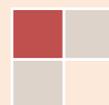


uec

Diagnóstico del Desempeño Económico y Financiero del Sector Energía en México

COMISIÓN DE VIGILANCIA DE LA AUDITORÍA SUPERIOR DE LA FEDERACIÓN
UNIDAD DE EVALUACIÓN Y CONTROL
FEBRERO DE 2013



Contenido

Presentación.....	5
Introducción	7
1. Indicadores del Entorno Internacional de la Industria	9
1.1 <i>Elevados precios del petróleo</i>	9
1.2 <i>Débil participación en el mercado internacional</i>	10
1.3 <i>PEMEX. Alta rentabilidad operativa, frágiles resultados netos</i>	13
1.4 <i>Energías renovables en el mundo</i>	15
2. Producción de Hidrocarburos y Generación de Electricidad	17
2.1 <i>Industria Petrolera</i>	17
2.1.1 <i>Descenso de la producción de petróleo crudo</i>	17
2.1.2 <i>Escaso valor agregado en la producción de energía</i>	18
2.1.3 <i>Creciente importación de petrolíferos</i>	20
2.1.4 <i>Declinación de las reservas probadas</i>	22
2.1.5 <i>Descenso en la producción de gas natural y de petroquímicos</i>	24
2.1.6 <i>Elevada inversión y nula rentabilidad en Chicontepec</i>	25
2.1.7 <i>Renta petrolera en el desarrollo de activos integrales</i>	27
2.1.8 <i>Bajos niveles de inversión productiva en PEMEX</i>	28
2.2 <i>Industria Eléctrica</i>	30
2.2.1 <i>Tendencia descendente de la generación de electricidad de CFE</i>	30
2.2.2 <i>Subutilizada la capacidad instalada del servicio público</i>	32
2.2.3 <i>Proyectos de inversión privada en el sector eléctrico</i>	33
2.2.4 <i>Creciente participación de los permisionarios privados</i>	34
2.2.5 <i>Principales proyectos bajo control de contratistas privados</i>	35
3. Sustentabilidad Ambiental en Energía.....	37
3.1 <i>Producción de energías renovables</i>	37
3.2 <i>Generación de electricidad</i>	38
3.3 <i>Producción de calor para usos domésticos e industriales</i>	40
3.4 <i>Producción de biocombustibles</i>	40

4.	Impacto Económico del Sector Energía en las Finanzas Públicas	41
4.1	<i>Deterioro financiero de Petróleos Mexicanos</i>	41
4.2	<i>Elevada dependencia fiscal de los ingresos petroleros</i>	43
4.3	<i>Régimen y costo fiscal de PEMEX</i>	45
4.4	<i>El pasivo de los proyectos de inversión en infraestructura</i>	46
4.5	<i>Aprovechamiento y subsidios del sector eléctrico</i>	48
4.6	<i>Débil balance financiero en electricidad</i>	49
5.	Conclusiones y Recomendaciones	51

Presentación

La Unidad de Evaluación y Control (UEC) de la Comisión de Vigilancia de la Auditoría Superior de la Federación (CVASF) elaboró el presente Informe, en cumplimiento de lo establecido en el Programa de Trabajo de la Comisión de Vigilancia de la Auditoría Superior de la Federación para el período septiembre de 2012-agosto de 2013, en su sección VII, Objetivos; inciso B), Acciones Inmediatas; numeral 2, que a la letra señala:

2.- Solicitar tanto a la Auditoría Superior de la Federación como a la Unidad de Evaluación y Control, un diagnóstico en materia de energéticos, tanto de productividad económica, sustentabilidad ambiental como de impacto económico en el ámbito de las finanzas públicas

El Informe que presenta la Unidad, está estructurado en cinco secciones, a través de las cuales se exponen los resultados de un diagnóstico sobre los temas y retos que se enfrentan en el sector energía del país.

La primera sección del documento se concentra en el análisis de diversos indicadores internacionales, a efecto de ubicar a la industria nacional en un contexto afectado por la evolución de los precios del petróleo, la participación en los mercados mundiales y la creciente participación de las energías renovables.

En la segunda sección del documento, la Unidad expone el diagnóstico de la situación que guardan los sectores petrolero y eléctrico del país, destacando el análisis de temas relevantes como el descenso de la producción petrolera, la importación de petrolíferos, la caída de las reservas probadas, la falta de inversión en el sector, la estructura de la capacidad instalada en electricidad, el aumento de la participación de permisionarios privados, entre otros.

La tercera sección del documento se dedica al análisis de temas relacionados con la sustentabilidad ambiental, destacando una revisión breve de las energías renovables, la producción de calor y los biocombustibles.

La cuarta sección del documento ofrece un interesante análisis de los impactos que tiene el sector Energía en las finanzas públicas del país, a partir de la revisión de indicadores financieros de Pemex, la dependencia de los ingresos petroleros, el régimen fiscal de esa empresa, los pasivos Pidiregas, el aprovechamiento y subsidios en el sector eléctrico, y el balance financiero del sector eléctrico, entre otros.

Finalmente, el documento incluye una sección de conclusiones y recomendaciones de carácter general para profundizar en el debate y reflexión sobre la situación del sector Energía del país.

Introducción

El comportamiento del Sector Energía en 2011, se caracterizó por acentuar las tendencias que vienen registrando los diferentes subsectores que lo integran. Por un lado, la industria petrolera enfrenta una difícil situación financiera, a pesar de los altos niveles del precio internacional del petróleo que no se reflejan en proyectos y programas de reinversión que incrementen los volúmenes de producción y de generación de productos con valor agregado; por el contrario, la producción de petróleo crudo sigue cayendo, las reservas se mantienen estancadas y la capacidad de transformación se conserva sin cambios en los últimos 25 años.

En este documento se constatará que uno de los problemas centrales de la industria, es el régimen fiscal de Pemex que implica una exacción elevada de ingresos para financiar el gasto público y el déficit fiscal, lo que implica destinar menos recursos a proyectos de infraestructura y a programas nacionales estratégicos, como el de la propia seguridad energética del país.

El Sistema Nacional de Refinación, constituido por seis refinerías, presenta pérdidas operativas de alta magnitud financiera debido al alto costo de las importaciones de petrolíferos que no se producen en el país en la magnitud requerida. Pemex Refinación procesa poco más del 50% del petróleo crudo que se produce en el país y su capacidad para generar productos con valor agregado se mantiene estancada por largos periodos; aun con ello, el proyecto de construcción de la refinería de Tula, Hidalgo, sigue rezagado por lo que no hay posibilidad de abatir esos costos crecientes.

La estructura de extracción de un barril de petróleo crudo se está modificando rápidamente al experimentar un agotamiento de las reservas de activos como Cantarell –que en 2004 llegó a contribuir con más de 60% de la producción de petróleo crudo, y para 2011 no alcanza siquiera el 20% de la producción nacional. Otros campos como el Ku Malub Zap (KMZ), están aportando una mayor proporción, pero su reserva también podría estar en riesgo de extinguirse.

Así, activos como Aceite Terciario del Golfo (ATG), mejor conocido como Chicontepec, tienen elevados montos de inversión autorizados a pesar de los costos elevados de extracción, que en algunas zonas superan los 30 dólares por barril, cuando hace sólo tres años el costo promedio de extracción de Pemex por barril estaba entre 6 y 7 dólares. Este campo ATG, contribuye únicamente con poco más del 1% de la producción nacional de petróleo crudo.

Por otro lado, en la industria eléctrica mexicana se sigue acentuando la presencia de los productores externos de energía constituidos principalmente por los Productores Independientes (PIE's) que son empresas extranjeras productoras de electricidad con una expansión de sus proyectos en todo el mundo.

Estos permisionarios privados, con una gran presencia en el mercado mexicano, tienen contratos autorizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) hasta por 25 años, con la posibilidad de renovarlos por otro periodo igual, asegurando una rentabilidad que no tiene riesgos implícitos, toda vez que la electricidad que generan los proyectos es adquirida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a tarifas que se desconoce su magnitud, pero que están impactando sensiblemente los costos de explotación de la paraestatal.

La CRE, ha autorizado un gran volumen de permisos a estas empresas, también denominados permisionarios privados, para la construcción de una red de infraestructura eléctrica muy amplia que rápidamente está desplazando al sector público mexicano, constituido por la CFE.

Las energías renovables en México tienen un escaso valor agregado, con fuerte potencial en el mediano plazo, pero presentan un rezago enorme en el comparativo internacional. Entre 2001 y 2011, su participación en la producción de energías primarias se incrementó tan sólo 7 décimas al pasar de 6.2% a 6.9%, donde sobresalen la biomasa, la bioenergía y la hidroenergía. Otros países de América Latina como Paraguay, Brasil, Colombia y Venezuela tienen una enorme ventaja respecto a México en la generación de electricidad con fuentes renovables.

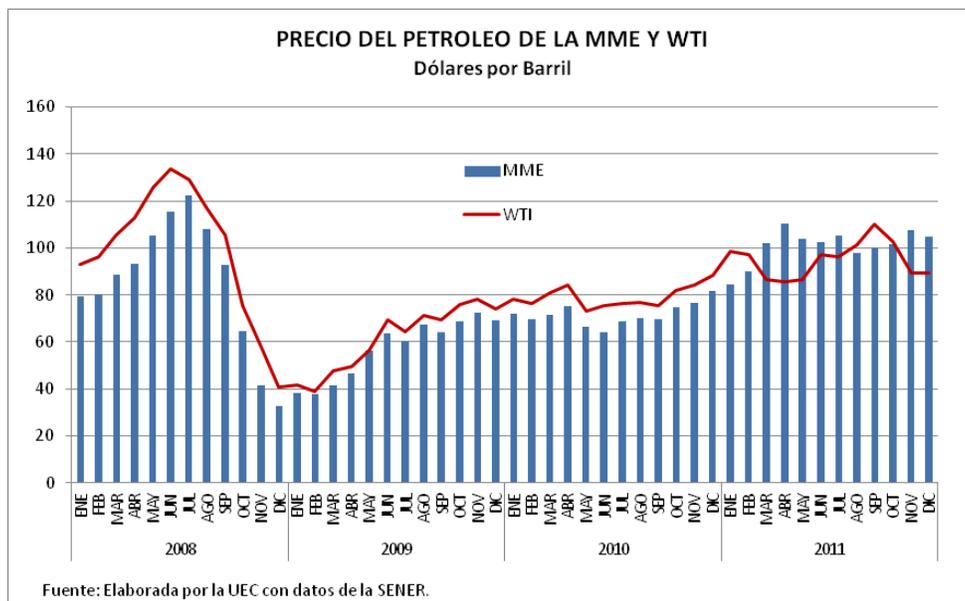
1. Indicadores del Entorno Internacional de la Industria

El mercado internacional presenta una volatilidad continua, debido a la variabilidad de los precios de la energía especialmente de los productos fósiles como el petróleo crudo, el gas y el carbón. Asimismo, los mercados financieros especulativos también contribuyen a generar la volatilidad en precios, aunque aún se tiene capacidad para manejar la oferta, especialmente en el ámbito petrolero.

1.1 Elevados precios del petróleo

Según estimaciones de *Short-Term Energy Outlook*, los precios internacionales del petróleo continuarán con sus niveles elevados en 2012 y 2013, lo que en principio garantizaría un importante flujo de ingresos para las finanzas gubernamentales.

El *West Texas Intermediate (WTI)*, que es el precio de referencia para el precio de la mezcla mexicana de exportación, después de haber reflejado contracciones en 2009 y 2010 por efecto de la crisis financiera internacional, en 2011 repuntó en 94.86 dólares por barril (dpb) y se espera alcance 95.55 dpb en 2012 y 92.63 dpb en 2013.



Por su parte, el precio de la mezcla mexicana de exportación (MME), que también resintió los efectos de la crisis de esos años, se sostuvo en 101 dpb en 2011 y, según estimaciones de la Encuesta de Banxico,¹ se mantendría en 101.51 dpb en 2012.

Las estimaciones del precio de la mezcla del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), con excepción de 2009, continúan reflejando un elevado diferencial respecto el precio observado lo que evidencia la necesidad de revisar y, en su caso, corregir el mecanismo de estimación² para no dar lugar a diferencias tan importantes, cuyo destino de los recursos podría etiquetarse directamente.

Es evidente que la crisis económico-financiera de 2008-2009, tuvo afectaciones en la demanda agregada; en particular, la crisis especulativa provocó una contracción en el sector real y con ello los niveles de consumo en energía a la baja condujeron a una depresión de los precios de petróleo crudo.

El mercado energético continuará expuesto a estos vaivenes de la demanda y podría en el futuro propiciar nuevas caídas de los precios internacionales del hidrocarburo. Ante una exposición de riesgos de esta naturaleza y con una dependencia tan elevada de los ingresos petroleros, las finanzas públicas mexicanas deberían incorporar un componente preventivo ante periodos recesivos de mayor duración.

1.2 Débil participación en el mercado internacional

De acuerdo con información de la Secretaría de Energía,³ al cierre de 2011, la producción mundial de petróleo crudo creció 1.3% respecto de 2010, al totalizar 83.6 millones de barriles diarios (mbd). Para satisfacer la creciente demanda que resultó principalmente de la evolución estable del precio del crudo y un invierno frío en el hemisferio boreal, fue necesario recurrir a los inventarios de las compañías petroleras.

Medio Oriente suministró 33.1% de la producción mundial en 2011. Dicha producción superó el máximo registrado en 2008, al incrementar su producción 9.4% respecto a 2010. El principal productor de esta región fue Arabia Saudita, que aportó 40.3% de la producción de la región. La

¹ Encuesta sobre expectativas de la economía mexicana del sector privado, Banxico, 2012.

² Artículo 31 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH).

³ SENER (2012). Prospectiva de Petróleo Crudo, 2012-2026.

región de Europa y Eurasia concentró 20.7% de la producción mundial, aunque dicha producción fue 1.8% menor a la de 2010. El principal productor fue la Federación Rusa, con una aportación de 59.4% sobre el total regional.

PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL						
Países	Petróleo Crudo			Gas Natural		
	Producción de petróleo	Reservas Probadadas	Relación	Producción	Reservas Probadadas	Relación
	mbdpc (P)	mmbpc (R)	(R) / (P) años	mmpcd	bpc	(R) / (P)
Arabia Saudita	11.161	265.4	65.1	9.601	287.8	82.1
Federación Rusa	10.28	88.2	23.5	58.73	1,575.0	73.5
EUA	7.841	30.9	10.8	63.014	299.8	13.0
Irán	4.321	151.2	95.9	14.687	1,168.6	>100
China	4.09	14.7	9.8	9.92	107.7	29.7
Canadá	3.522	175.2	136.3	15.527	70.0	12.4
Emiratos Arabes Unidos	3.322	97.8	80.7	5.005	215.1	>100
México	2.938	11.4	10.6	5.077	12.7	6.9
Kuwait	2.865	101.5	97.1	1.258	63.0	>100
Iraq	2.798	143.1	140.1	0.184	126.7	>100
Venezuela	2.72	296.5	298.7	3.019	195.2	>100
Nigeria	2.457	37.2	41.5	3.86	180.5	>100
Brasil	2.193	15.1	18.9	1.616	16.0	27.1
Noruega	2.039	6.9	9.3	9.813	73.1	20.4
Kazagistán	1.841	30	44.6	1.867	66.4	97.4
mbdpc: millones de barriles de petróleo crudo diarios mmbpc: miles de millones de barriles de petróleo crudo mmpcd: miles de millones de pies cúbicos diarios bpc: billones de pies cúbicos						
Fuente: UEC, con información de BP Statistical Review of World of Energy, 2012.						

La producción de crudo en Norteamérica significó 3.0% más del volumen registrado en 2010. Estados Unidos fue el principal productor de la región, con una aportación de 54.8%. Le siguió Canadá, con 24.6% y México, con 20.5%, este último siendo el único país de la región con un decremento. En África, la producción de crudo representó el 10.5% de la producción mundial. Con relación a 2010, la producción disminuyó 12.9%. La principal disminución fue la de Libia. La producción de Asia-Pacífico fue 2.0% inferior a la de 2010. China aportó 50.6%.

Producción de gas natural. En 2011 la producción ascendió a 317 mil millones de pies cúbicos diarios, 3.1% mayor al volumen producido en 2010. Norteamérica y los países de la Comunidad de Estados Independientes aportaron cerca de la mitad de dicha producción. Asia Pacífico y Medio Oriente contribuyeron con 31% y Europa, África y Latinoamérica aportaron 19% del total.

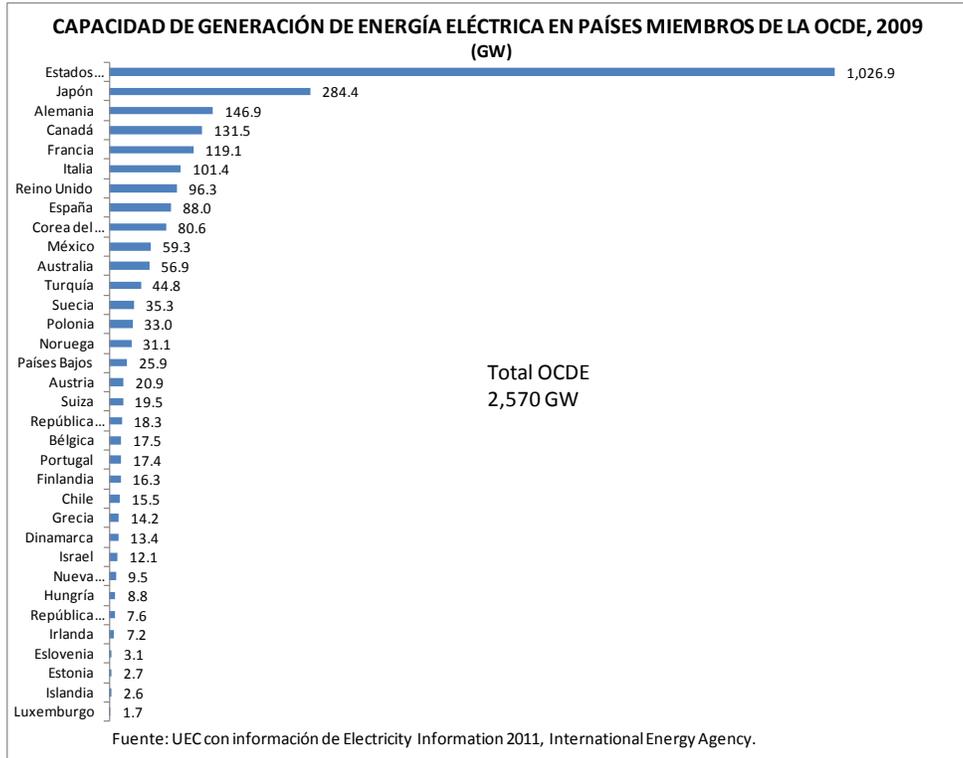
Los 19 países con mayor producción de gas natural representaron 81.6% del total mundial, siendo Estados Unidos y Rusia los de mayor participación con 38.4%.

Reservas probadas de petróleo crudo. Ascendieron en 2011, a 1.65 billones de barriles de petróleo crudo, 1.9% superior a 2010. Los países de la OPEP aportaron 77.2% de las reservas y los países de la OCDE contribuyeron con 14.2%. Por regiones, destaca Medio Oriente con 48.6% de las reservas mundiales y Centro y Sudamérica con 19.7%, donde destaca Venezuela con las reservas más elevadas a nivel mundial puesto que en 2009 incorporó 39 mil millones de barriles adicionales.

Reservas probadas de gas natural. En 2011 las reservas probadas de gas natural totalizaron 7,361 billones de pies cúbicos, cantidad que representó un incremento de 6.3% respecto al año anterior. Este resultado fue atribuible principalmente al aumento en las reservas de Turkmenistán, y en menor medida de Irak, Estados Unidos y Rusia. Medio Oriente contribuyó con 38.4% de las reservas globales; Europa y Eurasia con 37.8%; Norteamérica concentró; la región de Centro y Sudamérica aportó 3.6%, África 7.0% y la región Asia Pacífico 8.0%. Estados Unidos registró reservas de 299.8 billones de pies cúbicos, el más alto desde 1971. México se ubicó en el lugar 36 en reservas de gas natural a nivel mundial.

Capacidad de Generación de Electricidad. La capacidad de generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE ascendió a 2,570 Giga Watts (GW), en 2009. Norteamérica concentró 47.4% de esa capacidad, Estados Unidos reportó una capacidad instalada de 1,027 GW, equivalente a 84.3% del total de la región y 40% del total de países OCDE. Canadá y México participaron con 10.8% y 4.9% de la capacidad de la región, respectivamente.

Entre los países europeos integrantes de la OCDE destacan Alemania, Francia, Italia, el Reino Unido y España, que en conjunto aportaron 21.5% de la capacidad instalada. La capacidad total de Europa y Eurasia representó 34.6% del total de la OCDE; el resto correspondió a países de Asia (Japón y Corea del Sur, 14.2%), Oceanía (Australia y Nueva Zelanda, 2.6%), Israel en Medio Oriente (0.5%) y Chile en Sudamérica (0.6%).



En relación con la capacidad por tecnología para la generación eléctrica y considerando las condiciones de cada país, destaca la alta participación de la energía nuclear (53%) en Francia. Noruega y Canadá se caracterizan por contar con una capacidad instalada basada principalmente en energía hidráulica. En 2009, ésta representó 95.4% y 57.1% del total de estos países, respectivamente. En Estados Unidos, la mayor parte de la capacidad instalada corresponde a tecnologías que utilizan combustibles fósiles.

1.3 PEMEX. Alta rentabilidad operativa, frágiles resultados netos

En 2011, de una muestra de once empresas petroleras entre las que figuran las más grandes en el mercado mundial por su tamaño de activos, mostraron un incremento de sus ingresos totales de 25.4%, destacaron por su elevado crecimiento Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, BP, Chevron, Conoco Phillips y Petrochina. Todas ellas se vieron favorecidas por un mejor entorno económico internacional que benefició el incremento de los precios del crudo y la mayor demanda del energético. Petróleos Mexicanos junto con la española Repsol YPF experimentaron menores ventas y en el caso de PEMEX, utilidades netas negativas.

RESULTADOS FINANCIEROS DE LAS EMPRESAS PETROLERAS, 2011

Miles de millones de dolares

Empresa	Ventas totales 2010	Ventas totales 2011	Variación %	Costos de ventas	Rendimiento Bruto	Margen Bruto %	Ingresos operativos	Utilidad neta 2010	Utilidad neta 2011	Variación %
SUMA	2,264.2	2,839.4	25.4	1,976.5	862.9	359.4	417.7	140.76	203.3	44.4
EXXON MOBIL	383.2	486.4	26.9	306.8	179.6	36.9	73.2	30.5	41.1	34.8
ROYAL DUTCH SHELL	378.5	484.5	28.0	396.6	87.9	18.1	55.7	20.1	30.9	53.7
BP	302.5	386.5	27.8	309.8	76.7	19.8	39.8	-3.7	25.7	-
CHEVRON	204.9	253.7	23.8	149.9	103.8	40.9	47.6	19.0	26.9	41.6
TOTAL	186.2	215.7	15.8	147.5	68.2	31.6	32.3	14	15.9	13.6
CONOCO PHILLIPS	198.7	251.2	26.4	196.6	54.6	21.7	23.0	11.4	12.4	8.8
PETROCHINA	221.6	314.8	42.1	192.9	121.9	38.7	28.7	21.2	20.9	-1.4
PETROBRAS	121.5	145.6	19.8	99.4	46.2	31.7	27.2	19.4	20.1	3.6
PEMEX	103.8	111.4	7.3	55.8	55.6	49.9	48.7	-3.84	-6.5	69.3
STATOIL	89.7	111.7	24.5	65.6	46.1	41.3	35.3	6.5	13.1	101.5
REPSOL YPF	73.6	77.9	5.8	55.6	22.3	28.6	6.2	6.2	2.8	-54.8

Fuente: UEC con información de Hoovers y estados financieros de las empresas.

Es evidente que los ingresos generados para cubrir el costo fiscal de Pemex, que ascendió a 52.9 miles de millones de dólares en 2011, detonaron las pérdidas netas de la paraestatal por poco más de 6.5 miles millones de dólares, cuando ninguna de las empresas de la muestra reportaron pérdidas en este ejercicio fiscal.

Statoil, la empresa noruega, generó ingresos totales equivalentes a los de la petrolera mexicana y, no obstante, su carga fiscal representó 63% de las utilidades antes de impuestos y derechos, mientras que en Pemex este indicador significó 111.7%. El resto de las empresas, incluso las que superan las ventas totales de Pemex en más de tres veces, mostraron cargas fiscales muy inferiores.

Pemex, con un régimen fiscal equivalente al del promedio de las empresas de la muestra de 58.5% de los ingresos antes de impuestos, derechos y aprovechamientos, podría haber generado una utilidad neta de 23 mil millones de dólares, muy similar a la registrada por las grandes petroleras, lo que sería de gran beneficio para fortalecer el débil capital de la empresa, resarcir el elevado pasivo generado por los PIDIREGAS e incrementar sensiblemente los niveles de inversión en proyectos estratégicos de exploración de nuevos yacimientos para incrementar las mermadas reservas de hidrocarburos.

1.4 *Energías renovables en el mundo*⁴

La Agencia Internacional de Energía (IEA) considera diversos escenarios para las energías renovables, que contemplan distintos niveles de compromiso respecto a las políticas gubernamentales dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a la diversificación del portafolio energético.

Hacia 2035, se prevé una expansión rápida en el uso de las energías renovables modernas. Se espera que el suministro de energía renovable moderna (hidráulica, eólica terrestre y marina, solar, geotérmica, de los océanos y biomasa moderna) se incremente de 840 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe) en 2008 a una participación en un rango de 1,900 Mtpe a 3,250 Mtpe en 2035, en función de los diferentes escenarios.

Los costos unitarios de generación de las tecnologías de energías renovables continuarán disminuyendo, debido al aumento en la implantación de las tecnologías y el desarrollo de economías de escala en la fabricación de los equipos asociados. En particular, se espera que los costos de la tecnología solar fotovoltaica en grandes centrales y sistemas integrados en edificios disminuyan sus costos.

De igual forma pasará con las plantas solares de concentración y los parques eólicos marinos. Se estima que los costos de las tecnologías más maduras, como la eólica terrestre y la geotermia, tendrán una mínima caída, y los de la energía hidroeléctrica ya no tendrán cambios significativos.

Tomando en consideración la creciente participación de las energías renovables en el mundo, y con el fin de promover y aumentar la participación de éstas en México, durante los años recientes se han expedido diversas leyes y regulaciones en esta materia, que proporcionan certeza jurídica a los usuarios que desean implementar el uso de energías renovables.

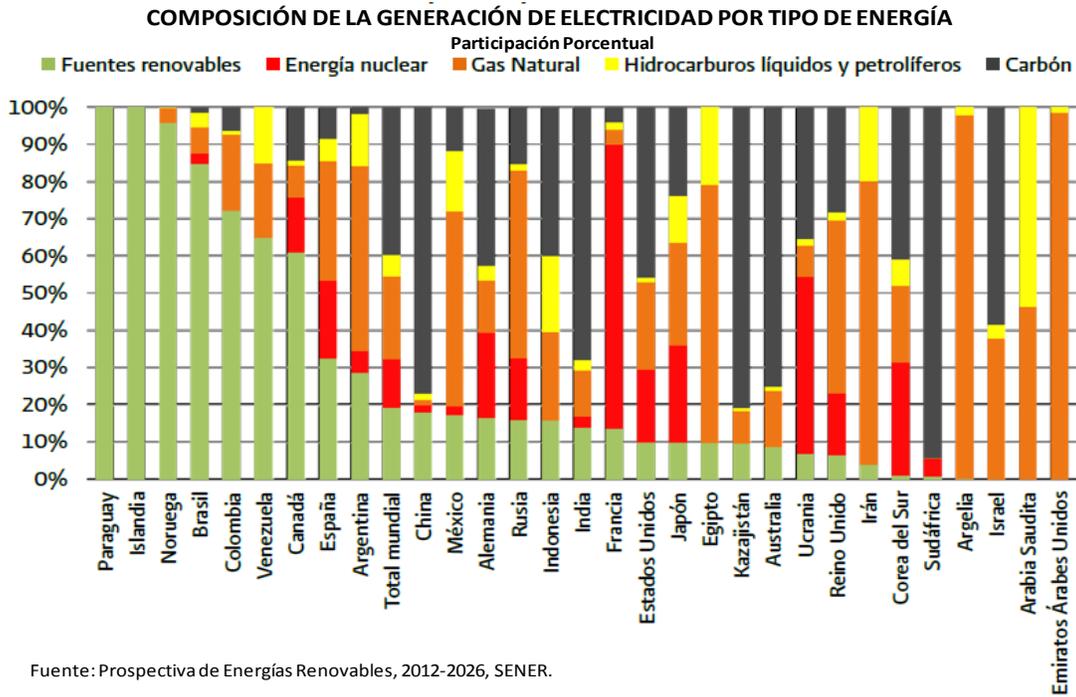
Entre otras destacan, la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), que regula el uso de fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica con fines distintos a la prestación del servicio público; el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables que tiene como propósito

⁴ Prospectiva de Energías Renovables, 2012-2026, SENER.

primordial establecer las políticas públicas en la materia, al determinar metas para el uso de dichas fuentes de energía y las acciones por desempeñar.

En el caso particular de las pequeñas, micro y mini hidroeléctricas, por medio de la modificación de la Ley de Aguas Nacionales, se busca permitir el desarrollo y aprovechamiento del recurso hídrico con fines de generación eléctrica, a través de la regulación en uso o explotación preservando su cantidad y calidad.

La LAERFTE también establece el propósito de incrementar la participación de las tecnologías no fósiles en la generación de energía eléctrica a 35% hacia el año 2024. Con ello, las energías renovables toman un papel preponderante para alcanzar dicho cometido.



Los cinco países más importantes en capacidad instalada de energía renovable para generación de electricidad, incluyendo a las pequeñas hidroeléctricas son: China (70 GW), Estados Unidos (68 GW), Alemania (61 GW), España (28 GW) e Italia (22 GW). Si se incluyen las grandes hidroeléctricas la lista de países cambia quedando como líderes China (282 GW), Estados Unidos (147 GW), Brasil (86 GW), Canadá (74 GW) y Alemania (65 GW).

2. Producción de Hidrocarburos y Generación de Electricidad

2.1 *Industria Petrolera*

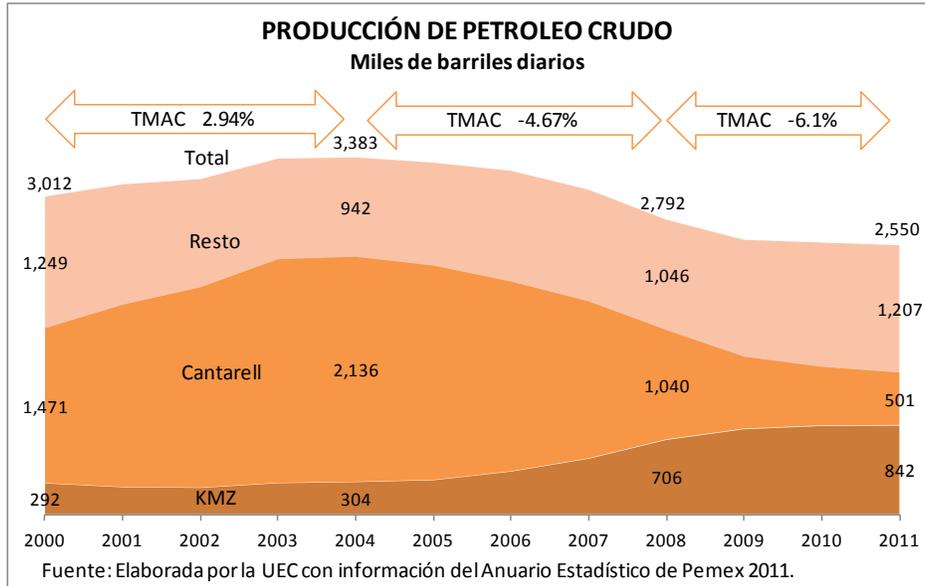
Como resultado de una política energética dirigida a utilizar la renta operativa de PEMEX para financiar el presupuesto de egresos y el déficit fiscal, las posibilidades de reinvertir esas utilidades se han reducido significativamente, por lo que el organismo presenta afectaciones negativas en la exploración y explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos, en el aumento de los volúmenes de producción, en el proceso de transformación y en los propios ingresos que son reflejo de menores incrementos de las ventas.

2.1.1 *Descenso de la producción de petróleo crudo*

El volumen de producción continuó cayendo desde 2004 y alcanzó los 2.58 millones de barriles diarios de petróleo crudo en 2010 y 2.55 millones en 2011, debido a la caída que viene sufriendo Cantarell, el que hasta 2008 fuera el principal activo, ahora sustituido por el Ku-Maloob-Zaap (KMZ).

La caída de la producción en Cantarell le llevó a disminuir su participación en la producción total de un 63.2% en 2004 a 19.6% en 2011, lo que se tradujo en una reducción de 833 mil barriles diarios en el volumen de producción de la industria petrolera mexicana. Las reservas probadas sufrieron también un descenso al reportar 10.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo y las de gas natural continuaron con su caída.

KMZ, por su parte, casi triplicó la producción, al pasar de 304.4 miles de barriles diarios en 2004 a 842.1 miles de barriles en 2011, por lo que se convirtió en el activo petrolífero más importante; Abkatun-Pol-Chuc, perdió fuerza significativa en los últimos diez años al pasar del segundo sitio en 2000 al cuarto lugar en 2011, su producción sufrió un fuerte descenso de 557.5 miles de barriles diarios a 276.2 miles de barriles.



El otro activo que es importante destacar es de Aceite Terciario del Golfo (ATG), que debido a su importancia en reservas probadas tiene invertido una importante suma de recursos presupuestales en explotación de pozos petroleros. El alto costo de extracción, que en algunos casos supera los 20 dólares por barril, implica que la relación costo-beneficio sea considerablemente elevada; su volumen de producción, aunque muestra un aumento importante en los últimos tres años, de 29.3 miles de barriles diarios a 52.8 miles de barriles, sólo representa 2.1% del volumen de producción nacional de petróleo crudo.

2.1.2 Escaso valor agregado en la producción de energía

De acuerdo con el Balance de Energía 2011,⁵ la producción nacional anual de energía primaria reportó un descenso de 0.7%, al registrar un volumen de 9,191 Pentajoules (PJ).⁶ La producción de petróleo crudo, principal energético primario, presentó una disminución de 1.3% respecto de 2010, debido principalmente a que el activo Cantarell, que reportó una producción equivalente a 19.6% del total, tuvo una caída de 9.7% y la producción del ahora principal activo Ku-Maloob-Zaap, con una aportación en el total de 33%, aumentó 1.4%. No obstante, con la caída de Cantarell la producción de petróleo crudo muestra una tendencia a la baja desde 2005.

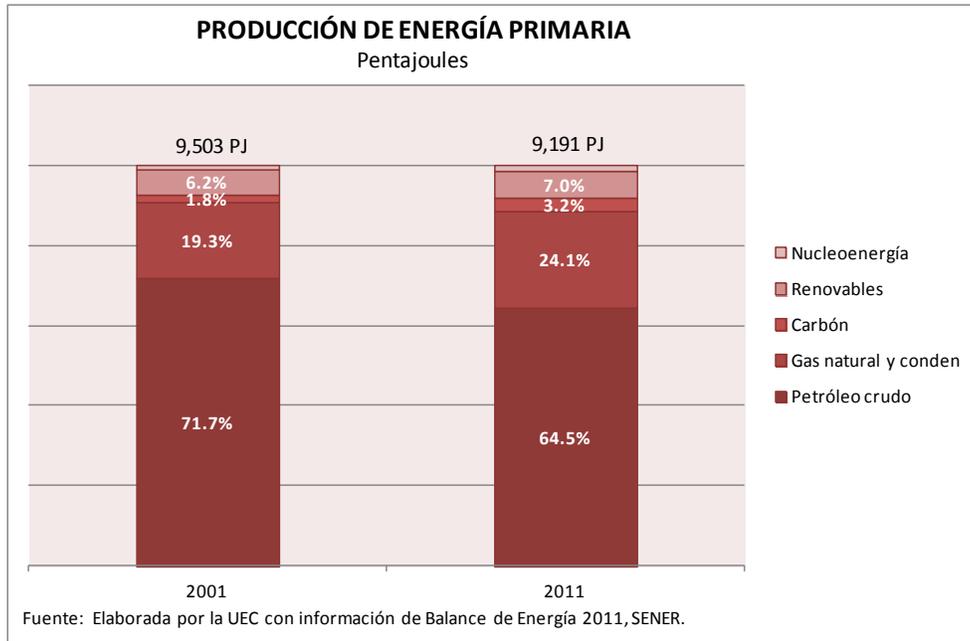
⁵ Balance de Energía (2011), SENER.

⁶ Equivalente a 156,868 barriles de petróleo crudo.

Por su parte, la producción bruta de gas natural disminuyó 3.9%, al reportar 2,118 Pentajoules. En 2011, los proyectos de Veracruz y Burgos sufrieron una declinación. El gas enviado a la atmósfera fue menor en 40.7% y el aprovechamiento pasó de 93.4% en 2010 a 96% en 2011.

En cuanto a la producción de carbón mineral lavado, en 2011 ésta totalizó 290.96 PJ, 20.6% mayor respecto a 2010. El carbón térmico, que se utiliza principalmente para generación de electricidad, representó 91.6% de la producción total de carbón mineral y aumentó 22.0%. La producción de carbón siderúrgico totalizó 24.39 PJ y mostró un incremento de 8.4%.

La producción de energía nuclear aumentó 66.4% en 2011 respecto a 2010 y la de energías renovables creció en 0.1%, destacando la de biomasa. En un escenario de mediano plazo (2001-2011), se observa una clara disminución de la producción de energía primaria, en especial, de petróleo crudo.



La producción bruta de energía secundaria, reportó un volumen de 5.534 Pentajoules, 1.6% mayor a la reportada en 2010. La industrialización y transformación de la energía primaria continúa siendo uno de los principales obstáculos en la generación de productos de valor agregado.

El Sistema Nacional de Refinación continuó sin cambios sustantivos en la capacidad de transformación, al mantenerse prácticamente estancada por más de 25 años. En refinerías y despuntadoras se observó una producción 2.2% menor a la de 2010, derivado principalmente del incremento en la cantidad de paros no programados en las refinerías de Madero, Tula, Cadereyta y Minatitlán. Asimismo, se llevaron a cabo programas de mantenimiento más agresivos, lo que implica períodos de paro prolongados.⁷

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA					
Pentajoules					
Energético	2001		2011		TMAC
	Volumen	%	Volumen	%	
Gas seco	1,113	22.4%	1,554	28.1%	3.4
Gasolinas y naftas	882	17.8%	906	16.4%	0.3
Combustóleo	1,017	20.5%	723	13.1%	-3.4
Electricidad	711	14.3%	1,050	19.0%	4.0
Diesel	572	11.5%	581	10.5%	0.2
Otros	665	13.4%	720	13.0%	0.8
Total	4,960	100.0%	5,534	100.0%	1.1

Fuente: Elaborado por la UEC con información del Balance de Energía 2011, SENER.

Los resultados revelan la elevada concentración del sector Energía en la producción primaria, con bienes de bajo valor agregado y un alto contenido importado en bienes procesados, especialmente gasolinas.

2.1.3 Creciente importación de petrolíferos

En los últimos cuatro años, las pérdidas de operación de Pemex Refinación se triplicaron al aumentar de 111 mil millones de pesos en 2007 a 290 mil millones de pesos en 2011; su pasivo total ascendió en el último año a 757 mil millones de pesos, equivalente a 43.8% del pasivo total de Pemex; un saldo del fondo laboral de la subsidiaria por 249 mil millones; y, un patrimonio negativo de 152 mil millones de pesos.

El Sistema Nacional de Refinerías, debido a falta de efectivos programas de mantenimiento y reconfiguración, está imposibilitado para incrementar el procesamiento de mayores volúmenes de petróleo crudo, lo que ha implicado que en ese mismo periodo se importen petrolíferos por

⁷ Balance Nacional de Energía, 2011, SENER.

100 mil millones de dólares y 68.2 miles de millones de dólares de gasolinas, es decir, 68.2% del total.

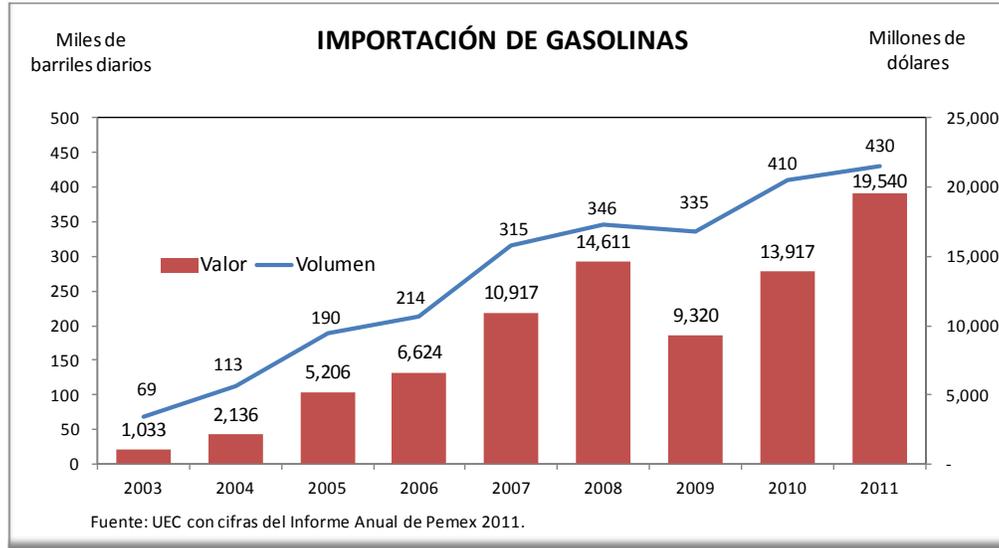
PEMEX REFINACIÓN: ESTADO DE RESULTADOS Y BALANCE						
Miles de millones de pesos						
	2007	2008	2009	2010	2011	TMAC
<i>Estado de Resultados</i>						
Ingresos por Ventas	475.8	547.5	530.6	606.1	700.5	5.3
Costo de lo Vendido	553.6	784.4	616.0	711.9	943.7	9.3
Rendimiento de Operación	-111.1	-280.3	-129.7	-155.3	-290.0	21.5
Rendimiento Neto	-45.7	-119.5	-92.3	-82.7	-139.5	26.4
<i>Balance</i>						
Pasivo Total	377.3	395.7	484.2	587.4	756.8	13.8
Reserva laboral	178.4	168.3	195.9	225.3	248.6	3.9
Patrimonio	40.1	-15.7	11.9	-13.2	-152.1	-

Fuente: Elaborado por la UEC con información de los Estados Financieros de Pemex.

La capacidad de refinación sigue sin cambios: 1.54 millones de barriles diarios, debido a la obsolescencia y falta de mantenimiento adecuado de las plantas de refinación, el retraso de la construcción de la refinería de Tula, en Hidalgo, que incrementaría la capacidad de refinación en 250 mil barriles diarios, pero que se mantuvo suspendido durante 2010 y 2011 y en febrero de 2012 se realizó la licitación para su construcción. El proyecto de la dirección de Pemex de adquirir una refinería en el extranjero no se ha concretado y la participación que tiene Pemex con Shell en la refinería de Deer Park, en Texas, no genera ningún efecto adicional en la ampliación de la capacidad.

Debido a la reducida capacidad instalada de Pemex Refinación, los costos de reconfiguración, mantenimiento e importación se han incrementado sensiblemente. Solamente en reconfiguración y mantenimiento se acumularon más de 13 mil millones de dólares en los últimos diez años, según reporta la paraestatal y las importaciones de gasolinas adquirieron una dinámica propia.

Al cierre de 2011, el volumen de gasolinas importadas representó 53.8% del volumen de ventas internas de gasolinas, lo que fue equivalente a un aumento de 12 puntos porcentuales respecto de 2007. Las enormes pérdidas operativas de Pemex Refinación se explican por el bajo nivel de ingresos obtenido en el procesamiento de petrolíferos y el elevado aumento de sus costos de operación: es un círculo vicioso en el que la falta de capacidad de refinación, por escasez de infraestructura, no genera ingresos y ello mismo aumenta la dependencia de importaciones de productos con valor agregado.



2.1.4 Declinación de las reservas probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos, dictaminadas en febrero de 2012 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, pasaron de 13 mil 796 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en enero de 2011 a 13 mil 810 millones de barriles en enero de 2012, es decir, se reportó un aumento de sólo 0.1%.

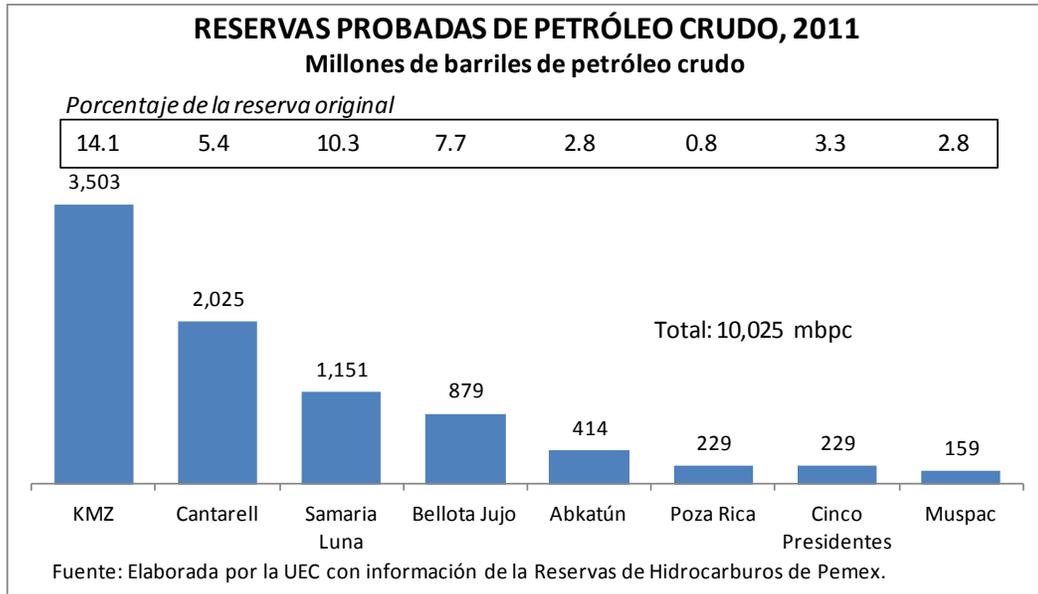
De acuerdo con PEMEX, estas reservas corresponden a una vida promedio de 10.2 años; el 60% de las reservas se localiza en campos marinos. Los descubrimientos de 2011 ascendieron a 153 mil barriles de petróleo, atribuibles a la perforación de pozos exploratorios. De ese total, 68% se ubicó en descubrimientos marinos y el restante 32% a terrestres, concentrándose principalmente en las cuencas del sureste.

El Informe de PEMEX sobre Reservas de Hidrocarburos⁸ reportó que las reservas probadas de petróleo crudo ascendieron a 10 mil 025 millones de barriles de petróleo y que en la mayoría de los activos integrales el remanente explotable en los que se cuentan con mayores reservas está por debajo del 14% de la reserva original.

El KMZ que contribuye con 34.9% del total, presenta la reserva más elevada con 3 mil 503 millones de barriles; Cantarell que sólo le queda una reserva equivalente a 5.4% de la original cuenta con 2 mil 025 millones de barriles; su declinación es prácticamente irreversible y apenas

⁸ Reservas de Hidrocarburos (2012), Pemex.

absorbe 20.2% de la reserva total. El activo Samaria Luna cuenta con 10.3% de su reserva original y tiene un remanente de 1 mil 151 millones de barriles, entre los más importantes.



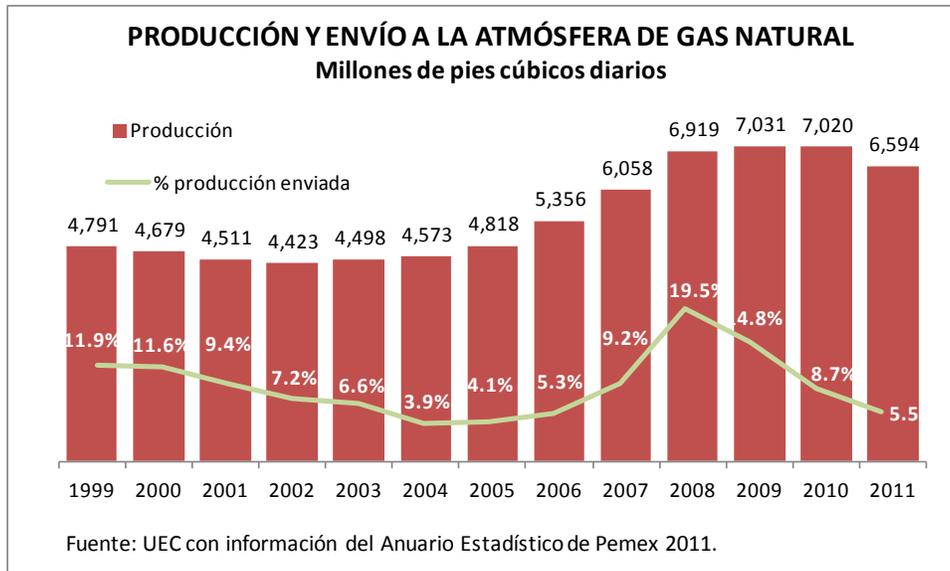
Del total de la reserva original de petróleo crudo por 157.6 mil millones de barriles, existe una reserva conceptuada como de difícil extracción que supera 60% del total, cuyo costo se elevará progresivamente de acuerdo al grado de dificultad de la extracción. El costo promedio de extracción estimado entre 7 y 8 dólares por barril, que se compara favorablemente con otras empresas petroleras a nivel mundial.

No obstante, en campos maduros la extracción se complica y su costo se está elevando muy por encima de ese promedio, Chicontepec, es uno de los activos incluidos en esta categoría con un costo estimado de extracción de 20 dólares por barril que podría aumentar hasta más de 30 dólares la extracción.

La reserva original de ATG, Chicontepec, asciende a 12 mil 485 millones de barriles de petróleo crudo pero el remanente explotable es de solo 568 mil barriles; la reserva de difícil extracción es sustantiva pero su costo rebasa sensiblemente cualquier estándar vigente.

2.1.5 Descenso en la producción de gas natural y de petroquímicos

Entre 2002 y 2009, la producción de gas natural registró un repunte importante, al incrementarse a una tasa media anual de 6.8%, nivel muy superior al que observó la producción de petróleo crudo. No obstante, en 2010 presentó un descenso de 0.2% y en 2011 observó una caída aun más pronunciada de 6.1%. Pemex continúa enviando gas a la atmósfera, pero ya en proporciones a las de 2004-2006 que no se comparan con los niveles cercanos al 20% de 2008, es decir, niveles de 1,347 millones de pies cúbicos diarios en este último año, contra 360 millones de pies cúbicos de 2011, 5.5% del total producido.



Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior de éstas, en la mayoría de los casos, está a cargo de empresas privadas.⁹ Al cierre de 2011, PEMEX reportó una red de ductos en operación de aproximadamente 11,296 km para transportar gas natural.

Con relación a la capacidad de producción de petroquímicos, su volumen se mantuvo estancado en 1999-2011, al pasar de 11.7 millones de toneladas a 12.4 millones de toneladas, es decir, tuvo un cambio de tan solo 0.5% promedio anual. Por su parte, la elaboración de petroquímicos registró un incremento de 0.2%, al llegar en 2011 a 8.2 millones de toneladas. Al igual que en

⁹ La Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorga permisos de distribución en distintas zonas del país a empresas que cuentan con sus propios gasoductos.

otros segmentos de la industria, en petroquímica los aumentos son marginales y con una tendencia a la baja en los niveles de producción.

El índice de elaboración de petroquímicos a capacidad de producción, descendió 2.7 puntos porcentuales en los últimos doce años, lo que refleja un mayor deterioro de la capacidad del proceso de producción. Así, hay un descenso en el volumen de producción de petroquímicos que en términos de valor es compensada por el incremento de los precios de los productos petroquímicos, de tal manera que las ventas internas en valor, se han mantenido con crecimientos importantes en términos reales.

Un deterioro mayor se observa en el volumen de ventas de petroquímicos que descendió a una tasa media anual de 2.0%, al reportar 3.6 millones de toneladas en 1999 y 2.8 millones de toneladas en 2011. Los factores que explican la decadencia de la petroquímica están asociados a los bajos niveles de inversión, el desinterés en restituir las cadenas de valor con la industria privada del país, así como la cancelación de proyectos de inversión en varios de los complejos petroquímicos, donde se privilegió un proceso de privatización de plantas.

Aunque la balanza comercial en volumen presenta superávit, tiene un marcado descenso cuyo nivel significó en 2011 la mitad del reportado en 1999. No obstante, una mayor dinámica de las exportaciones permitió revertir en 2010 y 2011 el déficit comercial de 2009.

2.1.6 Elevada inversión y nula rentabilidad en Chicontepec

El activo Aceite Terciario del Golfo, mejor conocido como Chicontepec, abarca un área de 3,875 km² y está ubicado en los estados de Veracruz y Puebla; Pemex PEP ha señalado que concentra 39% de las reservas totales de hidrocarburos del país, es decir, alrededor de 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.¹⁰ El objetivo de PEMEX es convertir al Proyecto Chicontepec en una cuenca que pueda producir entre 550 mil a 700 mil barriles diarios hacia el año 2017.¹¹ Pemex PEP señaló que este es el proyecto de mayor potencial para la obtención de hidrocarburos en el país, lo cual se incrementa gradualmente al desarrollarse sus reservas probables.¹²

¹⁰ Ya con anterioridad Pemex había señalado que las reservas totales ascendían a 139 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y buscó sin éxito que estas fueran certificadas por una compañía privada.

¹¹ Pemex, Proyecto Chicontepec. Febrero de 2009.

¹² Pemex PEP, Viabilidad del Proyecto Chicontepec, Abril de 2010.

Con objeto de compensar la caída de la producción de otros campos petroleros importantes, Pemex intenta intensificar el desarrollo de este proyecto por lo que se propuso alcanzar una meta de producción de 119 mil barriles diarios en 2009 y 226 mil barriles diarios para 2010, mismas que se comprobó no fueron alcanzadas.

A mediados de 2008, Pemex había adelantado que el proyecto alcanzaría su máximo nivel de producción en 2017 con un volumen de producción de 808 mil barriles diarios de petróleo crudo y 970 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. También había señalado que el proyecto dejaría ingresos por 2.2 billones de pesos entre 2009 y 2023 y pagaría impuestos y derechos al fisco por 565 mil millones de pesos durante 14 años.

No obstante, en el periodo 2007-2011, los gastos de capital en Chicontepec ascendieron a más de 7.3 mil millones de dólares y debido a los problemas de extracción éste se ha constituido en un activo de baja rentabilidad y productividad cuyos beneficios se trasladan a las empresas transnacionales contratistas.

ACTIVO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO						
Chicontepec						
Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	TMAC
Inversión						
<i>Millones de pesos</i>	4,872	10,204	22,785	30,048	28,490	55.5
Producción						
<i>Miles de barriles</i>	3,891	10,440	10,620	14,760	18,990	48.6
<i>% de la producción nacional</i>	0.35%	1.02%	1.12%	1.57%	2.04%	
Costo por barril						
<i>Dólares</i>	114.6	173.9	283.3	253.7	200.0	14.9
<i>Fuente: Elaborado por la UEC con información del IFAI.</i>						

Es importante señalar que durante el periodo en comento, la inversión tuvo un incremento sustantivo al pasar de 4.9 miles de millones de pesos en 2007 a 28.5 miles de millones de pesos en 2011. Sin embargo, la producción en 2009 sólo alcanzó 29 mil barriles de petróleo por día -1.0% de la producción nacional-, en 2010 se incrementó a 40.4 miles barriles por día y para 2011 52 mil barriles diarios, por lo que un nuevo escenario con menor producción podría generar 365 mil millones de ingresos -sólo 16.6% del proyecto original- y 95 mil millones de impuestos y derechos en el mismo periodo.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), estimó que existe una gran reserva de petróleo crudo y gas natural en el terreno de Chicontepec, pero la complejidad del subsuelo dificulta su extracción.¹³ El escenario tuvo un cambio radical, las reservas probadas que se registraron a diciembre de 2008 bajaron de 668 millones de barriles a 483 millones al cierre de 2009.¹⁴

2.1.7 Renta petrolera en el desarrollo de activos integrales

Pemex modificó el esquema de los denominados Contratos de Servicios Incentivados por Contratos de Servicios Integrales para exploración y producción, donde los contratistas podrán ofrecer servicios de evaluación, exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en el bloque territorial asignado.

Las adjudicaciones se realizarán bajo licitación pública internacional al contratista que ofrezca la menor tarifa por barril, es decir, Pemex pagará un rendimiento por barril entregado en contratos cuya duración es por 25 años, pudiendo ser prorrogables, con riesgos compartidos para los inversionistas privados y Pemex.

Estos mismos podrán beneficiarse de los cambios fluctuantes de los precios internacionales y del método aprobado en la LFPRH para estimar el precio de la mezcla en el PEF. Se ha dicho que tales contratos son violatorios de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, al permitir a los privados explorar, desarrollar y producir hidrocarburos en bloques del territorio nacional que les sean adjudicados.

La adjudicación de los primeros Contratos Integrales de Servicios para exploración y Producción (agosto de 2011) para los campos maduros Santuario, Carrizo y Magallanes en la Región Sur fueron asignados a la empresa británica *Petrofac Facilities Management Limited* y a la mexicana Administradora en Proyectos de Campos; campos que cuentan con una reserva 3P de 207 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En octubre de 2011 se formalizaron los contratos, permitiendo complementar la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos. PEMEX señaló que estos proyectos son autofinanciables, no se

¹³ La CNH anunció que es poco probable que el proyecto empiece a generar flujos de efectivo antes de 2015, y que sin cambios en la forma que Pemex está invirtiendo en el proyecto, no recuperará su capital antes de 2030. Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera revisión y recomendaciones. CNH, abril de 2010.

¹⁴ La empresa Ryder Scott, certificadora internacional de reservas petroleras de Pemex, informó que la pérdida de presión de los pozos propicia que resulte más difícil y costoso extraer el crudo con las tecnologías disponibles.

erogarán recursos durante el contrato, se alcanzarán mayores niveles de producción y se tendrá acceso a nuevas tecnologías.¹⁵

En marzo de 2012 inició la producción de las áreas Magallanes, Santuario y Carrizo de la Región Sur bajo el nuevo esquema de Contratos Integrales de Exploración y Producción para Campos Maduros.

En junio de 2012, PEMEX anunció los resultados de la segunda ronda de licitaciones de los Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción de los campos maduros Altamira, Pánuco, Tierra Blanca y San Andrés; quedaron sin adjudicarse las áreas de Arenque y Atún. Se estima que con la adjudicación de los contratos se alcanzará un volumen de producción adicional de aproximadamente 80 mil barriles diarios de petróleo, duplicando así la producción actual de la Región Norte.

2.1.8 Bajos niveles de inversión productiva en PEMEX

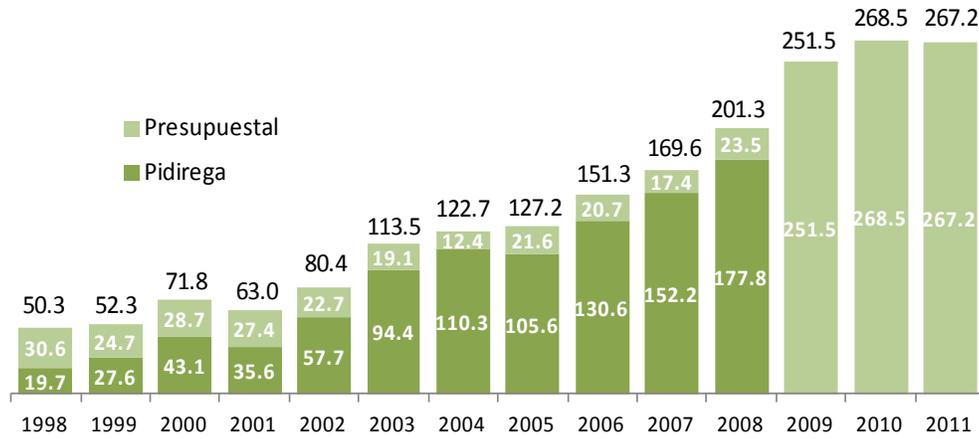
A pesar del gran incremento de los niveles de inversión en infraestructura productiva de PEMEX, las reservas probadas, los volúmenes de producción y la capacidad de refinación se mantienen a la zaga con una ligera tendencia al alza que sólo es sostenible por los elevados niveles de precios del crudo mexicano.

En la evolución de la inversión de capital, es de notar el declive de la participación de la inversión directa programada que pasó de representar 61% en 1998 a sólo 11.7% en 2008; en contraste, fue creciendo la relevancia de la inversión PIDIREGAS, que para este último año representó 88.3% en el total de la inversión.

Al eliminarse el financiamiento no presupuestal del esquema PIDIREGA en 2008, este esquema es sustituido por Pemex bajo la denominación de activos y campos de explotación a partir de 2009. Prácticamente la totalidad de la inversión de los proyectos se concentró en Pemex PEP con 90.9% del total; 66.5% de la inversión total fue absorbida por siete proyectos de un total de 37 que originalmente fueron reconocidos como PIDIREGAS: Cantarell, Programa estratégico de Gas, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, KMZ, Complejo Antonio J. Bermúdez y Delta de Grijalva. Con excepción de Burgos (2027), todos estos proyectos tienen un avance cuya conclusión se estableció entre 2010 y 2015.

¹⁵ Sexto Informe de Labores de la SENER, 2012.

INVERSIÓN EN PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA
Miles de millones de pesos



Fuente: Elaborada por la UEC con información de PEMEX.

Con la desaparición del esquema, se elimina el financiamiento privado de la inversión y se cancelan los proyectos concesionados a los empresarios privados, principalmente dueños de transnacionales.

El nuevo modelo de inversión, con recursos totalmente presupuestales, debería fortalecerse con una visión estratégica-integral de todas las áreas de negocio de Pemex, sin descuidar ninguno de los procesos primarios, de transformación y de integración de las cadenas de valor-producción de crudo y gas, refinación y producción de petrolíferos.

No obstante, los recursos de inversión son insuficientes y no están atendiendo las necesidades de capital de proyectos críticos como la construcción de un mayor número de refinerías para eliminar o al menos disminuir el oneroso gasto en importación de gasolinas. Los nuevos proyectos de exploración, al estar limitados, no tienen garantizada la posibilidad de expandir las reservas de petróleo y gas y los propios volúmenes de producción.

2.2 *Industria Eléctrica*

Los indicadores de la industria eléctrica nacional muestran contrastes en su tendencia. A principios de la década del 2000, se reflejaba una fuerte presencia en el mercado mexicano de las empresas que constituían el servicio público; sin embargo, para 2011, puede observarse que la generación y capacidad de generación de electricidad las están dominando los permisionarios privados con capitales de origen extranjero y el servicio público está siendo desplazado gradualmente con los enormes costos que sostienen una planta productiva subutilizada y con una estructura de tarifas que afectan al consumidor.

2.2.1 *Tendencia descendente de la generación de electricidad de CFE*

La generación de energía eléctrica nacional reportó 292.2 miles de GWh en 2011, nivel superior en 3.9% al de 2009. Una mayor actividad económica en 2010 propició que, en el año, todos los generadores de electricidad aumentaran sus volúmenes de producción acentuándose el incremento en los permisionarios para usos propios, autoabastecimiento y cogeneración, incluida también la generación de electricidad para exportación. Los productores independientes (PIE), reportaron un menor incremento que en años anteriores pero continuaron siendo el segmento más dinámico.

La generación del servicio público, que incluye únicamente a CFE, debido a la extinción de LFC,¹⁶ cuya contribución en el total generado a 2011 fue de 59.6%, creció en el año 6.2% producto del mayor crecimiento económico y del aumento de la demanda de energía eléctrica. No obstante, se mantuvo la tendencia a la baja entre 2000 y 2011 con una TMAC de -0.9%.

En los últimos años, la dependencia de los permisionarios por parte del servicio público ha tendido a incrementarse. La generación de energía eléctrica por parte de los permisionarios privados aumentó a una TMAC de 22.3%, destacando el crecimiento y volumen generado de los Productores Independientes (PIE's), el autoabastecimiento y la cogeneración: su contribución en el volumen generado pasó de 6.3% en 2000 a 40.4% en 2011.

¹⁶ La SENER en sus prospectivas del sector eléctrico, incluye la generación de electricidad de los productores independientes de energía (PIE) como parte del servicio público, lo que en principio indicaría que existe un importante incremento en la generación de energía eléctrica por parte del mismo servicio público.

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA													
Miles de GWh													
Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TMCA % 2000-2011
Total	204.4	209.6	215.1	224.9	235.6	248.1	256.4	263.4	269.5	262.9	275.7	292.1	3.3
S. Público ¹	191.5	192.5	179.3	172.0	162.8	173.4	165.7	161.6	161.7	158.6	164.1	174.2	-0.9
Permisarios	12.9	17.1	35.9	52.9	72.8	74.7	90.8	101.8	107.8	109.6	111.6	117.9	22.3
PIE	1.3	4.6	21.8	31.6	45.9	45.6	59.4	71.0	74.2	76.5	78.4	85.0	45.9
Usos propios	1.7	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-4.9
Autoabastecimiento	6.4	6.3	8.0	10.6	13.9	14.4	15.4	12.1	12.8	12.9	14.7	14.4	7.6
Cogeneración	3.4	4.8	4.6	6.7	7.2	7.3	7.8	11.5	12.4	12.3	12.6	12.5	12.4
Exportación	0.0	0.0	0.0	2.5	4.4	6.1	6.9	6.2	7.4	6.9	4.9	5.0	-

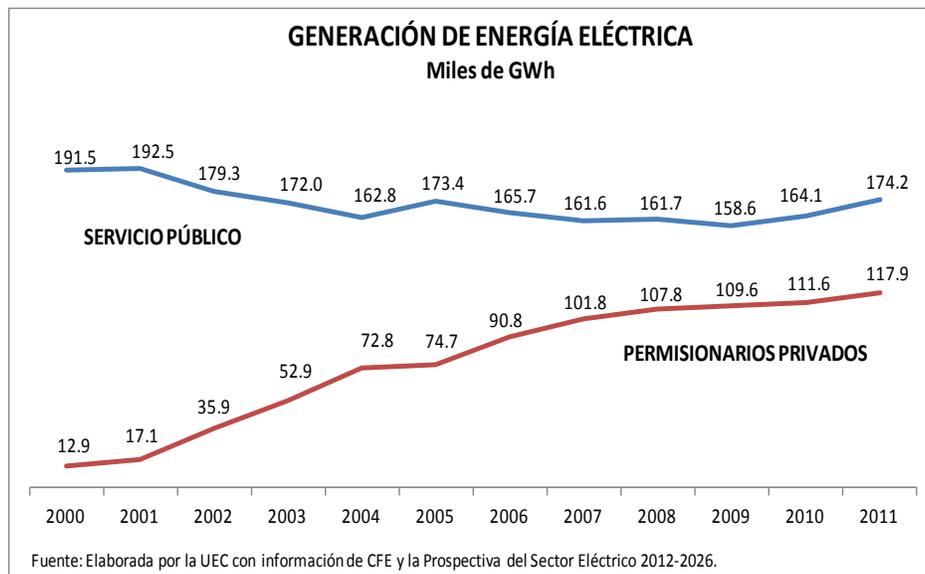
¹ CFE y LFC hasta 2009.

Nota: La generación de electricidad de los permisionarios y su composición en 2010 es estimación propia.

Fuente: UEC con información de CFE y Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-20025, SENER.

Aunque la CFE cuenta con 57.8% de la capacidad de generación de electricidad, ésta ha venido disminuyendo su contribución debido a que se privilegia la generación potencial de los permisionarios privados de origen externo.

Los permisionarios tampoco corren riesgos debido a que venden la energía comprometida a la CFE y aunque se presenten paros o haya una menor demanda del energético, la paraestatal tiene que colocar los excedentes al costo que sea necesario, ello debido a que la electricidad no se puede almacenar como un bien tangible y la CFE tiene que buscar que se consuma en el momento que se genera.



Las altas tarifas de la electricidad no son producto exclusivamente de la energía generada por el servicio público, también se derivan de los altos costos de interconexión de los productores independientes y del gas natural que es el único combustible que los PIE's utilizan.

En diversos foros se ha abierto de manera constante la afirmación de la violación al artículo 27 constitucional argumentando que corresponde sólo a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público (...) por lo que no se otorgarán concesiones a los particulares.¹⁷

2.2.2 Subutilizada la capacidad instalada del servicio público

En 2011, la capacidad instalada nacional ascendió a 68 mil MW, 10.2% más que la reportada el año anterior y con una TMAC de 4.8% en 2000-2011.

Al servicio público le correspondió 39.3 miles de MW, 1% menos que en 2010, lo que denota el claro estancamiento de la infraestructura eléctrica pública. Ese total fue equivalente a 57.8% de la capacidad nacional, en tanto que a los permisionarios privados, con 28.7 miles de MW, les correspondió el restante 42.2% de la capacidad.

Para satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, indica la CFE, se ha tenido que aumentar la capacidad de generación de los Productores Externos de Energía (PEE), que son los mismos Productores Independientes (PIE's). No obstante, la propia CFE no hace referencia a la capacidad ociosa que existe en el servicio público que es el factor que estaría explicando la gran presencia de los permisionarios.

Los niveles de subutilización de la infraestructura generadora de electricidad del servicio público se constatan al comparar el crecimiento de la capacidad instalada en uno y otro segmento. Mientras que en 2000-2011 el servicio público mostró una TMAC de sólo 0.8%, los permisionarios independientes aumentaron su capacidad en 18.7% en el mismo periodo y, de ellos, los PIE's mostraron una TMAC de 34.9%. Es decir, tanto en capacidad instalada como en generación, la CFE reporta indicadores de contracción y en ambos rubros los permisionarios privados crecen a tasas muy elevadas.

¹⁷ No obstante, en las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992, se introdujeron las figuras de productores independientes, autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación e importación, en contraposición de lo dispuesto en el 27 constitucional.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL													
Miles de MW													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TMCA% 2000-2011
TOTAL	40.5	42.5	45.6	51.0	53.6	53.8	56.3	59.0	59.6	60.6	61.7	68.0	4.8
Servicio Público	36.2	36.9	37.2	36.9	38.4	37.2	37.3	38.4	38.4	39.2	39.7	39.3	0.8
Permisarios	4.3	5.5	8.4	14.1	15.2	16.6	19.0	20.5	21.0	21.4	22.0	28.7	18.7
PIE	0.5	1.6	3.9	7.7	8.2	9.3	11.5	12.6	12.7	12.7	13.2	14.3	34.9
Usos propios	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-0.4
Autoabastecimiento	2.2	2.3	2.8	3.1	3.7	3.9	4.1	3.5	3.9	4.2	4.3	7.9	12.5
Cogeneración	1.1	1.1	1.1	1.4	1.4	1.5	1.6	2.7	2.7	2.8	2.8	3.5	10.9
Exportación	0.0	0.0	0.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.5	0.2

Fuente: UEC con información de Prospectiva del Sector Eléctrico, 2009-2024, SENER.

En 2011 se realizaron adiciones, modificaciones y retiros de capacidad en el servicio público, dando como resultado un decremento de la capacidad instalada de 433.9 MW, respecto a 2010. Actualmente, más de 30% de la capacidad instalada tiene una antigüedad de 25 años o más de operación; por ello, para incrementar la propia capacidad y alcanzar márgenes de reserva aceptables, se requiere seguir un programa intensivo de retiros.¹⁸

2.2.3 Proyectos de inversión privada en el sector eléctrico

De acuerdo con la tabla de amortización y pago de intereses del PEF 2011, entre 1999 y 2047, la CFE tendrá que cubrir un pasivo PIDIREGA por 452 mil millones de pesos. Al 31 de diciembre de 2010, la CFE pagó 78.9 miles de millones de pesos de capital y 50.4 miles de millones de intereses, lo que significa que entre 2011 y 2047 tiene pendientes amortizaciones por 228.1 miles de millones de pesos y de costo financiero 94.2 miles de millones.

La incorporación de nuevas plantas de electricidad, a través de los PIE's, promoverá mayores pasivos e incrementará montos y plazos de vencimiento. Con los saldos actuales, entre 2012 y 2020 la CFE realizará pagos anuales de capital e intereses que en promedio superan los 25 mil millones de pesos. Solamente de 2012 a 2018 efectuará pagos por 58.6 miles de millones de pesos con intereses superiores a 8 mil millones anuales en promedio. Las tasas de los pasivos en moneda extranjera superan el 7% anual por lo que el servicio de la deuda ejercerá una fuerte presión en el pago de las obligaciones.

¹⁸ La misma Prospectiva del Sector Eléctrico, 2012-2026, reconoce el grado de obsolescencia de la planta productiva a la que no obstante habrá que agregar la parte de la infraestructura que sí está habilitada para generar electricidad pero que se mantiene subutilizada.

El pasivo directo y contingente de los PIDIREGAS crece a una TMA de 24.2%, lo que implica que a la CFE, con el *impacto diferido en el gasto* de los compromisos financieros adquiridos, se le empezaron a acumular progresivamente los pasivos cuando los proyectos entraron en operación. Es decir, el esquema está generando ingresos, pero una proporción muy importante se está destinando para el pago a permisionarios privados por la compra de electricidad y al pago de los pasivos que los proyectos están acumulando. Por ello, anualmente la CFE tiene que estar recibiendo recursos presupuestales *subsidiados* para compensar sus pérdidas.

Los permisionarios privados, a su vez, están obteniendo ganancias extraordinarias y sin riesgos por la venta de energía eléctrica a CFE y están creando una infraestructura con una capacidad de generación excedente que rebasa notoriamente el aumento de la demanda efectiva de electricidad, propiciando márgenes crecientes.

Dado que CFE trabaja con costos operativos más bajos que los que tenía la extinta LFC, con su liquidación debería reflejarse en tarifas más bajas a los usuarios residenciales de energía eléctrica de la zona centro del país. Adicionalmente, un rígido programa de cierre de infraestructura de CFE podría también reconstituir la estructura de costos al hacerla menos onerosa y repercutir en tarifas más flexibles.

2.2.4 *Creciente participación de los permisionarios privados*

Al mes de septiembre de 2012, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó 669 permisos, de los cuales 28 corresponden a grandes productores independientes, 474 a autoabastecedores, 74 para cogeneración, 37 para importación, 6 para exportación, 10 para pequeña producción y 40 para usos continuos. Todos ellos tienen autorizada una generación de electricidad de 186 miles de GW hora/año.¹⁹ Adicionalmente, estos permisos cuentan con una capacidad de generación de 29,542 MW y una inversión realizada de 34.9 miles de millones de dólares.

Con la ampliación del número de concesiones al sector privado, CFE ha disminuido sus niveles de generación de electricidad y sus ventas, afectando con ello la infraestructura eléctrica disponible que se está subocupando con los consecuentes aumentos en el costo de la generación.

¹⁹ Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica administrados a abril de 2011, CRE.

INVERSIÓN PRIVADA EN ENERGÍA ELÉCTRICA 2012

	Permisos autorizados		Capacidad de generación		Energía autorizada		Inversión autorizada		Millones USD Inver/MW	Millones USD Inver/GWh
	Número	%	MW	%	GWh	%	Millones USD	%		
PIE	28	4.2	14,199	48.1	102,167	55.1	14,899	42.6	1.0	0.1
Autoabastecimiento	474	70.9	8,264	28.0	39,586	21.3	12,309	35.2	1.5	0.3
Cogeneración	74	11.1	3,574	12.1	21,482	11.6	3,680	10.5	1.0	0.2
Exportación	6	0.9	2,636	8.9	19,254	10.4	2,827	8.1	1.1	0.1
Usos propios continuos	40	6.0	450	1.5	1,356	0.7	528	1.5	1.2	0.4
Pequeña producción	10	1.5	170	0.6	484	0.3	686	2.0	4.0	1.4
Importación	37	5.5	249	0.8	1,241	0.7	18	0.1	0.1	0.0
Total	669	100.0	29,542	100.0	185,570	100.0	34,947	100.0	1.2	0.2

Fuente: UEC con información de la CRE, datos a septiembre de 2012.

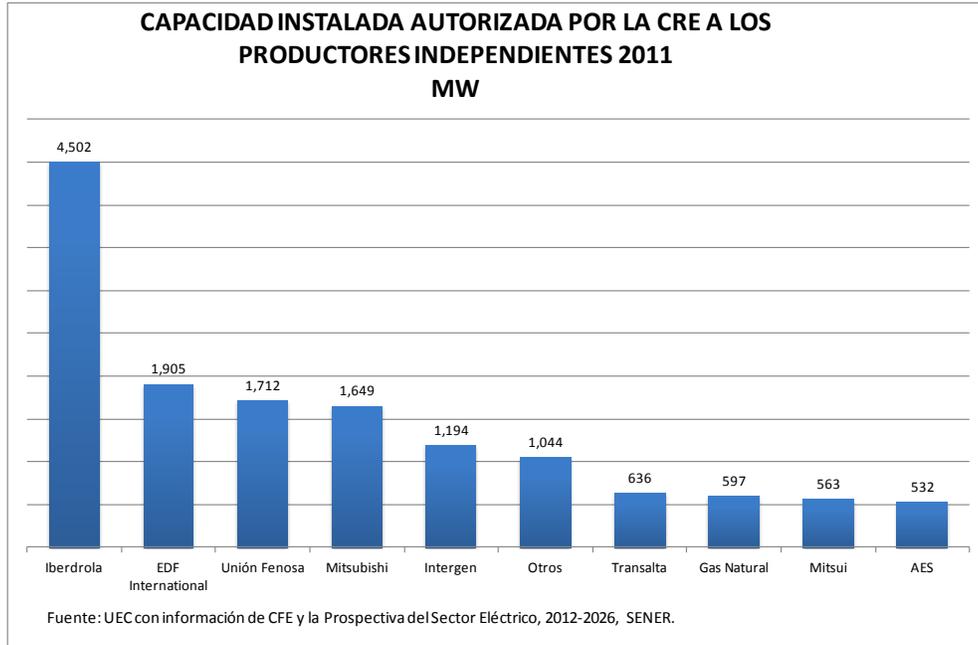
Con relación a la inversión, ésta se concentró en 42.6% en los PIE's mismos que a su vez operaron con unos de los menores costos de inversión tanto en capacidad de generación por MW como en GWh generado, debido a sus altas escalas de producción. La cogeneración, con 10.5% de la inversión, y la exportación, con 8.1% de la inversión, fueron los otros dos segmentos que ampliaron su capacidad de generación de electricidad con costos inferiores al promedio del total de la inversión de los permisionarios privados.

2.2.5 Principales proyectos bajo control de contratistas privados

De los permisos autorizados por la CRE en 2011, los Productores Independientes están concentrados en tecnología de Ciclo Combinado con 96.4% de la capacidad de generación y el restante 3.6% corresponde a capacidad Eólica.

Por su mayor capacidad de generación, destacan: la española Iberdrola con 4,502 MW, 31.5% del total; EDF International con 1,905 MW, 13.3% del total%; Unión Fenosa con 1,712 MW, 12% del total; e Intergen con 1,194 MW, 8.4% del total.

Los PIE's han logrado colocarse como los permisionarios privados más favorecidos por la CRE al obtener contratos con la CFE que se extienden por 25 años, según lo muestra el Presupuesto de Egresos, con utilidades aseguradas por ese lapso derivadas de las ventas de electricidad a la CFE. Estas empresas construyen infraestructura eléctrica en todo el mundo y han logrado posicionarse en el mercado como los principales generadores y comercializadores de electricidad y están incursionando con bastante éxito en el desarrollo de energías renovables.



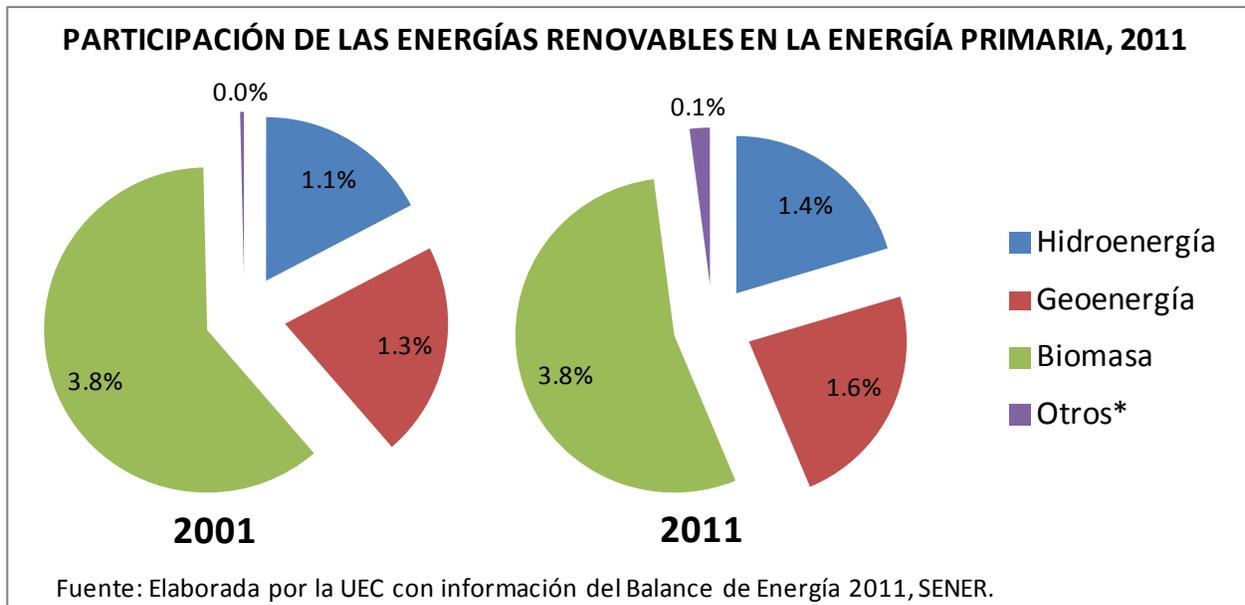
En México, el crecimiento de su participación en la capacidad instalada y en la propia generación de electricidad, está desplazando a los productores públicos como Luz y Fuerza del Centro (LFC) y está avanzando rápidamente para hacerlo también con la CFE. Según lo muestra su tendencia, cada cinco años está duplicando su generación de electricidad y la capacidad instalada la amplía a un ritmo similar, lo que implicaría que ante el nulo crecimiento de CFE, los permisionarios privados, incluidos los PIE's, pronto podrían generar más electricidad que la propia CFE.

3. Sustentabilidad Ambiental en Energía

Las energías renovables en México tienen un escaso valor agregado, con fuerte potencial en el mediano plazo pero presentan un enorme rezago en el comparativo internacional. Ente 2001 y 2011, su participación en la producción de energías primarias se incrementó tan solo 7 décimas de punto al pasar de 6.2% a 6.9%, donde sobresalen la biomasa, la bioenergía y la hidroenergía. Otros países de América Latina como Paraguay, Brasil, Colombia y Venezuela tienen una enorme ventaja respecto a México en la generación de electricidad con fuentes renovables.

3.1 Producción de energías renovables

La producción de energías renovables ascendió a 641.78 Pentajoules, 0.1% más que el observado en 2010, donde reportó 641.14 Pentajoules.²⁰ Este volumen contribuyó con 7.0% de la producción de energía primaria, que fue mayor en 0.8 puntos porcentuales al del año anterior. De la proporción aportada por las renovables, sobresalió la producción de biomasa con 3.8%, geoenergía con 1.6% e hidroenergía con 1.4%.



²⁰ Balance Nacional de Energía, 2011, SENER.

La geoenergía totalizó 149.3 Pentajoules durante 2011. Dicha producción presentó una ligera disminución de 0.4% respecto a 2010. Cabe señalar que México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en el aprovechamiento de esta fuente renovable.

En estos segmentos de energía renovables, los PIE's están incursionando en diversos proyectos; por ejemplo, en lo que se refiere a la energía eólica, durante 2011 comenzaron las pruebas para arrancar las centrales Oaxaca II y Oaxaca III, que son las primeras centrales de generación eólica en la modalidad de PIE. Dichas centrales inyectaron a la red 0.91 Pentajoules. Adicionalmente, los autogeneradores de electricidad aportaron 4.65 Pentajoules de energía eólica. Con ello, la producción eólica alcanzó 5.93 Pentajoules, 33.1% mayor respecto a 2010.

En lo que respecta a la situación actual y el potencial de las energías renovables en México, a diciembre de 2011 la capacidad de generación hidráulica que opera la CFE, en plantas con una capacidad igual o menor a 30 MW, se ubicó en 286.6 MW, mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) registró 27 permisos de generación mediante plantas hidráulicas, con una capacidad total de 305 MW.

3.2 *Generación de electricidad*

Para la generación geotermoeléctrica, de acuerdo con datos de la CFE, al 31 de diciembre de 2011 se encontraban en operación 38 unidades de generación con una capacidad instalada de 886.6 MW. Con base en estudios preliminares, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) infiere que existen en el país un total de reservas geotérmicas equivalentes a 10,644 MW, de las cuales 10.7% son reservas probadas, 19.5% son reservas probables y 69.7% son reservas posibles.

El IIE también identificó proyectos geotermoeléctricos en etapa de estudio con una capacidad de 434.1 MW. Sin embargo, el informe Evaluación de la Geotermia en México, realizado por encargo del Banco Interamericano de Desarrollo, cuenta con un modelo volumétrico con simulación Montecarlo, que indica que el potencial de recursos hidrotermales susceptibles de ser explotados mediante plantas de condensación y plantas de ciclo binario se encuentra entre 887 y 948 MW.

Pequeñas centrales hidroeléctricas. La capacidad de generación hidráulica para servicio público que opera la CFE en centrales con una capacidad igual o menor que 30 MW se integra por 94 unidades en 42 centrales, con una capacidad total de 286.6 MW. Esta capacidad instalada para la generación eléctrica por medio de las plantas, mini y micro hidroeléctricas se concentra en 14 estados de la República (menores que 30 MW).

En lo que corresponde a plantas hidráulicas que no son de servicio público, la CRE otorgó 27 permisos de generación al 31 de diciembre de 2011 con una capacidad de 305.1 MW, las cuales están situadas en nueve estados de la República. Sólo 16 plantas se encuentran en operación con una capacidad de 147.0 MW, para una generación autorizada anual de 774 GWh/año.

Energía Geotérmica. De acuerdo con datos de la CFE, al 31 de diciembre de 2011 se encontraban en operación 38 unidades de generación geotermoeléctrica, con el mayor aprovechamiento localizado cerca de Mexicali, Baja California, en la central de Cerro Prieto con 645 MW. Ésta representaba 72% de la capacidad en operación, mientras que el 28% restante estaba integrado por los Azufres, Michoacán (191.6 MW), Humeros, Puebla (40 MW) y Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW).

Energía Eólica. Con relación a la capacidad de generación para el servicio público, la CFE tuvo en operación, a finales de 2011, las centrales de La Venta en Oaxaca (84.7 MW), Guerrero Negro en Baja California Sur (0.6MW) y el generador de la COP 16 (1.5 MW), lo que suma una capacidad total de generación de 86.8 MW.

Solar fotovoltaica. En 2011, la capacidad total instalada de sistemas fotovoltaicos fue de 32 MW, principalmente para la electrificación rural, suministro de energía en el sector residencial, bombeo de agua, en los sectores comercial e industrial (iluminación de exteriores, alimentación de sistemas de emergencia).

Bioenergéticos. Respecto a residuos agrícolas, al 31 de diciembre de 2011, la CRE tenía registrados 50 permisos de generación eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y usos propios continuos en ingenios azucareros, de los cuales 49 permisos iniciaron operación con una capacidad autorizada de 461.1 MW, y una generación anual de 852.3 GWh/año.

Por otro lado, existen 3 permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y usos propios continuos en operación en el sector papelerero y otras industrias, con una capacidad autorizada de 71.5 MW y una producción anual de 217.4 GWh/año. En el caso de la industria química, se encuentra en construcción un proyecto que aprovechará el bagazo de caña con una capacidad de 8 MW y será destinado a satisfacer parte de la demanda de una empresa del ramo.

3.3 *Producción de calor para usos domésticos e industriales*

Entre otras destaca la *Geotermia*, donde se estima que la capacidad instalada para aplicaciones de media y baja temperaturas (que incluyen secado de productos agrícolas, balnearios y balneología, invernaderos, calefacción de edificios y cultivo de hongos) es de aproximadamente 164 MW térmicos.

Energía solar térmica. En México se aplica fundamentalmente en el calentamiento de agua para usos residenciales, institucionales y recreativos; de acuerdo con estadísticas de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) y la SENER, hasta el año 2010 se encontraban instalados cerca de 1.66 millones de metros cuadrados de superficie.

3.4 *Producción de biocombustibles*

Al mes de Junio del 2012, la SENER había otorgado 29 permisos para la producción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de Bioenergéticos, de los cuales 26 permisos fueron de comercialización, dos permisos para la producción y almacenamiento, y un permiso para el transporte.

Biodiesel. Con apoyo de la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR), a través de su Programa ProÁrbol 2007-2011, se habían sembrado 8,113 hectáreas de jatropha, para lo cual se estima que los apoyos económicos otorgados por dicha Institución ascienden a la cantidad de 30 millones de pesos.

Etanol. De los ingenios azucareros que existen en México, sólo 18 cuentan con una destilería para la producción de etanol, y ocho solamente producen alcohol. Asimismo, la SENER tiene identificados 13 proyectos de investigación para la producción de etanol de segunda generación, por medio de residuos y algas.

Bioturbosina. La tendencia en la aviación mundial es el establecimiento de requerimientos para el uso de combustibles alternativos, por lo que México requiere empezar a incorporar bioqueroseno parafínico sintetizado en la turbosina tradicional. México tiene un gran potencial para incorporar bioturbosina en el combustible que se comercializa a través de Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA).

4. Impacto Económico del Sector Energía en las Finanzas Públicas

La contribución del sector energía a las finanzas gubernamentales es de gran relevancia ya que en el caso del sector petrolero, por ejemplo, aporta en promedio una tercera parte de los ingresos públicos y en algunos años ha llegado a generar hasta el 40% de dichos ingresos; no obstante, el sector energía también tiene un peso importante en el gasto y la deuda. A través del régimen fiscal que se aplica a PEMEX, mediante el pago de impuestos y derechos, el gobierno apoya sus programas de gasto corriente y de inversión.

4.1 *Deterioro financiero de Petróleos Mexicanos*

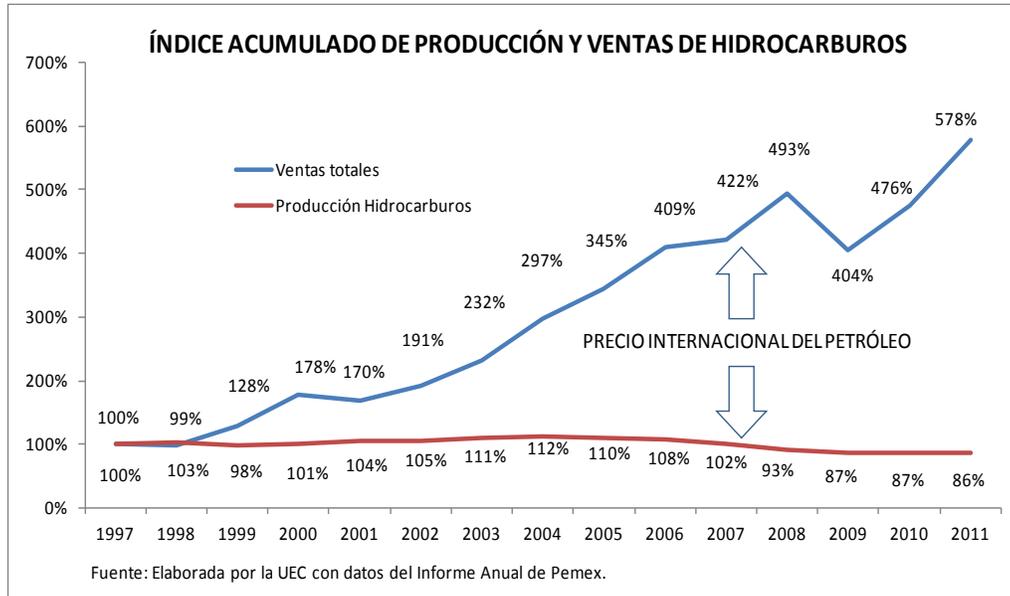
La debilidad financiera de Pemex continuó reflejándose en su operación en 2011, los ingresos por ventas mantuvieron una tasa de incremento elevada que refleja el crecimiento de los precios internacionales del petróleo, no obstante, los volúmenes de producción continuaron a la baja.

Los costos de ventas aumentaron a una mayor velocidad, reportando una tasa media anual (TMA) de 10.8% entre 1997 y 2011 mientras que las ventas totales lo hicieron en 6.7%, lo que significa que la paraestatal ha reducido significativamente sus márgenes de operación: de 70.4% en 1997 a 49.9% en 2011, resultado principalmente de los costos de los petrolíferos importados.

Los ingresos antes de impuestos y derechos de Pemex, crecieron en el periodo a una TMA de 5.1%, mientras que los impuestos y derechos se incrementaron en igual lapso a una TMA de 6.3%, propiciando con ello una degradación acelerada de los ingresos de la paraestatal que se destinan a financiar al erario y déficit público.

En las condiciones actuales, no hay posibilidad de reinvertir utilidades porque no existen. Puede afirmarse que la empresa está sufriendo una descapitalización permanente; mientras Pemex genera antes de impuestos y derechos ingresos por 5.5% del PIB, el gobierno federal sustrae de la paraestatal en impuestos y derechos 6.3% del PIB, generándole pérdidas netas recurrentes, un patrimonio negativo y una acumulación creciente de pasivos que no se compara con ninguna otra empresa petrolera.

En 2011, con la dinámica de los precios internacionales del petróleo, las ventas totales se incrementaron 17.1% en términos reales, pero los costos de venta aumentaron 19.1% y la exacción de recursos de la empresa petrolera se mantuvo en ascenso, ya que mientras los ingresos antes de impuestos y derechos se incrementaron en 24.4% real, los impuestos y derechos lo hicieron en 29%.



Al no existir una reinversión de utilidades en montos suficientes para destinarlos a proyectos de exploración de nuevos yacimientos petroleros, las reservas probadas se mantienen en descenso y en consecuencia se genera una declinación de los volúmenes de producción. Asimismo, los proyectos para la construcción de nuevas refinerías y plantas petroquímicas, al postergarse por amplios periodos de tiempo, están propiciando un elevado costo de ventas, de 29.6% en 1997 a 50.1% en 2011, que se suma como otro factor de la degradación de los ingresos petroleros.

Ambos factores, costo de ventas e impuestos y derechos que representaron 106.3% de las ventas totales en 2011, son producto de estrategias de la política petrolera que están agotando progresivamente las reservas de hidrocarburos y los ingresos de la industria.

El gobierno federal mantiene una política de corto plazo para financiar un gasto corriente en ascenso, lo que impide capitalizar al organismo como lo han estado haciendo otras empresas petroleras gubernamentales y no gubernamentales. El deterioro del capital implicó que la empresa tuviera capitales contables negativos entre 2005 y 2011. A precios de 2011, la empresa con patrimonio neto negativo en los últimos tres años ha perdido 382 mil millones de pesos.

ESTADO DE RESULTADOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS															
Miles de millones de pesos															
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ventas totales	269.5	265.7	345.0	478.7	457.4	514.8	625.4	799.4	928.5	1,103.5	1,136.0	1,329.0	1,089.9	1,282.1	1,558.4
Costo de ventas	79.7	93.2	113.5	153.1	165.3	168.8	207.1	272.9	361.2	418.3	460.7	654.0	561.1	631.4	780.6
Rendimiento bruto	189.8	172.5	231.5	325.6	292.1	346.0	418.3	526.5	567.3	685.3	675.4	674.9	528.8	650.7	777.8
Margen bruto %	70.4	64.9	67.1	68.0	63.9	67.2	66.9	65.9	61.1	62.1	59.5	50.8	48.5	50.8	49.9
Gastos generales	20.8	27.3	32.0	39.6	41.6	50.4	50.7	56.1	68.7	81.0	84.9	103.8	100.5	104.3	96.4
Rendimiento de operación	169.0	145.3	199.6	286.0	250.5	295.6	367.6	470.4	498.8	604.3	590.4	571.1	428.3	546.5	681.4
Rendimiento antes de impuestos y derechos	167.4	140.3	187.7	274.1	230.7	289.4	339.8	474.6	506.1	651.7	659.0	659.6	452.0	607.6	784.5
Impuestos, derechos y aprovechamientos	159.5	151.9	208.8	293.8	263.5	314.0	382.5	490.1	580.6	604.8	677.3	771.7	546.6	654.1	876.0
% del rendimiento antes de impuestos y der	95.3	108.3	111.2	107.2	114.2	108.5	112.6	103.3	114.7	92.8	102.8	117.0	120.9	107.7	111.7
% del PIB	5.0	3.9	4.6	5.6	4.8	5.2	5.1	5.7	6.3	5.8	6.0	6.4	4.6	5.0	6.1
Rendimiento neto	8.0	- 11.6	- 21.2	- 19.7	- 32.8	- 24.6	- 44.2	- 27.4	- 79.4	45.3	- 18.3	- 112.1	- 94.7	- 47.5	- 91.5

Fuente: Elaborado con información de los estados financieros dictaminados de Pemex.

El pasivo de Pemex, que ascendió a 1.73 billones de pesos en 2011, se incrementó en 10.4% respecto de 2010 y fue generado principalmente por el saldo de la deuda de los Pidiregas que sumó 672 mil millones de pesos y la reserva laboral que acumuló 731 mil millones de pesos.

4.2 Elevada dependencia fiscal de los ingresos petroleros

Ante un nuevo repunte de los ingresos petroleros del gobierno federal en 2011, con un incremento de 8.9% en términos reales respecto de 2010, las finanzas públicas financian su operación con más de un tercio (33.7%) de los ingresos provenientes del petróleo. Las cifras preliminares al cierre del ejercicio 2012 indican que dicha proporción se mantuvo, toda vez que concentraron el 33.8% de los ingresos presupuestarios del sector público.

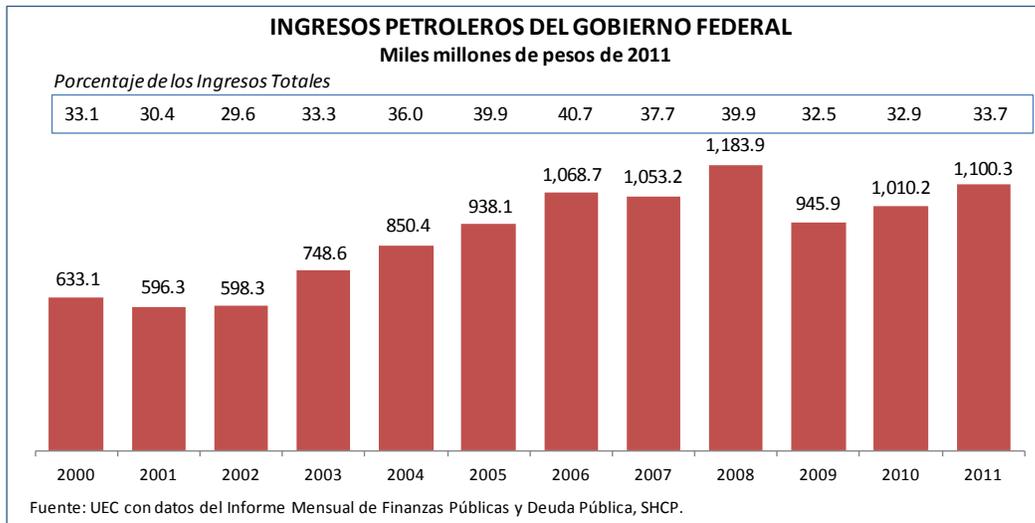
Es de resaltar que en 2008, los ingresos de origen petrolero alcanzaron un máximo histórico de 1.2 billones de pesos, en tanto que para 2011 nuevamente adquirieron un peso relativo preponderante al ubicarse en 1.1 billones de pesos y, de hecho, son 1.5 veces superiores a toda la suma recaudada del ISR, IETU e IDE y al doble de lo obtenido por el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Comparativamente con el ISR, los ingresos petroleros captados por el gobierno son mayores en 1.52 veces, lo que significa que una sola empresa, Pemex, de origen público, paga más impuestos y derechos que todas las empresas del país cuya contribución tributaria al erario es producto de los ingresos obtenidos.

INGRESO DEL SECTOR PUBLICO PRESUPUESTARIO							
Miles de Millones de Pesos.							
Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	1,948.17	2,263.15	2,485.64	2,857.15	2,816.29	2,960.26	3,269.63
Petroleros	726.10	860.76	880.46	1,051.15	872.74	972.97	1,100.27
<i>Porcentaje del total</i>	<i>37.3%</i>	<i>38.0%</i>	<i>35.4%</i>	<i>36.8%</i>	<i>31.0%</i>	<i>32.9%</i>	<i>33.7%</i>
Pemex	185.58	317.13	374.51	359.08	380.53	385.38	393.71
Gob. Federal	540.53	543.63	505.95	692.07	492.21	587.59	706.56
No Petroleros	1,222.07	1,402.39	1,605.18	1,806.00	1,943.55	1,987.29	2,169.36
<i>Porcentaje del total</i>	<i>62.7%</i>	<i>62.0%</i>	<i>64.6%</i>	<i>63.2%</i>	<i>69.0%</i>	<i>67.1%</i>	<i>66.3%</i>
Gob. Federal	872.66	1,015.22	1,205.59	1,357.16	1,508.19	1,492.47	1,613.76
Tributario	793.22	929.09	1,045.58	1,208.30	1,125.15	1,314.33	1,436.89
Organismos y Empresas	349.41	387.17	399.59	448.84	435.36	494.82	555.60

Fuente: UEC, con información del Informe Trimestral sobre la Economía, las Finanzas Públicas y la Deuda, SHCP.

Lo anterior implicaría que una proporción de entre 4% y 5% del PIB en la que se estima la evasión y elusión fiscal, estaría siendo cubierta por la empresa petrolera del país, es decir, alrededor de 700 mil millones de pesos no recaudados por el Gobierno Federal vía impuestos a las personas físicas y morales, está siendo financiado con la actividad de Pemex.



Resulta evidente que el Gobierno Federal debería valorar como estrategia de política fiscal, el concentrar sus esfuerzos en disminuir esa dependencia y buscar ingresos alternativos bajo una redefinición de los ingresos tributarios y paralelamente capitalizar a Pemex e implementar un robusto programa de financiamiento de la inversión en infraestructura y redistribuir los ingresos excedentes a programas de desarrollo económico y social, así como a generar fondos de reserva para constituir un sistema nacional de pensiones y seguros contra el desempleo.

4.3 Régimen y costo fiscal de PEMEX

PEMEX es la única empresa petrolera en el mundo que se grava con impuestos y derechos en la magnitud que lo hacen los gobiernos respectivos de cada país que son productores de petróleo, como se puede constatar en las siguientes cifras de una muestra de empresas petroleras en Estados Unidos, Europa, Asia y América Latina, incluidas las de propiedad estatal; ni aun dentro de estas últimas la venezolana PDVSA que es la que presenta el indicador carga fiscal a ingresos antes de impuestos y derechos más elevado, después de PEMEX.

CARGA FISCAL DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS					
Impuestos y Derechos/Utilidades antes de Impuestos y Derechos					
EMPRESAS	INGRESOS 2011 MMD	2008	2009	2010	2011
Total	2,881.2	66.9	56.5	53.1	58.5
EMPRESAS EN EU	991.3	59.9	44.5	40.8	43.2
EXXON MOBIL (EUA)	486.4	44.7	43.4	40.7	42.4
CONOCO PHILLIPS (EUA)	251.2	-373.3	51.0	41.9	45.7
CHEVRON (EUA)	253.7	43.0	43.2	40.3	43.3
EMPRESAS EN EUROPA	1,193.0	68.4	49.4	50.9	60.5
ROYAL DUTCH SHELL (HOLANDA)	484.5	47.8	39.5	42.1	44.0
BP (REINO UNIDO)	375.5	36.8	33.5	31.1	32.7
TOTAL (FRANCIA)	215.7	0.0	47.2	48.6	53.1
REPSOL Y PF (ESPAÑA)	5.6	40.7	40.0	26.1	37.5
STATOIL (NORUEGA)	111.7	84.8	84.3	72.4	63.3
EMPRESAS DEL ESTADO	696.9	70.5	69.2	65.2	71.0
PDVSA (VENEZUELA) ¹	124.8	65.2	54.0	74.4	91.1
PEMEX (MÉXICO)	111.4	117.0	120.9	107.7	111.7
PETROBRAS (BRASIL)	145.9	34.3	24.3	25.0	25.2
PETROCHINA (CHINA)	314.8	21.7	23.9	20.3	20.8

1/ Incluye impuestos, aportes a la vivienda, desarrollo social y FONDEM.

Fuente: Elaborado con información de Hoover's, Informe Anual de Pemex 2011 y estados financieros de las empresas incluidas.

El indicador de carga fiscal refleja que el costo fiscal de PEMEX ha sido consistentemente superior a los ingresos antes de impuestos y derechos, como aparece reportado en 2008 cuando representó 111.4%, 120.9% en 2009 y 111.7% en 2011. En contraste, en la venezolana PDVSA el indicador de carga fiscal fue muy inferior a ese rango al ubicarse en 65.2% en 2008, 54% en 2009 y 91.1% en 2011. Debe destacarse que el indicador de costo fiscal de PDVSA incluye además de impuestos y derechos aportaciones importantes para vivienda, desarrollo social y FONDEM.²¹

²¹ Estados financieros de PDVSA, Informe Anual 2011.

El problema de la industria petrolera relativo a la falta de infraestructura, caída de la producción y de las reservas, insuficiente inversión en proyectos de investigación, tecnología y exploración en aguas profundas, así como la escasa capacidad de refinación de petróleo crudo, entre otros, se explica por esta importante exacción de recursos de PEMEX.

Por ello, se requiere del diseño e implementación de una política de seguridad económica y energética de largo plazo que asigne prioridad a una recomposición y destino en la aplicación de los ingresos operativos generados por PEMEX.

4.4 El pasivo de los proyectos de inversión en infraestructura

El balance que puede realizarse después de la cancelación del esquema PIDIREGA en octubre de 2008, es el de un descenso marcado de los volúmenes de producción de petróleo crudo de PEMEX, reservas probadas a la baja, capacidad de refinación deteriorada, importación creciente de petrolíferos, especialmente gasolinas y una deuda de corto y largo plazo intermediada por el *Pemex Funding Master Trust* y el fideicomiso F/163, constituidos por PEMEX como vehículos financieros, que asciende a cerca de un billón de pesos. Esta deuda fue contratada para financiar la operación de los PIDIREGAS después que se reconoció que no eran autofinanciables.

Mientras el esquema se mantuvo vigente, el endeudamiento de los vehículos financieros se registró fuera de presupuesto y de la Cuenta Pública en los Requerimientos Financieros del Sector Público (RFSP), con mecanismos de transparencia y fiscalización prácticamente inexistentes; una vez extinguido el esquema, el pasivo contraído por los vehículos financieros fue asumido como deuda directa de PEMEX.

Se desconoce, y PEMEX no ha aclarado, cómo cerró el balance financiero del esquema PIDIREGA, y tampoco se ha señalado de manera amplia la forma en la que liquidó y cerró los alrededor de 40 proyectos que adjudicó a inversionistas privados y que varios de ellos tenían fechas de conclusión que se extendían hasta el año 2032. Había operaciones pendientes y compromisos de pago que la Cuenta Pública de 2009 a 2011 no ha difundido y transparentado la forma en que el organismo los liquidó.

De acuerdo con información de la Cuenta Pública del periodo 2001-2008, el costo de cierre de los proyectos PIDIREGAS se incrementó de 59.4 miles de millones de pesos en 2001 a 990.1 miles de millones de pesos en 2008, año en el que el Ejecutivo Federal tomó la decisión de cancelar su operación.

Debido al esquema de pagos diferidos en el registro del gasto público federal y a la liquidación parcial y total de los proyectos a los contratistas privados, una vez que estuviesen en operación y fuesen entregados a PEMEX, parte importante de su amortización sería pospuesta incluso entre 2009 y 2032 mientras el esquema se mantuviera vigente.

No obstante, con la extinción de los PIDIREGAS, el costo total de los proyectos valorado por PEMEX entre 1997 y 2008 ascendió a 990.1 miles de millones de pesos; monto del cual la empresa paraestatal sólo había amortizado 290.2 miles de millones de pesos quedando un adeudo pendiente de cubrir 699.9 miles de millones de pesos, es decir, 70.7% del costo total. Desde 2001, sólo se amortizó menos de la tercera parte del costo de los proyectos contraído con los contratistas privados.

PASIVO DIRECTO Y CONTINGENTE PENDIENTE DE PAGO DE LOS PIDIREGAS DE PEMEX								
Cifras acumuladas en miles de millones de pesos								
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Costo de Cierre	59.4	103.8	198.4	272.8	373.2	475.3	614.3	990.1
Amortización	7.6	19.2	39.2	71.4	103.5	133.5	186.4	290.2
Pasivo directo y contingente	-51.78	-84.55	-159.2	-201.4	-269.7	-341.8	-427.8	-699.9
Directo	6.8	12.1	25.2	31.6	24.5	46.6	63.7	81.7
Contingente	45.0	72.4	134.0	169.8	245.2	295.2	364.2	618.2

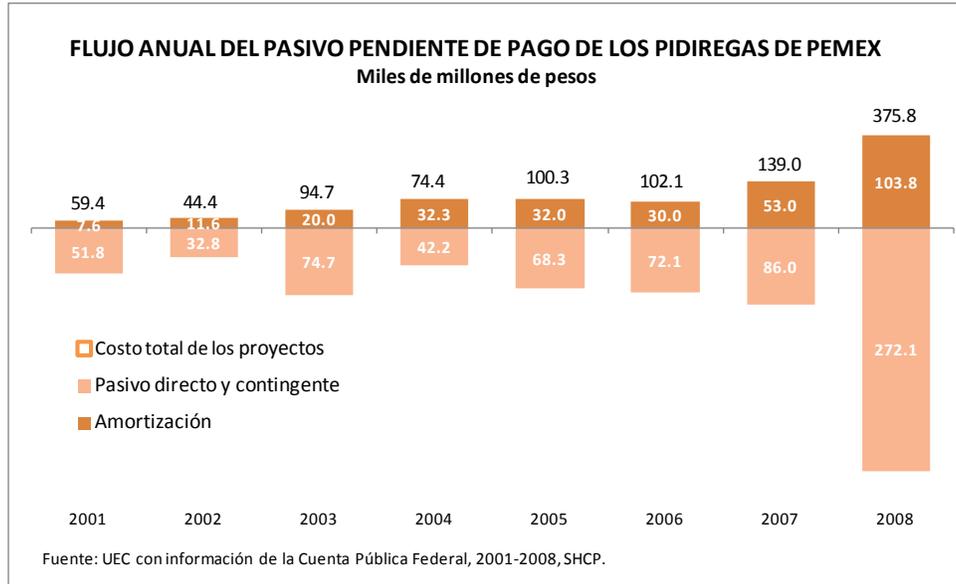
Fuente: UEC con información de la Cuenta Pública del periodo 2001-2008, SHCP.

Lo anterior significó que al cierre de 2008 PEMEX no canceló pasivos por 699.9 miles de millones de pesos que acumuló²² durante la vigencia del esquema PIDIREGA de 1997 a 2008, y su flujo anual reportado en la Cuenta Pública es como se muestra en la gráfica de la página siguiente.

El saldo de los pasivos directos y contingentes por 699.9 miles de millones de pesos, correspondiente al adeudo de 33 proyectos PIDIREGAS, aparece reportado en el Informe de la Cuenta Pública de 2008.²³ No existe en las Cuentas Públicas de 2009 a 2011 información financiera sobre el “finiquito” de los proyectos PIDIREGAS, cuyo periodo de largo plazo tanto de la inversión, costo y pago de pasivos se extendía hasta el año 2032.

²² Debe mencionarse que los flujos reportados no incluyen intereses por lo que se refieren únicamente al capital y están valorizados por la SHCP a precios y tipo de cambio de cada año. El pasivo contraído con los desarrolladores privados de los proyectos está expresado en su origen en pesos y monedas de diversos países.

²³ Los saldos y flujos anuales se derivan de la información de los compromisos de proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo de Inversión Directa en Operación de Petróleos Mexicanos.” Cuenta de la Hacienda Pública Federal.



Es probable que PEMEX haya procesado la depuración de sus cuentas pendientes de registro concernientes al pasivo directo y contingente de los PIDIREGAS de lo cual no existe referencia expresa en la contabilidad gubernamental, como tampoco se ha hecho público ni se ha transparentado –si es que ya se efectuó– el pago pendiente de los pasivos asumidos por PEMEX con los contratistas privados entre 1997 y 2008.

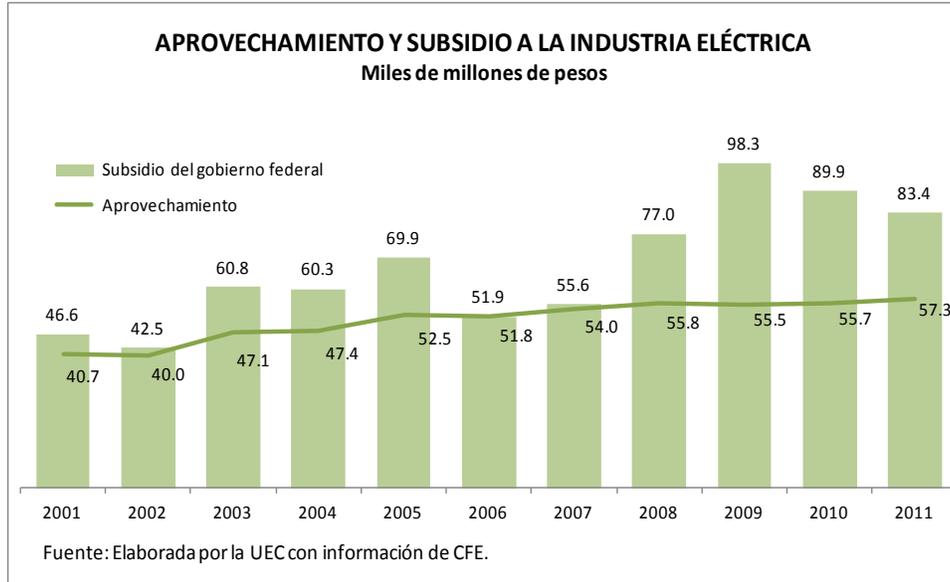
Los pagos no pudieron haber sido efectuados antes de la cancelación del esquema PIDIREGA debido a su reconocimiento *diferido* en el registro del gasto público federal, por lo que de haberse pagado éste, debió realizarse en los ejercicios fiscales de 2009 a 2011. No obstante, la Cuenta Pública de estos años no reporta ningún *finiquito* o pago de adeudo a contratistas de PEMEX a pesar de que 26 de los 33 proyectos se mantenían en desarrollo.

A junio de 2012, los proyectos denominados PIDIREGAS continúan su desarrollo, pero bajo la denominación de *activos integrales* financiados con recursos presupuestales de PEMEX autorizados por el Congreso.

4.5 Aprovechamiento y subsidios del sector eléctrico

Entre 2001 y 2011, la CFE recibió casi el doble de las transferencias que el gobierno asignó a LFC para financiar sus elevados costos de explotación; la diferencia respecto de la primera es que el organismo no recibió esos recursos como un flujo directo sino que han sido operaciones

compensadas atribuibles a la cancelación del pago de aprovechamientos. Los subsidios a LFC fueron utilizados para pagar los costos de energía que la empresa adquirió de CFE y otros costos de combustibles.



Las transferencias contables aplicadas a CFE son un indicador de los altos costos que le transfieren los permisionarios privados con la venta de electricidad y al propio tiempo reflejan los bajos índices de rentabilidad y productividad. Adicionalmente, la CFE está imposibilitada para pagar al gobierno federal el *aprovechamiento* por la explotación de la electricidad que le establece la legislación vigente debido a la insuficiente renta operativa.

4.6 Débil balance financiero en electricidad

Los ingresos de CFE, reportan una tasa de crecimiento promedio anual en 2001-2011 de 5.9% lo que es resultado del aumento de la demanda de energía eléctrica de consumidores industriales y domésticos, aunado al constante aumento de las tarifas eléctricas.

La CFE no ha podido transferir el aumento de los gastos y costos de explotación a las tarifas eléctricas para que se reflejen en ingresos operativos. En ese mismo periodo, los costos aumentaron a una tasa promedio anual de 6.7%, de tal manera que sus ingresos operativos son negativos por 142.3 miles de millones de pesos nominales entre 2001 y 2011.

ESTADO DE RESULTADOS DE CFE											
Miles de millones de pesos de 2011											
Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ingresos	165.2	172.3	206.3	217.9	246.2	262.4	269.9	302.8	238.5	264.1	291.9
Costos y gastos	166.1	165.0	217.0	224.0	259.4	259.0	267.9	322.5	281.7	302.6	319.1
De explotación	119.2	115.1	161.4	169.4	199.6	197.2	205.2	239.0	196.2	213.8	231.4
Depreciación	27.1	27.0	28.1	28.2	29.3	28.0	30.4	29.4	28.8	28.2	28.4
Gastos administrativos	4.8	5.1	5.2	4.9	5.2	5.8	5.3	5.7	6.1	6.1	6.3
Obligaciones Laborales	15.1	17.8	21.6	21.6	25.3	27.9	27.1	48.4	50.5	54.5	52.9
Resultado de operación	-0.9	7.3	-6.5	-6.1	-13.0	3.5	2.0	-19.8	-43.1	-38.5	-27.1
Otros ingresos	-0.6	-0.6	2.1	2.0	-1.9	4.5	-2.5	0.4	0.5	1.9	-0.2
ISR sobre remanente	-0.9	-0.9	-1.3	-1.2	-1.0	-1.1	-1.8	-1.0	-1.1	-1.2	-1.5
Insuficiencia tarifaria	9.1	3.6	19.2	17.2	22.3	0.2	1.9	23.8	46.5	40.7	40.2
Aprovechamiento	62.8	58.4	66.1	63.2	67.8	64.3	64.6	62.6	60.2	57.8	57.3
Subsidio del gobierno federal	71.9	62.0	85.3	80.5	90.3	64.4	66.5	86.4	106.5	93.3	83.4
Resultado integral de financiamiento	-0.5	-17.5	-14.5	-3.5	0.6	-4.5	-2.4	-25.4	-1.5	-2.8	-19.2
Regularización fiscal	-	-	-	-	-	-	-6.2	-	-	-	-
Resultado neto	10.0	-8.0	-8.8	-11.1	6.5	2.6	-9.0	-21.9	1.3	0.8	-17.2

Fuente: Elaborado por la UEC con información de los estados financieros de CFE.

Los costos y gastos de explotación están influenciados principalmente por los costos de explotación, que incluyen básicamente el gasto que tiene que cubrir la CFE a los permisionarios privados por la compra de energía eléctrica, mismo que se incrementó a una tasa media anual (TMA) de 6.9%, en 2001-2011, y por las obligaciones laborales que reflejan un incremento de la TMA de 13.3% en ese mismo periodo.

El elevado crecimiento de la venta de energía eléctrica de los PEE a la CFE y el gran crecimiento de las obligaciones labores, propiciaron que los costos y gastos de explotación se incrementaran, como proporción de los ingresos de CFE, de 101% en 2001 a 118% en 2009, 115% en 2010 y 109% en 2011. Lo propio ha hecho el costo de explotación que aumentó de 72.2% a 82.3% en 2009, 80.9% en 2010 y 79.3% en 2011, dinámica que es resultado del incremento de los precios de la electricidad que compra CFE a los permisionarios privados.

5. Conclusiones y Recomendaciones

El sector energía es fundamental para el desarrollo del país, no sólo por la importancia estratégica para todos los sectores de actividad de la Nación, sino por su contribución e impacto sobre las finanzas públicas.

A partir del diagnóstico que se ha realizado tanto al sector petrolero como al eléctrico, se ha podido constatar que en materia de energía México enfrenta retos importantes en las áreas de inversión, producción, exploración, capacidad de refinación, desarrollo de nuevos yacimientos petroleros, reservas probadas, dependencia de los ingresos petroleros, situación financiera de Pemex y CFE, pasivos laborales, evolución de subsidios eléctricos, tarifas, permisos y participación de permisionarios privados, estructura de la generación de energía eléctrica, entre otros muchos.

Es evidente que la necesidad de revalorar la estrategia del sector energético de mediano y largo plazo en varias vertientes, con el fin de atender los rezagos de gasto de capital que enfrenta la industria desde al menos las dos últimas décadas. Se requiere de una estrategia sólida para conducir a la industria energética del país hacia un proceso modernizador con desarrollo tecnológico para que deje de ser productor de insumos y se convierta en productor de procesos con alto valor agregado.

- En el sector petrolero, será preciso que el Ejecutivo Federal, con las coordinadoras sectoriales y la propia empresa, rediseñen e implementen una estrategia enfocada a crear un stock de recursos presupuestales y financieros que se dirijan a resolver rezagos tan apremiantes como la reconstitución de las reservas petroleras para extender su plazo, actualmente de once años.

- El agotamiento de las reservas probadas de hidrocarburos es producto de los bajísimos montos de inversión destinados a exploración y desarrollo de nuevos yacimientos petroleros. Pemex requiere generar un fondo sólido de recursos para financiar proyectos de inversión y desarrollo tecnológico (IDT) del Instituto Mexicano del Petróleo y para

destinarlos a sus programas de investigación y exploración de nuevos proyectos y no exclusivamente en aguas profundas.

- El rezago por más de veinte años en la capacidad de refinación ha implicado que más de la mitad de la producción de petróleo se tenga que exportar, toda vez que la actual capacidad apenas permite procesar 1.3 millones de barriles diarios; la construcción de la refinería de alta conversión como la de Tula, Hidalgo, de 250 mil barriles diarios, podrá aumentar la capacidad de transformación del petróleo crudo y disminuirá la desviación de recursos para la compra de petrolíferos en el exterior, especialmente de gasolinas.
- La afectación de los ingresos operativos de PEMEX, antes de impuestos, derechos y aprovechamientos, ha generado pérdidas recurrentes, una afectación del patrimonio de la paraestatal y mayores niveles de endeudamiento, por lo que la carga fiscal se ha convertido en el principal obstáculo para su desarrollo y la formulación de una estrategia de largo plazo en proyectos de inversión en infraestructura tecnológica para la reconstitución de la planta productiva.
- Al cierre de 2008, los pasivos relacionados con los proyectos PIDIREGAS-Pemex, representaban 6.9% del PIB, con costos financieros elevados. La contratación de estos cuantiosos pasivos, se fundamentó en la rentabilidad de los proyectos elegidos. No obstante, con su extinción en 2009, Pemex no finiquitó la liquidación de los proyectos con los contratistas privados por lo que quedaron cuentas de pasivos y activos que se requiere cancelar.
- En electricidad, es necesario revisar el modelo de intensa participación de los permisionarios privados que están afectando sensiblemente el servicio público nacional, primero con la extinción y liquidación de LFC y progresivamente con la pérdida de capacidad de generación de electricidad por parte de CFE.
- La fiscalización superior tiene un amplio potencial en temas como la revisión de la capacidad de generación de la CFE, que está siendo subutilizada, con el aumento de los costos fijos y variables que ello implica, para permitir que los productores externos de energía (PEE) exploten y vendan al organismo público la electricidad que generan.

- Evidentemente, el sector eléctrico mexicano requiere un diagnóstico detallado y una propuesta de una profunda reconfiguración. La extinción de LFC no corrige el problema de fondo, que es la reconstitución de la capacidad de generación eléctrica pública a costos y precios competitivos, de tal manera que atienda las necesidades de consumo de los diversos sectores utilizando su propia infraestructura que está subutilizada.
- La CFE disminuyó su capacidad de generación en más de 12 mil MW para permitir el ingreso de los permisionarios privados y los seis millones de usuarios cuyo suministro era cubierto por LFC, el cual será atendido por estos mismos permisionarios.
- En lo relativo a las tarifas de electricidad, será importante para la fiscalización determinar en qué medida los altos precios de los permisionarios privados provocaron el aumento de costos de las empresas públicas y ellos están siendo transferidos a las tarifas de los usuarios de electricidad del servicio público.
- Se requiere, en cualquier caso, revisar los lineamientos y objetivos rectores de la política eléctrica nacional y sus programas de prospectivas de tal manera que se diseñen propuestas alternativas para redefinir la estructura del servicio eléctrico nacional.
- En energías renovables, se requiere desarrollar una legislación que promueva en la industria energética la utilización de insumos alternativos que sustituyan las energías fósiles. México, aun dentro del contexto de América Latina, registra un insuficiente grado de desarrollo en la tecnología de productos renovables frente a otros países de la región que siendo petroleros ya le llevan una ventaja importante.