.0	32 645.8	30 965.2	33 779.4	9.1
Productor Independiente ^{3/}	1 455.4	3 495.0	6 755.7	7 264.9	8 250.9	10 386.9	8 770.9	11 456.9	30.6
Hidroeléctrica	9 389.8	9 378.8	9 378.8	10 263.8	10 269.6	10 285.0	10 285.0	11 044.9	7.4
Carboeléctrica	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 600.0	2 600.0	0.0
Geotermoeléctrica	837.9	842.9	959.5	959.5	959.5	959.5	959.5	959.5	0.0
Nucleoeléctrica	1 364.9	1 364.9	1 364.9	1 364.9	1 364.9	1 364.9	1 364.9	1 364.9	0.0
Eoloeléctrica	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	85.5	3786.4
LFC	827.3	834.3	834.3	864.3	864.3	1 039.3	879.3	1 142.3	29.9
Termoeléctrica	598.0	598.0	598.0	598.0	598.0	758.0	598.0	854.0	42.8
Hidroeléctrica	229.3	236.3	236.3	266.3	266.3	281.3	281.3	288.3	2.5
Subtotal permisionarios^{4/}	3 955.2	4 505.3	6 443.4	7 009.1	7 325.7	7 541.0	7 486.2	7 656.6	2.3
Autoabastecimiento ^{5/}	2 302.3	2 798.6	3 135.5	3 678.0	3 929.1	4 109.6	4 054.8	3 245.4	-20.0
Cogeneración ^{5/}	1 135.5	1 132.3	1 423.7	1 426.9	1 510.3	1 563.2	1 563.2	2 594.4	66.0
Usos propios continuos	517.4	559.4	553.8	573.8	555.9	537.8	537.8	486.4	-9.6
Exportación	-	15.0	1 330.4	1 330.4	1 330.4	1 330.4	1 330.4	1 330.4	0.0

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

^{2/} Incluye variaciones de capacidad efectiva en operación de Productores Independientes y de unidades termoeléctricas y geotermoeléctricas.

^{3/} En algunos casos se denomina Productor Externo de Energía (PEEs). Se refiere a capacidad demostrada de generación neta facturada y la puesta en servicio.

^{4/} Corresponde a lo reportado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por los permisionarios en operación. Excluye productor independiente, debido a que ya se considera dentro de CFE la capacidad neta contratada.

^{5/} Incluye proyectos de PEMEX.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y Comisión Reguladora de Energía.

- Por lo que respecta a la capacidad instalada por parte de los permisionarios, durante el mismo periodo ascendió a 7 656.6 megawatts.

- La **generación bruta de energía eléctrica**, en el periodo enero-julio de 2007 ascendió a 152 844.2 gigawatts-hora superior en 4 213.3 gigawatts-hora a la reportada en igual periodo del año anterior.
 - En el periodo enero-julio de 2007, la generación de la **CFE**, ascendió a 132 738.3 gigawatts-hora cantidad superior en 2.7% a la obtenida el mismo periodo de 2006. De este volumen 92 735.2 gigawatts-hora fueron generados por CFE (69.9%) y 40 003.1 gigawatts-hora por los productores independientes (30.1%). La generación se integró en un 67% a base de hidrocarburos, 11% hidráulica, 14% carboeléctrica, 5% nucleoelectrica, 3% geotérmica y 0.1% eoloelectrica. Asimismo, la generación bruta por parte de los permisionarios ascendió a 18 861 megawatts.
 - En el caso de **LFC**, el volumen de generación fue de 1 244.9 gigawatts-hora, cantidad superior en 45.4% a la obtenida en el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a que entraron en operación ocho centrales de generación con una capacidad de 256 megawatts.

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2001-2007

(Gigawatts-hora)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Enero-julio		
							2006	2007	Var. % anual
Total^{1/}	209 073.7	214 382.6	223 893.1	233 984.4	246 267.1	254 910.7	148 630.9	152 844.2	2.8
Subtotal CFE y LFC	196 553.4	200 339.0	202 567.8	207 018.9	217 158.8	223 568.0	130 082.4	133 983.2	3.0
CFE	194 917.5	198 875.6	200 938.7	205 386.9	215 630.0	221 900.2	129 226.2	132 738.3	2.7
Termoeléctricas ^{2/}	134 240.9	143 295.7	148 476.3	147 571.9	152 290.2	157 045.2	92 461.9	89 174.3	3.6
Productor independiente ^{3/}	4 036.4	21 828.6	31 622.5	45 855.5	45 558.8	59 427.8	33 027.2	40 003.1	21.1
Hidroeléctrica	27 810.1	24 277.1	18 992.6	24 154.9	26 851.1	29 327.4	16 646.0	14 299.7	-14.1
Carboeléctrica	18 567.0	16 151.9	16 681.2	17 883.3	18 380.3	17 931.2	10 291.4	18 940.4	84.0
Geotermoeléctrica	5 566.8	5 397.6	6 281.7	6 576.8	7 298.5	6 685.4	3 696.4	4 080.0	10.4
Nucleoelectrica	8 726.3	9 746.6	10 501.5	9 193.9	10 804.9	10 866.2	6 128.2	6 099.1	-0.5
Eoloelectrica	6.5	6.7	5.4	6.1	5.0	44.8	2.39	144.9	5962.8
LFC	1 635.9	1 463.4	1 629.2	1 632.0	1 528.8	1 667.8	856.2	1 244.9	45.4
Termoeléctricas	1 010.7	878.8	868.6	710.5	768.5	690.3	434.1	804.3	85.3
Hidroeléctrica	625.2	584.6	760.6	921.5	760.3	977.5	422.1	440.6	4.4
Subtotal permisionarios^{4/}	12 520.3	14 043.6	21 325.2	26 965.5	29 108.3	31 342.8	18 548.5	18 861.0	1.7
Autoabastecimiento ^{5/}	6 270.1	7 973.4	10 616.9	13 853.3	14 368	15 376.7	9 135.8	8 653.3	-5.3
Cogeneración ^{5/}	4 814.7	4 584.8	6 663.6	7 183.5	7 253.4	7 811.8	4 676.0	5 400.9	15.5
Usos propios continuos	1 435.5	1 485.4	1 536.0	1 506.5	1 391.7	1 222.7	673.8	702.7	4.3
Exportación	-	-	2 508.7	4 422.2	6 095.2	6 931.6	4 062.9	4 104.1	1.0

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con los totales debido al redondeo de las cifras.

^{2/} Termoeléctricas incluye la generación de los Productores Independientes de Energía

^{3/} También se le denomina Productor Externo de Energía (PEEs). Se refiere a generación de energía de productores independientes para el servicio público, entregada en el punto de interconexión.

^{4/} Corresponde a lo reportado a la CRE, por los permisionarios en operación. Excluye productor independiente, debido a que ya se reporta dentro de CFE la generación de energía entregada en el punto de interconexión.

^{5/} Incluye proyectos de PEMEX.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y Comisión Reguladora de Energía.

- Por lo que respecta a infraestructura de transmisión, subtransmisión y distribución para 2007 se programó contar con una infraestructura de 746 807.4 kilómetros. A julio de 2007 la CFE registró una longitud de la red eléctrica de 706 742 kilómetros, por su parte la capacidad instalada de líneas y cables de transmisión de LFC al mismo mes es de 3 610.71 kilómetros, que representa un aumento de 122.29 kilómetros con respecto al mismo periodo de 2006, equivalente al 3.5%.
- En cuanto al comportamiento de la **relación capacidad de generación/margen de reserva/margen de reserva operativo**, es importante señalar, que el objetivo del margen de reserva es el de asegurar

el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Los índices recomendados internacionalmente son del 27% para el margen de reserva^{1/} y del 6% para el margen de reserva operativo^{2/}; cabe señalar, que como la demanda de energía eléctrica no evolucionó conforme a los pronósticos establecidos, al mes de julio de 2007 se han registrado porcentajes superiores al 50% y 20% respectivamente, situación que representa sub-utilización de capacidad de generación de electricidad y costos adicionales para las entidades paraestatales.

- A partir de la modificación a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de diciembre de 1992 a julio de 2007 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado 667 **permisos de generación, importación y exportación de energía eléctrica**, de los cuales, 605 se encuentran vigentes. Estos permisos representan inversiones por 15 605 millones de dólares para la instalación de 23 872 megawatts y una generación anual de energía estimada de 151 782 gigawatts-hora.
 - En el periodo enero-julio de 2007, se otorgaron 94 permisos de generación de energía eléctrica que representaron compromisos de inversión por 1 401 millones de dólares para la instalación de una capacidad de 2 058 megawatts, con una producción anual de energía eléctrica estimada de 11 003 gigawatts-hora.

COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y TARIFAS ELÉCTRICAS

- Se estima que la **cobertura** del servicio de energía eléctrica alcance en 2007 al 97.33% de la población, 0.33 puntos porcentuales mayor a lo registrado en 2006. Actualmente se estima que disponen del servicio de energía eléctrica el 98.8 de la población urbana y el 91.61 de la población rural.
- Durante el periodo enero-julio de 2007, se inició la revisión de la estructura y el nivel de las **tarifas eléctricas** horarias en las diferentes regiones que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), particularmente en lo que se refiere al nivel relativo de los cargos que se aplican al periodo horario de punta en las tarifas de media y alta tensión, siendo éste el periodo del día de mayor demanda en el sistema eléctrico y a la variación que existe en los cargos tarifarios entre las distintas regiones del SIN. Asimismo, inició la revisión de la estructura y procedimiento de aplicación del mecanismo de ajuste mensual que se aplica a las tarifas eléctricas industriales, comerciales y domésticas de alto consumo, mediante el cual se incluyen las variaciones que ocurren en los precios de los combustibles y en los índices de inflación nacional. Se ha puesto especial énfasis en el análisis de los costos de las empresas públicas que prestan el servicio público de energía eléctrica, con objeto de avanzar hacia el objetivo de asegurar niveles tarifarios que permitan generar el ingreso requerido para cubrir los costos relacionados con una operación eficiente de las empresas y elevar la competitividad del suministro eléctrico nacional.
- Se prevé que el **precio-medio** al consumidor final en 2007 será de 1.16 pesos/kilowatt-hora, con un incremento de 0.02 centavos respecto a los 1.14 pesos por kilowatt-hora de 2006. En tanto la relación **precio-costo** será de 0.71, con un aumento de 2.9% respecto al 0.69 reportado en 2006.
 - En la **CFE** el precio medio se estima en 1.14 pesos/kilowatt-hora, con un aumento de 4 centavos respecto al 1.10 pesos/kilowatt-hora de 2006. Mientras que la relación precio-costo en 2007 será de 0.76 puntos, ligeramente mayor a los 0.75 que se registraron en 2006.
 - En la tarifa residencial, se estima una relación precio/costo de 0.46 para 2007, mayor en 0.01 puntos con relación a lo reportado 2006; la comercial y la agrícola se ubicarán en 1.24 y en 0.34, en ese orden con aumentos de 0.02 y 0.03 puntos, en cada caso en relación a lo reportado el año anterior; para las tarifas de servicios e industrial tendrán una relación precio/costo de 0.89 y 0.98, respectivamente, con aumentos de 0.04 y 0.02 puntos respecto a 2006.

^{1/} Se refiere a la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.

^{2/} Se refiere a la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.

TARIFAS Y RELACIÓN PRECIO-COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2001-2007

Concepto	2001			2002			2003			2004			2005			2006			2007 ^{e/}			
	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	CFE	LFC	To- tal ^{5/}	
Total ^{1/}																						
Tarifa ^{2/}	0.61	0.72	0.63	0.70	0.82	0.72	0.82	0.97	0.85	0.93	1.09	0.95	1.00	1.17	1.03	1.10	1.31	1.14	1.14	1.30	1.16	
Precio- costo ^{3/}	0.67	0.48	0.62	0.72	0.49	0.65	0.68	0.54	0.64	0.71	0.52	0.66	0.70	0.53	0.66	0.75	0.53	0.69	0.76	0.53	0.71	
Subsi- dios ^{4/}	39 309 22 866	62 175 38 763	24 557 63 320	51 950 23 822	75 772 55 816	29 453 85 269	63 876 31 111	94 987 62 659	34 155 96 814	62 872 35 704	98 576											

^{1/} Para los años de 2002 a 2007 el cálculo del precio medio, la relación precio costo y los subsidios considera los productos excedentes generados en la tarifa que se aplica al Gobierno Federal.

^{2/} Se refiere a precio medio en Pesos por Kilowatts-hora.

^{3/} El total no incluye ventas inter-organismos (CFE y LFC)

^{4/} Millones de pesos. La suma de los parciales puede no coincidir con los rubros de TOTAL debido al redondeo de las cifras.

^{5/} Con objeto de presentar con mayor precisión la información del sector eléctrico nacional, se estableció conjuntamente con CFE la tarifa total calculada a partir de promedios ponderados y la relación precio-costo de ambas empresas

^{e/} Cifras estimadas. No se establecen metas para el año, por lo cual se reportan los valores esperados.

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

- En **LFC** se estima que el precio medio se ubicará en 1.30 pesos/kilowatt-hora, con una disminución de 1 centavo, respecto a los 1.31 pesos/kilowatt-hora reportados en 2006. La relación precio costo se estima en 0.53, con el mismo nivel observado el año anterior.
 - En los sectores residencial, comercial y agrícola se estima una mejoría en la relación precio/costo al situar su indicador en 0.30, 0.61 y 0.26, respectivamente, con aumentos de 0.02, 0.02 y 0.03 puntos, en ese orden con respecto a 2006. El sector industrial se situará en 0.68, con una ligera disminución de 0.03 puntos con relación a 2006; mientras que el sector servicios registrará el indicador en 0.59, con un decremento de 0.06 puntos.
- En 2007 el total de **subsidios** que el Gobierno Federal otorgará a los consumidores finales, vía tarifas eléctricas, se estima en 98 576 millones de pesos, con una disminución de 1.6% real respecto al año anterior. Por sector de consumo la distribución porcentual del total de subsidios es la siguiente: el doméstico recibirá 67.1% del total; el sector servicios el 3.2%; el agrícola el 7.7%, con una disminución de 5.9% mientras que el industrial participará con el 16.2% del total.
 - Los subsidios que se otorgarán a través de la Comisión Federal Electricidad, vía tarifas eléctricas, serán de 62 872 millones de pesos con una reducción de 3.1% real respecto al año anterior, equivalente a 213 millones de pesos, debido a la disminución de subsidios en las tarifas excepto la doméstica.
 - En el caso de Luz y Fuerza del Centro los subsidios otorgados a usuarios finales se estima serán de 35 704 millones de pesos, cifra superior en 1% real respecto a 2006, es decir en 1 549 millones de pesos.

ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Para 2007 la meta del indicador de **ahorro de energía eléctrica** se estableció en 22 428 millones de kilowatts-hora, superior en 3.4% al ahorro reportado en 2006. En los primeros siete meses de 2007, se logró un ahorro en consumo de energía eléctrica de 12 709 millones de kilowatts-hora, lo que significa un aumento de 8.7% en relación con lo obtenido en el mismo periodo de 2006. Los principales resultados por programa en el periodo enero-julio de 2007 se presentan a continuación:
 - El programa de **Normalización de la Eficiencia Energética**^{1/} constituye el instrumento más eficaz para ahorrar energía eléctrica, al contribuir con el 79.2% del ahorro de energía en el país, que equivale a 10 064 millones de kilowatts-hora en consumo y 1 868 megawatts en demanda diferida

^{1/} Las acciones de normalización de la eficiencia energética permiten el ahorro de energía a través de especificaciones técnicas de observancia obligatoria que regulan los consumos de energía de aparatos y sistemas que ofrecen un mayor potencial de ahorro energético, cuyo costo-beneficio resulta favorable para el país.

para el Sistema Eléctrico Nacional, resultados superiores en 19.1% y en 9.5%, respectivamente en comparación con igual lapso del año anterior, mismos que se lograron por la aplicación de 18 Normas Oficiales Mexicanas.

- Las acciones de **ahorro de energía en instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos** contribuyen en segundo lugar con el ahorro de energía. En los primeros siete meses de 2007 el ahorro fue de 1 248 millones de kilowatts-hora en consumo de electricidad y 302 megawatts en demanda diferida, como resultado de la sustitución de equipos ineficientes por eficientes, capacitación y asistencia técnica especializada y desarrollo de programas internos en las instalaciones para elevar la eficiencia en la operación de procesos.

AHORRO DE ENERGÍA POR PROGRAMAS INSTITUCIONALES, 2001-2007

(Millones de kilowatts-hora)

Concepto	Datos Anuales							Enero-julio		
	Observado						Meta 2007	2006	2007 ^{P/}	Var. %
	2001	2002	2003	2004	2005	2006				
Total	11 306	13 464	15 479	17 578	19 659	21 681	22 428	11 694	12 709	8.7
Normalización de la eficiencia Energética	7 762	9 212	10 806	12 490	14 251	16 065	17 850	8 452	10 064	19.1
Instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos	2 327	2 844	3 209	3 387	3 140	3 242	2 159	1 873	1 248	-33.4
Horario de Verano	933	1 118	1 165	1 287	1 301	1 131	1 200	646	686	6.2
Sector Doméstico	284	290	299	414	967	1 243	1 219	723	711	-1.7

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con datos de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

- Con la aplicación del **Horario de Verano** el ahorro de energía obtenido fue de 686 millones de kilowatts-hora y 564 megawatts en demanda diferida, lo que significó un incremento del 6.2% en ambos casos, respecto a los primeros siete meses de 2006.
- Los programas nacionales y regionales para el ahorro de energía en el **sector doméstico** permitieron a los usuarios domésticos un ahorro de 711 millones de kilowatts-hora en consumo y 384 megawatts en demanda diferida. Estos resultados fueron impulsados por las acciones promovidas a través de los programas de Ahorro Sistemático Integral, de Ahorro de Energía en el Sector Eléctrico, así como por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica y la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).
- Como parte de las acciones en Infraestructura para el desarrollo, la Secretaría de Energía obtuvo un donativo de recursos del Global Environment Facility, (GEF por sus siglas en inglés), a través del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento con el objetivo de impulsar la generación de electricidad con base en fuentes renovables, bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía, Autoabastecimiento y Cogeneración. En ese contexto, se instrumentó el Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala ejecutado por la Comisión Federal de Electricidad, mediante el cual se otorga un incentivo por la generación de electricidad en el desarrollo del proyecto eólico La Venta III, con el que se estima una generación anual de 332.88 gigawatts-hora.
- Con el objetivo de establecer las bases de una estrategia nacional que permita impulsar y fomentar el aprovechamiento de las **energías renovables** en el país, el Gobierno Federal, a través de la CONAE, inició la formulación del Programa Nacional de Energía Renovable. De este último sobresale el diseño de un nuevo programa de alcance nacional para la promoción de los calentadores solares de agua (Procalsol), el cual tiene como meta la instalación de 1 millón 800 mil metros cuadrados de calentadores solares en México.
 - Asimismo, el Programa de Electrificación de Comunidades Remotas, a través de fuentes renovables de energía buscará electrificar 50 mil viviendas en 2 500 comunidades rurales en los estados de Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz. Al respecto, como parte del programa, en febrero del 2007 se dio inicio a

la electrificación de Cacahuatpec en el estado de Guerrero, en donde se utilizaron paneles fotovoltaicos para dotar de energía eléctrica a 250 viviendas.

- Se ha promovido el desarrollo de instrumentos regulatorios más favorables que permitan una mayor participación e incentiven las inversiones, hasta el diseño de esquemas de financiamiento y acuerdos internacionales para investigación, innovación y transferencia tecnológica para el impulso de la utilización de las fuentes de energía renovable. Adicionalmente se promovieron los proyectos de generación eólica en la región de La Ventosa, en Oaxaca, en donde el pasado marzo fue puesta en marcha la central La Venta II con una capacidad de 83 megawatts. La Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través del proceso de la Temporada Abierta, han identificado las necesidades de infraestructura de transmisión para aprovechar el potencial eólico en el Istmo de Tehuantepec, estableciendo los compromisos en firme que las empresas privadas y CFE deberán asumir para la realización de dicha infraestructura.
 - A la fecha CFE tiene cinco centrales generadoras programadas para iniciar operaciones durante los años 2009 y 2010 que ampliarán la capacidad instalada en 505 megawatts: La Venta III, y Oaxaca I, II, III y IV, con una inversión por 689 millones de dólares. Adicionalmente, CFE incluyó en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2007, el proyecto “Red de transmisión asociada al proyecto de Temporada Abierta y a los proyectos eólicos Oaxaca II, III y IV” que incorporará en 2010 la capacidad de generación de las centrales eoloelectricas antes señaladas, así como 1 996 megawatts de centrales de autoabastecimiento. Finalmente, derivado de todo el proceso de Temporada Abierta, se estima que se tendrán inversiones privadas adicionales por 3 mil millones de dólares a partir de octubre de 2007 a junio de 2010.
- Además, este Gobierno, a través de la SENER, ha impulsado el desarrollo de las iniciativas de Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y para el uso de Biocombustibles, mismas que se encuentran actualmente en discusión.
- La actual Administración explora todas las oportunidades de diversificación energética de manera que se considera la posibilidad de incorporación de biocombustibles a la oferta energética nacional y se desarrolla una estrategia para evaluar las ventajas y desventajas de su posible inserción en los sectores energético, agrícola y social; para lograrlo se han desarrollado alianzas estratégicas con los principales actores involucrados y se analizan diferentes escenarios.
- También se estudia el desarrollo de tecnologías emergentes a través del fortalecimiento y vinculación con los institutos de investigación del sector, como es el caso de la gasificación de carbón, los biocombustibles de segunda y tercera generación así como los hidratos de metano, el hidrógeno y las celdas de combustible.

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD

- La **capacidad instalada por trabajador de generación** de CFE para el periodo enero-julio de 2007 fue de 2.31 megawatts/trabajador, variación favorable en 1.8% respecto al mismo periodo de 2006 que fue de 2.27 megawatts/trabajador. En LFC la capacidad instalada por trabajador de generación representó 1.90 megawatts/trabajador, mayor en 11.8% respecto al registrado para el mismo periodo del año 2006 (1.70).
- En CFE al cierre del año 2006 las **pérdidas de energía** como porcentaje de su energía neta, representaron un 10.87%, y para el período enero-julio de 2007 el indicador fue de 10.25. En LFC las pérdidas se ubicaron en 32.68%, debido principalmente al aumento de pérdidas no técnicas (conexiones ilegales y alteración de medidores) por lo que se continúa con el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas.
- El **tiempo de interrupción** en CFE tuvo un valor al cierre de 2006 de 100.8 y para el mes de julio de 2007 fue de 109.81 minutos/usuario. En LFC en el periodo enero-julio de 2007 el indicador fue de 64.85 minutos/usuario.
- Las **inconformidades** presentadas por cada mil usuarios de CFE al cierre del período de enero a julio de 2007 ascendieron a 5.37 usuarios por cada mil. En LFC el indicador se ubicó en 11.28 quejas por cada mil usuarios.
- En CFE el **tiempo de conexión a usuarios nuevos** durante el período de enero a julio de 2007 fue de 1.10 días, y en LFC fue de 5.16 días.