

2.12 ENERGÍA: HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD

OBJETIVO: ASEGURAR UN SUMINISTRO CONFIABLE, DE CALIDAD, Y A PRECIOS COMPETITIVOS DE LOS INSUMOS ENERGÉTICOS QUE DEMANDAN LOS CONSUMIDORES

SECTOR HIDROCARBUROS

ESTRATEGIA: FORTALECER LAS ATRIBUCIONES RECTORAS DEL ESTADO SOBRE LAS RESERVAS Y LA ADMINISTRACIÓN ÓPTIMA DE LOS RECURSOS, PROCURANDO EQUILIBRAR LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS

Avances de la Reforma Energética

- Como parte del proceso de instrumentación de la Reforma Energética, la **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)** llevó a cabo las siguientes acciones:
 - El 30 de junio de 2010, la CNH aprobó los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas probadas de hidrocarburos y dio el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones de reservas probadas de hidrocarburos.
 - El 30 de septiembre aprobó los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas 2P y 3P de hidrocarburos correspondientes a las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste y Sur, elaborados por PEMEX al 1 de enero de 2010, en cuanto a las cifras remitidas a nivel región dio el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones de las reservas 2P y 3P realizadas por los Terceros Independientes.
 - En septiembre de 2010 se emitieron los Dictámenes **Relativos a la Aprobación de los Reportes de Evaluación o Cuantificación de las Reservas 1P, 2P y 3P de Hidrocarburos al 1 de enero de 2010 elaborados por Petróleos Mexicanos y al Visto Bueno a los Reportes Finales de las Certificaciones de las mismas Realizadas por Terceros Independientes.** En tanto, continúan los trabajos para la resolución de las reservas al 1 de enero de 2011.
 - El 14 de diciembre de 2010, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los **Lineamientos que Regulan el Procedimiento de Dictaminación para la Aprobación de los Reportes de Evaluación o Cuantificación de las Reservas de Hidrocarburos Elaborados por Petróleos Mexicanos y el Visto bueno a los Reportes Finales de las Certificaciones Realizadas por Terceros Independientes,** los cuales son de observancia obligatoria para Petróleos Mexicanos (PEMEX) y tienen por objeto regular el procedimiento anual por el que la CNH dictaminará y, en su caso, aprobará los reportes de evaluación o cuantificación de reservas remitidos por dicho organismo, y dará el visto bueno a los reportes finales de los terceros independientes que certifiquen las reservas de hidrocarburos.
 - Para cumplir con las **Disposiciones Técnicas para Evitar o Reducir la Quema y el Venteo de Gas en los Trabajos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos,** se establecieron los límites máximos o techos al venteo y quema de gas asociado anuales a nivel nacional; así como los Programas de Obras, Inversiones y Mantenimientos para evitar o reducir la quema y venteo de gas y un manifiesto donde los activos integrales se comprometen a cumplir con sus programas mensuales:
 - En 2010, la CNH consideró como límite máximo de quema y venteo de gas asociado 161 millones de pies cúbicos diarios promedio sin considerar Cantarell, en tanto que los programas de trabajo de los activos en promedio fue de 139 millones de pies cúbicos diarios. Al finalizar el año, sin considerar Cantarell, el promedio observado fue de 140 millones de pies cúbicos diarios, superior a la meta anual establecida al disminuir la quema de gas en 13%.
 - En 2011, el techo nacional establecido por la CNH es de 154 millones de pies cúbicos diarios sin considerar Cantarell y los manifiestos presentados por los activos estiman la quema y venteo de gas de 110 millones de pies cúbicos diarios. Al mes de junio, el promedio de quema y venteo de gas natural sin Cantarell fue de 113 millones de pies cúbicos diarios.
 - Con base en los **Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y su Dictamen,** publicados el 21 de diciembre de 2009 y que establecen los elementos técnicos para el diseño de los proyectos de Pemex Exploración y Producción que serán considerados por la CNH para emitir el dictamen técnico correspondiente:
 - A junio de 2011 se realizó la verificación documental de 63 proyectos de exploración, explotación e integrales en ejecución, incluyendo siete del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, así como las asignaciones petroleras contenidas en éstos.
 - Se aprobaron favorablemente con condicionantes, los Dictámenes Técnicos de los Proyectos de Explotación Agua Fría-Coapechaca y Poza Rica; los proyectos: Exploración Campeche Oriente,

Evaluación del Potencial Reforma Terciario e Incorporación de Reservas Simojovel, el Golfo de México Sur Primera Etapa; así como, el Proyecto Integral Cuenca de Macuspana.

- El **Comité de Apoyo Técnico sobre el Potencial de Hidrocarburos de México**, se ha reunido desde septiembre de 2010 para determinar el potencial petrolero del país (descubierto y no descubierto) y los volúmenes de hidrocarburos que el país podría producir a partir de ese potencial con el propósito de aportar a la sociedad y a las autoridades elementos de juicio que permitan el óptimo aprovechamiento de los recursos petroleros del país y para establecer una nueva metodología de evaluación del potencial con base en las mejores prácticas internacionales.
 - Entre agosto de 2010 y marzo de 2011 se emitieron las opiniones favorables con recomendaciones sobre los **Permisos de Exploración Superficial relacionados con los Estudios Sísmicos Yoka Butub 3D, Ixic 3D y Tzumat 3D** como parte de los esfuerzos para incorporar nuevas reservas de hidrocarburos existentes en aguas territoriales del Golfo de México.
- En el caso de PEMEX, los avances realizados en el periodo septiembre de 2010-agosto de 2011 dentro de la instrumentación de la **Reforma Energética** fueron los siguientes:
 - En noviembre de 2010, el Consejo de Administración de PEMEX aprobó los **Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción** para una primera ronda de licitación en tres áreas de campos maduros de la Región Sur: Santuario, Carrizo y Magallanes.
 - Este tipo de contrato contribuirá a la generación de valor y permitirá incrementar la capacidad de ejecución -a través de esquemas rentables y competitivos- en campos maduros, Chicontepec y aguas profundas.
 - Bajo este esquema de contratación se mantiene en todo momento el dominio directo de la Nación sobre las reservas y la producción de hidrocarburos.
 - El 14 de diciembre de 2010, el Consejo de Administración aprobó las Normas, Bases, Lineamientos y Procedimientos para la Administración del Patrimonio de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como los Lineamientos en Materia de Control Interno de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
 - En marzo de 2011, conforme al Artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentó al Congreso de la Unión, por conducto de la Secretaría de Energía (SENER), el Informe Anual 2010 de PEMEX, mismo que se publicó en su página de *Internet*.
 - Como un apartado del Informe Anual 2010 de PEMEX y en cumplimiento al último párrafo del Artículo 13 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentó el primer informe semestral sobre los avances de la Estrategia de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.
- **Acciones realizadas a través de la Estrategia Nacional de Energía**
 - El 28 de septiembre de 2010, se publicó en el DOF, el Acuerdo mediante el cual se integra el Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos, en cumplimiento del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. El sistema tiene por objetivo sistematizar y mantener actualizada la información relevante en la materia, en los siguientes registros administrativos de naturaleza declarativa: registro petrolero; catastro petrolero; registro de reservas de hidrocarburos y; registro de información geológica.
 - El 2 de noviembre de 2010 se publicaron las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Asignaciones Petroleras, regulación de observancia obligatoria para PEMEX, que establece, entre otros, los siguientes elementos normativos:
 - Determinar los procedimientos específicos para otorgar, modificar, rehusar, revocar y cancelar asignaciones petroleras para realizar actividades de exploración y explotación petrolera.
 - Desarrollar un proceso específico para los supuestos de otorgamiento o modificación de Asignaciones Petroleras a iniciativa de la SENER, sin que medie solicitud de PEMEX.
 - Establecer el contenido mínimo de un título de asignación, lo que comprende, entre otros elementos la identificación del área asignada; una descripción de los proyectos de exploración y explotación a realizarse; el listado de los trabajos que requieran autorización de la SENER; los términos y condiciones que regirán la actuación del asignatario; así como el plazo de vigencia, los criterios conforme a los cuales se deberá solicitar una modificación a dicho título cuando existan o se prevean desviaciones significativas; y los elementos que deberán contener los reportes anuales relacionados con el desarrollo de los trabajos objeto de la Asignación Petrolera.
 - El 19 de noviembre de 2010 se publicaron las **Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia del Proceso para la Publicación y Registro de las Reservas de Hidrocarburos**, que establecen la entrega de información relacionada con las reservas de hidrocarburos por parte de la CNH y el procedimiento de registro y publicación de esa información.

- El 21 de enero de 2011 se publicaron los **Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la Implementación de sus Sistemas de Seguridad Industrial**, con el fin de establecer los requerimientos generales que deberán observarse.
 - El 25 de febrero de 2011, el Ejecutivo Federal presentó al Congreso de la Unión, la Estrategia Nacional de Energía, para su ratificación en los términos del Artículo 33, fracción VI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
 - El 30 de marzo de 2011 se publicaron las **Disposiciones para llevar a cabo la Distribución y Comercialización de Petrolíferos**, que establecen los términos y condiciones a los que deberán sujetarse PEMEX y sus Organismos Subsidiarios para llevar a cabo dichas actividades, en las que se establece, entre otros aspectos, la sujeción de la venta de petrolíferos a las especificaciones y características que se establezcan en las normas oficiales mexicanas; los casos en los que los organismos subsidiarios, podrán negar, de manera parcial o total, la Venta de Primera Mano y, en su caso, los servicios de transporte, almacenamiento y distribución; y la creación de un sistema que permita garantizar que la distribución de los petrolíferos, así como su expendio, se realice en términos de lo establecido en el Artículo 14 Bis de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- **Reservas de hidrocarburos**
 - **Las reservas totales de hidrocarburos**^{1/} 3P^{2/} (probadas, probables y posibles) al 31 de diciembre de 2010 ascendieron a 43,073.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De estas reservas 13,796 millones de barriles fueron probadas, 15,013.1 millones de barriles probables y 14,264.5 millones de barriles posibles.
 - Las Cuencas del Sureste continúan aportando gran cantidad de volúmenes de reservas nuevas, (con 1,380.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P), corroborando con ello el gran potencial petrolero terrestre y en Aguas Territoriales del Golfo de México. Las cuencas de gas no asociado, por su parte, continúan registrando descubrimientos que les permitirán mantener su plataforma de producción.
 - En la porción marina de las Cuencas del Sureste se adicionaron 1,032.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, que significó 71.8% de la incorporación total 3P. Sobresalen los pozos Tsimin-1DL y Xux-1 de gas y condensado y Utsil-1 de aceite pesado.
 - Otros descubrimientos relevantes se dieron en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, donde se incorporaron reservas 3P por 347.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Destacan los realizados con los pozos Bricol-2DL, Palapa-301, Pachira-1 y Brillante-1, todos de aceite volátil.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y TASA DE RESTITUCIÓN, 2001-2010

Año	Reservas ^{1/} (Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)			Incorporación de reservas 3P por descubrimientos (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)	Tasa de restitución (%)	
	1P	2P	3P		Reservas 3P por descubrimientos	Integrada de reservas probadas 1P ^{2/} (%)
2001	30.8	42.7	53.0	215.7	14.4	n. d.
2002	20.1	37.0	50.0	611.8	40.6	n. d.
2003	18.9	34.9	48.0	708.8	44.7	25.5
2004	17.6	33.5	46.9	916.2	57.0	22.7
2005	16.5	32.3	46.4	950.2	59.2	26.4
2006	15.5	30.8	45.4	966.1	59.7	41.0
2007	14.7	29.9	44.5	1,053.2	65.7	50.3
2008	14.3	28.8	43.6	1,482.1	102.1	71.8
2009	14.0	28.2	43.1	1,773.9	128.7	77.1
2010 ^{3/}	13.8	28.8	43.1	1,437.8	103.9	85.8

^{1/} Al 31 de diciembre de cada año. Se define 1P como reserva probada; 2P es la suma de reserva probada más probable; y 3P es la suma de reserva probada más la probable más la posible.

^{2/} Se refiere al resultado de dividir la suma del volumen de hidrocarburos por descubrimiento, más desarrollos y delimitaciones, más revisiones entre la producción extraída en un periodo de tiempo determinado.

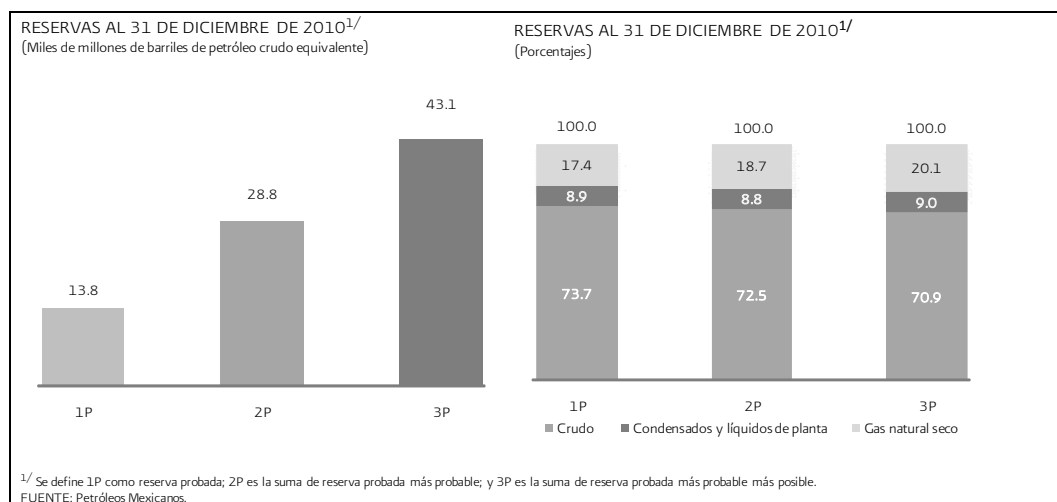
n. d. No disponible.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

^{1/} La evaluación de reservas probadas, al igual que en años anteriores, se realizó de acuerdo con las definiciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos y consideró las nuevas disposiciones, vigentes a partir del 1 de enero de 2010, entre las que destacan la evaluación de reservas con precios promedio de aceite y gas del año inmediato anterior, calculados con base en los valores registrados al primer día de cada mes. En cuanto a las reservas probables y posibles, éstas fueron estimadas de acuerdo con las definiciones emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), por los comités del *World Petroleum Council* (WPC) y la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), entre otros.

^{2/} Se define 1P como reserva probada; 2P es la suma de reserva probada más probable; y 3P es la suma de reserva probada más probable más posible.

- En la Región Norte resalta el hallazgo efectuado en la Cuenca de Veracruz a través del pozo Rabel-1, el cual resultó productor de gas seco con una reserva total de 142.1 miles de millones de pies cúbicos.
- La **tasa de restitución integrada de reservas probadas (1P)**^{1/} que incluye adiciones, revisiones y desarrollos alcanzó 85.8%, cifra que supera las expectativas de inicio de año y que resulta ser la más alta registrada por Pemex-Exploración y Producción desde la adopción, en 2002, de los lineamientos de la *Securities and Exchange Commission* (SEC). Esto es resultado de la estrategia para reducir la declinación de las reservas probadas que tiene como objetivo alcanzar la meta de una tasa de restitución de 100% en el año 2012, es decir, al 1 de enero de 2013.
- La **relación reserva-producción**, es de 10 años para las reservas probadas, 20.8 años para las reservas 2P y de 31.1 años para las reservas 3P, datos que fueron calculados considerando una producción de 1,384.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Estos valores se estiman considerando una producción constante, sin tomar en cuenta reclasificaciones e incorporaciones por descubrimientos futuros, situaciones improbables de ocurrir en actividades de exploración y producción.



- Con respecto a 2009, las **reservas probadas** como resultado de la estrategia implementada por PEMEX para reducir su declinación, presentaron una reducción neta de 196 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la menor desde la adopción de los lineamientos de la SEC en 2002 y atribuible a la extracción de hidrocarburos de 1,384.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2010. Los descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones aportaron 1,188.1 millones de barriles que compensaron parcialmente el efecto de la producción del periodo.
- Para las **reservas 2P**, se tuvo un incremento de 580.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente sobre todo por el volumen de incorporación de reservas, las reclasificaciones de posible a probable, así como los incrementos de reserva por comportamiento de los campos. Para la **reserva 3P** se tuvo una reducción de 1.1 millones de barriles debido a la producción de 2010, año importante no sólo por el volumen de reservas nuevas por descubrimientos, sino también, por los resultados positivos en la perforación de pozos de desarrollo que permitieron reclasificar reservas probables y posibles como probadas.

ESTRATEGIA: FORTALECER LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS, LA MODERNIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN, EL INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, SUMINISTRO Y TRANSPORTE, Y EL DESARROLLO DE PLANTAS PROCESADORAS DE PRODUCTOS DERIVADOS Y GAS

- El **Programa de Inversiones de PEMEX** en este Gobierno se ha fortalecido para impulsar el desarrollo de proyectos estratégicos en toda la cadena de valor que le permitan elevar la rentabilidad social y financiera de sus inversiones, garantizar la oferta de insumos energéticos, a precios competitivos, con calidad y con criterios de sustentabilidad ambiental.
- En 2011, la **inversión pública** aprobada en flujo de efectivo para PEMEX fue de 286,337.9 millones de pesos, lo que representa un incremento en términos reales de 2.5%^{2/} con relación a la ejercida en

^{1/} La tasa de restitución de reservas probadas integrada, se determina mediante la relación de la variación neta de reservas probadas entre la producción del periodo, donde dicha variación es originada por adiciones (descubrimientos y delimitaciones), revisiones y desarrollos.

^{2/} El deflactor empleado en la variación real para el periodo 2010-2011 es 1.040 conforme a lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2011.

2010; de este monto, 95.8% correspondió a obra pública y 4.2% a la adquisición de bienes muebles e inmuebles.

- De enero a junio de 2011, la inversión ejercida por PEMEX fue 90,373.9 millones de pesos, 24.3% inferior en términos reales a la de igual periodo de 2010, como resultado de la reprogramación de actividades hacia el segundo semestre de 2011 de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, y Pemex-Petroquímica, así como a la reducción en el pago de obligaciones en dólares por la apreciación del tipo de cambio respecto al presupuestado.
 - De inversión presupuestaria corresponden 90,373.7 millones de pesos y 0.2 millones de pesos provienen del Fondo de Ingresos Excedentes (FIEX).
- Adicionalmente, se han tenido impactos en el Programa de Contrataciones para la implementación del nuevo régimen de la Ley de PEMEX, ya que el marco normativo y administrativo correspondiente se encuentra en proceso de definición.
 - Considerando las circunstancias prevalecientes al primer semestre de 2011 en los programas operativos y de inversión, el ejercicio del gasto de inversión en PEMEX asciende a 99% del monto reprogramado para el periodo enero-junio de 2011. Los detalles del avance de la inversión en los principales proyectos se presentan más adelante.
- Entre enero de 2007 y junio de 2011 la inversión pública de PEMEX ascendió a 1,221.2 miles de millones de pesos^{1/} con un incremento de 81.2% real con relación a la registrada en igual periodo del sexenio pasado comprendido entre enero de 2001 y junio de 2005.

INVERSIÓN PÚBLICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA, 2007-2011^{1/} (Millones de pesos en flujo de efectivo)

Concepto	Datos Anuales					Enero-Junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011	Variación real% ^{2/} anual
Total^{3/}	169,270.8	236,293.4	251,882.4	268,599.3	286,337.9	115,502.7	90,373.9	-24.3
PRESUPUESTARIA^{4/}	166,716.9	235,960.5	251,409.8	268,514.5	286,337.9	115,502.7	90,373.7	-24.3
Exploración y Producción	146,953.8	211,021.6	226,401.4	239,408.8	243,638.9	107,307.5	79,624.5	-28.2
Refinación	15,642.1	18,653.5	18,486.0	22,550.7	32,415.7	4,859.3	8,603.1	71.3
Gas y Petroquímica Básica	2,968.1	4,433.9	3,912.6	3,887.3	5,194.4	1,933.0	1,443.5	-27.8
Petroquímica	925.6	1,412.2	2,049.8	2,462.1	3,303.0	1,310.6	568.6	-58.0
Corporativo	227.2	439.3	560.0	205.6	1,785.8	92.4	133.9	40.2
FONDO PARA LA INVERSIÓN DE PEMEX^{5/}	2,553.9	332.9	472.6	84.9	-	-	0.2	-
Exploración y Producción	1,039.1	2.8	400.6	-	-	-	0.2	-
Refinación	277.5	20.4	40.2	84.9	-	-	-	-
Gas y Petroquímica Básica	1,026.8	105.8	28.6	-	-	-	-	-
Petroquímica	210.6	203.9	3.1	-	-	-	-	-

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

^{2/} De acuerdo con el deflactor 1.0338 del Índice Nacional de Precios al Consumidor.

^{3/} Corresponde a la inversión total impulsada más la amortización PIDIREGAS presupuestaria y la correspondiente a los fondos de inversión. Para fines de comparación, con los ejercicios de 2009 en adelante, a los montos de 2007 y 2008, se sumó la amortización PIDIREGAS. En 2007, la amortización total fue 53,383.5 millones de pesos y para 2008 ascendió a 48,836.7 millones de pesos.

^{4/} A partir de 2009, el esquema de financiamiento PIDIREGAS se eliminó conforme al Artículo 32 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. A partir de ese año, el ejercicio de la inversión de esos proyectos forma parte de la inversión presupuestaria del Gobierno Federal. En 2007 y 2008 incluye recursos PIDIREGAS por 151,697.7 millones de pesos y 212,520.8 millones de pesos, respectivamente, al tipo de cambio de cierre de cada año.

^{5/} Incluye los fondos siguientes: Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI), Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE), de Ingresos Excedentes (FIEX), de Excedentes (FEX) y de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos (FEIIP).

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- **Pemex-Exploración y Producción** erogó en el primer semestre de 2011, una inversión de 79,624.7 millones de pesos, 28.2% menor en términos reales con respecto a los primeros seis meses de 2010; de este monto 79,624.5 millones de pesos provienen de inversión presupuestaria y 0.2 millones de pesos del FIEX. Dicho nivel de inversión se debió, principalmente, al retraso en la instalación de la plataforma recuperadora de pozos en Cantarell y en la construcción del gasoducto en Ku-Maloob-Zaap y en Aceite Terciario del Golfo, durante el primer trimestre de 2011. Los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Antonio J. Bermúdez ejercieron 77.5% del total de la inversión del organismo subsidiario en el periodo. A continuación se presentan los avances registrados en cada uno de dichos proyectos.
- **Cantarell:** Se ejercieron 17,270.5 millones de pesos. Destaca la terminación de nueve pozos de desarrollo y la instalación de la plataforma recuperadora de pozos Kambesah. Su objetivo consiste en recuperar el volumen de reservas e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos y

^{1/} A pesos de junio de 2011.

avanzar en el programa de mantenimiento de presión, perforación de desarrollo, además de asegurar la integridad del personal e instalaciones y proteger al medio ambiente.

- **Programa Estratégico de Gas:** Se invirtieron 12,429.1 millones de pesos. Con este proyecto se pretende desarrollar un plan integral de exploración y explotación que aproveche oportunidades para incrementar significativamente la oferta de gas natural en el mediano y largo plazos, a fin de satisfacer la demanda interna y reducir las importaciones. Entre las principales obras terminadas en el primer semestre de 2011 destaca un pozo exploratorio y 11 de desarrollo en el Activo Integral Veracruz, cuatro pozos de desarrollo en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc y dos pozos de desarrollo en cada uno de los activos integrales Múspac, Macuspana y Litoral de Tabasco.
 - **Ku-Maloob-Zaap:** Se erogaron 11,525 millones de pesos que permitieron terminar cinco pozos de desarrollo, por otra parte, está en construcción una plataforma de energía eléctrica en Zaap-C y una de perforación en Maloob-D. El objetivo es recuperar reservas de crudo y gas, mediante la optimización del desarrollo de los campos Ku-Maloob-Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil y Pit, considera un esquema de mantenimiento de presión por medio de inyección de nitrógeno, y el desarrollo integral de la infraestructura que permita el manejo de la producción de crudos extra pesados característicos de estos campos.
 - **Aceite Terciario del Golfo:** Tiene como propósito acelerar la recuperación de las reservas de hidrocarburos (2P) y maximizar el valor económico del Paleocanal de Chicontepec, adicionalmente aportará gas asociado húmedo dulce. Se invirtieron 7,345.1 millones de pesos, que se destinaron a la terminación de 246 pozos de desarrollo, además iniciaron las pruebas piloto de recuperación secundaria y mejorada con la inyección continua e intermitente de bióxido de carbono, cuyos resultados están en evaluación para el diseño de más pruebas.
 - **Burgos:** Se destinaron 7,873.7 millones de pesos, con los que se terminaron 81 pozos de desarrollo y 11 pozos exploratorios, cuatro gasoductos de 12 a 30 pulgadas de diámetro con una longitud total de 129.7 kilómetros, así como la construcción del Centro de Manejo de Líquidos de Nejo y el Centro de Acondicionamiento de Gas de Nejo-3. El objetivo del proyecto es desarrollar el potencial productivo de las cuencas de Burgos y Sabinas, así como el área de Piedras Negras en la zona norte del país, para fortalecer la oferta de gas natural.
 - **Complejo Antonio J. Bermúdez:** Se ejercieron 5,292.7 millones de pesos. Destaca la terminación de dos gasoductos de 36 pulgadas de diámetro del área Oxiacaque-Cunduacán y la terminación de siete pozos de desarrollo. El objetivo es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorar el factor de recuperación de los yacimientos, asegurar la continuidad de la operación de sus campos y maximizar el valor económico de su explotación.
- **Pemex-Refinación** en el periodo enero-junio de 2011 realizó inversiones por 8,603.1 millones de pesos, 71.3% mayor en términos reales respecto a igual periodo de 2010. Estos recursos se destinaron a proyectos como calidad de combustibles, mantenimiento de la capacidad de producción de las seis refinerías y tren energético de la Refinería de Salamanca, entre otros. Los principales proyectos ejecutados en el primer semestre de 2011 son los siguientes:
- **Proyecto calidad de combustibles.** Se erogaron 4,352.2 millones de pesos (incluye 335.9 millones de pesos para el estudio de preinversión para ingenierías básicas), con el fin de dar cumplimiento a la NOM-086 relativa a la calidad de los combustibles mediante las siguientes dos fases:
 - **Fase gasolinas,** tiene el propósito de producir gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA). Durante los primeros seis meses de 2011 continuó la colocación de órdenes de compra de los equipos principales, así como la recepción de equipos auxiliares y sus pruebas. Por refinería se tuvieron los siguientes avances: En **Tula** y **Salamanca** se realizó el estudio de análisis de riesgo y operatividad (HAZOP, por sus siglas en inglés); en **Cadereyta** y **Madero** continúan los trabajos en el rack central y el hincado de pilotes, entre otros; en **Minatitlán** y **Salina Cruz** concluyó el desarrollo de la ingeniería básica de la unidad regeneradora de aminas, se recibieron los reactores de pulido y otros materiales.
 - **Fase diesel,** tiene como propósito producir diesel UBA. Durante 2011 continúa la elaboración de la ingeniería básica extendida para los procesos de diesel UBA y la ingeniería conceptual fuera de límites de batería (OSBL, por sus siglas en inglés) de las refinerías de Tula, Salamanca, Madero, Minatitlán y Salina Cruz; la ingeniería básica de aguas amargas para Tula, Salamanca, Madero y Salina Cruz; el complemento de la ingeniería OSBL en Cadereyta, y los trabajos de integridad mecánica en las hidrodeshulfuradoras de Salina Cruz y continúan los trabajos de selección de tecnología para una planta de hidrógeno con el Instituto Mexicano del Petróleo en la refinería de Salina Cruz.
 - **Reconfiguración de la refinería de Minatitlán.** Se invirtieron 1,188.3 millones de pesos, 3% más en términos reales, respecto al periodo enero-junio de 2010. En julio de 2011 concluyó la etapa de

construcción de este proyecto; las plantas que lo integran se encuentran en operación, o en etapa de arranque y estabilización^{1/}.

- **Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México.** Se ejercieron 296.8 millones de pesos, monto menor en 39.5% en términos reales respecto al primer semestre de 2010. Con la realización de este proyecto, se garantizará el suministro de combustibles a la zona metropolitana del Valle de México. Sobresale la conclusión de la primera etapa del poliducto, con una longitud de 21.85 kilómetros, lo que permitió elevar de 110 a 120 mil barriles diarios la capacidad de transporte por poliducto; la actualización de tres estaciones de bombeo, de la que se concluyeron dos paquetes y la instalación del sistema de energía ininterrumpible, además, se alcanzó 97% de avance en los trabajos de instrumentación, monitoreo y control automático; en la estación de bombeo Beristain iniciaron los trabajos para la instalación de dos paquetes de turbinas de gas en junio de 2011.
 - **Construcción de la nueva refinería de Tula.** Se ejercieron 7.4 millones de pesos en el estudio de preinversión. El proyecto tiene como objetivo principal ampliar la capacidad de refinación para incrementar la oferta de destilados y disminuir las importaciones^{1/}.
 - **Reconfiguración de la refinería de Salamanca.** Se ejercieron 52.3 millones de pesos, que incluye 14.2 millones de pesos del estudio de preinversión. Este proyecto se encuentra en la etapa de contratación de ingenierías y de la planta de hidrógeno.
- Al mes de junio de 2011, **Pemex-Gas y Petroquímica Básica** realizó inversiones por 1,443.5 millones de pesos, cifra menor en 27.8% real con relación a igual periodo anterior. El nivel de inversión obedece principalmente al atraso en los trabajos que se desarrollan en la planta criogénica del Complejo Procesador de Gas Poza Rica, en la rehabilitación de turbocompresores de las criogénicas 1 y 2 del Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, y en la procura y construcción del sistema de agua contra incendio en este último complejo. Los avances fueron los siguientes:
- Continuó la construcción de la **planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica**, en la que se ejercieron 498.9 millones de pesos. Una vez concluida la planta, se espera obtener un volumen de procesamiento de 200 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo dulce del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Dicha obra contempla una planta fraccionadora de licuables, dos esferas de almacenamiento de 20 mil barriles cada una; y se invirtieron 38.2 millones de pesos para la conservación operativa en ese complejo.
 - Concluyó la ingeniería básica y se registra un avance de 95% en la ingeniería de detalle; destaca la llegada a la planta de equipo crítico (torre desbutanizadora, compresor-expansor, turbocompresores e intercambiador de calor); además de que continúan los trabajos de construcción, inspección y prueba de los tanques esféricos de almacenamiento, así como los preparativos para el montaje de equipo eléctrico, entre otros.
 - Entre enero y junio de 2011 se han erogado 120.3 millones de pesos para la **construcción de libramientos, rehabilitaciones, adquisiciones y mantenimiento integral de ductos**, cifra menor en 30.6% real a lo ejercido en igual lapso de 2010. La estación de compresión Emiliano Zapata y el libramiento a Jalapa servirán para incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana. La estación de compresión está concluida, mientras que para los trabajos de interconexión del libramiento Cempoala-Santa Ana, se dio el fallo favorable, sin embargo, el proceso se suspendió por inconformidad de un tercero; al cierre de junio se estaba integrando la documentación para iniciar un nuevo proceso de licitación pública.
 - Se avanza en la construcción, por parte de un tercero, de la primera **planta de cogeneración de energía eléctrica a gran escala** (300 megawatts) en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, a efecto de suministrar energía eléctrica al propio complejo y disponer de excedentes para otras instalaciones de PEMEX. Adicionalmente la planta generará de 550 a 800 toneladas-hora de vapor y se integrará al Sistema Eléctrico Nacional.
 - En el primer semestre de 2011 concluyó el montaje de los paneles exteriores de los recuperadores de calor (1 y 2) y de los domos de alta y baja presión; continúa el montaje de los recuperadores de calor y de los turbogeneradores, así como los trabajos de obra civil del camino de acceso e instalación del drenaje pluvial en la subestación eléctrica de la central de cogeneración, el montaje de estructuras del rack de integración y las actividades de prefabricado de los arreglos para las líneas de gas etano, gas residual de alta presión y gas de regeneración; las actividades de armado en los tanques de agua desmineralizada y condensada, y de servicios. El terremoto y el Tsunami en Japón, y las tormentas en Colombia podrían afectar el tiempo de entrega de los generadores y de los transformadores, sin embargo, el avance del proyecto es de 65%.

^{1/} Los avances en la construcción de la nueva refinería de Tula y en la reconfiguración de la refinería de Salamanca se presentan en el tema relativo a modernizar y ampliar la capacidad de refinación de este mismo documento.

- **Etileno XXI.** Con este proyecto se promueve la construcción de un complejo petroquímico de clase mundial mediante la inversión privada. El proyecto incluye la creación y operación de una planta de desintegración térmica de etano (*cracker*) con una capacidad de hasta un millón de toneladas anuales para la producción de etileno y sus derivados, y se prevé que la construcción inicie hacia el último trimestre de 2011 y finalice en 2014.
- **Pemex-Petroquímica.** De enero a junio de 2011, erogó 568.6 millones de pesos, 58% menos en términos reales que en igual periodo del año anterior. Este nivel de inversión se debió, especialmente, al retraso en el desarrollo de la ingeniería del tren de aromáticos de La Cangrejera, que provocó un desfase en las actividades de construcción.
 - Para la realización del proyecto “modernización y ampliación del tren de aromáticos del Complejo Petroquímico La Cangrejera” se destinaron 264.1 millones de pesos, para incrementar el rendimiento de productos de alto valor y satisfacer la demanda de paraxileno y benceno. Al cierre de junio de 2011, el IPC-1 está en ejecución y comprende la construcción de una unidad de proceso CCR *Platformig*; el IPC-2 se encuentra en integración de los documentos del FEL I^{1/}, e incluye los procesos de producción de benceno y xilenos (Tatoray), recuperación de xilenos (Parex) y renovaciones de las plantas (*revamps*).
 - Durante el periodo enero-junio de 2011, se ejercieron 37.8 millones de pesos para el sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano, y 30.8 millones de pesos en la ampliación y modernización de la cadena de derivados del etano I, ambos proyectos en el Complejo Petroquímico Morelos.
- El **Corporativo de PEMEX**, ejerció 133.9 millones de pesos, 40.2% mayor en términos reales a lo erogado en los primeros seis meses de 2010, debido a que en dicho año se tuvieron diversos retrasos en el ejercicio de los recursos, particularmente en los trámites de contratación de servicios relacionados con obra y adquisición de bienes. Los recursos se destinaron principalmente al equipamiento y renovación de unidades médicas (70.9% del total); equipo, instrumentos y accesorios para suministro y mantenimiento de servicios (20.2%); programa de adquisiciones de los Centros de Desarrollo Infantil (1.5%); módulo de acceso (1.5%) y sustitución de elevadores en el Centro Administrativo (1.5%); entre otros proyectos (4.4%).
- **Resultados de operación**
 - Durante el primer semestre de 2011, la adquisición de información **sísmica tridimensional (3D)** totalizó 20,050 kilómetros cuadrados 74.2% superior al periodo equivalente del año previo. Sobresale el aumento de la actividad en la Región Norte, que alcanzó 13,388.9 kilómetros cuadrados, 10.6 veces la superficie del primer semestre de 2010, y la operación del “barco dedicado”^{2/} en aguas profundas.
 - La exploración **sísmica bidimensional (2D)** se realizó en su totalidad en la Región Norte y alcanzó 1,766.1 kilómetros, con un incremento de 82.1% respecto a lo efectuado en el primer semestre de 2010. Es de resaltar el adelanto en la adquisición de información sísmica de los estudios Loma Bonita y Piedras Negras, este último para dar prioridad a la prospección de localizaciones de gas en lutitas (*Shale gas*)^{3/}.
 - **Pozos petroleros.**- En los primeros seis meses de 2011 se terminaron 488 pozos, 36.5% menos que en igual lapso del año previo debido principalmente al cambio de estrategia de perforación en los activos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Burgos. Del total de pozos, 4.5% correspondieron a actividades de exploración y 95.5% a las de desarrollo. En este contexto, la principal acción para el segundo trimestre de 2011 consiste en que el Activo ATG concentre 42% de la terminación de pozos, lo cual impactará favorablemente el cumplimiento de la meta nacional y permitirá superar en 24% la meta para dicho activo al llegar a 217 pozos perforados.
 - La Región Norte destaca con 54.6% del total de pozos de exploración terminados, principalmente en el Activo Integral Burgos; en la Región Sur se terminaron 22.7% de los pozos; y en la Región Marina Suroeste el 22.7%. En desarrollo, 85.8% de los pozos correspondieron a la Región Norte, en particular a los activos integrales Aceite Terciario del Golfo (Chicontepepec), Burgos y Poza Rica-Altamira; 9.9% fueron en la Región Sur (activos integrales Cinco Presidentes y Samaria-Luna); y el 4.3% restante correspondió a las regiones marinas.

^{1/} FEL, *Front End Loading*, por sus siglas en inglés. Metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión; visualizar, conceptualizar y diseñar proyectos.

^{2/} Se denomina “barco dedicado” a la operación que consiste en la utilización de un barco que posee tecnología para la adquisición de información sísmica 3D que permite mejorar la imagen del subsuelo en áreas con influencia salina.

^{3/} Las Lutitas Gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, requieren tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, que permite producir a ritmos comerciales el denominado gas *Shale*.

PERFORACIÓN DE POZOS Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS, 2007-2011

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Pozos perforados	615	822	1,490	994	1 124	653	438	-32.9
Pozos terminados ^{1/}	659	729	1,150	1,304	1 070	768	488	-36.5
Pozos exploratorios	49	65	75	39	54.0	18	22	22.2
Productivos	24	27	29	23	n.d.	11	11	0.0
% de éxito ^{2/}	49.0	41.5	38.7	59.0	n.d.	61.1	50.0	-11.1
Pozos de desarrollo	610	664	1,075	1,265	1,016	750	466	-37.9
Productivos	569	612	1,014	1,200	n.d.	702	433	-38.3
% de éxito ^{2/}	94.0	92.4	94.3	94.9	n.d.	93.6	93.1	-0.5
Campos descubiertos ^{3/}	14	14	13	5	n.d.	2	4	100.0
Aceite	4	6	6	2	n.d.	1	1	0.0
Gas	10	8	7	3	n.d.	1	3	200.0
Campos en producción (promedio) ^{4/}	369	348	375	403	n.d.	402	415	3.2
Pozos en explotación (promedio)	6,280	6,382	6,890	7,476	n.d.	7,407	8,121	9.6
Producción promedio de hidrocarburos totales por pozo (bd) ^{5/}	698	622	549	508	n.d.	515	461	-10.4
Tasa de restitución de las reservas 1P por descubrimientos ^{6/ 7/}	50.3	71.8	77.1	85.8	76.6-91.3	a/	a/	n.a.
Tasa de restitución de las reservas 3P por descubrimientos ^{6/}	65.7	102.1	128.7	103.8	n.d.	a/	a/	n.a.
Factor de recuperación de hidrocarburos ^{6/}	33.2	33.6	31.6	31.0	31.4	a/	a/	n.a.

^{1/} Para 2010 se revisaron y actualizaron las cifras de pozos terminados, debido a la reclasificación de un pozo en la categoría "escuela" dentro de los pozos productivos.

^{2/} Variación en puntos porcentuales.

^{3/} Incluye únicamente campos con reservas probadas. En 2007 fueron excluidos los campos Kibo-1 y Lalail-1, que aunque resultaron productores no incorporan reservas probadas.

^{4/} Para 2008 y 2009 datos revisados con información promedio de cada año.

^{5/} Para 2009 dato revisado conforme al cálculo oficial.

^{6/} No incluye Chicontepec.

^{7/} Para 2011 meta mínima 76.6%, máxima 91.3%.

^{a/} No se registran avances semestrales para este indicador, debido a que su medición es anual.

n.a. No aplica.

n.d. No disponible.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- En el primer semestre de 2011, el **éxito en la terminación de pozos** fue de 50% en las actividades de exploración y 93.1% en las de desarrollo, con una disminución de 11.1 y 0.5 puntos porcentuales respectivamente, con relación al mismo periodo del año previo, lo anterior se debió a que algunos pozos resultaron improductivos, invadidos por agua o productores no comerciales.
- Resultado del impulso otorgado por la presente Administración Federal a las actividades de exploración y desarrollo, en el periodo enero de 2007-junio de 2011 se terminaron 4,330 pozos 64.3% más que en el periodo equivalente de la administración anterior, transcurrido de enero de 2001 a junio de 2005.
- En el primer semestre de 2011, la **producción promedio de petróleo crudo**, fue 2,564.6 miles de barriles diarios, volumen menor en 1.1% con relación a igual periodo de 2010. La reducción se debió fundamentalmente a la declinación natural y optimización de la explotación en el Activo Integral Cantarell, al incremento en el flujo fraccional de agua del Activo Integral Bellota-Jujo, así como a la menor producción de los activos Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc y Veracruz, no obstante el aumento en la extracción efectuada en la mayoría de los demás activos, en particular: Litoral de Tabasco (terminación de pozos del proyecto Yaxché), Samaria-Luna (proyecto Delta del Grijalva), Cinco Presidentes (proyecto Ogarrio-Magallanes) y Aceite Terciario del Golfo (aumento en pozos terminados e interconectados). Cabe señalar que la meta establecida para este indicador en la Matriz de Indicadores de Resultados (MIR) en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2011 se superó en 14.6 miles de barriles diarios.
 - Del total de la producción, 1,433.9 miles de barriles diarios corresponden al **crudo pesado**, cifra 1% menor con relación al primer semestre de 2010, el **crudo ligero** se redujo 4.5% al alcanzar 794.7 miles de barriles diarios, mientras que la del **crudo superligero** fue de 336 miles de barriles diarios, con un aumento de 7.7%. Cabe señalar que la participación del crudo ligero y superligero en la producción total alcanzó 44.1%, igual proporción a la del mismo periodo de 2010.
 - En el primer semestre de 2011, de la **disponibilidad total de crudo, naftas y condensados** -que ascendió a 2,566.8 miles de barriles diarios- se distribuyeron 2,540.4 miles de barriles diarios 0.6% inferior al mismo periodo del año previo debido a la menor producción a consecuencia de la declinación natural del Activo Integral Cantarell, así como a la menor producción de los activos,

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2007-2011
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Total Petróleo Crudo (Mbd)^{1/}	3,075.7	2,791.6	2,601.5	2,575.9	2,550.0	2,592.2	2,564.6	-1.1
Tipo								
Pesado	2,039.4	1,765.6	1,520.0	1,421.9	1,368.9	1,447.9	1,433.9	-1.0
Ligero	837.7	815.5	811.8	834.4	846.6	832.1	794.7	-4.5
Superligero	198.6	210.4	269.7	319.6	334.5	312.1	336.0	7.7
Región								
Regiones marinas	2,523.6	2,245.8	2,010.4	1,941.6	1,900.5	1,969.7	1,916.6	-2.7
Noreste	2,017.7	1,745.6	1,492.8	1,397.2	1,365.3	1,424.0	1,361.2	-4.4
Cantarell	1,490.5	1,039.5	684.8	558.0	520.6	582.1	520.0	-10.7
Ku-Maloob-Zaap	527.2	706.1	808.0	839.2	844.7	842.0	841.2	-0.1
Suroeste	505.9	500.3	517.6	544.4	535.2	545.7	555.4	1.8
Abkatún-Pol-Chuc	312.3	308.1	305.4	296.3	283.1	300.4	285.8	-4.9
Litoral Tabasco	193.6	192.2	212.3	248.1	252.1	245.2	269.7	10.0
Región Sur	465.2	458.7	497.7	531.9	521.8	522.9	537.8	2.8
Cinco Presidentes	44.6	47.3	56.6	71.7	70.8	68.6	80.4	17.2
Bellota-Jujo	190.0	174.8	172.2	160.2	170.9	164.3	150.0	-8.7
Macuspana	10.4	15.7	27.1	32.9	33.1	32.8	32.8	0.0
Muspac	33.6	36.1	42.1	49.5	48.7	47.7	48.8	2.3
Samaria-Luna	186.7	184.7	199.9	217.5	198.2	209.5	225.7	7.7
Región Norte	86.9	87.1	93.3	102.4	127.7	99.5	110.2	10.8
Poza Rica-Altamira	85.1	55.7	59.1	56.5	77.1	56.9	59.5	4.6
Aceite Terciario del Golfo	-	29.3	29.5	41.0	45.1	37.6	47.4	26.1
Veracruz	1.8	2.1	4.6	4.9	5.5	5.0	3.3	-34.0

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

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Ku-Maloob-Zaap, Abkatún-Pol-Chuc, Bellota-Jujo y Veracruz. Adicionalmente, a los conceptos de empaque, variación de inventarios y diferencias estadísticas correspondieron, 26.4 miles de barriles diarios.

- o Al mercado interno se destinaron 1,176.3 miles de barriles diarios, en su totalidad al Sistema Nacional de Refinación (SNR), 6.3% menos que en el primer semestre de 2010; a terminales de exportación se enviaron 1,364.1 miles de barriles diarios, volumen 4.9% superior al del primer semestre de 2010.
- En el primer semestre de 2011, la **producción de gas natural** fue 6,761.8 millones de pies cúbicos diarios, 2.6% inferior al mismo periodo del año previo, como resultado de la reducción en la producción de gas no asociado. Cabe señalar que estos resultados incluyen 710.2 millones de pies cúbicos de nitrógeno y 19.4 millones de pies cúbicos diarios de bióxido de carbono.
 - De enero a junio de 2011 se registraron 4,507 millones de pies cúbicos diarios de **gas asociado**, 3.6% más que en igual lapso de 2010, por el crecimiento de la producción en todas las regiones, en particular por la terminación de pozos de los proyectos Yaxché y Ogario-Magallanes de los activos Integral Litoral de Tabasco (Región Marina Suroeste) y Cinco Presidentes (Región Sur), respectivamente. Además, en el Activo Aceite Terciario del Golfo, por el incremento en el número de pozos terminados e interconectados.
 - La producción de **gas no asociado** totalizó 2,254.7 millones de pies cúbicos diarios, 13% menor al primer semestre de 2010 por la disminución en la producción de Burgos, originada por la declinación natural del campo.
 - El **aprovechamiento de gas natural** durante los primeros seis meses de 2011 fue de 95.8%, por lo que se registró un aumento de 1.1 puntos porcentuales respecto al mismo periodo de 2010, derivado de las acciones emprendidas en Cantarell para administrar la explotación en la zona de transición, y de la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas natural en plataformas marinas.
- La producción de **gas seco** de los complejos procesadores de gas, entre enero y junio de 2011 se ubicó en 3,689.9 millones de pies cúbicos diarios, volumen mayor en 0.7% con relación a igual periodo anterior. Del fraccionamiento de líquidos se obtuvieron 399.8 miles de barriles diarios de productos, 2.7% más que en el primer semestre del año previo. Estos productos se abordan en los apartados correspondientes a gasolinas naturales (naftas) y etano en petroquímicos, y gas licuado en la producción de petrolíferos y gas licuado.
 - En el primer semestre de 2011 la **recuperación de licuables en los complejos procesadores de gas** fue de 78.3%, cifra superior en 1.5 puntos porcentuales a la meta establecida para 2011 derivado del incremento en la disponibilidad de condensados amargos.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2007-2011^{1/}
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Total por tipo^{2/}	6,058.5	6,918.6	7,030.7	7,020.0	6,524.4	6,942.0	6,761.8	-2.6
Asociado	3,445.4	4,319.8	4,480.3	4,542.5	4,038.3	4,349.7	4,507.0	3.6
No asociado	2,613.0	2,598.8	2,550.3	2,477.5	2,486.1	2,592.3	2,254.7	-13.0
Por región								
Regiones marinas	2,149.7	2,924.2	2,894.0	2,755.4	2,396.0	2,607.5	2,731.8	4.8
Noreste	1,157.2	1,901.3	1,782.5	1,583.7	1,272.7	1,473.2	1,505.0	2.2
Cantarell	944.9	1,628.5	1,455.3	1,251.9	956.8	1,145.7	1,168.9	2.0
Ku-Maloob-Zaap	212.2	272.8	327.2	331.8	315.9	327.4	336.1	2.7
Suroeste	992.5	1,022.9	1,111.5	1,171.7	1,123.3	1,134.3	1,226.8	8.2
Abkatún-Pol-Chuc	544.2	569.0	580.2	594.2	574.0	591.7	596.6	0.8
Litoral Tabasco	448.4	453.9	531.3	577.6	549.2	542.6	630.2	16.1
Región Sur	1,352.8	1,450.6	1,599.6	1,764.7	1,601.1	1,736.0	1,712.4	-1.4
Cinco Presidentes	61.4	67.5	69.2	104.9	95.0	96.6	117.0	21.1
Bellota-Jujo	239.6	250.7	260.8	305.9	260.0	298.7	298.0	-0.2
Macuspana	223.1	260.5	312.4	306.5	296.9	317.0	296.3	-6.5
Muspac	310.9	299.5	278.6	273.5	248.3	270.0	277.5	2.8
Samaria-Luna	517.6	572.4	678.6	773.9	700.9	753.8	723.6	-4.0
Región Norte	2,556.0	2,543.9	2,537.1	2,499.9	2,527.3	2,598.5	2,317.6	-10.8
Burgos	1,411.8	1,382.7	1,515.2	1,478.4	1,639.8	1,560.7	1,347.8	-13.6
Poza Rica-Altamira	222.5	152.5	133.5	117.3	140.3	120.4	114.5	-4.9
Aceite Terciario del Golfo	-	52.1	78.7	85.3	74.2	79.6	105.4	32.4
Veracruz	921.7	956.7	809.6	818.9	673.0	837.7	749.9	-10.5
Total sin nitrógeno	5,915.3	6,289.3	6,534.4	6,337.0	6,090.9	6,359.8	6,051.6	-4.8
Aprovechamiento del gas natural, como porcentaje de su extracción^{3/}	91.0	87.7	90.1	94.0	97.8	94.7	95.8	1.1

^{1/} Incluye nitrógeno. La Información del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo es oficial a partir de 2008, por lo que sus campos asociados se desincorporaron del Activo Integral Poza-Rica Altamira. Se presenta la producción de gas natural incluyendo nitrógeno para guardar consistencia con el PEF 2010 y con el manejo histórico de los datos. La estructura que se presenta coincide con la que se utiliza en la Cuenta Pública 2010 y que se utilizará en los demás informes de Petróleos Mexicanos.

^{2/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de cifras.

^{3/} Variación en puntos porcentuales. A partir de 2009 se modificó el cálculo del aprovechamiento de gas natural y se aplicó a 2008, que con el cálculo anterior presentaría un aprovechamiento de 80.7%.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- Las **ventas de gas seco** alcanzaron 3,460.4 millones de pies cúbicos diarios, 5.6% más que en el periodo enero-junio de 2010, mientras que el **porcentaje de ventas nacionales de gas seco cubierto con producción nacional** fue de 86.1%, porcentaje inferior en 5.8 puntos porcentuales respecto al mismo lapso del año previo, debido al aumento de la demanda.
- **Crudo procesado en el SNR.**- En el primer semestre de 2011 el crudo procesado promedió 1,165 miles de barriles diarios, volumen 6.8% inferior al del mismo periodo de 2010, debido a las bajas entregas de combustóleo y asfalto en Tula; fallas eléctricas en Minatitlán; así como a periodos de mantenimiento más largo del previsto a plantas, altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada, y problemas operativos en la coquizadora de Madero.
- El **proceso de crudo ligero** fue de 739.2 miles de barriles diarios, lo que representó 63.4% del total, dos puntos porcentuales por arriba de lo procesado en el mismo periodo del año anterior, además de 425.8 miles de barriles diarios de **crudo pesado y reconstituido**, lo que correspondió a 36.6% del total. No se registró proceso de **crudo superligero**.
- La **producción de petrolíferos y gas licuado** durante el primer semestre de 2011 fue de 1,385.1 miles de barriles diarios, menor en 6.5% al volumen registrado en igual periodo de 2010, e incluye 1,192.8 miles de barriles diarios de Pemex-Refinación, 189.3 miles de barriles diarios de gas licuado de complejos procesadores de gas y 2.3 miles de barriles diarios de Pemex-Exploración y Producción, así como 0.6 miles de barriles diarios de gas nafta de Pemex-Petroquímica. La elaboración de petrolíferos en el SNR fue menor en 7.7% a la obtenida en los primeros seis meses de 2010, debido al menor proceso de crudo. El comportamiento por producto en el SNR fue el siguiente:
 - La **elaboración de gas licuado** fue de 19.6 miles de barriles diarios en refinerías, cifra menor en 26.9% al volumen registrado entre enero y junio de 2010.
 - La **producción de gasolinas** se ubicó en 405.9 miles de barriles diarios, 9.4% menos con relación a la observada en el primer semestre de 2010, a consecuencia de las reducciones de 26.6% en la gasolina Pemex Magna de ultra bajo azufre (UBA), de 4.8% en la gasolina Pemex Magna y de 12.5% en la gasolina Pemex Premium.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS, 2007-2011
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Total petrolíferos^{1/}	1,511.4	1,490.1	1,523.9	1,415.8	1,598.0	1,481.1	1,385.1	-6.5
En el SNR	1,312.4	1,306.9	1,342.7	1,229.1	1,408.7	1,292.1	1,192.8	-7.7
Gas licuado ^{2/}	26.6	25.9	27.1	25.5	26.9	26.8	19.6	-26.9
Gasolinas ^{3/}	456.4	450.7	471.5	424.2	501.0	448.1	405.9	-9.4
-Pemex Magna	425.7	418.7	364.0	341.2	361.3	350.1	333.4	-4.8
-Pemex Magna UBA	-	-	81.8	67.3	90.0	78.7	57.8	-26.6
-Pemex Premium ^{4/}	26.1	25.4	22.7	12.5	49.2	15.2	13.3	-12.5
-Otras gasolinas	4.6	6.6	3.1	3.1	0.5	4.1	1.4	-65.9
Diesel	334.0	343.5	337.0	289.5	385.2	305.3	274.2	-10.2
-Pemex Diesel	326.2	336.1	291.4	221.0	285.2	238.3	185.8	-22.0
-Pemex Diesel UBA ^{5/}	-	-	44.5	67.7	96.2	66.3	88.3	33.2
-Otros	7.8	7.4	1.0	0.8	3.8	0.7	0.1	-85.7
Combustóleo	301.5	288.7	316.2	322.3	286.4	332.5	309.1	-7.0
Otros petrolíferos ^{6/}	193.9	198.1	190.9	167.7	209.3	179.3	184.0	2.6
En los complejos procesadores de gas	199.0	182.5	180.6	184.2	186.2	186.7	189.3	1.4
Gas licuado	198.9	182.4	180.6	184.2	186.2	186.7	189.3	1.4
Combustóleo	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
En los complejos petroquímicos	-	0.8	0.6	0.6	0.8	0.5	0.6	20.0
En Pemex-Exploración y Producción	-	-	-	1.9	2.3	1.9	2.3	21.1
Petroquímicos (miles de toneladas)	15,030.2	14,856.8	14,887.1	15,650.7	17,512.7	8,044.9	7,952.5	-1.1
Básicos ^{7/}	6,410.8	5,941.5	6,187.8	6,801.2	7,456.4	3,403.4	3,413.8	0.3
Desregulados ^{8/}	8,619.4	8,915.3	8,699.2	8,849.5	10,056.3	4,641.4	4,538.7	-2.2

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

^{2/} Excluye la mezcla de butanos de Pemex Refinación, ya que en la consolidación de la producción total de gas licuado se duplicarían.

^{3/} Excluye las gasolinas naturales, pues se consideran como naftas y forman parte de los petroquímicos básicos.

^{4/} A partir de 2007 inició la producción de gasolina Pemex Premium de ultra bajo azufre (UBA).

^{5/} En enero de 2009 inició la producción del combustible Pemex Diesel UBA.

^{6/} Incluye otros productos de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

^{7/} Incluye gasolinas naturales.

^{8/} No incluye gas nafta por considerarse petrolífero. A partir de 2010 no incluye gasolina base octano, nafta pesada, y gasolina amorfa.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- La **elaboración de diesel** fue de 274.2 miles de barriles diarios, cifra menor en 10.2% al volumen correspondiente a los primeros seis meses de 2010; la de Pemex Diesel fue 185.8 miles de barriles diarios, 22% inferior a la del mismo periodo de 2010; y la producción de Pemex Diesel UBA aumentó 33.2% al alcanzar 88.3 miles de barriles diarios.
- La **producción de combustóleo** fue de 309.1 miles de barriles diarios, volumen inferior en 7% con relación al primer semestre de 2010.
- La **producción de otros petrolíferos** promedió 184 miles de barriles diarios, 2.6% más con relación a igual periodo de 2010. Destaca la producción de 56.7 miles de barriles diarios de turbosina, 29.1 miles de barriles diarios de coque y 62.4 miles de barriles diarios de gas seco de refinерías.
- La **producción extraída en refinерías** respecto al volumen de crudo procesado fue 101.3%, inferior en un punto porcentual a la meta programada para el primer semestre de 2011.
- Las **ventas de petrolíferos y gas licuado** alcanzaron 1,765.5 miles de barriles diarios, 0.4% inferior a la registrada en el primer semestre de 2010. Destaca el aumento de 2.6% en las ventas de diesel y de 0.5% en las ventas de combustóleo y la reducción de 2.3% en la demanda de gas licuado y de 0.3% en la de gasolina.
- La **comercialización de gasolinas en zonas metropolitanas** fue 23.3%, inferior 0.3 puntos porcentuales a la meta programada para el primer semestre debido a la disminución de 8.9 y 2.3 miles de barriles diarios en las ventas de Pemex Magna y Pemex Premium respectivamente.
- De enero a junio de 2011, la **producción de petroquímicos** promedió 7,952.5 miles de toneladas, cifra menor en 1.1% a la de igual lapso de 2010, como resultado de la mayor producción de petroquímicos básicos y la disminución de petroquímicos desregulados.
 - La elaboración de **petroquímicos básicos** fue 3,413.8 miles de toneladas, 0.3% superior al primer semestre del año previo, por los incrementos observados en la elaboración de etano, naftas y butano, con 47.8 miles de toneladas, 63.5 miles de toneladas y 2.9 miles de toneladas,

respectivamente; y por las disminuciones en la elaboración de pentanos (85.2 miles de toneladas), materia prima para negro de humo (16.2 miles de toneladas), hexano (1.8 miles de toneladas) y heptano (0.7 miles de toneladas).

- El volumen de **petroquímicos desregulados** totalizó 4,538.7 miles de toneladas, 2.2% menor al reportado en el primer semestre de 2010. La variación proviene de la baja en la producción de hidrocarburo de alto octano, azufre, líquidos BTX, dicloroetano, anhídrido carbónico, ácido muriático, cloruro de vinilo, ácido clorhídrico, glicoles, hidrógeno, entre otros.
- Las **ventas de productos petroquímicos** en el mercado nacional sumaron 2,239.5 miles de toneladas (10.9% petroquímicos básicos y 89.1% desregulados), cifra mayor en 1.6% a la del primer semestre de 2010, principalmente por el aumento en las ventas de amoniaco, azufre, estireno, metanol y polietileno de baja densidad.
 - El porcentaje de las **ventas de polietilenos** respecto al total comercializado por Pemex-Petroquímica fue 21.5%, cifra menor en 0.6 puntos porcentuales a la meta programada para el primer semestre de 2011. Estas cifras incluyen exportaciones.

BALANZA COMERCIAL DE PEMEX Y PRECIOS PROMEDIO DE PETRÓLEO CRUDO, 2007-2011

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Millones de dólares								
Saldo ^{1/}	25,643.5	26,069.2	16,421.1	19,549.7	15,420.4	9,023.3	12,461.6	38.1
Exportaciones	42,581.6	49,543.3	30,527.2	40,960.7	31,011.4	18,929.0	27,680.5	46.2
Petróleo crudo	37,937.5	43,341.5	25,605.4	35,918.5	27,427.0	16,530.0	24,347.1	47.3
Gas natural	350.5	316.3	103.5	31.9	0.0	24.1	0.9	-96.3
Petrolíferos	4,051.5	5,536.8	4,671.0	4,766.0	3,346.3	2,251.1	3,192.5	41.8
Petroquímicos	242.1	348.6	147.3	244.3	238.1	123.8	139.9	13.0
Importaciones	16,938.2	23,474.1	14,106.1	21,411.0	15,591.0	9,905.7	15,218.9	53.6
Petrolíferos	15,797.5	21,892.8	13,309.8	20,297.6	14,394.8	9,355.3	14,457.2	54.5
Petroquímicos	145.0	157.7	163.5	174.2	262.8	72.0	69.3	-3.8
Gas natural	995.7	1,423.6	632.8	939.2	933.3	478.4	692.3	44.7
Dólares por barril								
Precio promedio del crudo de exportación								
Mezcla	61.64	84.38	57.40	72.33	65.40	70.66	99.25	40.5
Maya	60.38	82.92	56.22	70.47	64.24	68.95	96.74	40.3
Istmo	69.92	81.09	63.38	78.63	69.67	76.20	105.74	38.8
Olmeca	70.89	99.37	65.79	79.58	71.11	78.42	108.68	38.6

^{1/} Para 2009 se actualizó el saldo de la balanza comercial debido a un ajuste en el volumen de crudo Maya exportado por un embarque que originalmente se registró en 2009 y que al final correspondió a 2010. El ajuste antes descrito también afectó el precio ponderado del crudo Maya.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

- En el segundo semestre de 2010, los precios de referencia de los crudos marcadores en el **mercado petrolero internacional** presentaron un crecimiento, después de la caída que se observó a mediados de año, para continuar la tendencia alcista que habían tenido desde marzo de 2009. En diciembre de 2010, el precio promedio del marcador *West Texas Intermediate* (WTI) alcanzó 89.08 dólares por barril, el *West Texas Sour* (WTS) 86.56 dólares y el Brent del Mar del Norte 91.36 dólares el barril, lo que se explica por los conflictos de Nigeria, Irán e Irak, principalmente. La tendencia alcista persistió durante los primeros meses de 2011; en abril el WTI alcanzó 109.89 dólares por barril, el WTS 106.61 dólares y el Brent 123.49 dólares, los más altos desde mediados de 2008. Entre las causas fundamentales de este comportamiento destacan los conflictos en el Medio Oriente y África del norte, de manera especial la crisis en Libia. Al mes de junio, los precios disminuyeron al situarse en WTI en 96.21, el WTS en 94.56 y el Brent en 114.04 dólares por barril, respectivamente.
 - El precio promedio de la **mezcla mexicana de crudo de exportación** en el periodo enero-junio de 2011, siguió las tendencias de los crudos marcadores al registrar 99.25 dólares por barril, 51.8% más de lo aprobado en el Presupuesto de Egresos de la Federación y 40.5% arriba del observado en el periodo similar del año anterior. Por tipo de crudo, el Olmeca alcanzó 108.68 dólares por barril, el Istmo 105.74 dólares y el Maya 96.74 dólares, que al comparar con el mismo periodo del año anterior resultaron superiores en 38.6%, 38.8% y 40.3%, respectivamente.
 - Para México, el mercado de referencia con relación al precio internacional del gas natural es el sur de Estados Unidos de América (EUA). Durante el segundo semestre de 2010 el **precio de referencia del gas natural** fue 3.86 dólares por millón de Btu^{1/}, 13.1% mayor al registrado en el mismo periodo de

^{1/} Significa *British Thermal Unit* y representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado *Fahrenheit* la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

2009, como resultado de la mayor utilización del gas natural en los sectores industrial, residencial y comercial en EUA. Para el primer semestre de 2011 los precios promedio del gas natural revertieron la tendencia alcista al promediar 4.02 dólares por millón de Btu, cifra menor en 9.1% al precio observado en los primeros seis meses de 2010. Esto como consecuencia de que la temporada invernal presentó temperaturas muy bajas pero de corta duración, por lo que predominaron temporadas más cálidas en la mayor parte del territorio norteamericano.

- La **balanza comercial de PEMEX** en el primer semestre de 2011 presentó un saldo favorable de 12,461.6 millones de dólares, cifra mayor en 38.1% a la registrada en igual lapso de 2010, en particular por el aumento en el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación, que redundó en un incremento de 47.3% en las exportaciones. Por su parte, las importaciones crecieron 53.6% principalmente por el comportamiento ascendente de los precios de la mayoría de los productos petrolíferos y petroquímicos, en particular gasolinas y sus componentes, gasavión, gas licuado, naftas y metanol, así como por el mayor volumen importado de gas natural.

ESTRATEGIA: FOMENTAR MECANISMOS DE COOPERACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ALTA TECNOLOGÍA, ASÍ COMO PROMOVER PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO QUE APORTEN LAS MEJORES SOLUCIONES A LOS RETOS QUE ENFRENTA EL SECTOR

- Conforme a la **Ley Federal de Derechos**, al mes de junio de 2011 PEMEX enteró 2,457.4 millones de pesos por concepto del Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía^{1/} de acuerdo a la siguiente distribución: 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, 2% al fondo antes mencionado para la formación de recursos humanos, 15% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo, y 20% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética. Estos fondos se destinan al impulso de la investigación científica y tecnológica en materia de energía.

ACUERDOS Y CONVENIOS INTERNACIONALES DE COLABORACIÓN, 2010-2011

Compañía	Tema
Convenios de colaboración firmados en 2011	
<i>Japan National Oil Corporation</i>	Convenio específico de colaboración para la realización de un estudio conjunto en un área de aguas profundas.
<i>Petrobank Energy and Resources, Ltd.</i>	Convenio general de colaboración.
<i>Repsol Exploración México</i>	Convenio específico para la revisión y análisis del estudio de yacimientos del proyecto de inyección de vapor del Campo Samaria Terciario (Neógeno).
<i>Seabird Exploration Americas, Inc.</i>	Convenio general de colaboración en materia de investigación, desarrollo científico, tecnológico y de recursos humanos.
<i>Seabird Exploration Americas, Inc.</i>	Convenio específico de colaboración para identificar y mapear la distribución de los abanicos turbidíticos del Paleógeno (Arenas <i>Wilcox</i>) del Área Cinturón Plegado Perdido en la Cuenca del Golfo de México.
Convenios de colaboración firmados en 2010	
<i>Exxonmobil Ventures México Limited</i>	Estudio conjunto en inyección de nitrógeno en yacimientos naturalmente fracturados.
<i>Japan National Oil Corporation</i>	Estudio conjunto en calibración y aplicación del sistema de tratamiento de agua producida en un área determinada de estudio terrestre/costa-afuera para su disposición.
Petrobras	Estudio conjunto para intercambiar conocimientos y experiencias en exploración, perforación y explotación en áreas de estudio terrestres y marinas (aguas someras y profundas), para asimilar tecnologías de punta y optimizar el desarrollo de proyectos.
<i>SINOPEC International Petroleum Service Mexico</i>	Estudio de factibilidad para la aplicación de inyección de aguas en las arenas del campo Chicontepec, como un proceso de recuperación mejorada del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.
<i>Shell Exploration Company (West) B.V.</i>	Colaboración académica, científica y tecnológica.
Repsol	Convenio específico de colaboración para el estudio de <i>plays</i> carbonatados no convencionales en aguas profundas de la región marina de Campeche, en el sur del Golfo de México.

- De enero de 2007 a junio de 2011, el Estado mexicano dispuso de 10,103.4 millones de pesos provenientes de la **recaudación del Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía**, del cual el 60.1% se ha otorgado entre 2010 y 2011.
 - Los convenios que suscribe PEMEX tienen el propósito de intercambiar conocimientos tecnológicos (acceder a mejores prácticas operativas de la industria petrolera internacional) en temas clave para el desarrollo de proyectos en aguas profundas, producción de crudos pesados e

^{1/} Conforme a los Artículos 254 bis, 258 y Sexto Transitorio de la Ley Federal de Derechos se grava el valor del petróleo crudo y del gas natural extraídos en el año: 0.05% en 2007, 0.15% en 2008; 0.30%, en 2009; 0.40% en 2010 y 0.50% en 2011 para llegar a 0.65% en 2012. En febrero de 2011 se enteró el cuarto anticipo trimestral de 2010 por 1,025.3 millones de pesos y en mayo de 2011 se enteró el primer anticipo trimestral de 2011 por 1,431.2 millones de pesos.

incremento en el factor de recuperación en campos terrestres y marinos mediante la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada. En el primer semestre de 2011, PEMEX suscribió cinco **convenios de colaboración no comerciales con entidades internacionales**, a fin de contar con la experiencia y conocimiento para mejorar los resultados en materia de exploración y producción de hidrocarburos. En total, entre 2007 y junio de 2011 se han suscrito 36 convenios: seis en 2007, 10 en 2008, nueve en 2009, seis en 2010 y cinco en 2011.

ESTRATEGIA: ADOPTAR LAS MEJORES PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO Y ATENDER LAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD DE MEJORA OPERATIVA

- PEMEX, en cumplimiento a la Ley de Petróleos Mexicanos realizó **cambios fundamentales y de gran trascendencia en su estructura de gobierno**, al incorporar en el Consejo de Administración a cuatro consejeros profesionales y creó siete Comités de Apoyo a éste. Asimismo, se reforzó la estructura de vigilancia con un Comisario y un Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (que forma parte de los siete comités antes mencionados).
 - PEMEX, sus organismos subsidiarios y las compañías subsidiarias que lo consolidan, posee el carácter de emisor extranjero de valores registrados ante la *U.S. Securities and Exchange Commission (SEC)*, por tal razón está obligado a cumplir con las disposiciones que le sean aplicables por la *Sarbanes Oxley Act of 2002 (Ley SOX)*^{1/}.
 - De acuerdo con la Sección 302 de la Ley SOX, se debe revelar cualquier deficiencia significativa o debilidad material que pudieran afectar de manera importante la capacidad de PEMEX para registrar, procesar, resumir y reportar información financiera. Atendiendo esta disposición, en 2011 PEMEX presentó el **Informe Anual de Autoevaluación del Sistema de Control Interno** en el ámbito financiero, del ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2010.
 - El informe indica que no se detectaron debilidades materiales en el diseño y/u operación del Sistema de Control Interno que puedan tener un efecto adverso en la capacidad de PEMEX para registrar, procesar, integrar y reportar la información financiera.

ESTRATEGIA: FORTALECER LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO, ASÍ COMO LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y DE MITIGACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

- En este Gobierno se ha consolidado el **Sistema para la Administración Integral de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental** (Sistema PEMEX-SSPA), mediante la implantación de estándares internacionales en la materia, con lo cual PEMEX promueve la seguridad, la salud de los trabajadores y una relación equilibrada con el medio ambiente.
 - Al cierre de 2010 el **índice de frecuencia de accidentes** se mantuvo en 0.42 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, el mismo que el del año anterior y el mejor valor en la historia de este indicador. Sin embargo, al cierre del primer semestre de 2011 el índice de frecuencia fue 0.48 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, 0.22 accidentes por millón de horas-hombre laboradas mayor al observado en el mismo periodo de 2010.
 - En el primer semestre de 2011, el mes con más lesiones incapacitantes fue enero y el menor mayo, lo que indica una tendencia a la baja. En caso de mantenerse esta tendencia, PEMEX alcanzaría la meta establecida de 0.38 accidentes por millón de horas-hombre laboradas al final del año. Asimismo, se instrumentaron acciones del Equipo de Liderazgo de SSPA para contener accidentes por fallas en seguridad de los procesos.
 - Durante 2010, el **índice de gravedad de accidentes** tuvo una reducción de 3.8% al registrar 25 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas, al comparar con el año previo, mientras que en el primer semestre de 2011 el índice de gravedad de accidentes de PEMEX fue 21 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas, 75% superior al periodo equivalente de 2010, debido a la mayor gravedad de los accidentes en Pemex-Exploración y Producción; y Pemex-Refinación.
 - En lo que corresponde a **protección ambiental**, durante los primeros seis meses de 2011 PEMEX reporta los siguientes resultados relativos a la captura de oportunidades operativas:
 - Las **emisiones a la atmósfera de óxidos de azufre (SOx)** promediaron 38.3 miles de toneladas mensuales, con una reducción de 28% respecto al primer semestre de 2010, mientras que las emisiones de **bióxido de carbono (CO₂)** disminuyeron 10.5% en ambos casos como resultado del cierre de pozos con alta relación gas-aceite y la entrada en operación de módulos de inyección de gas a yacimientos en Cantarell.

^{1/} La Ley SOX tiene por objetivo restablecer la confianza del público inversionista en los mercados de capital, fortalecer los gobiernos corporativos, lograr mayor transparencia de sus obligaciones, reforzar la independencia de los auditores externos, y ampliar las sanciones por acciones indebidas de los distintos responsables.

- El **uso de agua fresca** disminuyó 1.3% al registrar 15 millones de metros cúbicos mensuales, en tanto que las **descargas contaminantes a cuerpos de agua**, (201.1 toneladas por mes) presentaron una reducción de 26.6% al compararse con los primeros seis meses del año previo, como resultado de la mejora en la operación de los sistemas de tratamiento de aguas residuales. El **reuso de agua** disminuyó 10.5 % debido al incremento de la carga contaminante en las aguas residuales de las refinerías, lo que limita su tratamiento y posterior reuso. Cabe mencionar que las descargas cumplen con los parámetros establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996.
- El **inventario de residuos peligrosos** aumentó 13.2% al alcanzar 41 miles de toneladas al cierre de junio, como resultado del aumento de 33 mil toneladas y la disposición de 28.2 miles de toneladas. Del inventario total, 74.5% derivó de actividades de refinación, y estaba constituido en su mayor parte por lodos aceitosos.
- El inventario acumulado de **sitios contaminados** durante el primer semestre de 2011 alcanzó 1,175 hectáreas, lo que representó 7.7% más respecto al inventario final del año previo, resultado de la incorporación de 120 hectáreas afectadas y a la restauración de 36 hectáreas.
- El **inventario acumulado de presas** fue de 268 presas, derivado de la incorporación de 112 de éstas y del saneamiento de otras cuatro, pertenecientes al Activo Integral Burgos de la Región Norte.
- En 2011 PEMEX en cumplimiento a la normatividad referente al **contenido de azufre en gasolinas y diesel** continuó el suministro de diesel UBA a las zonas metropolitanas de Monterrey, Guadalajara y del Valle de México, de gasolina Pemex Premium UBA en todo el país y de Pemex Magna UBA en las zonas metropolitanas.
- **Indicadores de productividad en la industria petrolera.** Los resultados de los principales indicadores en los primeros seis meses de 2011 se presentan a continuación:
 - El **aprovechamiento de gas natural**, sin incluir el nitrógeno que se envía a la atmósfera, se ubicó en 95.8%, que representa un aumento de 1.1 puntos porcentuales al registrado en el periodo enero-junio de 2010, como resultado de las acciones emprendidas para administrar la explotación de la zona de transición en Cantarell y a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas natural en plataformas marinas.
 - El **rendimiento de recuperación de propano** en los complejos procesadores de gas durante el primer semestre de 2011 alcanzó 97.3%, resultado similar al registrado en igual lapso de 2010. Destacan, por su alta recuperación, los complejos procesadores de gas Burgos (99.3%) y Poza Rica (98.9%).
 - El **índice de utilización de la capacidad instalada en el SNR** -calculado como el proceso de crudo respecto de la capacidad de destilación primaria-, en los primeros seis meses de 2011 se ubicó en 75.7%, con una reducción de 5.5 puntos porcentuales respecto al primer semestre de 2010, como resultado de altos inventarios por las bajas entregas de combustóleo y asfalto en Tula; fallas eléctricas en Minatitlán; así como mantenimiento más largo del previsto a plantas, altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada, y problemas operativos en la coquizadora de Madero.
 - El **porcentaje de utilización de las plantas en operación de Pemex-Petroquímica** al primer semestre de 2011 reportó 86%, superior en cuatro puntos porcentuales con relación al observado en igual periodo de 2010, como resultado de la operación continua y buen desempeño de las plantas de amoniaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque.
- En junio de 2011, PEMEX dio a conocer su **Informe de Responsabilidad Social 2010**, mismo que puso a consideración de la organización *Global Reporting Initiative* (GRI), asociada a la Organización de las Naciones Unidas (ONU), la cual le otorgó la más alta calificación (A+) por cuarto año consecutivo, con lo que **PEMEX consolida su posición de liderazgo en el sector petrolero internacional y en el ámbito empresarial nacional.**

ESTRATEGIA: MODERNIZAR Y AMPLIAR LA CAPACIDAD DE REFINACIÓN, EN ESPECIAL DE CRUDOS PESADOS

- Al comparar la **estructura de la demanda de petrolíferos** en lo que va de la presente administración respecto al periodo enero 2001 a junio 2005, destaca el aumento de 31% en la demanda de gasolinas automotrices y de 26.8% para diesel; en contraste, el combustóleo presentó una reducción de 44.6%. Para hacer frente a estos requerimientos, la inversión de PEMEX se orienta a mejorar la calidad de los combustibles y la conversión de residuales, que se refleja en el crecimiento de 3.4% en la elaboración de gasolinas automotrices y de 5.3% en diesel respecto al periodo enero de 2001 a junio de 2005. Estos resultados se superarán con la operación de la refinería de Minatitlán y con la entrada en operación de los demás proyectos en proceso.
 - PEMEX, con base en la Estrategia Nacional de Energía, definió diversas **estrategias, para ampliar y reconfigurar la infraestructura del SNR**, que permitirán asegurar el suministro de petrolíferos al

menor costo, optimizar el perfil de producción del SNR, capturar mayores márgenes sobre el crudo procesado y cumplir con las especificaciones de ultra bajo azufre. Las estrategias referidas a la ampliación de la capacidad de refinación y proceso de crudos pesados son:

- **Reconfigurar la refinería de Minatitlán.** Este proyecto tiene como objetivo incrementar la producción de destilados a partir de residuales, mediante la expansión y aumento de la complejidad de la refinería, que requirió la construcción de 12 plantas nuevas y de alta conversión para transformar el combustóleo en destilados y elevar la proporción de crudo pesado que procesa. Este proyecto también incluye una unidad de servicios auxiliares (dos calderas y un turbogenerador) y obras de integración (un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro, un oleoducto de 30 pulgadas de diámetro, un hidrogenoducto de 10 pulgadas de diámetro, un clarifloculador, tres quemadores elevados y dos torres de enfriamiento, principalmente).
 - Con la reconfiguración, la capacidad óptima de proceso de crudo de la refinería llegó a 285 mil barriles diarios, con un óptimo de 246 miles de barriles diarios, de los cuales 70% corresponderá al tipo Maya, lo que permitirá aumentar la elaboración de productos de alto valor agregado como gasolinas (77.4 miles de barriles diarios de Pemex Magna y 15.4 miles de barriles de Pemex Premium UBA), diesel (38.7 miles de barriles de Pemex diesel y 30 mil barriles de Pemex Diesel UBA) y turbosina (13.1 mil barriles diarios); además se producirán 23.7 miles de barriles de combustóleo y 3,300 toneladas de coque.
 - El primer bloque de plantas (hidrógeno, hidrodesulfuradora de diesel, azufre y aguas amargas) iniciaron operación a finales de 2010; el segundo bloque (combinada Maya, catalítica, hidrodesulfuradora de gasóleos y dos plantas de alquilación) se terminó en el segundo trimestre de 2011 y está en etapa de arranque; en lo que respecta al tercer bloque, en el tercer trimestre del año inició la operación de la hidrodesulfuradora de nafta, mientras que la coquizadora y la regeneradora de aminas se encuentran en etapa de arranque y estabilización.
 - Con esta reconfiguración, inaugurada el 26 de julio de 2011, Minatitlán –la refinería más antigua de América Latina- se convierte también en la más moderna.
- **Reconfigurar la refinería de Salamanca.** Este esfuerzo permitirá incrementar la producción de destilados a partir de residuales. Adicionalmente, busca aumentar la disponibilidad de gasolinas, destilados intermedios y el proceso de crudos pesados, así como reducir la producción de combustóleo y asfalto mediante la construcción de ocho plantas y la modernización del tren de lubricantes. Se estima que el proyecto entre en operación en 2015.
 - Con la conclusión de este proyecto, la capacidad de proceso de la refinería alcanzará 200 mil barriles diarios de petróleo crudo, 4% más que la actual destaca el aumento de 13% en el proceso de crudo pesado tipo Maya, y el incremento de la producción de combustibles de alto valor agregado.
 - Al cierre del primer semestre de 2011 está pendiente la acreditación de la fase FEL II del proyecto; en junio de 2011 se realizó la reunión de arranque y alineación del contrato para formalizar la contratación del Instituto Mexicano del Petróleo como administrador del proyecto (PMC, *Project Manager Constructor*) y para el desarrollo de la ingeniería básica extendida (FEED); se elabora la documentación de contratación para conversión de la planta H-Oil a hidrodesulfuradora de gasóleos; respecto a la planta de hidrógeno, se obtuvo la autorización para su asignación directa, el contrato correspondiente está en proceso de formalización.
- **Construir la refinería Bicentenario en Tula.** La finalidad de este proyecto es procesar 250 mil barriles de petróleo crudo por día, en su totalidad pesado tipo Maya, y que aproveche los residuales procedentes de la refinería Miguel Hidalgo, también ubicada en Tula. La nueva refinería contará con tecnología de última generación que permitirá producir combustibles de alta calidad para satisfacer la demanda de la zona metropolitana del Valle de México. Se estima que la refinería quede concluida en junio de 2016.
 - Durante el primer semestre de 2011 inició la construcción de la barda perimetral, actualmente se gestiona la contratación de PMC y del desarrollador de la FEED; continúan en proceso la contratación del primer paquete de tecnologías, y los estudios complementarios para el desvío de canales, reubicación de líneas de alta tensión y de basureros, así como de los estudios de impacto ambiental. El avance físico del proyecto es 4.6%.
 - Con relación a la infraestructura externa, el suministro de gas se realizará por medio de un gasoducto de 36 pulgadas Cactus-Guadalajara con una longitud de 22.8 kilómetros; se definió su trazo hacia la nueva refinería y se desarrolló la ingeniería conceptual y el estimado de costo; se cuenta con un trazo preliminar de líneas de interconexión para residuales y subproductos; se trabaja en la propuesta de trazos de un poliducto, y en la definición para la ubicación de una nueva terminal de almacenamiento y reparto.

- En el primer semestre de 2011, el **índice de rendimiento de gasolinas y de destilados intermedios** fue 62.1%, 1.2 puntos porcentuales menos respecto al mismo periodo de 2010, debido a la disminución de 0.7 puntos porcentuales en el rendimiento de diesel, mismo que no fue compensado por el aumento de 0.4 puntos porcentuales en querosenos y 0.2 puntos en gasolinas.
 - Por refinería, las que presentaron mejores rendimientos fueron Cadereyta (76.1%) y Madero (69.4%), que cuentan con una configuración de coquización, seguidas de Salina Cruz (62.2%), Tula (61.4%), Salamanca (58.9%) y Minatitlán (48.5%).
- En 2011 PEMEX continuó ofreciendo **combustibles limpios**. En lo que respecta a la incorporación de etanol de caña de azúcar a la gasolina, Pemex analiza una nueva propuesta de proyecto y las alternativas planteadas para la introducción del etanol al mercado, a través de su mezclado en gasolinas para consumo automotriz en las zonas metropolitanas del país.
- En el primer semestre de 2011, la **autonomía de las terminales de almacenamiento críticas** fue, en el caso de gasolinas, 2.6 días, lo que significó 0.1 días menos que en el mismo periodo del año anterior; para el diesel alcanzó 3.4 días, superior 0.3 días a la del primer semestre de 2010. Este indicador consiste en el tiempo que las terminales de almacenamiento y reparto pueden abastecer la demanda sin recibir producto.

SECTOR ELÉCTRICO

ESTRATEGIA: FOMENTAR NIVELES TARIFARIOS QUE CUBRAN COSTOS RELACIONADOS CON UNA OPERACIÓN EFICIENTE DE LAS EMPRESAS: MEJORAR LA COMPETITIVIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO CON UN ENFOQUE INTEGRAL DESDE LA PLANEACIÓN, LA INVERSIÓN, LA GENERACIÓN, LA TRANSMISIÓN, LA DISTRIBUCIÓN Y LA ATENCIÓN AL CLIENTE

- El Gobierno Federal ha tomado acciones trascendentales orientadas a **mejorar la competitividad del servicio eléctrico**. A través del fortalecimiento operativo, administrativo y de inversión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se avanza en la innovación y aplicación de nuevas tecnologías y en la reducción de costos en los procesos de generación y transmisión de energía eléctrica, para garantizar el servicio con calidad y a precios competitivos para la población.
- Con relación a los **costos unitarios de producción de energía eléctrica por tipo de planta**, en CFE incluyen remuneraciones y prestaciones al personal, energéticos y fuerza comprada, mantenimiento y servicios generales por contrato, materiales de mantenimiento y consumo, impuestos y derechos, costo de obligaciones laborales, depreciación, costos indirectos del corporativo, aprovechamiento y costo financiero. A continuación se presenta el comportamiento que observaron los costos unitarios durante el primer semestre de 2011:
 - Los **costos unitarios de generación en las plantas termoeléctricas** en el primer semestre se incrementaron 8.7% en términos reales al ubicarse en 1,378.28 pesos por megawatt-hora, como resultado del aumento en el precio de los combustibles y del incremento en los costos de mantenimiento.
 - Los **costos unitarios de generación en las plantas nucleoelectricas** reportaron una disminución real de 14.9%, derivado de la mayor disponibilidad después de su mantenimiento, repotenciación y recarga.
 - Los **costos unitarios de generación en las plantas geotermoeléctricas** fueron inferiores en 6.6% en términos reales, a consecuencia del menor costo de los mantenimientos programados.

COSTOS UNITARIOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2007-2011^{1/}

(Pesos/megawatts/hora)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010 ^{2/}	2011 ^{p/}	Variación % anual
Termoeléctrica	1,287.12	1,731.27	1,284.52	1,265.69	1,253.43	1,268.09	1,378.28	8.7
• Turbogas y ciclo combinado	1,231.80	1,499.03	939.10	928.46	1,002.21	1,019.09	839.37	-17.6
• Diesel	5,571.53	8,527.10	8,160.46	16,457.29	10,476.32	11,026.27	17,560.03	59.3
• Vapor	1,223.24	1,716.28	1,608.34	1,855.47	1,815.64	1,878.03	1,784.03	-5.0
Carboeléctrica y dual	774.84	1,194.88	1,068.63	927.98	886.35	899.44	862.16	-4.1
Geotermoeléctrica	414.84	640.89	507.33	489.89	497.34	495.74	463.06	-6.6
Eoloeléctrica	702.40	803.83	755.60	1,057.80	919.73	931.52	1,811.43	94.5
Nuclear	1,050.59	890.73	1,111.81	2,034.13	1,546.76	1,427.11	1,214.3	-14.9
Hidroeléctrica	638.41	532.26	647.66	454.11	807.25	800.43	492.21	-38.5

^{1/} Los datos de 2007 a 2011 se presentan a pesos del presente año con el propósito de observar, la evolución de los costos en dicho periodo.

^{2/} Debido a que en este Informe se reportan cifras definitivas al cierre de junio de 2010, éstas difieren de las presentadas en el Cuarto Informe de Gobierno, cuyo carácter era preliminar.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Comisión Federal de Electricidad.

- En el primer semestre de 2011, los costos de adquisición de los combustibles empleados para la generación eléctrica, se incrementaron en términos reales con relación al mismo periodo de 2010, 15.6% corresponden para el combustóleo, 11.2% para el diesel y 39.3% para el carbón importado; en contraste, el gas natural presentó un decremento de 12.6%.
- En las **plantas eoloeléctricas, los costos unitarios de generación** se incrementaron en 94.5% real, debido a que generaron menor cantidad de electricidad; en las **plantas carboeléctricas** disminuyeron 4.1% en términos reales por haberse incrementado el volumen de energía generada con esta tecnología; y en las **centrales hidroeléctricas los costos** disminuyeron 38.5%, como resultado de un mayor factor de planta.
- **Tarifas para el suministro eléctrico**
 - Las tarifas de **uso doméstico** se ajustaron mensualmente con un factor de 1.00327, con excepción de la doméstica de alto consumo a la que se le aplica la cláusula de los ajustes^{1/} por inflación y combustibles.
 - Las tarifas de **uso general** en alta, media y baja tensión, las tarifas de respaldo y las interrumpibles, están sujetas a la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.
 - Las tarifas para **servicios de alumbrado público y bombeo municipal** se ajustaron con un factor mensual acumulable de 1.00483, y las tarifas 9 y 9M del sector agrícola con un factor de 1.02.
 - Las tarifas de estímulo para **bombeo agrícola** se ajustaron en enero de 2011: el cargo por energía consumida de la tarifa 9CU se incrementó dos centavos llegando a 0.46 pesos/kwh, y los cargos por energía consumida durante los periodos diurno y nocturno de la tarifa 9N se incrementaron en dos centavos y un centavo, para ubicarse en 0.46 y 0.23 pesos/kwh respectivamente.
- El **precio medio de energía eléctrica al consumidor** fue de 1.391 pesos por kilowatt-hora durante el primer semestre de 2011, lo que representó una disminución en términos reales de 0.63%, con relación a igual periodo de 2010. El precio medio de las tarifas ajustadas con factores fijos tuvo un ligero incremento de 0.08%.
 - Asimismo, los precios de las tarifas sujetas a la cláusula de los ajustes tuvieron una variación real de 0.17%, 0.21% y 0.11% en baja, media y alta tensión respectivamente. Con estos movimientos se determinó un aumento en conjunto de 3.1% de los precios de los combustibles y de 4.8% del índice de precios productor, ambos componentes especificados en la cláusula.
- De enero a junio de 2011, la **relación precio-costo** fue de 0.75, lo que significa un incremento de 5.6% en términos reales al valor de 0.71 pesos registrado en el mismo periodo de 2010. Con esta relación, el Gobierno Federal recupera a través de las tarifas eléctricas el 75% de los costos de generación de energía eléctrica.
- **Subsidio a las tarifas eléctricas.**- Durante el primer semestre de 2011, el **subsidio total que el Gobierno Federal** otorga a los consumidores finales de CFE ascendió, aproximadamente, a 48,247

PRECIO MEDIO, RELACIÓN PRECIO-COSTO Y SUBSIDIOS AL CONSUMIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2007-2011^{1/}

Concepto	Datos anuales				Enero-junio ^{2/}		
	2007	2008	2009 ^{3/}	2010	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual
Precio medio (\$/kWh)	1.178	1.373	1.212	1.335	1.354	1.391	-0.63
Precio/Costo (%)	0.69	0.64	0.63	0.72	0.71	0.75	5.63
Subsidios (millones de pesos)	105,819	148,521	132,334	102,118	50,220	48,247	-7.10

^{1/} Cifras correspondientes al Sistema Eléctrico Nacional.

^{2/} En el caso de las cifras monetarias se refiere a la variación real obtenida con base en el índice Nacional de Precios al Consumidor de junio de 2011 equivalente a 1.0338.

^{3/} La Secretaría de Energía estimó las cifras para los 12 meses de 2009 debido a que por la extinción de Luz y Fuerza del Centro, ésta sólo operó hasta el 11 de octubre de ese año.

^{p/} Cifras preliminares.

Fuente: Secretaría de Energía con información de la Comisión Federal de Electricidad.

^{1/} Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, serán ajustados los cargos de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica DAC, 2, 3, 7, O-M, H-M, H-MC, H-S, H-SL, H-T, H-TL, HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM; los cargos variables de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica O-MF, H-MF, H-MCF, H-SF, H-SLF, H-TF y H-TLF; así como las bonificaciones de las tarifas interrumpibles I-15 e I-30.

La Disposición Complementaria No. 7 a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, se puede consultar a detalle en el sitio: <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/disposicionescomplementarias/Paginas/2010.aspx>

millones de pesos, cantidad 7.1% menor en términos reales respecto a la que se registró en igual periodo de 2010. El incremento de la relación precio-costo no se refleja en la misma proporción en el monto de los subsidios, ya que éstos están afectados por un incremento de 9.4% en las ventas.

- Durante el primer semestre de 2011 se avanzó en la consolidación de las operaciones en el área central y en el **mejoramiento de los niveles de eficiencia y productividad del sector eléctrico** a nivel nacional, a través del aumento de disponibilidad de las centrales generadoras, la reducción de las pérdidas totales de energía y el aumento en las ventas de energía por trabajador, lo que en conjunto ha incidido en una reducción de los costos de operación y mantenimiento del sector en términos unitarios.

ESTRATEGIA: DESARROLLAR LA INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON UN ALTO NIVEL DE CONFIABILIDAD, IMPULSANDO EL DESARROLLO DE PROYECTOS BAJO LAS MODALIDADES QUE NO CONSTITUYEN SERVICIO PÚBLICO

- En el primer semestre de 2011, la **inversión impulsada en la industria eléctrica** fue de 21,518.8 millones de pesos, cifra mayor en 14.9% real respecto a la observada en igual semestre de 2010, este monto no considera los pagos de las amortizaciones de PIDIREGAS por 5,471.6 millones de pesos.
 - La **inversión física presupuestaria** alcanzó 11,581.4 millones de pesos, con un incremento en términos reales de 18.3%. En tanto que la **inversión fuera de presupuesto –PIDIREGAS–** ascendió a 15,409 millones de pesos, monto superior en 9.7% real respecto a la ejercida durante enero - junio de 2010. Cabe señalar que aún continúan en licitación proyectos de inversión directa autorizados entre 2007 y 2010, así como proyectos bajo la modalidad de Productores Independientes de Energía (PIE) y de Obra Pública Financiada (OPF). La combinación de recursos públicos y privados ayudó a la ejecución de proyectos de generación, de transmisión y de transformación de energía eléctrica, mismos que se describen a continuación:

Proyectos de generación

- En proceso de construcción se encuentran 14 centrales con una capacidad conjunta de 4,004.8 megawatts y una inversión estimada de 3,839.6 millones de dólares:
 - Central Hidroeléctrica La Yesca con 750 megawatts; Ciclo Combinado Agua Prieta II con campo solar por 406.1 megawatts^{1/}; Ciclo Combinado Repotenciación Manzanillo I Unidades 1 y 2, con 1,413.4 megawatts, Central Geotermoeléctrica Los Humeros II, con 50 megawatts; Central de

INVERSIÓN IMPULSADA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2007-2011
(Millones de pesos en flujo de efectivo)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010 ^{1/}	2011 ^{p/}	Variación % anual ^{2/}
Total (1+2-1.1.2)^{3/}	32,982.7	42,195.2	39,147.6	49,333.4	56,841.5	18,123.1	21,518.8	14.9
1. Inversión Física Presupuestaria	27,530.0	30,591.2	34,033.0	32,720.9	35,119.8	9,467.4	11,581.4	18.3
1.1 Comisión Federal de Electricidad (CFE)	23,145.1	26,733.7	31,701.9	32,720.9	35,119.8	9,467.4	11,581.4	18.3
1.1.1 Inversión Física	15,603.9	18,232.0	17,644.6	22,093.7	20,476.0	4,535.6	6,109.8	30.3
1.1.2 Amortización de PIDIREGAS ^{4/}	7,541.2	8,501.7	14,057.3	10,627.2	14,643.7	4,931.8	5,471.6	7.3
1.2 Luz y Fuerza del Centro ^{5/}	4,384.9	3,857.5	2,331.1	-	-	-	-	-
1.2.1 Inversión Física	4,384.9	3,857.5	2,331.1	-	-	-	-	-
2. Inversión Fuera de Presupuesto^{6/}	12,993.9	20,105.7	19,171.9	27,239.8	36,365.4	13,587.5	15,409.0	9.7
2.1 PIDIREGAS de la Comisión Federal de Electricidad ^{7/}	12,993.9	20,105.7	19,171.9	27,239.8	36,365.4	13,587.5	15,409.0	9.7

^{1/} Debido a que en este Informe se reportan cifras definitivas al cierre de junio de 2010, éstas difieren de las presentadas en el Cuarto Informe de Gobierno, cuyo carácter era preliminar.

^{2/} Se refiere a la variación real obtenida con el deflactor promedio de enero-junio de 2011 del Índice Nacional de Precios al Consumidor con un valor de 1.0338.

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

^{4/} Incluye pagos de BLT's por sus siglas en inglés Building-Leasing-Transfer, se refieren a Construcción-Arrendamiento-Transferencia, un esquema de financiamiento para la ampliación de infraestructura energética con participación privada.

^{5/} Para el caso de Luz y Fuerza del Centro se reportan datos hasta junio de 2009 debido a que en octubre del mismo año se decretó la extinción del Organismo.

^{6/} La inversión financiada se refiere a las 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.

^{7/} Debido a que en este Informe se reportan cifras definitivas al cierre de junio 2010, éstas difieren de las presentadas en el Cuarto Informe de Gobierno, cuyo carácter era preliminar.

^{p/} Cifras preliminares.

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

^{1/} Incluye 12 megawatts del campo solar.

Combustión Interna Baja California Sur III, con 42.3 megawatts; Central de ciclo Combinado Cogeneración Salamanca Fase I, con 345 megawatts; Ciclo Combinado Norte II, con 433 megawatts, Central Eoloeléctrica La Venta III, con 101.4 megawatts; Central Eoloeléctrica Oaxaca I, con 101.4 megawatts; las Centrales Eoloeléctricas Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV, conjuntamente 304.2 megawatts, Central de Combustión Interna Guerrero Negro III con una capacidad neta de 11 megawatts y la Central de Ciclo Combinado Baja California Sur IV, con 47 megawatts.

- En proceso de rehabilitación y modernización se encuentran la Central Ciclo Combinado Poza Rica, la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y la Central Ciclo Combinado el Sauz Paquete 1, con una inversión conjunta de 892 millones de dólares.

Proyectos de infraestructura asociada

- Con una inversión de 347 millones de dólares en junio de 2011 se concluyó la construcción del Gasoducto Manzanillo-Guadalajara, el cual proporcionará el servicio de transporte de gas natural a las centrales termoeléctricas de Colima y Guadalajara con una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios, bajo la modalidad de prestador servicios (PPS).
- Como complemento, para asegurar el abastecimiento de gas natural para la operación de las centrales nuevas y las existentes en la región occidental del país, se construye la Terminal de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (TARGNL) Manzanillo, con capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios y una inversión de 677 millones de dólares. En junio de 2011 la TARGNL Manzanillo presentó un avance físico de 99%.

Proyectos de transmisión y transformación

- En materia de transmisión y transformación, durante el periodo septiembre de 2010-junio de 2011 destacan las siguientes actividades financiadas con **recursos públicos**:

INFRAESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2007-2011

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010 ^{1/}	Meta 2011	2010 ^{1/}	2011 ^{P/}	Variación % anual
RED ELÉCTRICA (Km) ^{2/}	746,299.2	763,398.4	772,331.2	824,067.7	835,178.4	818,246.0	829,682.2	1.4
CFE	712,790.0	729,299.3	737,881.6	824,067.7	835,178.4	818,246.0	829,682.2	1.4
Transmisión	48,565.6	49,004.4	49,249.6	51,750.3	52,027.4	50,865.1	51,856.2	1.9
Subtransmisión	47,918.3	47,283.3	46,849.2	48,830.1	48,883.8	48,886.1	48,979.7	0.2
Distribución	616,306.2	633,011.6	641,782.8	723,487.3	734,267.2	718,494.9	728,846.3	1.4
LFC ^{3/}	33,509.1	34,099.1	34,449.6	-	-	-	-	-
Transmisión	389.3	389.3	389.3	-	-	-	-	-
Subtransmisión	3,148.8	3,151.4	3,151.8	-	-	-	-	-
Distribución	29,971.1	30,558.5	30,908.5	-	-	-	-	-
Redes de subestaciones de distribución (MVA) ^{4/}	59,493.9	60,823.9	63,278.5	48,978.4	50,153.9	48,540.4	49,721.4	2.4
CFE	42,673.3	43,739.6	45,712.4	48,978.4	50,153.9	48,540.4	49,721.4	2.4
LFC ^{3/}	16,820.6	17,084.2	17,566.1	-	-	-	-	-
Redes de subestaciones de transformación (MVA) ^{5/}	155,534.3	157,660.4	161,223.6	176,582.5	179,712.4	169,298.0	178,989.3	5.7
CFE	141,688.4	143,793.5	147,132.4	176,582.5	179,712.4	169,298.0	178,989.3	5.7
LFC ^{3/}	13,845.9	13,867.0	14,091.2	-	-	-	-	-

^{1/} Los valores fueron actualizados con base en el censo realizado por CFE a la infraestructura del Área de Control Central, cuya operación realiza actualmente bajo la figura de comodato.

^{2/} La meta programada para 2011 y los datos anuales de 2010 consideran 76,103.1 kilómetros de la extinta Luz y Fuerza del Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y que son operados en comodato por CFE. La suma de los parciales puede no coincidir con los totales debido al redondeo de las cifras.

^{3/} Para el caso de Luz y Fuerza del Centro se reportan datos hasta junio de 2009 debido a que en octubre del mismo año se decretó la extinción del Organismo.

^{4/} La meta programada para 2011 y los datos anuales de 2010 consideran 4,411 megavoltios amperes de la extinta Luz y Fuerza del Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y que son operados en comodato por CFE.

^{5/} La meta programada para 2011 y los datos anuales de 2010 consideran 23,252.2 megavoltios amperes de la extinta Luz y Fuerza del Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y que son operados en comodato por CFE.

^{P/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Comisión Federal de Electricidad.

- Se incrementó la capacidad de transformación en 538 megavoltios amperes y 203 megavoltios amperes reactivos, con la conclusión de 15 subestaciones y 60 alimentadores, con una inversión aproximada de 416 millones de pesos.
- Con una inversión de 1,085 millones de pesos, se concluyeron 15 líneas de transmisión que añadieron 404 kilómetros-circuito al Sistema Eléctrico Nacional.
- Adicionalmente, se encuentran en construcción 25 líneas de transmisión con 449 kilómetros-circuito; y 22 subestaciones que incrementarán la capacidad instalada con 380 megavoltios amperes; 673 megavoltios amperes reactivos y 54 alimentadores, con una inversión de 1,685 millones de pesos.
- Por su parte, con **recursos privados** destaca lo siguiente:
 - Concluyeron, con una inversión de 627.4 millones de dólares, 11 proyectos de líneas de transmisión y subestaciones, que aportan a la red de transmisión 1,036 kilómetros-circuito; 5,300 megavoltios amperes; 2,392.5 megavoltios amperes reactivos y 56 alimentadores.
 - En proceso de construcción se encuentran 14 proyectos con una inversión aproximada de 585.3 millones de dólares y una capacidad conjunta de 1,323 kilómetros-circuito; 2,963 megavoltios amperes; 452 megavoltios amperes reactivos y 123 alimentadores.
 - En licitación se encuentran seis proyectos que aportarán 336 kilómetros-circuito, 965 megavoltios amperes, 70 megavoltios amperes reactivos y 47 alimentadores.
- La **capacidad instalada total de energía eléctrica** durante el primer semestre de 2011, fue de 61,234 megawatts, ligeramente mayor a los 61,226.6 megawatts obtenidos en igual periodo de 2010. La capacidad para servicio público aumentó 0.1%, que equivale a 50.8 megawatts y se mantuvo cercana a

CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2007-2011
(Megawatts)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010 ^{1/}	2011 ^{p/}	Variación % anual ^{2/}
Total	59,006.4	59,431.5	60,440.6	61,735.0	61,557.9	61,226.6	61,234.0	0.0
Subtotal CFE y LFC	51,028.5	51,105.5	51,686.0	52,945.5	52,506.3	52,455.5	52,506.3	0.1
CFE^{3/}	49,854.2	49,931.2	50,383.7	52,945.5	52,506.3	52,455.5	52,506.3	0.1
Termoeléctrica	33,789.4	33,861.6	34,274.2	36,427.6	36,070.3	35,977.6	36,070.3	0.3
Productor Independiente ^{4/}	11,456.9	11,456.9	11,456.9	11,906.9	11,906.9	11,456.9	11,906.9	3.9
Hidroeléctrica	11,055.0	11,054.9	11,094.9	11,503.2	11,499.2	11,463.2	11,499.2	0.3
Carboeléctrica	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	2,600.0	-
Geotermoeléctrica	959.5	964.5	964.5	964.5	886.6	964.5	886.6	-8.1
Nucleoeléctrica	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	1,364.9	0.0
Eoloeléctrica	85.5	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	85.3	0.0
LFC^{5/}	1,174.3	1,174.3	1,302.3	-	-	-	-	-
Termoeléctrica	886.0	886.0	1,014.0	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	288.3	288.3	288.3	-	-	-	-	-
Subtotal permisionarios^{6/}	7,977.9	8,326.1	8,754.6	8,789.5	9,051.6	8,771.1	8,727.7	-0.5
Autoabastecimiento	3,484.3	3,855.4	4,192.1	4,214.1	4,370.2	4,196.7	4,154.5	-1.0
Cogeneración ^{7/}	2,676.9	2,662.2	2,782.2	2,794.8	2,905.5	2,793.8	2,797.3	0.1
Usos propios continuos	486.3	478.1	449.9	450.2	445.5	450.2	445.5	-1.0
Exportación	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,330.4	1,330.4	-0.0
Margen de reserva^{8/ 10/}	43.3	42.5	43.2	39.0	33.5	39.0	32.0	-7.0
Margen de reserva operativo^{9/ 10/}	24.3	15.4	19.6	17.1	11.4	17.1	9.7	-7.4

^{1/} Los valores difieren de los publicados en el Cuarto Informe de Gobierno debido a que eran datos preliminares.

^{2/} Para los indicadores de margen de reserva y margen de reserva operativo, la variación está expresada en puntos porcentuales.

^{3/} Para 2010 y 2011 Incluye variaciones de capacidad efectiva en operación de Productores Independientes y de unidades termoeléctricas y geotermoeléctricas y de las ubicadas en el Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y su operación se ejecuta en comodato por CFE. Para enero-junio de 2010 considera 32 MW de la Central de Generación Distribuida Aragón que no se reportaron en el Cuarto Informe de Gobierno.

^{4/} En algunos casos se denomina Productor Externo de Energía (PEEs). Se refiere a capacidad demostrada de generación neta facturada y la puesta en servicio.

^{5/} Para el caso de Luz y Fuerza del Centro se reportan datos hasta junio de 2009 debido a que en octubre del mismo año se decretó la extinción del Organismo.

^{6/} 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. Las cifras fueron revisadas y actualizadas por lo que difieren de las publicadas en el Cuarto Informe de Gobierno 2010.

^{7/} Incluye proyectos de PEMEX.

^{8/} Se refiere a la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente.

^{9/} Se refiere a la relación de los recursos totales de capacidad disponible entre demanda máxima bruta coincidente.

^{10/} Los valores para 2007, 2008 y 2009 del margen de reserva y el margen de reserva operativo se actualizan para incorporar –además de la capacidad efectiva de CFE-, la de Productores Independientes, así como la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía. Comisión Federal de Electricidad.

los niveles de 2010. La capacidad instalada asociada a las modalidades que no constituyen servicio público (permisionarios) disminuyó tan sólo 0.5%, esto es, 43.4 megawatts menos, debido a un ligero descenso en las modalidades de autoabastecimiento y usos propios continuos, que retrocedieron 1% respecto a los niveles observados en junio de 2010.

- La **generación bruta de energía eléctrica** en los primeros seis meses de 2011 se ubicó en 142,103.8 gigawatts-hora^{1/} volumen superior en 6.7% a la registrada en igual periodo de 2010.

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2007-2011 (Gigawatts-hora)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010 ^{1/}	2011 ^{P/}	Variación % anual
Total	261,760.4	267,696.3	266,564.4	273,362.2	282,876.5	133,185.6	142,103.8	6.7
Subtotal CFE y LFC	230,926.6	234,096.3	233,471.6	241,490.9	249,252.7	117,769.2	126,659.6	7.5
CFE^{2/}	228,487.5	231,396.2	230,639.8	241,490.9	249,252.7	117,769.2	126,659.6	7.5
Termoeléctrica	152,832.1	155,245.1	158,339.1	160,025.5	174,800.0	81,391.3	85,371.6	4.9
Productor Independiente ^{3/}	70,981.7	74,232.0	76,496.3	78,442.0	80,023.8	38,309.3	41,871.4	9.3
Hidroeléctrica	26,106.6	37,839.0	25,625.9	36,738.5	23,447.3	11,807.7	15,629.7	32.4
Carboeléctrica	31,475.7	21,197.8	29,184.8	32,062.8	34,258.4	17,134.2	17,930.6	4.6
Geotermoeléctrica	7,403.9	7,055.8	6,739.7	6,618.5	5,754.6	3,245.2	3,262.3	0.5
Nucleoeléctrica	10,420.7	9,804.0	10,501.1	5,879.2	10,747.8	4,109.9	4,416.6	7.5
Eoloeléctrica	248.4	254.6	249.2	166.4	244.6	80.9	48.8	-39.7
LFC^{4/}	2,439.2	2,700.0	2,831.8	-	-	-	-	-
Termoeléctrica	1,503.6	1,647.0	2,012.8	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	935.6	1,053.0	819.0	-	-	-	-	-
Subtotal permisionarios^{4/}	30,833.8	33,600.0	33,092.8	31,871.3	33,623.8	15,416.4	15,444.2	0.2
Autoabastecimiento	12,141.4	12,793.3	12,866.8	14,087.5	15,017.4	7,237.7	7,255.1	0.2
Cogeneración ^{5/}	11,466.3	12,366.5	12,343.5	12,712.8	12,747.4	6,356.4	6,366.8	0.2
Usos propios continuos	1,018.6	1,015.2	968.4	994.3	967.0	545.9	545.9	0.0
Exportación	6,207.4	7,425.1	6,914.0	4,076.7	4,892.0	1,276.4	1,276.4	0.0

^{1/} Los valores difieren de los publicados en el Cuarto Informe de Gobierno debido a que eran datos preliminares.

^{2/} Incluye la generación de los productores independientes de energía conforme se desglosa en el cuadro.

^{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/} Para el caso de Luz y Fuerza del Centro se reportan datos hasta junio de 2009 debido a que en octubre del mismo año se decretó la extinción del Organismo.

^{5/} Corresponde a lo reportado a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por los permisionarios en operación. Excluye productor independiente, debido a que ya se reporta dentro de Comisión Federal de Electricidad la generación de energía entregada en el punto de interconexión.

^{6/} Incluye proyectos de PEMEX.

^{P/} Cifras preliminares.

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

- Por su parte, la generación de energía eléctrica para servicio público alcanzó 126,659.6 gigawatts-hora, lo que representó un aumento de 7.5% con relación a la observada durante enero- junio de 2010.
- La generación bruta en la mayoría de las centrales, reportó incrementos en comparación con los niveles registrados durante los primeros seis meses de 2010, y sólo las plantas eoloeléctricas presentaron descensos, debido a una menor disponibilidad de los recursos naturales que emplean estas tecnologías.

ESTRATEGIA: FORTALECER A LAS EMPRESAS DEL SECTOR, CON LA UTILIZACIÓN DE SISTEMAS DE CALIDAD Y DE TECNOLOGÍA DE PUNTA, Y PROMOVRIENDO UN USO MÁS EFICIENTE DE SU GASTO CORRIENTE Y DE INVERSIÓN

- Durante el primer semestre de 2011, los principales **indicadores de productividad**^{2/} de la Comisión Federal de Electricidad registraron el siguiente comportamiento:
 - El **tiempo promedio de conexión a nuevos usuarios** fue de 0.82 días, y mostró una reducción de ocho minutos con relación al índice de 0.95 días reportado en junio de 2010.
 - Las **ventas por trabajador de operación** fueron de 2.42 gigawatts-hora por trabajador de operación en los primeros seis meses de 2011, con una mejora de 4.7%, respecto al valor obtenido de 2.31 en el primer semestre del año anterior.

^{1/} Un gigawatt-hora equivale a un millón de kilowatts-hora.

^{2/} En su determinación se excluye la zona Centro del país. Los indicadores fueron revisados y actualizados por CFE por lo que, en algunos casos, presentan variaciones respecto a lo reportado en el Cuarto Informe de Gobierno 2010.

- Las **ventas por trabajador de distribución y comercialización**^{1/} fueron de 3.75 gigawatts- hora por trabajador de distribución, lo que muestra una variación positiva de 14.3% respecto al 3.28 observado en junio de 2010.
- Las **salidas por falla en líneas de transmisión** en las tensiones de 400 kilovoltios y 230 kilovoltios fueron de 0.56 salidas/100 kilómetros, cifra que duplica el valor observado al primer semestre de 2010 de 0.28 salidas/100 kilómetros.
- El indicador **Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)**, sin considerar eventos ajenos al organismo, observó un comportamiento favorable al reducirse 11.4% con respecto al año anterior, al pasar de 64.56 minutos por usuario al 30 de junio de 2010 a 57.16 minutos por usuario al 30 de junio de 2011.
- El **Tiempo de Interrupción por Usuario de Distribución (TIUD)**, sin considerar eventos ajenos, observó una variación favorable, de 15.5%, al pasar de 60.33 minutos de 2010 a 50.99 minutos en el primer semestre de 2011.
- Las **pérdidas totales de energía** en el proceso de transmisión y distribución mostraron un ligero aumento de 0.27 puntos porcentuales con respecto a junio de 2010, al pasar de 11.1% a 11.37%, como resultado de una disminución en las ventas del sector industrial y a un aumento en las ventas del sector residencial.
- La **relación capacidad instalada/trabajador de generación**, fue de 2.47 megawatts por trabajador de generación, 2.16% mayor con respecto al primer semestre del año pasado.
- Las **inconformidades totales por cada millar de usuarios** (procedentes e improcedentes) mostraron una ligera variación al pasar de 4.23 en el primer semestre de 2010, a 4.25 inconformidades por cada millar de usuarios durante el primer semestre de 2011.
- El **margen de reserva**^{2/} fue de 32% en los primeros seis meses de 2011 y un **margen de reserva operativo**^{3/} de 9.7%, lo que representa un superávit en la disponibilidad de energía eléctrica.
- En materia de **seguridad nuclear, radiológica, física y de salvaguardias**, el Gobierno Federal, a través de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, vigiló el cumplimiento de las disposiciones en estas áreas mediante 12 inspecciones a la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde (CNLV), 322 a instalaciones radioactivas y cuatro inspecciones de seguridad física. En 2010, para el periodo enero-junio se realizaron 11 inspecciones a instalaciones nucleares y 318 a instalaciones radioactivas en aspectos de seguridad radiológica, física y salvaguardias.
 - Las primeras se orientaron a verificar el mantenimiento mecánico y eléctrico de las estructuras, sistemas y componentes, la protección contra incendio y el programa de garantía de calidad. Las segundas a instalaciones de alto riesgo, riesgo intermedio y bajo riesgo. Las últimas se realizaron al Centro Nuclear de México y al Centro de Almacenamiento de Desechos Radiactivos (CADER) del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, al conjunto subcrítico de enseñanza y de material nuclear del Instituto Politécnico Nacional y al conjunto subcrítico de enseñanza de la Universidad Autónoma de Zacatecas.
- **Medidas adoptadas para asegurar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante el Decreto de extinción de Luz y Fuerza del Centro**
 - A partir de la extinción de Luz y Fuerza del Centro, los esfuerzos en el sector eléctrico se han enfocado en mejorar el servicio a los habitantes del Valle de México mediante el mantenimiento y modernización de la infraestructura eléctrica. Desde entonces, se implementó un programa integral de sustitución y mantenimiento en toda la infraestructura instalada, que también comprende el mantenimiento de líneas de transmisión, transformadores, subestaciones, postes y poda de árboles, entre otras.
 - A junio de 2011 se brindó el suministro eléctrico a 6.71 millones de clientes en el Área Central, 5.37% más que en junio de 2010. Se encuentran en operación 122 puntos fijos de atención y 10 provisionales, además de 461 CFEmáticos, en donde los usuarios pueden hacer pagos, solicitar aclaraciones, contratar nuevos servicios y realizar cancelaciones, entre otros.

^{1/} Las ventas en el sector industrial se realizan en alta tensión, donde las pérdidas técnicas son casi nulas, mientras que las ventas en el sector residencial se realizan en baja tensión donde las pérdidas técnicas alcanzan su valor máximo. Al bajar las primera y subir las segundas se tiene, en consecuencia, un incremento en las pérdidas técnicas.

^{2/} El margen de reserva se refiere a la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente.

^{3/} El margen de reserva operativo se refiere a la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima coincidente. Los índices recomendados internacionalmente son de 27% para el margen de reserva y de 6% para el margen de reserva operativo.

- Se han terminado diversas obras que son necesarias para la operación y expansión del sistema eléctrico en el área central, que estaban pendientes de realizar por el extinto organismo, entre las que se encuentran las subestaciones El Olivar SF6, Taxqueña SF, Victoria, y la línea de transmisión de Tulancingo-Nueva Tulancingo. A junio de 2011 se han energizado 17 obras, cuatro se han terminado y están por ser energizadas. Finalmente, se tienen 15 obras en proceso de construcción.
 - Adicionalmente, se ha programado e iniciado la construcción de 16 obras que aumentarán la oferta y mejorarán la calidad del suministro del servicio eléctrico en el Área Central. De estas obras, ya se han concluido la Subestación Deportiva (que beneficia a más de un millón de habitantes en el Valle de Toluca), las líneas de transmisión Estadio San Bernabé en Toluca y Tula-Jorobas en Hidalgo. En los primeros seis meses de 2011 se energizaron siete obras, dos se han terminado y están por ser energizadas, mientras que cinco están en construcción.
- En la región Central el consumo anual de energía eléctrica ha mostrado un comportamiento ascendente a partir de octubre de 2009. El último nivel mínimo de consumo se registró el 4 de octubre de 2009 con 51,788 gigawatts-hora y desde ese momento se tuvo una tendencia alcista. El 25 de junio de 2011, el consumo anual llegó a 54,891 gigawatts-hora, 3.5% superior respecto a junio de 2010.

ESTRATEGIA: AMPLIAR LA COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN COMUNIDADES REMOTAS UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES

- Durante el primer semestre de 2011, la CFE proporcionó el **servicio de energía eléctrica** a 34.92 millones de usuarios, lo que representó un incremento de 3.1% respecto a los 33.86 millones de usuarios atendidos en igual periodo del año anterior.
- Las **ventas totales** generadas por CFE en los primeros seis meses de 2011 registraron 96,303 gigawatts-hora, que significa un aumento de 9.4%, como resultado de la adición de los usuarios que anteriormente atendía Luz y Fuerza del Centro.
- **Cobertura del servicio eléctrico.**- Se estima que al cierre de 2011 la cobertura alcanzará al 97.72% de la población total del país, con un incremento de 0.12 puntos porcentuales con relación a la que se logró en 2010 (97.60%), en beneficio de 110 millones de habitantes.
- En materia de **electrificación rural**, la Secretaría de Energía coordina el **Proyecto “Servicios Integrales de Energía”**, el cual busca reducir el porcentaje de población que carece de energía eléctrica, mediante energías renovables y de pequeña escala a comunidades remotas, la mayoría situadas dentro de los municipios con menor Índice de Desarrollo Humano, ubicados en los estados de Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz.
 - Este proyecto se encuentra en etapa de rediseño. En el nuevo esquema, CFE tomará una participación más activa en el mismo. Al respecto, CFE ha definido una lista de 193 localidades factibles de ser electrificadas por medio de energía no convencional a diciembre de 2012. En una primera fase, se utilizarán los 41.68 millones de pesos disponibles en localidades de Oaxaca que están dentro de esta lista y que formen parte de la Estrategia 100x100 del Gobierno Federal. Se prevé que las acciones en Oaxaca inicien en el segundo semestre de 2011.

ESTRATEGIA: DIVERSIFICAR LAS FUENTES PRIMARIAS DE GENERACIÓN

- Con relación a las **fuentes primarias de energía** utilizadas en la generación de electricidad, durante el primer semestre de 2011 se ha reducido en 3.7% la capacidad de generación basada en combustóleo, incrementándose en 0.31% la capacidad a partir de fuentes renovables como es el caso de las grandes hidroeléctricas.
 - Particularmente, se observó una disminución de 15.8 puntos porcentuales en la utilización de combustóleo, debido a que la Central Dual Plutarco Elías Calles operó exclusivamente con carbón, incrementando, en la misma magnitud, el uso de este energético. Por otra parte, en la hidroeléctrica Central Infiernillo se incorporaron 40 megawatts.
 - En cuanto a la **capacidad de generación eléctrica por fuente primaria de energía**^{1/}, en el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2011 se alcanzaron los siguientes resultados:
 - La capacidad de generación eléctrica del país estuvo conformada en 73.6% por **combustibles fósiles**^{2/} y en 26.4% por **energías limpias**^{3/}.

^{1/} Se refiere a los energéticos empleados en el proceso de generación de electricidad: combustóleo, gas natural, carbón, hidroenergía, geoenergía, eoloenergía, energía solar y nucleenergía.

^{2/} Combustóleo, gas natural y carbón.

^{3/} Grandes y pequeñas hidroeléctricas, otras energías renovables y energía nuclear.

- Para impulsar la utilización de energía eólica, CFE desarrolló conjuntamente con la SENER y la CRE el esquema de “Temporada Abierta”, con la participación del sector público y privado.
 - Mediante este esquema, CFE y 11 empresas privadas participantes situadas en el Istmo de Tehuantepec destinaron, conjuntamente, más de 300 millones de dólares para la creación de infraestructura que permite transmitir la energía eléctrica generada en los parques eólicos hacia el Sistema Interconectado Nacional.
- Dentro de las medidas adoptadas en este Gobierno para **diversificar las fuentes primarias de generación** sobresalen las siguientes:
 - **Energía geotermoeléctrica.** Destaca el incremento en la capacidad de generación con los proyectos Central Geotermoeléctrica Los Humeros II Fase A 1x25 con 25 megawatts y Los Humeros II Fase B 1x25 por 25 megawatts.
 - **Energía hidroeléctrica.** Se trabaja en la Central La Yesca con una capacidad de 750 megawatts y en tecnología eólica se tienen la Central Eoloeléctrica Oaxaca I con 101.4 megawatts, las Centrales Eoloeléctricas Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV con una capacidad conjunta de 304.2 megawatts, así como la Central Eoloeléctrica La Venta III con 101.4 megawatts de capacidad.

ESTRATEGIA: FOMENTAR EL APROVECHAMIENTO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y BIOCMBUSTIBLES

- Para **fomentar y desarrollar la utilización de energías renovables** y biocombustibles en el país, hasta septiembre de 2011 se han llevado a cabo las siguientes acciones:
 - Hasta junio de 2011, se realizaron acciones encaminadas a la **implementación de la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos**, publicada en el DOF el 1 de febrero de 2008:
 - El 4 de octubre de 2010 fueron publicados en el portal electrónico de la SENER estudios sobre especificaciones técnicas para el etanol y el biodiesel y sus mezclas, y la infraestructura para su manejo en México.
 - La SENER otorgó 20 permisos para la producción, almacenamiento, transporte y comercialización de bioenergéticos, los cuales se repartieron de la siguiente manera: uno para producción y almacenamiento de biodiesel, uno para transporte de biodiesel y 18 permisos de comercialización de bioenergéticos de tipo etanol y biodiesel.
 - Adicionalmente, se recibieron tres avisos de plantas de producción de biodiesel con capacidad de producción igual o menor a 500 litros diarios.
 - En el ámbito de sus atribuciones en materia de **expedición de normas, directivas, metodologías y otros instrumentos que regulan la generación eléctrica a partir de las fuentes renovables**, de septiembre de 2010 a agosto de 2011 a CRE llevó a cabo las siguientes acciones:
 - El 22 de febrero de 2011 publicó en el DOF la Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la “Cogeneración Eficiente”.
 - Por otra parte, la CRE también trabajó en la metodología para la determinación de las contraprestaciones que pagará el suministrador a los generadores que utilicen energías renovables.
 - Asimismo, el 29 de junio de 2011, se publicaron en el DOF las Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de CFE. Estas Disposiciones resuelven la problemática que se presenta cuando confluyen las necesidades de dos o más interesados en conectarse a la red de transmisión, para los casos en que resulta insuficiente la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional, de manera tal que se hace imposible la interconexión de dichos proyectos.
 - Derivado de lo anterior, la CRE trabaja para emitir la Convocatoria para la celebración de temporadas abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California, con las que se pretende reforzar las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional y así permitir el desarrollo de proyectos con energías renovables en estos estados.
 - Adicionalmente, se encuentra en proceso la elaboración de las Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de CFE.

- El 7 de diciembre de 2010, se presentó el **Atlas del potencial eólico y solar para un México más fuerte**^{1/}, que consiste en una base digitalizada de mapas, donde se pueden localizar las zonas del país con mayor potencial de generación de energía eléctrica a partir del viento y del sol, lo cual constituye una poderosa plataforma de información, que coloca a la vanguardia a nuestro país en estudios de prospección energética alternativa.

ESTRATEGIA: INTENSIFICAR LOS PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGÍA, INCLUYENDO EL APROVECHAMIENTO DE CAPACIDADES DE COGENERACIÓN, Y PROMOVER EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA A TRAVÉS DE LA ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS QUE OFREZCAN MAYOR EFICIENCIA ENERGÉTICA Y AHORROS A LOS CONSUMIDORES

- El Gobierno Federal, a través de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) ha orientado sus acciones en materia de **aprovechamiento sustentable de la energía** y promoción de la eficiencia energética en el marco del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012 (PRONASE).

- En este sentido, los principales avances y resultados obtenidos de septiembre de 2010 a agosto de 2011 fueron:

- Durante 2011 la CONUEE ha recibido información de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal sobre su producción, exportación, importación y consumo de energía, por tipo de energético; la eficiencia energética en sus consumos; las medidas implementadas de conservación de energía, y los resultados de esas medidas de conservación de energía, de conformidad con el Artículo Séptimo Transitorio del Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Norma Oficial Mexicana de eficiencia energética en lámparas

- El 6 de diciembre de 2010 se publicó la Norma Oficial Mexicana NOM-028-ENER-2010, Eficiencia Energética en Lámparas para Uso General, Límites y Métodos de Prueba. Dicha medida, según estimaciones de CONUEE, tendrá un impacto de reducción en el consumo de energía por iluminación de hasta 48% en el año 2030, respecto a la línea inercial.

- o Asimismo, en el marco del Subsistema para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, recibe información sobre los usuarios con un patrón de alto consumo de energía, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 20 de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, así como el 22 y 24 de su Reglamento.

- El 30 de noviembre de 2010 se publicó en el DOF la Lista de Combustibles para los usuarios con un patrón de alto consumo de energía, así como los factores para determinar las equivalencias de

ABATIMIENTO DE ENERGÍA POR PROGRAMAS INSTITUCIONALES, 2007-2011

(Millones de kilowatts-hora)

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011 ^{1/}	2010	2011 ^{2/p/}	Variación % anual
Total	21,441	23,188	22,235	24,814	25,257	12,356	15,722	27.2
Normalización de la Eficiencia Energética ^{3/}	17,963	19,714	17,392	18,992	20,659	9,496	10,330	8.8
Instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos ^{4/}	1,012	1,316	1,039	368	1,694	615	331	-46.2
Horario de Verano	1,278	1,230	1,311	1,329	1,487	643	650	1.1
Sector Doméstico ^{5/}	1,188	928	2,493	4,125	1,417	1,602	4,411	175.3

^{1/} Este valor proviene de la metodología implementada a partir de agosto de 2008, la cual considera un factor de retiro del parque de equipos cuya vida útil ha terminado. Adicionalmente, se consideró un componente limitante en el cumplimiento de la meta, debido al redimensionamiento a la baja de un programa residencial del FIDE. Bajo la metodología anterior, la meta total de abatimiento en 2011 habría sido de 37,740 Gigawatts-hora.

^{2/} Estos valores corresponden a la metodología implementada a partir de agosto de 2008, la cual considera un factor de retiro de equipos. Bajo la metodología anterior, el valor para el periodo enero-junio de 2011 habría sido de 18,399 Gigawatts-hora.

^{3/} Este valor corresponde a la nueva metodología implementada a partir de agosto de 2008, la cual considera un factor de descuento de los equipos que son retirados inercialmente del parque debido a que su vida útil ha terminado.

^{4/} El valor considera, las acciones en materia de eficiencia energética llevadas a cabo por el FIDE y por el PAESE-CFE en instalaciones industriales, comerciales y de servicios.

^{5/} Esta categoría incluye el Programa de Sustitución de Electrodomésticos "Cambia tu viejo por uno nuevo" así como el Programa "Luz Sustentable" de cambio de lámparas incandescentes por lámparas eficientes energéticamente, ambos operados por la Secretaría de Energía.

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de CONUEE, CFE-PAESE, FIDE y FIPATERM.

^{1/} El Atlas se encuentra disponible en <http://sag01.iie.org.mx/eolicosolar/Default.aspx>

dichos combustibles en términos de barriles de petróleo crudo equivalente, que se aplicarán en el año siguiente, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 23 del Reglamento de esa misma Ley.

- Además de los trabajos para la publicación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética, inscritas en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, el Gobierno Federal continuó desde septiembre de 2010 y durante 2011 con las acciones de eficiencia energética en materia de normalización de acuerdo al **Programa Nacional de Normalización**.
- A través del **Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua** se continuó con la promoción de ese tipo de dispositivos. En 2010 se estableció una meta de 347 mil metros cuadrados instalados, de los cuales se colocaron 272,580, lo que representó un cumplimiento de 80%. Entre enero y junio de 2011, se cubrieron 141,940 metros cuadrados. De manera acumulada, en esta administración, desde 2007 hasta junio de 2011 se han instalado aproximadamente, 813,487 de metros cuadrados de calentadores solares de agua.
- Durante 2011, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía continuó con los **programas de eficiencia energética**. Al respecto, durante el primer semestre del año se reportó un ahorro en el consumo de energía eléctrica de 15,722 millones de kilowatts-hora, 27.2% más que lo alcanzado en igual lapso de 2010. Los principales resultados por programa se presentan a continuación:
 - El **Programa de Normalización de la Eficiencia Energética**, reportó ahorros de energía por 10,330 millones de kilowatts-hora de ahorro, lo que representa el 65.7% del ahorro total. Los ahorros térmicos fueron de 4,027.3 barriles equivalentes de petróleo por la aplicación de la Norma Oficial Mexicana de Eficiencia Térmica para Calentadores de Agua para Uso Doméstico y Comercial. Límites, método de prueba y etiquetado.
 - En el rubro de **instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos** se logró un ahorro de 331 millones de kilowatts-hora; para el caso específico de las instalaciones industriales, se espera alcanzar un nivel de abatimiento de 501.3 miles de barriles equivalentes de petróleo.
 - Por décimo quinto año consecutivo, concluyó en octubre de 2010 la aplicación del **Horario de Verano**, con un ahorro reportado aproximado de 1,329 millones de kilowatts-hora.
 - Por otra parte, con las acciones de **ahorro de energía en el sector transporte**, se obtuvo un ahorro de gasolina y diesel que representan en conjunto 30.2 miles de barriles equivalentes de petróleo, como resultado de la aplicación del **Programa de Transporte Eficiente**, donde la CONUEE trabaja coordinadamente con las principales Cámaras del autotransporte de carga y pasajeros en la profesionalización del sector, así como en la elaboración de diagnósticos energéticos.
 - En junio de 2011, el **Índice de Ahorro de Energía**, que se refiere a la proporción de la suma del ahorro eléctrico y del ahorro térmico reportado entre el consumo final de energía, registró un valor de 2.37%, con un aumento de 0.57 puntos porcentuales respecto al obtenido en igual lapso de 2010.

ÍNDICE DE AHORRO DE ENERGÍA, 2007-2011

Concepto	Datos anuales					Enero-junio		
	2007	2008	2009	2010	Meta 2011	2010	2011 ^{p/}	Variación % anual ^{1/}
Índice de Ahorro de Energía ^{2/}	3.20	2.93	2.49	3.27	3.21	1.8	2.37	0.57

^{1/} Variación en puntos porcentuales.

^{2/} El índice muestra la relación entre el consumo final de energía y la estimación de ahorro de energía logrado por los programas y acciones de la CONAE en la materia [Índice = Estimación del Ahorro de energía logrado en el período de análisis (Petajoules)/Estimación del Consumo Final Anual de Energía (Petajoules)].

^{p/} Cifras preliminares.

FUENTE: Secretaría de Energía con información de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

- Hasta junio de 2011, el **Programa de Sustitución de Electrodomésticos para el Ahorro de Energía** "Cambia tu viejo por uno nuevo", ha acumulado poco más de un millón 196 mil **acciones pagadas** de sustitución de equipos, principalmente refrigeradores.
 - En el periodo enero-junio de 2011 se efectuaron 335,101 acciones pagadas, cifra ligeramente superior en 3% respecto a lo realizado durante el periodo enero-junio de 2010.
 - En el periodo enero-junio de 2011 se destinaron 1,696 millones de pesos al Programa, cifra que desde 2009 asciende a más de 5,800 millones de pesos por concepto de financiamiento y apoyos directos a la sustitución de equipos.

- El 5 de julio inició operaciones el **Programa Luz Sustentable**, que permitirá sustituir, aproximadamente, 45.8 millones de las lámparas incandescentes tradicionales por lámparas ahorradoras a lo largo de 2011 y 2012, con lo que se cumplirán las metas planteadas tanto en el Programa Especial de Cambio Climático, como en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
 - Durante 2009 y 2010 se implementó una prueba piloto del Proyecto en la que se sustituyeron, aproximadamente, 1.4 millones de lámparas.
 - Dentro de los beneficios del Programa destacan el ahorro de 1,632 megawatts en potencia instalada y la mitigación de 2.8 millones de toneladas de bióxido de carbono a la atmósfera cada año. Adicionalmente, se tiene el ahorro en la factura eléctrica de las familias y la disminución en los subsidios otorgados por el Gobierno Federal.
 - Los ahorros generados a partir de este Programa son equivalentes a la capacidad de generación eléctrica de las Unidades 1 y 2 de la Central Manzanillo I, cuyo costo de repotenciación es de aproximadamente 14 mil millones de pesos.

ESTRATEGIA: APROVECHAR LAS ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO, FORTALECIENDO A LOS INSTITUTOS DE INVESTIGACIÓN DEL SECTOR, ORIENTANDO SUS PROGRAMAS, ENTRE OTROS, HACIA EL DESARROLLO DE LAS FUENTES RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Durante el primer semestre de 2011, el **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**, obtuvo ingresos aproximados de mil millones de pesos, cifra superior en términos reales en 37.3% respecto al mismo periodo de 2010 por venta de servicios técnicos y tecnológicos calificados de alto y medio valor. Se determinaron 14 proyectos en beneficio de todas las subsidiarias de PEMEX, incluyendo al Corporativo, lo que representó aproximadamente 23% de la cartera de proyectos vigente del IMP, que consta de 62.
 - Los proyectos ejecutados se destinaron a diversas áreas: combustibles limpios, reconfiguración de refinerías, recuperación de hidrocarburos, modernización de infraestructura, revitalización de campos maduros, incorporación de reservas, explotación de campos en aguas profundas y explotación, aprovechamiento y transporte de crudos pesados.
- El **Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)**, de enero a junio de 2011, trabajó en 224 proyectos, agrupados en 12 líneas de investigación y desarrollo tecnológico. Del total de proyectos, más del 60% fueron bajo contrato, 20% acordados con CFE y el resto se repartieron entre infraestructura, con la SENER y la Agencia Internacional de Energía e internos.
 - Entre los proyectos más importantes en los que trabajó el IIE en el periodo, destacan el Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE); la Alianza para la Comercialización del Sistema Integral de Medición de Consumo de Energía Eléctrica; el desarrollo y aplicación de celdas de combustible; la fabricación de transformadores resonantes, y el protocolo de pruebas para transformadores de corriente.
- Por su parte, el **Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)**, durante el primer semestre de 2011, desarrolló 30 proyectos, de los cuales 18 fueron catalogados como proyectos vinculados^{1/}, lo que representó un 60% del total de éstos. Entre los resultados más relevantes obtenidos a partir de estos proyectos de desarrollo tecnológico destacan:
 - El desarrollo de un dispositivo prototipo móvil que efectúa la degradación de residuos peligrosos por plasma térmico centrifugado.
 - La obtención de los registros sanitarios correspondientes en la Secretaría de Salud para dos precursores de agente de diagnóstico. En el caso del primero, para predecir y monitorear la sensibilidad a tratamientos anticancerígenos en glándula mamaria, cáncer del pulmón, cáncer de tiroides, carcinoma hepatocelular, linfoma y cáncer gástrico; en el caso del segundo para la detección de lesiones malignas en el diagnóstico y seguimiento de linfoma no Hodgkin.
- Hasta junio de 2011 el **Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos**, reportó un patrimonio de 4,483 millones de pesos. El Fondo es administrado por un Comité Técnico en el que participan representantes de CONACYT, SENER, PEMEX y el Sector Científico-Tecnológico.
 - Se emitieron siete convocatorias para realizar proyectos de investigación científica y tecnológica aplicada. Como resultado de esos esfuerzos, se asignaron 1,747 millones de pesos para financiar 38 proyectos de investigación.
 - De igual manera, se asignaron 46 millones de pesos para la formación de personal de PEMEX, del IMP y de la SENER, para estudios de posgrado en México y el extranjero, en áreas de especialización de la industria petrolera; también se otorgaron alrededor de 13 millones de pesos para la realización de

^{1/} Se les llama proyectos vinculados a aquellos que reciben apoyo externo, ya sea monetario o en especie.

cursos especializados y talleres, en los que se combina el enfoque teórico con aplicaciones prácticas para resolver problemas de la industria nacional.

- El **Fideicomiso del Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética** orienta la investigación científica y tecnológica hacia cuatro líneas: fuentes renovables de energía; eficiencia energética; uso de tecnologías limpias; y diversificación de fuentes primarias de energía. El Comité Técnico y de Administración, órgano máximo de decisión del Fondo, dictaminó que 17 proyectos fueran apoyados: cinco de fuentes renovables de energía, cuatro de eficiencia energética y ocho de diversificación de fuentes primarias de energía. El monto aprobado para los 17 proyectos fue de 229.7 millones de pesos.
 - Al 30 de junio de 2011 se han pagado 103.5 millones de pesos y operan 15 proyectos de acuerdo a su respectivo Plan General de Proyecto, mientras que dos proyectos fueron cancelados. A esa misma fecha, el Fondo contó con un saldo de 1,272.5 millones de pesos, de los cuales se dispone de 1,187.8 millones de pesos considerando los recursos que ya han sido comprometidos y asignados para los proyectos en curso y sin considerar los que sean aprobados por el Comité Técnico y de Administración de la Convocatoria 2010-01, las Convocatorias regionales y el presupuesto operativo 2011.
 - Del 19 de noviembre de 2010 al 4 de febrero de 2011, se publicó la Convocatoria 2010-01. Resultando del proceso de evaluación 32 propuestas satisfactorias a llevar a Comité Técnico y de Administración para solicitar la autorización de apoyo por 252.2 millones de pesos. También se encuentra en proceso de lanzamiento la Convocatoria para Identificación del Potencial Hidroeléctrico en México y la Convocatoria 2011-01 en Eficiencia Energética.
 - El 9 de junio de 2011 se firmó un Memorándum de Entendimiento entre la SENER y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para lanzar una Convocatoria conjunta regional para impulsar tecnologías energéticas sustentables en áreas donde la región haya tenido avances significativos, así como para aumentar la cooperación entre instituciones mexicanas y extranjeras de los países miembros del BID en América Latina.
- El **Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía**, registró al cierre de junio de 2011 un patrimonio disponible de 104 millones de pesos.
 - Los recursos de este Fondo se destinan para apoyar la **Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTE)**^{1/} que encabeza la SENER y cuyo objetivo es promover la utilización, el desarrollo y la inversión en energías renovables y la eficiencia energética. Específicamente, los proyectos a los que se canalizaron estos recursos son:
 - Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos para el Ahorro de la Energía; Proyecto Piloto de Sustitución de Focos Incandescentes por Lámparas Fluorescentes Compactas; Proyecto Servicios Integrales de Energía (Electrificación rural); Proyecto Nacional de Eficiencia Energética para el Alumbrado Público Municipal ; Proyecto de elaboración de programáticos y acciones de mitigación; Bioeconomía2010; y Programa Luz Sustentable.

^{1/} En cumplimiento al Artículo 26 de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la SENER publicó, en enero de 2011 el Reporte de logros y avances en la ejecución de la ENTE. Información adicional de la ENTE puede consultarse en: <http://www.energia.gob.mx/res/O/Estrategia.pdf>