

00861

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ECONOMÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**“Estrategia Financiera y Expansión del Sector
Energético en México”**

Tesis que para obtener el grado de

Maestro en Economía

Presenta

José Luis Clavellina Miller

Dir. Dr. Benjamín García Páez.

Ciudad Universitaria 2004.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Con todo mi amor a mis padres,
Juana y José Luis.

José Luis Clavellina Miller.

Estrategia Financiera y Expansión del Sector Energético en México.

Contenido.

Presentación	4
Capítulo 1. La Función Financiera en la Empresa Pública	10
1.1.1. La Estrategia Financiera en la Teoría de la Firma.....	10
1.1.2. Las Finanzas como Recurso Estratégico.....	15
1.2. Modelos Teóricos para el Análisis del Sector Energético en México.....	17
1.2.1. El Modelo de Baumol.....	18
1.2.2. El Modelo de Marris.....	23
Capítulo 2. La Industria Petrolera en México	28
2.1. Análisis Operativo y Financiero del Sector Petrolero Nacional.....	30
2.2. Requerimientos Actuales de Inversión en el Sector Petrolero Nacional.....	36
2.2.1. Los Contratos de Servicios Múltiples.....	45
Capítulo 3. El Sector Eléctrico en México	48
3.1. Análisis Operativo y Financiero del Sector eléctrico Nacional.....	49
3.2. Requerimientos Actuales de Inversión del Sector Eléctrico Nacional.....	52
3.3. PIDREGAS.....	54
3.4. Reforma del Sector Eléctrico Nacional.....	57
3.1. Análisis de la Propuesta de Reforma Eléctrica del Ejecutivo Federal.....	58
Capítulo 4. Propuesta de Reforma en el Sector Energético en México	65
4.1. Hacia la Apertura del Sector Energético Nacional.....	72
Capítulo 5. Conclusiones y Propuestas	75
5.1. Conclusiones.....	75
5.2. Propuestas.....	77
Bibliografía	
Anexos	

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico o impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: José Luis Clavellina Miller
FECHA: 14/10/2004
FIRMA: [Firma]

Índice de Cuadros y Gráficas.

Figuras.	
Figura 1. El sub – Modelo Financiero.....	11
Figura 2. El Modelo Completo.....	12
Figura 3. El Flujo de Fondos.....	13
Figura 4. Fuentes y Usos de los Fondos.....	14
Figura 5. El Medio Ambiente de la Compañía.....	15
Figura 6. Producto Único sin Publicidad.....	19
Figura 7. El Establecimiento de un Impuesto.....	20
Figura 8. Tasa de Crecimiento de la Empresa.....	22
Figura 9. Tasa de Crecimiento Obtenible.....	22
Figura 10. Tasa de Crecimiento Empresarial.....	26
Figura 11. Tasas de Crecimiento Empresarial.....	26
Figura 12. Tasa de Crecimiento del Capital.....	27
Cuadros.	
Cuadro 1. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos Totales.....	28
Cuadro 2. Principales Empresas Petroleras por Nivel de Producción de Petróleo Crudo.....	29
Cuadro 3. PEMEX Principales Estadísticas Operativas.....	30
Cuadro 4. PEMEX Balance General al 31 de diciembre.....	31
Cuadro 5. PEMEX Balance General al 31 de diciembre (porcentaje respecto a activos).....	31
Cuadro 6. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa.....	32
Cuadro 7. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentaje respecto a utilidades).....	32
Cuadro 8. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentaje respecto a ventas).....	33
Cuadro 9. Principales Cuentas de Estados Financieros de PEMEX.....	34
Cuadro 10. Principales Indicadores Financieros de PEMEX.....	36
Cuadro 11. PEMEX Perfil Crediticio 2001.....	41
Cuadro 12. Inversión Física Presupuestaria e Inversión en el Sector Energético.....	49
Cuadro 13. CFE Balance General.....	49
Cuadro 14. CFE Balance General (porcentaje con respecto a activos).....	50
Cuadro 15. Principales Cuentas de los Estados Financieros de CFE.....	50
Cuadro 16. Principales Indicadores Financieros de CFE.....	51
Cuadro 17. Capacidad Instalada en México 2002.....	60
Cuadro 18. Propuesta de Financiamiento.....	69
Gráficos.	
Gráfico 1. PEMEX Inversión en Capital.....	38
Gráfico 2. Inversión en capital en PEMEX 2003.....	39
Gráfico 3. Exportaciones e Importaciones de Productos Petrolíferos.....	66
Anexo Estadístico.	
Cuadro 1. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos Totales.....	86
Cuadro 2. Principales Empresas Petroleras por Nivel de Producción de Petróleo Crudo.....	86
Cuadro 3. PEMEX Principales Estadísticas Operativas.....	87
Cuadro 4. PEMEX Balance General al 31 de diciembre.....	87
Cuadro 5. PEMEX Balance General al 31 de diciembre (porcentaje respecto a activos).....	87
Cuadro 6. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa.....	88
Cuadro 7. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentaje respecto a utilidades).....	88
Cuadro 8. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentaje respecto a ventas).....	88
Cuadro 9. Principales Cuentas de Estados Financieros de PEMEX.....	89
Cuadro 11. PEMEX Perfil Crediticio 2001.....	89
Cuadro 12. Inversión Física Presupuestaria e Inversión en el Sector Energético.....	90
Cuadro 13. CFE Balance General.....	90

Cuadro 14. CFE Balance General. (porcentaje con respecto a activos).....	91
Cuadro 15. Principales Cuentas de los Estados Financieros de CFE.....	91
Cuadro 16. Principales Indicadores Financieros de CFE.....	92
Cuadro 17. Capacidad Instalada en México 2002.....	93
Cuadro 18. Propuesta de Financiamiento.....	93
Cuadro 19. PEMEX Estado de Resultados.....	93
Cuadro 20. PEMEX Estado de Resultados.(porcentaje respecto a ingresos).....	94
Cuadro 21. Generación Neta de Energía.....	94
Cuadro 22. Generación Bruta de Energía.....	94
Cuadro 23. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos totales.....	95
Cuadro 24. Comparaciones Internacionales. Reservas Probadas de Petróleo Crudo.....	95
Cuadro 25. Reservas Probadas de Gas Natural.....	96
Cuadro 26. Producción de Petróleo Crudo.....	97
Cuadro 27. Producción de Gas Natural.....	97
Cuadro 28. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de Petróleo.....	98
Cuadro 29. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de Gas Natural.....	98
Cuadro 30. Principales Empresas Petroleras por nivel de Ventas.....	99
Cuadro 31. Costo del Barril de Petróleo para las Principales Empresas petroleras.....	99
Cuadro 32. Balanza Comercial de PEMEX.....	99
Cuadro 33. PIB de la Industria Petrolera y Eléctrica.....	100
Gráfico 3. Exportaciones e Importaciones de Productos Petrolíferos.....	100

Presentación.

El sector energético tradicionalmente ha sido un sector con fuerte intervención estatal. La naturaleza y extensión de dicha participación ha cambiado significativamente a nivel mundial desde hace dos décadas, dichos cambios van encaminados a darle mayor confianza a las fuerzas del mercado para alcanzar metas de política energética.

La intervención gubernamental en el sector energético puede darse de varias formas y por varias razones, como lo son leyes comerciales, impuestos, regulaciones especiales de seguridad, existencia de monopolios, políticas ambientales, fiscales, de transporte y por razones de política energética, particularmente por la necesidad de mantener seguridad energética.

Las industrias basadas en redes, como lo son el gas y la electricidad, tienen características monopólicas naturales (este tipo de empresas presenta grandes economías de escala propiciando la formación de monopolios naturales que si no son regulados, inhiben el desarrollo de sectores productivos) en algunas de sus operaciones y están marcadas por una fuerte participación gubernamental; el gobierno obtiene una participación importante en la renta económica de la producción de dichas empresas.

Las principales áreas de participación gubernamental que se plantean en la industria eléctrica y de gas son:

- política energética y de seguridad (ya que un país no puede quedar a expensas de sus importaciones de energéticos).
- protección a los intereses del consumidor (ante los monopolios)
- Provisión de facilidades a la instalación de nuevas plantas de gas y electricidad.

Los países cuentan con instrumentos que pueden ser usados para la implementación de su política energética: impuestos, incentivos fiscales, precios e impuestos, y regulaciones.

Durante los últimos 20 años se ha considerado que la eficiencia económica aumenta si el nivel y la participación en el uso y la producción de energía se determinan por las fuerzas del mercado.

Hace 20 años en muchos países, los sectores energéticos estuvieron dominados por industrias estatales, los precios estaban controlados al igual que la distribución y las importaciones. Sin embargo el papel del gobierno aunque ha disminuido, sigue siendo importante en seguridad energética y protección al medio ambiente. Particularmente las acciones del gobierno van encaminadas a:

- Controlar los recursos nacionales, particularmente petróleo y gas.
- Regular las industrias basadas en redes para evitar el abuso de los monopolios.
- Controlar la energía nuclear.
- Contratos a gran escala en las importaciones de gas.
- Uso de impuestos como instrumento de política energética y ambiental.
- Promoción de la eficiencia y uso de nuevas tecnologías.
- Regulación ambiental.

La política energética de muchos países envolvía, hace dos décadas, subsidios, apoyo a megaproyectos, control de precios, incentivos financieros y barreras al comercio exterior.

En algunos países, las empresas energéticas han sido transferidas al sector privado y la participación estatal ha disminuido paulatinamente excepto en los programas concernientes a energía nuclear, por razones de seguridad. Los controles gubernamentales son principalmente ambientales y se piensa que el papel principal del gobierno debe estar dirigido hacia la promoción del uso eficiente de la energía y promover la introducción de nuevas tecnologías.

El gobierno puede intervenir en la explotación de recursos naturales y ésta intervención debe de estar acorde a los intereses nacionales, obteniéndose una parte importante de la renta dada por esa explotación.

La tendencia mundial ha sido a la reducción del papel de las compañías estatales. The British National Oil Corporation se privatizó en 1982. Petro Canada y Petrogal en la misma década de los 80. Estas privatizaciones se han llevado a cabo por que se plantea que las empresas energéticas estatales han enfrentado problemas para hacerse de recursos para nuevas inversiones

como resultado de la contracción del gasto gubernamental y la poca habilidad de los entes gubernamentales de atraer dinero en los mercados financieros.¹

La industria energética nacional requiere de grandes inversiones no solo para incrementar su capacidad productiva sino para su mantenimiento y modernización y para apoyar el futuro desarrollo de la economía nacional. El Gobierno actual no ha utilizado los recursos de que dispone para dotar tanto a PEMEX como a CFE del financiamiento necesario para realizar dichas inversiones por lo que es fundamental estudiar las opciones de financiamiento que se presentan y elegir el conjunto de instrumentos que les permita seguir creciendo sin perder la rectoría del Estado en el sector. No es posible dejar este tema de lado e irse por el peor escenario que se podría presentar que es el de permitir que las cosas en ésta nuestra industria sigan como están.

La problemática presupuestal solamente asigna niveles de gasto reducidos a las empresas paraestatales por lo que éstas no pueden realizar las inversiones que requieren para su adecuada operación poniendo en riesgo su viabilidad económico-financiera afectando negativamente al desarrollo del país. Para dar alivio a esta situación se ha recurrido al crédito; de esta forma se amplía el presupuesto y se ha dado entrada a la participación de la iniciativa privada con los PIDIREGAS.

El esquema PIDIREGAS ha tenido ventajas, pues gran parte de las inversiones en energía se han realizado a través de éstos. Sin embargo éste tipo de financiamiento, como veremos más adelante, tiene límites.

Otra forma de financiamiento sería el de emisión de capital en proporciones minoritarias; una más son los contratos de concesiones como los que actualmente se tienen en la minería o telecomunicaciones; contratos de arrendamiento; asociaciones con empresas internacionales, etcétera.

El problema de fondo para el caso de la industria petrolera debe ser: definir una tasa óptima de extracción o producción, que permita generar ingresos que financien inversiones para incrementar las reservas; desarrollar fuentes energéticas alternativas viables en el largo plazo y que se procure el bienestar económico y de la población a través de los excedentes petroleros.

¹ OECD/IEA The Role of International Energy Agencies Governments in Energy. OECD 1992.

El Gobierno ha considerado que tanto la industria petrolera nacional como la eléctrica, actualmente, son incapaces de financiar las grandes inversiones que requieren tanto para incrementar sus reservas como su capacidad productiva. En el caso de la industria petrolera, las reservas probadas de hidrocarburos han venido disminuyendo (de 1999 a 2003 se redujeron cerca de un 41%) y con ello el valor de los activos del sector público.

La industria energética nacional requiere de una estrategia financiera para financiar sus programas operativos de forma apropiada. Es necesario desarrollar esa estrategia para lograr generar externalidades positivas al resto de la economía.

Resulta importante observar la manera en que el sector energético nacional puede ser desarrollado dado que tiene la posibilidad de ser motor para el desarrollo económico del país. Si la economía mexicana ha de tener la posibilidad de crecer y de desarrollarse no puede el proceso ser obstaculizado por un problema de falta de recursos energéticos, es peligroso para la economía y para cualquier nación el quedar a expensas de las importaciones de energéticos.

Nuestro país cuenta con los recursos energéticos necesarios y debe realizar los esfuerzos necesarios para poder explotarlos de manera racional y asegurarse una suficiente provisión futura con el fin de no obstaculizar su propio desarrollo.

El presente trabajo pretende mostrar que la intervención estatal en el sector energético está plenamente justificada dada su naturaleza y su estructura no solo en México sino en el mundo; definir una estrategia financiera para la industria energética nacional para acceder a los recursos financieros que necesita para su expansión en el largo plazo y finalmente, demostrar que el sector energético nacional puede hacerse los recursos financieros que necesita para su mantenimiento, modernización y expansión y ,que aunado a esto, es posible permitir la entrada de inversión privada siempre y cuando sea como complemento de la inversión pública y subordinada a los intereses nacionales y de seguridad energética del país.

Se plantea como hipótesis que el sector energético mexicano bajo control estatal es capaz de realizar las inversiones necesarias para catalizar el desarrollo nacional y puede obtener los recursos necesarios tanto del sector público como el privado sin perder la rectoría que el gobierno tiene sobre el sector.

El sector energético mexicano es capaz de generar la solvencia y la capacidad de endeudamiento necesarias para su expansión y modernización (siempre y cuando se realicen las inversiones necesarias) sin necesidad de privatizar sus activos, esto lo puede lograr mediante una más adecuada política de deuda y una reforma fiscal que le permita utilizar parte de los recursos que genera, así, obtendrá los recursos para hacer frente a sus necesidades de inversión.

En el primer capítulo, se analizará el papel y la importancia de las finanzas en la teoría de la firma y para las empresas públicas; las finanzas como recurso estratégico para el desarrollo de una empresa, así como el medio ambiente en que ésta se desenvuelve. Se presentan también las fuentes de financiamiento a las que una empresa puede recurrir para hacer frente a sus necesidades de inversión. Se recurre al análisis de modelos empresariales gerenciales de Baumol y Marris pues son los que de acuerdo a este trabajo, se acercan de mejor manera y que de cierta forma pueden adaptarse al análisis de las empresas energéticas nacionales, pues se trata de modelos en los que las empresas estudiadas gozan de cierto poder monopólico y están sujetas a un problema de maximización restringida de beneficios, tanto por la carga impositiva como por los recursos financieros que necesitan para sus crecimiento. Además estos modelos teóricos justifican las propuestas, que se presentarán más adelante, de incrementar el endeudamiento y de utilizar recursos propios para la inversión y expansión del sector.

Se analizarán los casos de la industria petrolera (PEMEX) y eléctrica (CFE), haciendo mención de la producción de gas cuando así se requiera y se deja de lado el caso de la producción de carbón y energía nuclear.

En el segundo capítulo, describe la industria petrolera nacional, y se analizan sus principales estados financieros así como sus requerimientos de inversión; la forma en que el Gobierno Federal ha intentado estimular la inversión privada en este sector es mediante los Contratos de Servicios Múltiples, los cuales también son abordados de forma breve al final de este capítulo.

En el tercer capítulo se analizan de manera general los estados financieros de Comisión Federal de Electricidad, sus requerimientos de inversión y las formas en que el Gobierno ha financiado la expansión del sector durante los últimos años con los esquemas PIDIREGAS. Además se hace una breve descripción de éstos últimos, así como de los principales proyectos productivos que se han llevado a cabo mediante esta modalidad. Dentro de este punto se plantean las ventajas y

los límites que tiene éste esquema de financiamiento. En la parte final del capítulo se analiza la propuesta de reforma eléctrica presentada por el Ejecutivo Federal y al igual que en el punto anterior se presenta una visión crítica en cuanto a la viabilidad de dicha reforma.

En el cuarto capítulo se presenta una propuesta de reforma para el sector energético nacional mediante la aplicación de un impuesto único sobre el total de utilidades de operación de la empresa paraestatal así como otras medidas que deben ser tomadas en cuenta en el planteamiento de un nuevo marco regulatorio y fiscal en el que el sector energético debe estar inmerso. Asimismo en este capítulo se hace referencia a la apertura de que debe ser objeto del sector energético y las posibles ventajas y desventajas de ésta medida.

Finalmente se presentan las conclusiones y propuestas para un mejor funcionamiento del sector energético mexicano tomando como base referencial las experiencias a países como Brasil, Noruega y Argelia que tienen empresas petroleras estatales y que han permitido la entrada de inversión privada sectores donde anteriormente solo la inversión pública estaba permitida en sus legislaciones, no se pretende que México copie e instrumente las mismas medidas que éstos países han tomado, pero vale la pena que se les estudie se tomen en cuenta con el objeto de observar las posibles consecuencias que dichas políticas de apertura podrían tener sobre la economía nacional.

Capítulo 1.

La Función Financiera en la Empresa Pública.

En México, tanto PEMEX como CFE tienen el carácter de organismos públicos descentralizados, sus pérdidas o ganancias son llamadas superávit o déficit de operación, y es el Estado el que absorbe dichos resultados. Al ser empresas públicas y tener objetivos distintos a los de una empresa privada, no debería resultar un problema el que al final del ejercicio, se presentaran déficit de operación pues es el Estado el que maneja las empresas a favor del bienestar social. Sin embargo, actualmente el gobierno no ha hecho lo necesario para contar con los recursos suficientes para financiar las actividades productivas y de inversión de éstas empresas, las cuales se ven obligadas a recurrir al endeudamiento con instituciones financieras, para lo cual deben emitir estados de resultados y balances generales como lo hacen las empresas privadas para la consecución dichos préstamos.

Es por esto que las finanzas para las empresas públicas se han vuelto muy relevantes, pues de su situación financiera dependerá que obtengan o no financiamiento para realizar sus actividades productivas y resultar redituables para el Estado.

No se cuenta con una teoría financiera para las empresas públicas dentro de la teoría de la firma², por lo que se analiza en el presente capítulo las fuentes y la importancia que tienen las finanzas para las empresas privadas y de que forma ésta teoría puede adaptarse al estudio de las empresas públicas, en particular, a las empresas del sector energético nacional.

1.1.1. La estrategia financiera en la Teoría de la Firma.

Las finanzas de la compañía son un elemento importante para comprender la actividad industrial. Hasta hace poco las finanzas eran objeto de un estudio separado del comportamiento del precio, del producto y de la inversión.

El análisis de las finanzas de la firma, así como de sus decisiones financieras y el comportamiento de las firmas individuales, es solo hasta hace poco tiempo parte de la teoría económica, anteriormente formaba parte del análisis empírico de la empresa. Se insertó dentro del

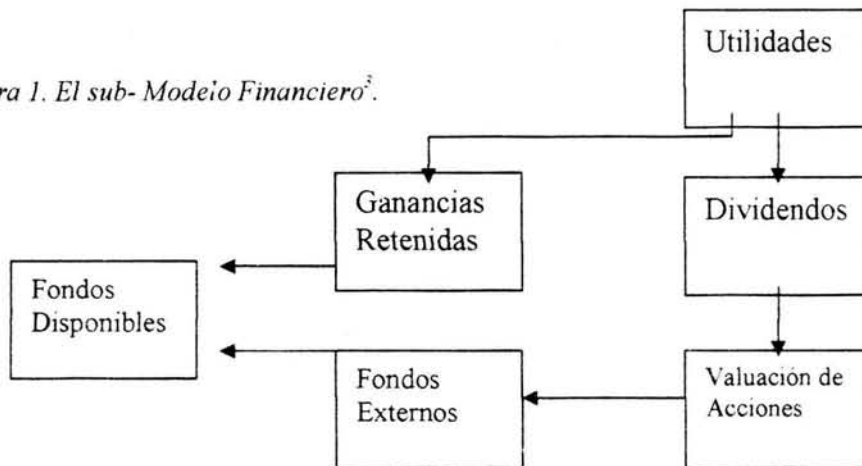
²Aunque es posible introducir externalidades a un modelo para acercarse al funcionamiento de una empresa pública, maximizada del bienestar social

campo de la teoría de la firma a través del análisis de las políticas de dividendos y la valuación de sus acciones.

Los dividendos pagados por cualquier empresa son determinantes importantes para la valuación de sus acciones. si estas se cotizan alto, atraerá nuevos fondos o nuevos accionistas. Por lo que la oferta tanto de fondos internos como externos dependerá de la política financiera adoptada por la firma.

En el caso de la industria energética mexicana (CFE y PEMEX), recordemos que es el Estado el que posee el 100% de la propiedad, por lo que no hay una política de dividendos como lo establece la teoría de la firma puesto que tampoco es la empresa la que decide qué cantidad de utilidades va a retener para sus necesidades de inversión.

Figura 1. El sub- Modelo Financiero³.

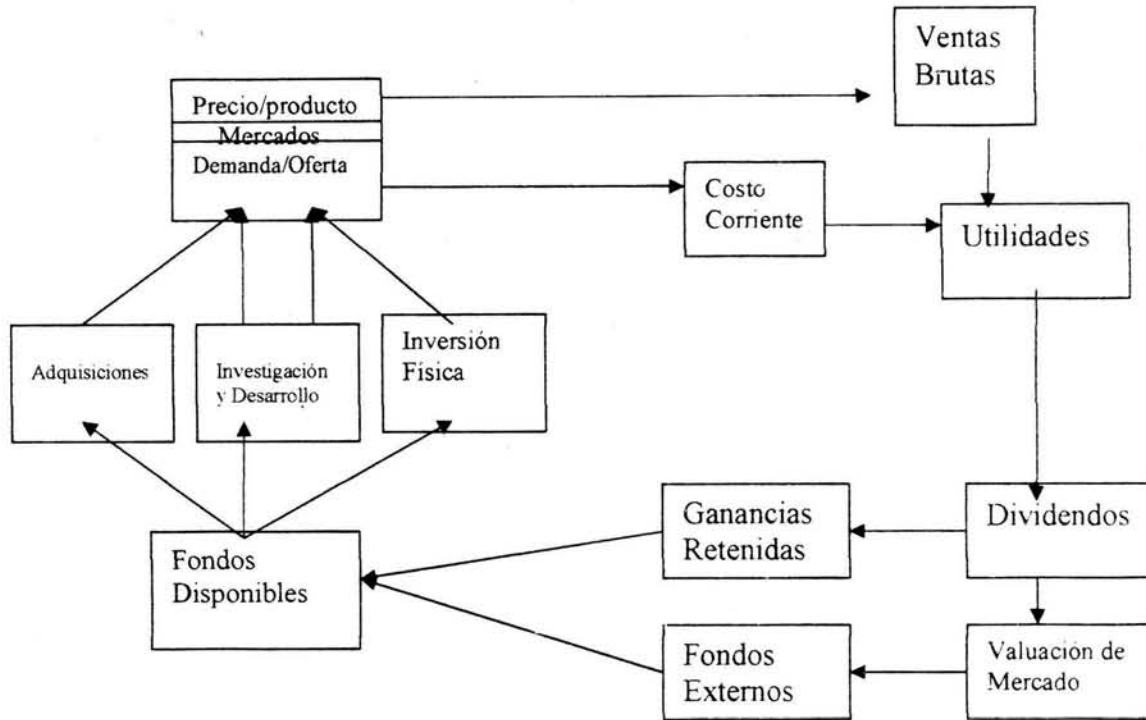


Las utilidades de la empresa afectan su política de dividendos y a su vez la valuación de las acciones, esto determina la disponibilidad de fondos externos que aunados a las ganancias retenidas comprenden la totalidad de fondos disponibles para la empresa.

En el caso de la industria energética, la totalidad de fondos disponibles no es decisión de las empresas, sino del Gobierno y la Secretaría de Hacienda, éstos determinan que proporción de las utilidades retendrán las empresas, la cantidad de deuda que pueden contratar y establecen el presupuesto con el que contarán para sus gastos de inversión.

³ Hay Donald, Morris Derek. *Industrial Economics and Organization. Theory and Evidence*. Second Edition. Oxfor University Press. 1991. Cap. 1. pp. 19.

Figura 2. El modelo (de crecimiento empresarial) Completo⁴.



Dos decisiones son importantes dentro de la política financiera de la empresa: 1) la razón de retención, que es la proporción de las ganancias retenida por la empresa para inversión, y 2) la razón de apalancamiento, que es la razón de la deuda financiera con el total de deuda más el financiamiento por acciones. En la toma de decisiones acerca del apalancamiento, la compañía determina la proporción de los fondos externos provenientes de préstamos y de acciones.

Estas decisiones determinan el valor de la compañía, y el costo al que la firma obtiene fondos. Como se mencionó anteriormente, en el caso de la industria energética mexicana, es la Secretaría de Hacienda la que decide el monto del presupuesto otorgado a PEMEX y a CFE para su operación y además el monto en el que pueden endeudarse tanto con agentes nacionales como externos.

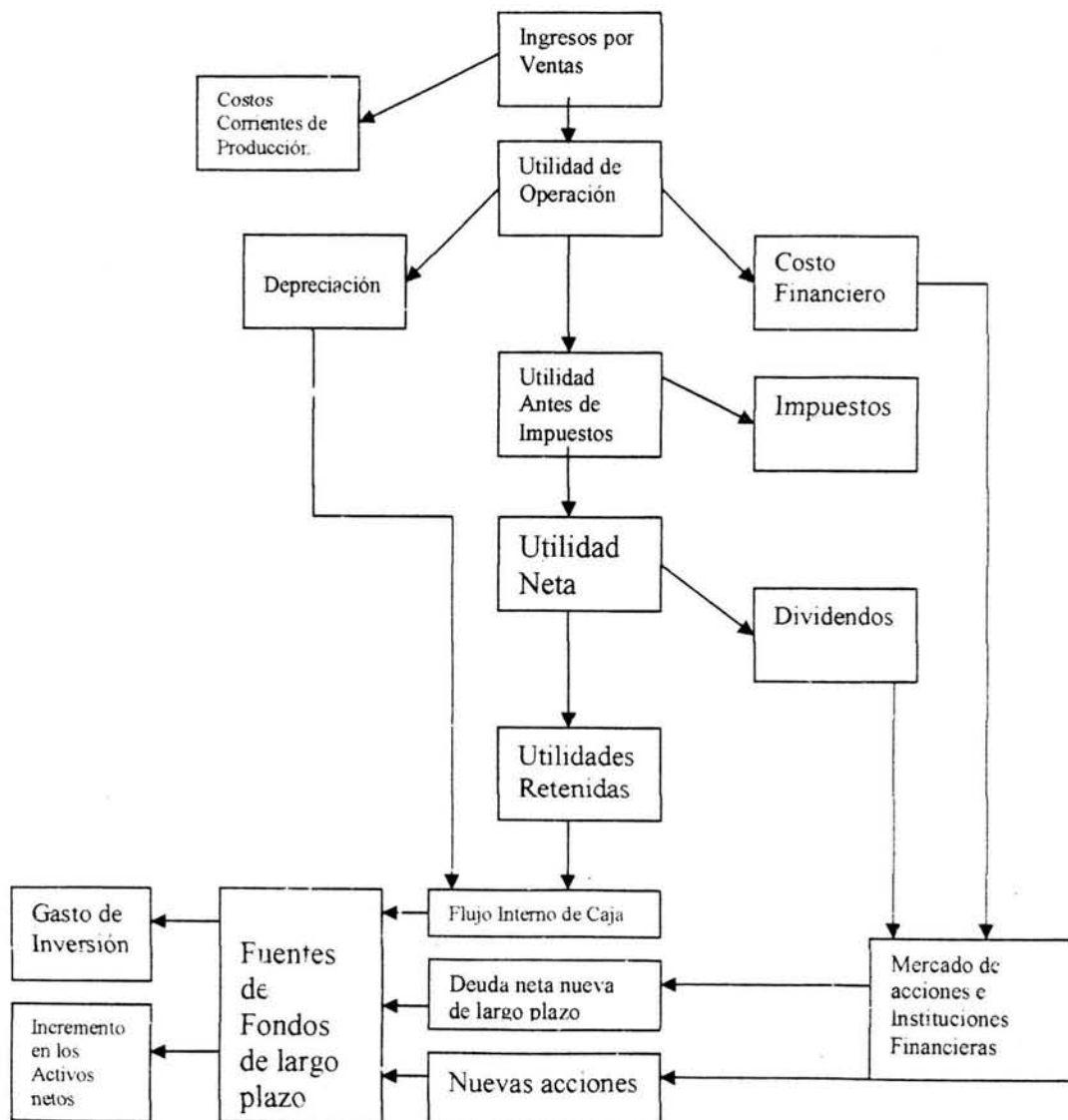
Tanto con los fondos internos como externos, la empresa va a efectuar nuevas adquisiciones, compra de maquinaria y equipo, inversiones físicas e inversiones en investigación y

⁴ Hay Donald, Morris Derek. Op. Cit. pp. 20.

desarrollo que en el futuro tendrán una incidencia importante tanto en su competitividad como en sus costos y precios de sus productos.

El que el régimen fiscal al que se somete a la industria energética nacional absorba en ocasiones hasta más de 100% de las utilidades generadas (afectando incluso el fondo de depreciación) por PEMEX y CFE, hace que no cuenten con el flujo de fondos necesario para realizar su gasto de inversión y que el incremento en sus activos netos sea realmente mínimo.

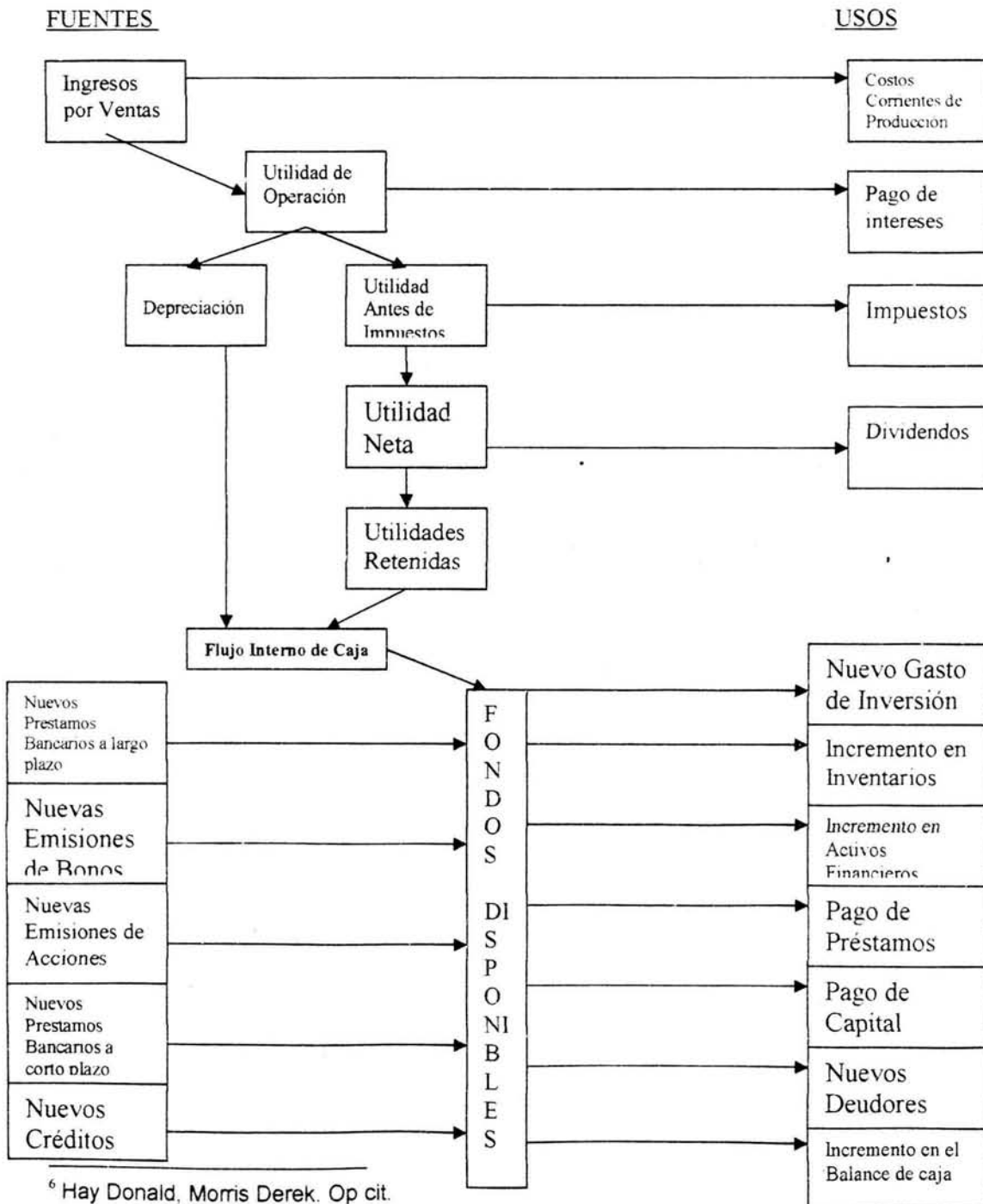
Figura 3. El Flujo de Fondos⁵.



⁵ Hay Donald, Morris Derek op cit. cap 11, pp. 378

Las utilidades retenidas, así como las nuevas emisiones de bonos y acciones, los nuevos préstamos bancarios tanto a corto como a largo plazo, los que conforman los fondos disponibles de las empresas, éstos son utilizados en gastos de inversión, incremento de activos e inventarios y pago de deudas(Fig. 4.).

Figura 4. Fuentes y Usos de los Fondos⁶.

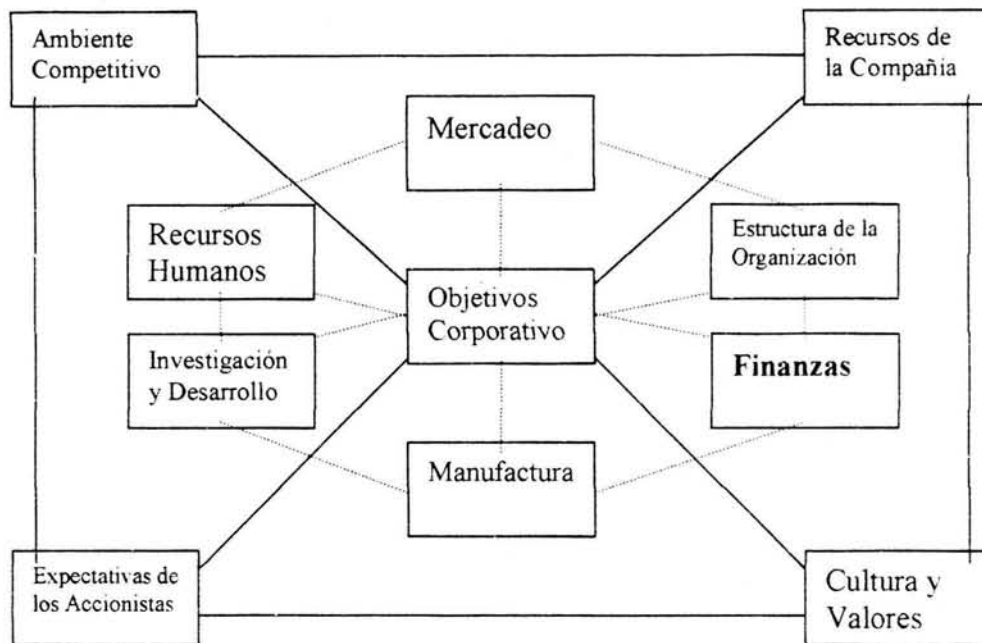


⁶ Hay Donald, Morris Derek. Op cit.

1.1.2. Las Finanzas Como Recurso Estratégico.

La empresa se encuentra inserta dentro de un ambiente de recursos que le pueden representar tanto oportunidades como amenazas para su crecimiento, en este caso, el presente trabajo se enfatizará las finanzas como una forma en la que la empresa puede encontrar ventajas competitivas para con sus competidores y como un recurso estratégico que debe ser utilizado

Figura 5. El medio Ambiente de la Compañía⁷.



El mercadeo se refiere a como los productos y servicios se proporcionan con respecto a los competidores y a como se fijan sus precios, como se anuncian y se distribuyen los productos. La manufactura envuelve los tipos y los procesos de producción así como la tecnología utilizada. La investigación y desarrollo considera la cantidad de recursos que deben invertirse para este propósito tanto para el corto como para el largo plazo. Las finanzas incorporan tanto a los objetivos en el desempeño como a las fuentes de fondos. Los recursos humanos se refieren a los tipos de personal utilizado y a su remuneración. La estructura de la organización se refiere a como las actividades de la empresa son coordinadas y controladas.

⁷ Thompson John. Strategic Management Awareness and Change. 1st Edition University of Huddersfield. International Thompson Business Press UK, 1990. Cap 9. pp. 265.

El aspecto financiero en una empresa puede representar tanto oportunidades como amenazas. Al analizar la situación de la empresa debemos preguntarnos si la compañía es capaz de pagar sus préstamos, intereses y dividendos en que incurrirá, cómo es que los banqueros, accionistas e inversionistas ven el desempeño de la empresa; cómo se financia la compañía en términos de deuda y acciones y si esto le representa oportunidades o problemas, las oportunidades de inversión que se le presentan y cómo son evaluadas y cómo pueden convertirse las finanzas de la empresa en una fuente de ventajas competitivas puesto que ésta competitividad está íntimamente relacionada con las estrategias financieras.

La estrategia financiera también se relaciona con el mercadeo, pues éste determina gran parte de las ventas; las operaciones y las estrategias de recursos humanos determinan los costos de producción. Los recursos financieros tanto de corto como de largo plazo se requieren para llevar a cabo el mercadeo, las operaciones y las estrategias de recursos humanos.

La estrategia financiera de la empresa debe proveer a la empresa de la estructura financiera adecuada que le permita recibir fondos para alcanzar sus objetivos; examinar las alternativas de inversión y darse cuenta de cuáles son las más lucrativas y de proporcionar ventajas competitivas a través de fondeo barato y flexibilidad para hacerse de capital.

Las finanzas son necesarias para mantener un flujo de caja adecuado para la operación y el desarrollo de los negocios de la compañía, ésta necesita de hacerse de dinero cuando lo necesite o perderá oportunidades estratégicas.

Como se ha mencionado las fuentes de recursos de la compañía incluyen acciones, préstamos y utilidades retenidas; generalmente es más costoso el emitir acciones pero el emitir deuda en ocasiones resulta más riesgoso.

En teoría es posible encontrar una estructura óptima de capital en términos de deuda y acciones para cualquier firma y dependerá de: el riesgo de la industria y de la empresa, de la estructura de capital de la industria en comparación de la empresa y de los competidores; la habilidad de los administradores de pagar intereses sin afectar demasiado el pago de dividendos y de la aversión al riesgo.

El riesgo y la incertidumbre se vuelven aspectos importantes que al incorporar en el análisis financiero puede reducir el valor presente de las inversiones que la empresa planea llevar a cabo y así inhibir los gastos de inversión.

La empresa puede alcanzar ventajas competitivas a través de disminuir costos y por medio de la diferenciación de productos. Bajos costos financieros implican que la firma pagará intereses más bajos que sus competidores o que sus costos de capital son más bajos. Los bajos costos de producción, la calidad de los productos y pocos desperdicios pueden disminuir los costos de la empresa. Las inversiones que puedan crear oportunidades de diferenciación están influidas por la fortaleza financiera de la compañía, la habilidad de hacerse de recursos de las fuentes y a los costos apropiados.

Las estrategias de diferenciación están diseñadas para añadir valor a los productos por los cuales los consumidores pagarán un mayor precio y así incrementar los beneficios si es que los costos de diferenciación son bajos. El capital de trabajo es también un aspecto importante en la reducción de costos y la creación de ventajas competitivas por parte de la empresa. Considerado como un flujo de dinero, el capital de trabajo está relacionado con el movimiento de fondos a través de la empresa. Si hay un mejor manejo del nivel de los inventarios, deudores y acreedores, el efectivo disponible puede incrementarse proporcionando así mayores oportunidades de negocio para la empresa.

Para el caso de PEMEX, el aspecto financiero le representa una ventaja competitiva dada la calificación crediticia que tiene, y el menor riesgo país que tiene México con respecto a otros países, como Venezuela, Irán, Irak o Brasil. Esto le permite hacerse de recursos colocando deuda a una tasa de interés menor que sus competidores.

El tamaño y el prestigio de CFE, si bien no de forma internacional como en el caso de PEMEX, también le proporciona ventajas, en 2003, colocó fácilmente en el mercado bursátil mexicano títulos de deuda por cerca de 500 millones de pesos.

1.2. Modelos Teóricos para el Análisis del Sector Energético en México.

Si bien los modelos que se presentarán en esta sección no fueron diseñados para el estudio de empresas públicas, se acercan al comportamiento de éstas debido a algunos rasgos que caracterizan

a las empresas por ellos descritos, como lo son el poder monopólico con el que cuentan, la maximización restringida de beneficios y sobre todo, la forma en la que establecen que una empresa puede crecer de acuerdo a su retención de utilidades, recurriendo a la obtención de créditos o diversificándose. También establecen como la carga fiscal puede frenar el crecimiento de la empresa como se verá más adelante.

Tanto el Modelo de Marris como el de Baumol, que pertenecen a la escuela gerencialista, aceptan que los directivos poseen libertad para determinar los objetivos de la empresa, los gerentes se apartan de la meta de maximización de beneficios y persiguen políticas que maximizarán su propia utilidad. Ambos modelos intentan maximizar el crecimiento de la demanda del producto. Baumol lo mide por el incremento en las ventas y Marris lo mide en términos de diversificación. Ambos suponen que los beneficios retenidos son fundamentales en el financiamiento del crecimiento intentan determinar la tasa de crecimiento óptima y el nivel de beneficios para financiarla.

Los dos modelos dan por establecida una estructura de precios, el precio se vuelve un parámetro más que una variable de política económica. Estos modelos son aplicables a grandes empresas con poder monopólico pues ignoran las reacciones de los competidores y el precio está dado o bien está determinado o establecido por colusión⁸. Marris hace explícita la política financiera pues cumple un papel decisivo en su modelo. Los instrumentos financieros pueden afectar la tasa de crecimiento y los beneficios de la empresa, Baumol no los hace explícitos pero están implícitos en cuanto a las consideraciones de beneficios mínimos para fines internos y externos.

1.2.1. El Modelo de Baumol.

En este modelo se plantea la maximización a las ventas como alternativa a la maximización de beneficios pues los sueldos de los gerentes están positivamente relacionados con las ventas; los bancos otorgan créditos en relación con el monto de las ventas, los problemas relacionados con el personal se pueden solucionar cuando las ventas están en aumento y resulta menos riesgoso para los gerentes comprometerse con una política de crecimiento de las ventas que con una política de maximización de beneficios.

⁸ Koutsoyiannis. *Op cit.*

Supuestos del modelo estático:

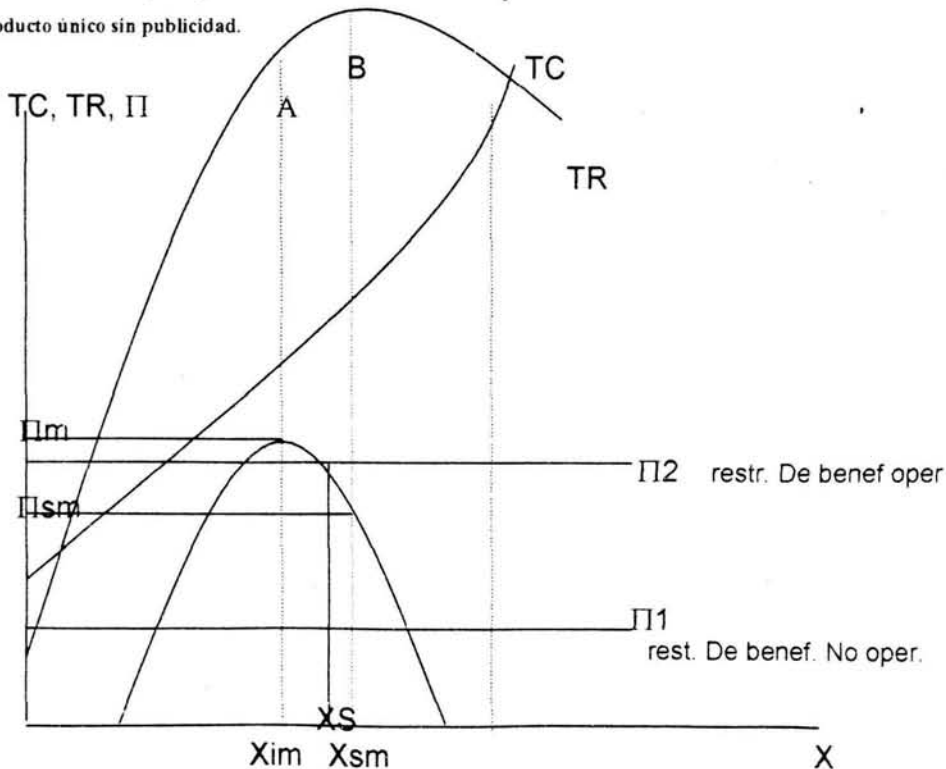
1. Un solo período como horizonte temporal
2. La empresa trata de maximizar sus ingresos totales por ventas.
3. La restricción de beneficio mínimo está determinado exógenamente por las demandas y expectativas de los accionistas, bancos, y otras instituciones financieras⁹. Estos beneficios mínimos mantienen satisfechos a los accionistas e impiden que el precio de las acciones baje, si no se alcanzan dichos beneficios los gerentes pueden ser despedidos.
4. Las funciones de costos e ingresos son convencionales.

Se analizarán los modelos de Baumol tanto estáticos como dinámicos sin publicidad ya que los resultados de uno y otro no cambian sustancialmente, al final se mencionarán los resultados de ambos modelos.

Producto único sin publicidad.

El ingreso total por ventas se alcanza en el nivel máximo de la curva TR, donde la elasticidad precio de la demanda es uno, y su pendiente es cero.

Figura 6. Producto único sin publicidad.



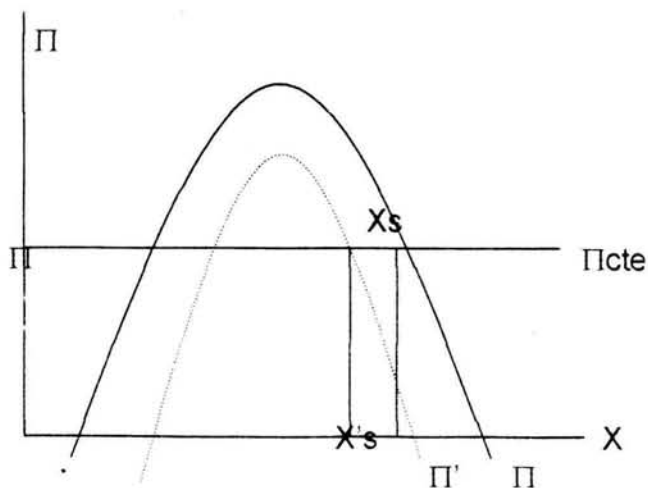
⁹ Koutsoyiannis A. Microeconomía Moderna cap 15. Segunda Edición. 1992.

Si la empresa maximizara beneficios produciría X_{im} , pero como es maximizadora de ventas y tiene que obtener un nivel mínimo de beneficios Π_1 , la empresa produce entonces X_{sm} , que maximiza sus ingresos por ventas y con los que obtiene Π_{sm} que es superior al mínimo. Si el beneficio aceptable mínimo es Π_2 la empresa no alcanzara el ingreso mínimo por ventas y producirá en el punto X_s .

Se supone que la empresa es capaz de seguir una política de precios independiente y que puede fijar su precio de manera que puede alcanzar la maximización de ventas sin que los competidores tengan alguna reacción. El maximizador de ventas produce un volumen mayor al maximizador de beneficios y vende a un precio inferior que éste último pues la pendiente de la curva TR en el punto A donde se encuentra el maximizador de beneficios es mayor a la pendiente del punto B donde se encuentra el maximizador de ventas.

En este modelo, un incremento en los costos fijos (o el establecimiento de un impuesto) reducirá el nivel de producción e incrementará el precio ya que el aumento en costos reduce la curva de beneficios totales.

Figura 7. El establecimiento de un Impuesto.



El Modelo Dinámico de Baumol.

Supuestos:

1. La empresa trata de maximizar la tasa de crecimiento de las ventas o a lo largo su existencia.
2. Los beneficios son el medio principal para financiar el crecimiento de las ventas
3. Las curvas de demanda y costos tienen la forma usual.

En este caso los beneficios no son una restricción sino una variable instrumental con los que la empresa puede alcanzar su tasa máxima de crecimiento de las ventas. El financiamiento externo tiene limitaciones por lo que el crecimiento será financiado principalmente con beneficios.

Los ingresos por ventas R crecen a una tasa $g\%$ a lo largo del tiempo

$$R, R(1+g), R(1+g)^2, \dots, R(1+g)^n$$

Se calcula el valor actual donde i será la tasa de descuento de la empresa y es superior a la tasa de interés del mercado por que incluye una apreciación de riesgo.

$$R, R\left(\frac{1+g}{1+i}\right), R\left(\frac{1+g}{1+i}\right)^2 \dots R\left(\frac{1+g}{1+i}\right)^n$$

El valor actual será:

$$S = \sum R \left(\frac{1+g}{1+i} \right)^t \text{ donde } t = 0, 1, \dots, n$$

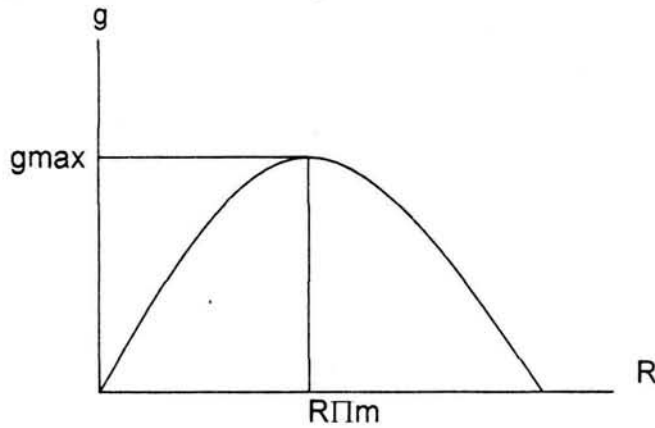
La tasa de crecimiento g es financiada principalmente por beneficios Π y guarda una relación positiva con R .

$$g = f(\Pi, R)$$

La función de beneficios Π esta definida por: $\Pi = f(R, g, i, C)$, donde C son los costos. La expansión de la empresa dependerá del nivel actual de los beneficios ya que una proporción primordial de éstos está destinada al crecimiento. La tasa de crecimiento más alta que se puede

alcanzar (g), se hallará en el punto máximo de beneficios. Más allá del punto máximo el ingreso por ventas continúa aumentando mientras que la tasa de crecimiento disminuye.

Figura 8. La tasa de crecimiento de la empresa.



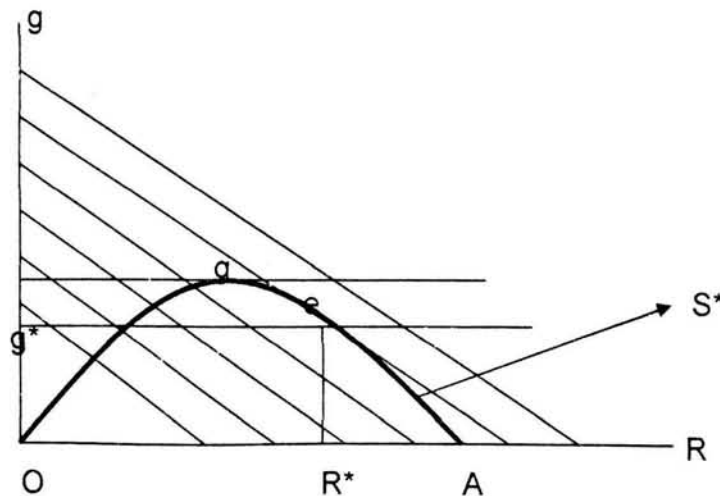
$$S = b_1 * g + b_2 * R$$

Donde b_1 y b_2 son coeficientes constantes que se estiman a través del desempeño en el pasado y de esa forma obtenemos:

$$g = (1/b_1)S - (b_2/b_1)R$$

La empresa entre todas las curvas de isovalor actual, la más alta posible. En la siguiente figura la curva OA representa la tasa de crecimiento obtenible (g) para cualquier valor dado de los ingresos actuales (R). El crecimiento es financiado con beneficios.

Figura 9. Tasa de Crecimiento Obtenible.



Con este modelo vemos que la producción será mayor y el precio inferior para la empresa maximizadora de ventas que para una empresa maximizadora de beneficios. El establecimiento de un impuesto global tendrá resultados similares a los del caso estudiado anteriormente, un incremento en el precio y una reducción en el volumen de producción. Si el Estado fija un impuesto con el propósito de restar ingresos a la empresa, no logrará su objetivo, ya que la empresa maximizadora de ventas traslada esta carga a los compradores fijando precios más altos.

La empresa tiene poder de mercado y puede controlar su precio y sus políticas de expansión, puede tomar decisiones y no la afectan las reacciones de sus competidores.

1.2.2. El Modelo de Marris.

En este modelo el objetivo de la empresa es maximizar su tasa de crecimiento balanceada, es decir, que la tasa de crecimiento de la demanda de sus productos sea igual a la tasa de crecimiento de la oferta de su capital, $g = g_d = g_c$, donde g es la tasa de crecimiento; g_d es la tasa de crecimiento de la demanda de productos de la empresa y g_c es el crecimiento de la oferta de capital.

La empresa se enfrenta a dos restricciones; la primera la que le fijan sus directivos dados sus conocimientos y habilidades limitadas, en segundo lugar hay una restricción financiera, los directivos no quieren endeudarse más ni emitir gran número de acciones por que quieren lograr la máxima seguridad en su empleo. Si se maximiza la tasa de crecimiento de la demanda con la tasa de crecimiento de capital los gerentes logran maximizar su propia utilidad así como la de los dueños de la empresa. La utilidad de los gerentes está dada por:

$$U_m = f(\text{sueños, poder, posición soc. , seguridad en el empleo})$$

Mientras que los propietarios maximizan su utilidad:

$$U_o = f^*(\text{beneficios, capital, producción, mercado, imagen pública})$$

Los gerentes maximizan la tasa de crecimiento de la empresa y no su tamaño absoluto, la función de utilidad de los propietarios puede describirse de la siguiente forma:

$$U_{prop} = f^*(g_c)$$

Donde g_c es la tasa de crecimiento del capital. La función de utilidad gerencial adoptará la siguiente forma: $U_m = (g_d, s)$

Donde g es la tasa de crecimiento de la demanda por productos de la empresa y s es una medida de seguridad en el empleo; también implica un promedio ponderado de tres coeficientes que reflejan la política financiera de la empresa, son el coeficiente de liquidez, de endeudamiento y el de retención de beneficios. De esta forma el modelo tiene dos restricciones que son la gerencial y la de seguridad en el empleo que en realidad es una restricción financiera.

El coeficiente de endeudamiento relaciona el valor de las deudas con los activos totales = (D/A) . Los directivos no seean endeudarse demasiado por que la empresa puede caer en insolvencia y en la bancarrota.

El coeficiente de liquidez relaciona los activos liquidos sobre los activos totales de la empresa = (L/A) . Si este coeficiente fuera demasiado bajo aumentaría el riesgo de insolvencia y de quiebra de la firma, el precio de las acciones bajaría y el paquete accionario de la empresa puede ser adquirido por algún inversionista nuevo. El coeficiente de retención relaciona los beneficios retenidos con los beneficios totales (Π_r/Π) , para Marris los beneficios retenidos son la fuente más importante de financiamiento para el crecimiento del capital, sin embargo la empresa no puede retener todos los beneficios que desee ya que debe satisfacer a los accionistas y evitar una caída en el precio de las acciones.

La combinación de estos tres coeficientes y sus ponderaciones dan lugar a un parámetro (α) llamada restricción financiera de seguridad y esta exógenamente determinada. Este coeficiente aumenta si la liquidez disminuye y si el coeficiente de endeudamiento se eleva o si se incrementa la proporción de beneficios retenidos. Un valor alto de (α) implica que los directivos son propensos al riesgo mientras que unos bajo implica que tratan de evitarlo.

La empresa se halla en equilibrio cuando se alcanza la máxima tasa de crecimiento balanceado, es decir,

$$G_d = g_c = g^*$$

Para Marris las variables con las que cuenta la empresa son (α) que implica libertad de elección en la política financiera y que la empresa esta en la libertad de modificar los coeficientes antes mencionados. La empresa también puede incidir en el crecimiento de su demanda incrementando su tasa de diversificación (d) modificando la gama de sus productos existentes o ampliándola.

El precio está dado por la estructura oligopólica de la industria y supone además que los costos de producción están dados¹⁰.

$$P = C + A + (I\&D) + m$$

Donde:

P : precio, dado por el mercado

C: costos de producción, se suponen dados

A: gastos de publicidad y de venta

I & D : gastos en investigación y desarrollo

m: margen promedio de beneficios que se puede usar como sustituto de A e I&D.

Por tanto todas las variables nos dan tres instrumentos de política: (α), d y m .

La tasa de crecimiento de la demanda se supone crece por diversificación d , y por la proporción de nuevos productos que tienen éxito k :

$$g = f(d, k)$$

Sin embargo k depende tanto de A como de I & D por lo que al final tendremos : $gd = f(d, m)$

¹⁰ Koutsoyiannis A. Op cit.

Figura 10. Tasa de Crecimiento Empresarial.

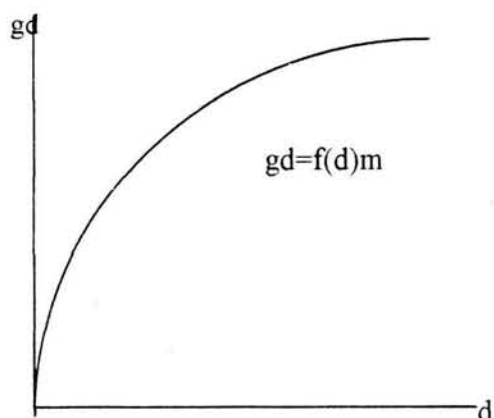
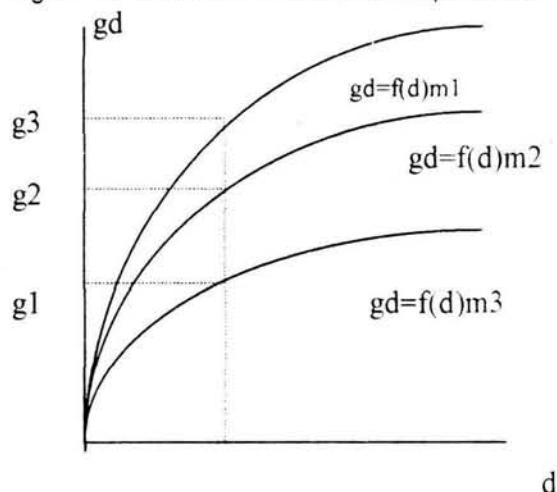


Figura 11. Tasas de Crecimiento Empresarial.



La tasa de crecimiento (g_c) se financia mediante fuentes internas y externas, los beneficios son la fuente de financiamiento interno mientras que el financiamiento externo puede obtenerse mediante la emisión de títulos o mediante préstamos bancarios. Como Marris considera que los beneficios son la fuente principal de recursos tenemos que:

$$g_c = \alpha(\Pi)$$

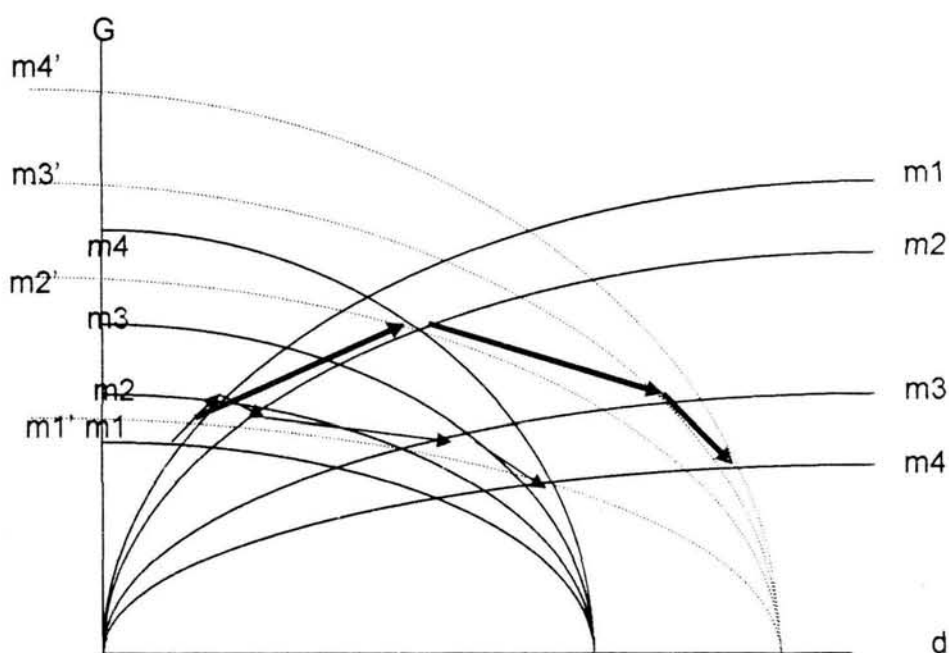
Si consideramos α constante y determinado exógenamente tenemos que mientras más grandes sean los beneficios, mayor es la tasa de crecimiento de capital.

$$\begin{aligned} \Pi &= f(m, d) \\ g_c &= \alpha(f(m, d)) \end{aligned}$$

Tenemos entonces que la tasa de crecimiento del capital esta en función de las políticas financiera de los gerentes, la tasa promedio de beneficios y la tasa de diversificación. La tasa de crecimiento del capital tiene una correlación positiva con d hasta el punto de pleno empleo del personal de I&D y del plantel de gerentes, pero más allá de ese punto mantienen una relación negativa; si d fuera mayor se apresura el proceso de diversificación lo que lleva a la toma de decisiones ineficientes que hacen caer los beneficios lo que ocasiona una escasa disponibilidad de beneficios y financiamiento externo con una tasa de crecimiento g_c menor. Para Marris en el mundo real (α) no es una

constante y los cambios que se le presentan afectan el g_c , ya que $g_c = (\alpha)(\Pi) = (\alpha)f((m,d))$, si (α) aumenta las curvas g_c se desplazarán a hacia arriba y formaran una curva de crecimiento balanceado pues la relación que existe entre g_c y (α) es positiva. Para que (α) aumente puede haber un cambio en algunos de los coeficientes financieros

Figura 12. Tasa de Crecimiento del Capital.



Un incremento en (α) incrementa la curva de crecimiento balanceado (las flechas) y se alcanzara un crecimiento mayor que el original. Sin embargo, si se deja que (α) varíe el crecimiento y los beneficios pueden convertirse en metas antagónicas, si (α) es menor que $(\alpha)^*$ que es la que permitiría el máximo crecimiento, posiblemente habrá mayores beneficios, si (α) fuera fija la maximización de la tasa de crecimientos sería igual a la maximización de beneficios. (α) no puede aumentar más allá de cierto valor determinado por los requisitos mínimos de los accionistas pues de otra forma el empleo de los gerentes estaría en peligro; sin embargo, en nuestro caso no debemos olvidar que en este último punto los criterios para las empresas públicas son diferentes a los privados pues un objetivo importante es el de maximizar el bienestar social.

Capítulo 2.

La Industria Petrolera en México.

Desde su nacionalización en 1938, Petróleos Mexicanos (PEMEX) se ha convertido en un símbolo de soberanía y nacionalismo no solo para la clase política son también par gran parte de la población. La participación tanto de PEMEX como de CFE dentro del PIB nacional en la actualidad es relativamente baja, en conjunto las dos empresas generan alrededor del 3% del PIB; en el caso de PEMEX, también es una fuente importante de divisas, para el año 2002 captó alrededor de 10,805.3 millones de dólares, lo que contribuye a reducir las presiones sobre la balanza de pagos de nuestro país pues las exportaciones petroleras representan actualmente alrededor del 8% del total de exportaciones que genera el país. Además, la industria petrolera es un pilar en las finanzas públicas al aportar alrededor del 37% del total de los recursos fiscales del país y a pesar de ello no recibe un financiamiento adecuado.

En 2002, México ocupó el lugar número 6 en producción de petróleo crudo con alrededor de 3 millones 177 mil barriles diarios (Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos, Irán y China ocupan respectivamente los primeros lugares); y es el noveno productor mundial de gas natural con 4,423 millones de pies cúbicos diarios. Las reservas probadas de petróleo crudo de nuestro país lo sitúan en el lugar 13 a nivel mundial y en el lugar 29 en cuanto a reservas de gas natural. Para el año 2003, las reservas totales (que incluyen las 3 p's) en millones de barriles de petróleo crudo equivalente de nuestro país fueron de alrededor de 50 mil millones, equivalentes a cerca de 30 años al ritmo actual de extracción. Sin embargo, las reservas probadas para 2003 son de apenas de alrededor de 20 mil millones de barriles, que son 41% menores a las de 1999, lo anterior, da cuenta de la necesidad de realizar nuevas inversiones en el área de exploración.

CUADRO 1. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos Totales.
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

	1999	2000	Δ	2001	Δ	2002	Δ	2003	Δ	Variación 1999- 2003
Total	57,741.2	58,204.1	0.8	56,154.0	-3.5	52,951.0	-5.7	50,032.2	-5.5	-13.4
Probadas	34,179.5	34,103.8	-0.2	32,614.4	-4.4	30,837.5	-5.4	20,077.3	-34.9	-41.3
Probables	12,104.5	12,104.8	0.0	12,196.2	0.8	11,862.5	-2.7	16,965.0	43.0	40.2
Posibles	11,457.2	11,959.5	4.4	11,343.4	-5.2	10,251.0	-9.6	12,990.0	26.7	13.4
Reservas de gas seco (mmmpc)	56,183.1	55,507.2	-1.2	55,515.1	0.0	50,648.2	-8.8	48,796.4	-3.7	-13.1

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

Por su parte, PEMEX en 2002 fue la tercera empresa a nivel mundial en la producción de petróleo crudo (precedida por Saudi ARAMCO y NIOC respectivamente) con 3 millones 560 mil barriles diarios (que incluyen líquidos del gas); además en 2001 fue la décima empresa productora de gas natural con 4,511 millones de pies cúbicos diarios. En cuanto a su nivel de ventas, en 2001 PEMEX se situó como la sexta empresa a nivel internacional con un costo de extracción para el barril de petróleo crudo de alrededor de USD\$ 3.80 para el año 2000¹¹.

CUADRO 2. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de Petróleo Crudo.
2002 (Incluye líquidos del gas)

	Empresa	País	Miles de barriles diarios
1	Saudi ARAMCO	Arabia Saudita	8,301
2	NIOC	Irán	3,773
3	PEMEX	México	3,560
4	PDVSA	Venezuela	3,000
5	Exxon Mobil	Estados Unidos	2,542
6	INOC	Irak	2,408
7	Royal Dutch/Shell	Holanda/UK	2,220
8	PetroChina	China	2,092
9	ChevronTexaco	Estados Unidos	1,959
10	BP	Reino Unido	1,931
11	KPC	Kuwait	1,757
12	TotalfinaELF	Francia	1,454
13	PNC	Nigeria	1,423
14	Petrobras	Brasil	1,379
15	Sonatrach	Argelia	1,330

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

PEMEX produce actualmente alrededor de 3,580 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente, en 1992 producía 3,116 mbd, lo que representa un incremento en la producción de cerca del 15%. En cuanto al petróleo crudo este pasó de 2,668 mbd en 1992 a 3177 mbd en 2002, un incremento del 22% aproximadamente. Destaca en éste período la drástica caída en la producción de productos petroquímicos, al pasar de 13,638 Millones de toneladas (Mt) en 1992 a 5,889 Mt en 2002 (57% menos que en 1992). Para 1998 y 1999 Pemex llegó a producir hasta 4,791

¹¹ Petroleum Industry Weekly. Special Supplement Vol. XXXVIII. No. 51, Diciembre 20, 1999. y PEMEX, Dirección Corporativa de Finanzas Subgerencia de Financiamientos y Análisis de Mercado.

mmpcd de gas, para 2002 dicha producción estaba en niveles de 4,423 (-7.7%) según datos del anuario estadístico de la paraestatal.

Vale la pena señalar, que durante la presente administración las reservas probadas han caído en alrededor de 40% mientras que el ritmo de extracción sigue creciendo con los consecuentes costos marginales crecientes de la reposición; cada vez se exporta una mayor cantidad de recursos que nos permitirían ser más competitivos en el largo plazo.

CUADRO 3. PEMEX. PRINCIPALES ESTADÍSTICAS OPERATIVAS. 1992-2002.

(Miles de barriles diarios)											
Producción	1992	1993	Δ(%)	1994	Δ(%)	1995	Δ(%)	1996	Δ(%)	1997	Δ(%)
Hidrocarburos Líquidos	3.116	3.128	0.4	3.138	0.3	3.062	-2.4	3.277	7.0	3.410	4.1
Petróleo crudo	2.668	2.673	0.2	2.685	0.4	2.617	-2.5	2.858	9.2	3.022	5.7
Gas natural (MMpcd)	3.584	3.576	-0.2	3.625	1.4	3.759	3.7	4.195	11.6	4.467	6.5
Proceso de crudo	1.265	1.295	2.4	1.333	2.9	1.267	-5.0	1.267	0.0	1.242	-2.0
Petrolíferos	1.513	1.551	2.5	1.596	2.9	1.530	-4.1	1.510	-1.3	1.453	-3.8
Petroquímicos(Mt)	13.638	11.910	-12.7	13.066	9.7	13.448	2.9	13.292	-1.2	11.513	-13.4

Producción	1998	Δ(%)	1999	Δ(%)	2000	Δ(%)	2001	Δ(%)	2002	Δ(%)
Hidrocarburos Líquidos	3.498	2.6	3.343	-4.4	3.450	3.2	3.560	3.2	3.585	0.7
Petróleo crudo	3.070	1.6	2.906	-5.3	3.012	3.6	3.127	3.8	3.177	1.6
Gas natural (MMpcd)	4.791	7.3	4.791	0.0	4.679	-2.3	4.511	-3.6	4.423	-2.0
Proceso de crudo	1.283	3.3	1.228	-4.3	1.227	-0.1	1.252	2.0	1.245	-0.6
Petrolíferos	1.525	5.0	1.485	-2.6	1.450	-2.4	1.473	1.6	1.481	0.5
Petroquímicos(Mt)	9.961	-13.5	7.991	-19.8	6.836	-14.5	5.994	-12.3	5.889	-1.8

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Anuario Estadístico 2003.

2.1. Análisis Operativo y Financiero de la Industria Petrolera Nacional.

En cuanto a su balance general, los activos fijos de PEMEX representan alrededor del 70% de los activos totales, en 1992 ésta relación era del 80%. Los pasivos totales representan el 85% del total de los activos cuando en 1992 representaban sólo el 27%; dentro de éste rubro destaca el incremento de los pasivos a largo plazo, el cual pasa de 18% de los pasivos totales en 1992 a 70% en 2002. El patrimonio o capital contable de PEMEX representaba el 73.2% respecto al total de activos hace 10 años, para 2002 fueron de apenas del 14%.

CUADRO 4. PEMEX. BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE
(MILLONES DE PESOS)

	1992	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	155,334	201,518	307,834	339,453	416,691	482,249	563,468	556,883	697,379
Circulante	25,652	26,879	74,321	64,429	55,382	87,490	109,393	76,534	123,654
Fijo	126,210	159,437	202,450	232,389	310,342	338,254	388,225	406,913	486,098
Otros	3,472	15,202	31,063	42,635	50,967	56,505	65,850	73,436	87,627
Pasivos	41,605	83,287	156,269	186,329	249,552	320,779	412,863	434,017	596,684
Corto plazo	13,331	24,707	64,674	61,244	54,566	84,180	95,766	71,948	113,771
Largo Plazo	28,274	58,580	91,595	125,085	194,986	236,599	317,097	362,069	482,913
Patrimonio	113,729	118,231	151,565	153,124	167,139	161,470	150,605	122,866	100,695
C. de aportación	22,341	22,341	22,341	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222
Res. Con destino esp.	16,050	8,421	8,637	8,227	8,394	10,449	12,691	16,279	9,804
Superavit por revolución	72,025	82,624	99,225	112,962	145,706	162,014	174,054	181,838	190,524
Otros	3,313	4,845	21,362	21,713	2,817	-21,215	-46,362	-85,473	-109,855
Tot Pasivo y patrimonio	155,334	201,518	307,834	339,453	416,691	482,249	563,468	556,883	697,379

Fuente:Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

CUADRO 5. PEMEX. BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE
(Porcentaje con respecto a Activos)

	1992	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Circulante	16.51	13.34	24.14	18.98	13.29	18.14	19.41	13.74	17.73
Fijo	81.25	79.12	65.77	68.46	74.48	70.14	68.90	73.07	69.70
Otros	2.24	7.54	10.09	12.56	12.23	11.72	11.69	13.19	12.57
Pasivos	26.78	41.33	50.76	54.89	59.89	66.52	73.27	77.94	85.56
Corto plazo	8.58	12.26	21.01	18.04	13.10	17.46	17.00	12.92	16.31
Largo Plazo	18.20	29.07	29.75	36.85	46.79	49.06	56.28	65.02	69.25
Patrimonio	73.22	58.67	49.24	45.11	40.11	33.48	26.73	22.06	14.44
C. de aportación	14.38	11.09	7.26	3.01	2.45	2.12	1.81	1.84	1.47
Res. Con destino esp.	10.33	4.18	2.81	2.42	2.01	2.17	2.25	2.92	1.41
Superavit por revolución	46.37	41.00	32.23	33.28	34.97	33.60	30.89	32.65	27.32
Otros	2.13	2.40	6.94	6.40	0.68	-4.40	-8.23	-15.35	-15.75
Tot Pasivo y patrimonio	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente:Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

Las ventas nacionales representan alrededor del 65% de las ventas totales de PEMEX y el 35% restante corresponde a exportaciones. El costo de ventas a lo largo del periodo es de alrededor del 32% de las ventas totales. El rendimiento antes de impuestos que presenta la paraestatal es actualmente de alrededor del 54% de las ventas totales (aunque este nivel varía dependiendo del precio del barril de petróleo); sin embargo los impuestos y derechos representan cerca del 60% del total de ventas, por lo cual, el rendimiento neto de la paraestatal resulta negativo, ya que los impuestos y derechos resultan mayores a las utilidades de operación. (Desde 1998 el resultado neto es de alrededor del -5% de las ventas).

PEMEX depende para su gasto de inversión de lo dispuesto en el presupuesto por el Congreso de la Unión, es decir, no puede hacer uso de los recursos que genera de manera directa. El gasto de inversión en PEMEX representó en 2002 alrededor del 31% de las utilidades antes de impuestos, en 1992 representaban el 20% y en 1996 el 16% año a partir del cual el gasto de inversión con respecto a las utilidades antes de impuestos ha ido en aumento. Con respecto a las ventas totales, el gasto de inversión representa alrededor del 17% para 2002 y fue de cerca del 11% hace 10 años.

Este gasto de inversión se distribuye de la siguiente forma: 85% a PEP, 10% a Refinación, 10% a PGYPB y 1.7 a Petroquímica. La participación del gasto de inversión en producción ha ido incrementándose desde 1992 a la fecha, en ese entonces dicho gasto representaba el 60% del total en inversión y cerca del 30% estaba destinada a refinación.

CUADRO 6. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa
(Millones de Pesos)

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	Millones de USD 2002
Total	9,059	100.0	10,009	100.0	25,789	100.0	53,169	100.0	53,231	100.0	76,033	100.0	76,537	100.0	82,486	100.0	8543
PEP	5,274	58.2	5,658	56.5	18,136	70.3	39,589	74.5	42,610	80.0	52,526	69.1	55,925	73.1	70,228	85.1	7273
PR	2,531	27.9	3,073	30.7	5,231	20.3	7,531	14.2	6,303	11.8	18,417	24.2	16,308	21.3	8,329	10.1	863
PGYPB	220	2.4	614	6.1	1,255	4.9	4,427	8.3	3,141	5.9	3,683	4.8	2,919	3.8	2,024	2.5	210
PP	638	7.0	403	4.0	385	1.5	1,262	2.4	848	1.6	1,032	1.4	962	1.3	1,436	1.7	149
Corporativo	396	4.4	261	2.6	782	3.0	360	0.7	329	0.6	376	0.5	423	0.6	470	0.6	49

Incluye Pidiregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 7. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentajes con respecto a las utilidades ante de impuestos)
(Millones de Pesos)

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Utilidad antes de impuestos	45,150	100.0	58,177	100.0	160,600	100.0	140,299	100.0	187,669	100.0	274,057	100.0	230,703	100.0	263,098	100.0
Inv. Total	9,059	20.1	10,009	17.2	25,789	16.1	53,169	37.9	53,231	28.4	76,033	27.7	76,537	33.2	82,486	31.4
PEP	5,274	11.7	5,658	9.7	18,136	11.3	39,589	28.2	42,610	22.7	52,526	19.2	55,925	24.2	70,228	26.7
PR	2,531	5.6	3,073	5.3	5,231	3.3	7,531	5.4	6,303	3.4	18,417	6.7	16,308	7.1	8,329	3.2
PGYPB	220	0.5	614	1.1	1,255	0.8	4,427	3.2	3,141	1.7	3,683	1.3	2,919	1.3	2,024	0.8
PP	638	1.4	403	0.7	385	0.2	1,262	0.9	848	0.5	1,032	0.4	962	0.4	1,436	0.5
Corporativo	396	0.9	261	0.4	782	0.5	360	0.3	329	0.2	376	0.1	423	0.2	470	0.2

Incluye Pidiregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 8. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentajes con respecto a ventas)
(Millones de Pesos)

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Ventas	77,740	100.0	100,300	100.0	235,820	100.0	265,749	100.0	344,979	100.0	478,688	100.0	457,385	100.0	487,358	100.0
Inv. Total	9,059	11.7	10,009	10.0	25,789	10.9	53,169	20.0	53,231	15.4	76,033	15.9	76,527	16.7	82,486	16.9
PEP	5,274	6.8	5,658	5.6	18,136	7.7	39,589	14.9	42,610	12.4	52,526	11.0	55,925	12.2	70,228	14.4
PR	2,531	3.3	3,073	3.1	5,231	2.2	7,531	2.8	6,303	1.8	18,417	3.8	16,308	3.6	8,329	1.7
PGYPB	220	0.3	614	0.6	1,255	0.5	4,427	1.7	3,141	0.9	3,683	0.8	2,919	0.6	2,024	0.4
PP	638	0.8	403	0.4	385	0.2	1,262	0.5	848	0.2	1,032	0.2	962	0.2	1,436	0.3
Corporativo	396	0.5	261	0.3	782	0.3	360	0.1	329	0.1	376	0.1	423	0.1	470	0.1

Incluye Pidiregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

Si analizamos las principales cuentas de los estados financieros de PEMEX en precios constantes (2002=100); vemos que su situación ha venido deteriorándose de forma dramática a lo largo de la última década, sus activos han disminuido a razón del 30% y su activo fijo cerca del 50%, mientras que los pasivos totales se incrementaron 92% para lo cual los pasivos circulantes se incrementaron 95%; el patrimonio se redujo un 65%, a pesar de que las ventas aumentaron 20%, los costos y los gastos de operación se incrementaron 26 y 28% respectivamente.

En cuanto a sus principales indicadores financieros, las estadísticas presentadas en el segundo informe de gobierno (2002), hacen parecer a PEMEX como una empresa con muy graves problemas financieros, si bien es cierto que la empresa los tiene, no son de la magnitud presentada por el Ejecutivo al Congreso. En el informe se añaden los impuestos a los costos de ventas y gastos de operación, por lo que los costos sobrepasan a las ventas. La situación resulta diferente si los impuestos no son tomados en cuenta en una primera etapa del análisis. Como se mencionó anteriormente la rentabilidad antes de impuestos es de alrededor del 50% de las ventas totales y la utilidad antes de impuestos con respecto a los activos fijos es de alrededor del 45%, es decir, cada peso en activo fijo genera cerca de 50 centavos de utilidad (lo cual debería ser un gran aliciente para invertir en nueva infraestructura productiva).

La solvencia inmediata de PEMEX es de alrededor de 1.27 y la capacidad de pago inmediata es de 1.01, aunque en teoría la relación debe ser uno a uno, puede bajar hasta 0.5 sin que se presenten problemas (de acuerdo a lo establecido en el mismo informe y dependiendo de la industria de la que se trate) por lo que PEMEX podría recurrir todavía, en cierto grado y hasta cierto límite, a créditos para el financiamiento de sus inversiones (principalmente lo ha hecho a través de los esquemas PIDIREGAS que se analizarán más a detalle en el siguiente capítulo). La liquidez de

sus ventas es de niveles de más de 3 puntos, con lo que la posición de la entidad no es apremiante en este aspecto.

CUADRO 9. Principales Cuentas de los Estados Financieros de PEMEX
(millones de pesos de 2002)

Año	Cuentas de Situación Financiera											
	Activo Total	Δ%	Activo Fijo	Δ%	Activo Circulante	Δ%	Cuentas	Δ%	Inventarios	Δ%	Pasivo total	Δ%
1991	723,220.8		611,517.4		93,925.6		30,274.1		32,256.5		159,442.0	
1992	658,250.7	-9.0	534,833.5	-12.5	108,704.1	15.7	19,891.5	-34.3	29,612.7	-8.2	176,307.3	10.6
1993	588,988.0	-10.5	473,014.4	-11.6	106,953.9	-1.6	26,140.0	31.4	23,240.3	-21.5	171,110.9	-2.9
1994	722,315.3	22.6	575,475.6	21.7	95,603.4	-10.6	41,641.7	59.3	23,253.8	0.1	294,116.2	71.9
1995	651,062.9	-9.9	488,133.4	-15.2	117,840.0	23.3	41,485.1	-0.4	25,826.9	11.1	309,369.2	5.2
1996	617,181.3	-5.2	411,138.5	-15.8	147,614.3	25.3	41,895.8	1.0	27,183.7	5.3	305,111.6	-1.4
1997	566,937.7	-8.1	390,816.9	-4.9	110,412.1	-25.2	60,784.9	45.1	28,342.8	4.3	305,065.8	0.0
1998	546,384.4	-3.6	408,123.5	4.4	78,819.8	-28.6	26,658.4	-56.1	16,934.2	-40.3	279,004.8	-8.5
1999	513,328.9	-6.0	343,619.3	-15.8	101,868.6	29.2	36,104.7	35.4	19,526.7	15.3	269,979.5	-3.2
2000	506,529.9	-1.3	327,502.8	-4.7	100,654.3	-1.2	42,597.9	18.0	25,732.6	31.8	276,424.3	2.4
2001	469,077.0	-7.4	311,424.8	-4.9	77,472.1	-23.0	29,045.1	-31.8	16,200.3	-37.0	256,646.1	-7.2
2002	505,848.9	7.8	307,516.2	-1.3	108,404.2	39.9	39,813.8	37.1	22,141.4	36.7	307,063.2	19.6
Δ% 1991-2002		-30.1		-49.7		15.4		31.5		-31.4		92.6
Año	Cuentas de resultados											
	Pasivo Circulante	Δ%	Patrimonio o Capital Contable	Δ%	Ventas netas	Δ%	Costo de ventas	Δ%	Gastos de Operación	Δ%	Resultado Neto	Δ%
1991	43,935.4		563,778.8		282,819.4		243,651.5		28,835.0		15,477.2	
1992	56,492.1	28.6	481,943.4	-14.5	276,726.8	-2.2	232,689.2	-4.5	32,634.1	13.2	14,039.3	-9.3
1993	66,303.7	17.4	417,877.1	-13.3	240,426.3	-13.1	198,845.5	-14.5	35,827.5	9.8	11,514.0	-18.0
1994	84,258.0	27.1	428,199.1	2.5	243,157.8	1.1	208,327.6	4.8	36,165.8	0.9	11,536.7	0.2
1995	100,989.3	19.9	341,693.6	-20.2	342,466.4	40.8	294,056.0	41.2	33,861.9	-6.4	27,228.0	136.0
1996	124,919.4	23.7	312,069.7	-8.7	396,478.2	15.8	337,958.1	14.9	32,637.6	-3.6	32,864.4	20.7
1997	100,390.9	-19.6	261,871.9	-16.1	356,614.8	-10.1	314,964.9	-6.8	34,202.1	4.8	12,884.8	-60.8
1998	70,864.3	-29.4	267,378.1	2.1	260,747.3	-26.9	227,889.2	-27.6	33,444.3	-2.2	3,769.3	-70.7
1999	86,027.8	21.4	243,249.4	-9.0	281,165.3	7.8	253,989.8	11.5	30,558.7	-8.6	-1,182.7	-131.4
2000	90,061.4	4.7	230,105.6	-5.4	415,738.3	47.9	379,095.1	49.3	36,217.4	18.5	-3,001.9	-153.8
2001	62,001.2	-31.2	212,430.8	-7.7	345,166.8	-17.0	312,161.5	-17.7	34,787.9	-3.9	-9,693.6	-222.9
2002	85,646.2	38.1	198,785.7	-6.4	340,049.3	-1.5	307,020.3	-1.6	36,924.3	6.1	-15,410.5	-59.0
Δ% 1991-2002		94.9		-64.7		20.2		26.0		28.1		-199.6

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003 y anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

De acuerdo a lo anterior, vemos que PEMEX tiene todavía la posibilidad de financiarse con recursos propios, puede aún recurrir al endeudamiento para realizar inversiones, como lo muestran sus indicadores financieros. Es la carga fiscal de más de 100% de las utilidades de la empresa la que repercute de sobremanera en la posibilidad de realizar el gasto de inversión necesario. Sin embargo, aún con esta tremenda carga fiscal, podemos ver que dicho gasto se ha incrementado durante los últimos años con respecto a las utilidades antes de impuestos.

La mayor parte del gasto de inversión en PEMEX se va a exploración y producción, esto resulta benéfico para el país pues recordemos que las reservas probadas han sufrido una merma importante y se hace necesario realizar nuevas exploraciones en nuevos sitios y en aguas más profundas; sin embargo se ha dejado de lado rubros como el de la refinación, el gas y la petroquímica que son fundamentales pues son procesos en los que se agrega valor al producto.

El gobierno debe reducir en alguna medida la carga fiscal que pesa sobre PEMEX para liberar recursos y encaminarlos a éstas áreas, además se debe revisar el marco legal para que la iniciativa privada, que ya puede participar en rubros como el de la petroquímica secundaria, lo haga de forma eficiente y en beneficio del país. Sin embargo, para que se pueda impulsar la petroquímica es necesario realizar inversiones en gas natural, que es el principal energético utilizados sus procesos, y como hemos visto es un rubro que ha venido disminuyendo su producción en los últimos años (ver cuadro 10).¹²

¹² Activo Circulante/Pasivo circulante; la relación mínima recomendable es de dos a uno, pero el crédito permite que dicha relación pueda ser menor de acuerdo con el giro del organismo. 2.(activo circulante-inventarios/pasivo circulante; la relación mínima debe ser uno a uno, pero puede descender hasta 0.5 sin que sea perjudicial pero no a un nivel menor. 3. Ventas netas/capital contable; entre mayor sea el cociente denotará una mayor rentabilidad del patrimonio. 4. Ventas netas/activo circulante; entre mayor sea el cociente respecto a la unidad se mostrará una mejor posición de liquidez de la entidad. 5. Resultado neto / patrimonio; entre mayor sea el cociente respecto a la unidad se mostrará un mayor rendimiento del capital contable. 6. Inventarios/ventas netas; el índice debe ser menor a la unidad para mostrar la solvencia de la empresa. 7. Ventas netas/clientes; proporciona una imagen de la política de ventas de la empresa, ya que indica el número de veces que se ha verificado la venta a crédito y efectuado la cobranza. 8. Resultado neto/activo fijo; cuando más sobrepase a la unidad el índice mostrará una mayor rentabilidad del activo fijo, más elevada es la eficiencia de la capacidad instalada. 9. (costo de ventas+gastos de operación)/ventas netas; cuando menor sea el cociente respecto a la unidad, mayor será el grado de eficiencia en la producción y distribución de los bienes y/o servicios generados. 10. Pasivo total/patrimonio; el coeficiente debe ser menor a la unidad para mostrar la salud financiera del organismo, cuanto más se acerque a la unidad, mayores serán los índices de riesgo. 11. Patrimonio/ activo total; el coeficiente debe ser menor que la unidad. 2. Patrimonio/activo fijo; debe ser menor que la unidad para mostrar la eficiencia de las remuneraciones para ampliar la capacidad productiva, lo contrario representa riesgos y pérdidas.

CUADRO 10. Principales Indicadores Financieros de PEMEX.

(Porcentajes)										
Año	Financieros				Eficiencia y Liquidez				Rentabilidad y Rotación	
	Resultado neto / ventas	Costo de ventas / ventas	Costo de Operación / ventas	Costo total / ventas	Solvencia inmediata (1)	Capacidad inmediata de pago (2)	Vitalidad del capital propio (3)	Liquidez de las ventas netas (4)	Utilidades a capital propio o patrimonio (5)	Rotación de inventarios (6)
1991	5.47	86.15	10.20	96.35	2.14	1.40	0.50	3.01	0.03	0.11
1992	5.07	84.09	11.79	95.88	1.92	1.40	0.57	2.55	0.03	0.11
1993	4.79	82.70	14.90	97.61	1.61	1.26	0.58	2.25	0.03	0.10
1994	4.74	85.68	14.87	100.55	1.13	0.86	0.57	2.54	0.03	0.10
1995	7.95	85.86	9.89	95.75	1.17	0.91	1.00	2.91	0.08	0.08
1996	8.29	85.24	8.23	93.47	1.18	0.96	1.27	2.69	0.11	0.07
1997	3.61	88.32	9.59	97.91	1.10	0.82	1.36	3.23	0.05	0.08
1998	1.45	87.40	12.83	100.22	1.11	0.87	0.98	3.31	0.01	0.06
1999	-0.42	90.33	10.87	101.20	1.18	0.96	1.16	2.76	-0.01	0.07
2000	-0.72	91.19	8.71	99.90	1.12	0.83	1.81	4.13	-0.01	0.06
2001	-2.80	90.44	10.08	100.52	1.25	0.99	1.63	4.46	-0.05	0.05
2002	-4.53	90.29	10.86	101.15	1.27	1.01	1.71	3.14	-0.08	0.06

Año	Rentabilidad y Rotación				Estructura Financiera					
	Recup. de cuentas por cobrar (7)	Rentab. de la inversión en activos fijos (8)	Eficiencia en producción y distribución (9)	Utilidad antes de impuestos / ventas	Impuestos y derechos / ventas	Utilidad antes de impuestos / activos fijos	Dependencia económica (10)	Propiedad de la Inversión total (11)	Propiedad del capital o patrimonio (12)	
1991	9.34	0.03	0.96				0.28	0.78	0.92	
1992	13.91	0.03	0.96	58.08	53.82	0.36	0.37	0.73	0.90	
1993	9.20	0.02	0.98	56.35	52.76	0.39	0.41	0.71	0.88	
1994	5.84	0.02	1.01	58.00	54.69	0.36	0.69	0.59	0.74	
1995	8.26	0.06	0.96	61.31	57.31	0.55	0.91	0.52	0.70	
1996	9.46	0.08	0.93	68.10	61.48	0.79	0.98	0.51	0.76	
1997	5.87	0.03	0.98	61.82	59.18	0.72	1.16	0.46	0.67	
1998	9.78	0.01	1.00	52.79	57.15	0.45	1.04	0.49	0.66	
1999	7.97	0.00	1.01	54.40	60.53	0.55	1.11	0.47	0.71	
2000	9.76	-0.01	1.00	57.25	61.37	0.71	1.20	0.45	0.70	
2001	11.88	-0.03	1.01	50.44	57.60	0.57	1.21	0.45	0.68	
2002	8.54	-0.05	1.01	53.98	60.24	0.54	1.54	0.39	0.65	

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003 y anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

2.2. Requerimientos Actuales de Inversión en el Sector Petrolero Nacional.

En el caso de PEMEX, de acuerdo al tercer informe de gobierno 2003, se planea invertir de 2002-2010, la cantidad de 800 mil millones de pesos (de 2003). Las inversiones estarán encaminadas a continuar con el programa de Roconfiguración del Sistema Nacional de Refinerías.

De las inversiones que se realizaron en 2003, 35,978.8 millones de pesos correspondieron a inversión programable, y 92,685.3 corresponden a PIDIREGAS, de los cuales el 96% fue para PEP (alrededor de la mitad de dichos recursos fueron para la producción de Gas). Para PR del total de inversiones en PIDIREGAS solo le correspondieron 2.4% del total.

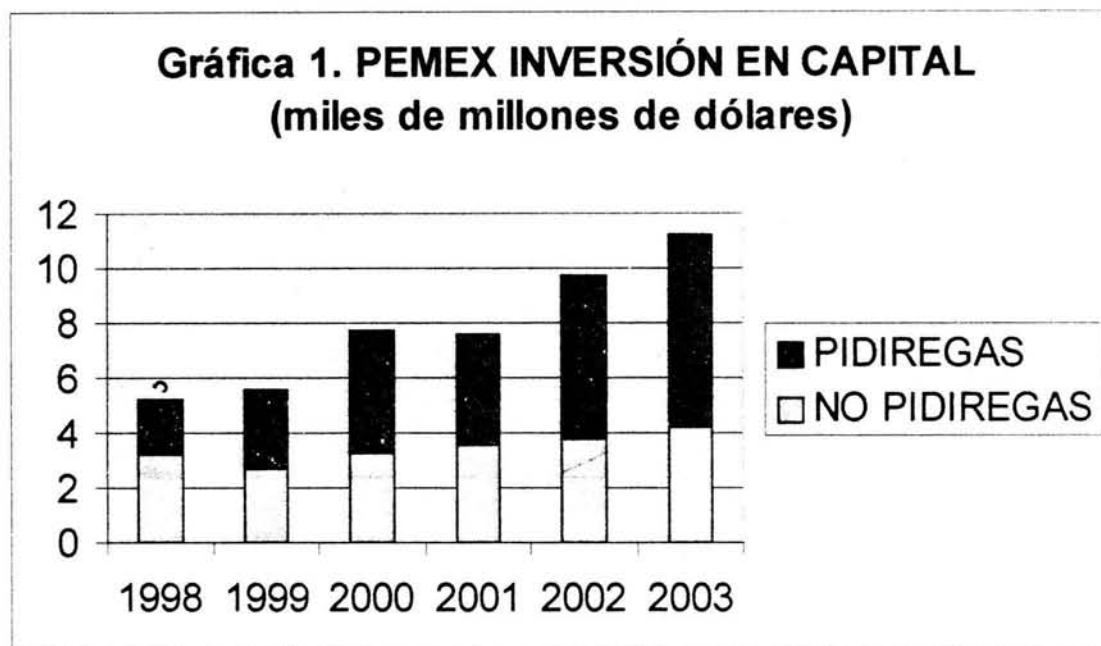
La industria petrolera nacional tiene necesidades de inversión en exploración, producción y refinación. La mayor parte de estos recursos se obtienen mediante la colocación de deuda, estructuras especiales de financiamiento y el ingreso generado por su operación.

En el caso de PEMEX, tanto la colocación como la emisión de deuda se realizan por medio de tres vínculos financieros que son: PEMEX Capital Inc. (que le permite emitir papel comercial en Estados Unidos), PEMEX Project Funding Master Trust (que se utiliza para financiar proyectos a largo plazo mediante PIDIREGAS y requiere de la aprobación de Congreso de la Unión y la SHCP) y PEMEX Finance Ltd. (que le permite a PEMEX comprar las cuentas por cobrar generadas por la venta de petróleo de PEMEX Internacional). PEMEX también obtiene recursos del presupuesto anual que el gobierno federal le otorga mediante la aprobación del Congreso.

De esta manera, con el objeto de financiar sus actividades productivas, PEMEX recurre a la emisión de bonos; ECA's (agencias de crédito a la exportación, otorgan préstamos a empresas conacionales que realicen negocios con una economía emergente); Papel Comercial; Aceptaciones Bancarias; Proyectos llave en mano y PIDIREGAS. Estos últimos representan un rubro importante pues se utilizan para financiar proyectos a largo plazo y son inmunes a recortes presupuestales pues no entran en el balance contable sino hasta que el proyecto está terminado o hasta que las obligaciones de Petróleos Mexicanos entran en vigor de acuerdo a los contratos. Estos proyectos tienen tres etapas:

- El Gobierno designa el proyecto como PIDIREGAS y autoriza el gasto del sector privado en su desarrollo.
- Terceros constituyen el PIDIREGAS y lo entregan a PEMEX.
- PEMEX, con la autorización del gobierno federal, paga el monto que se le debe a los contratistas al recibir el proyecto terminado, y se registra como un pasivo el monto total de la deuda contratada para financiar el proyecto.

La inversión mediante PIDIREGAS ha ido incrementándose año con año dentro del total de la inversión en capital de PEMEX. La inversión en capital y los gastos de operación se autorizan en el presupuesto anual de PEMEX, por medio del Congreso de la Unión.

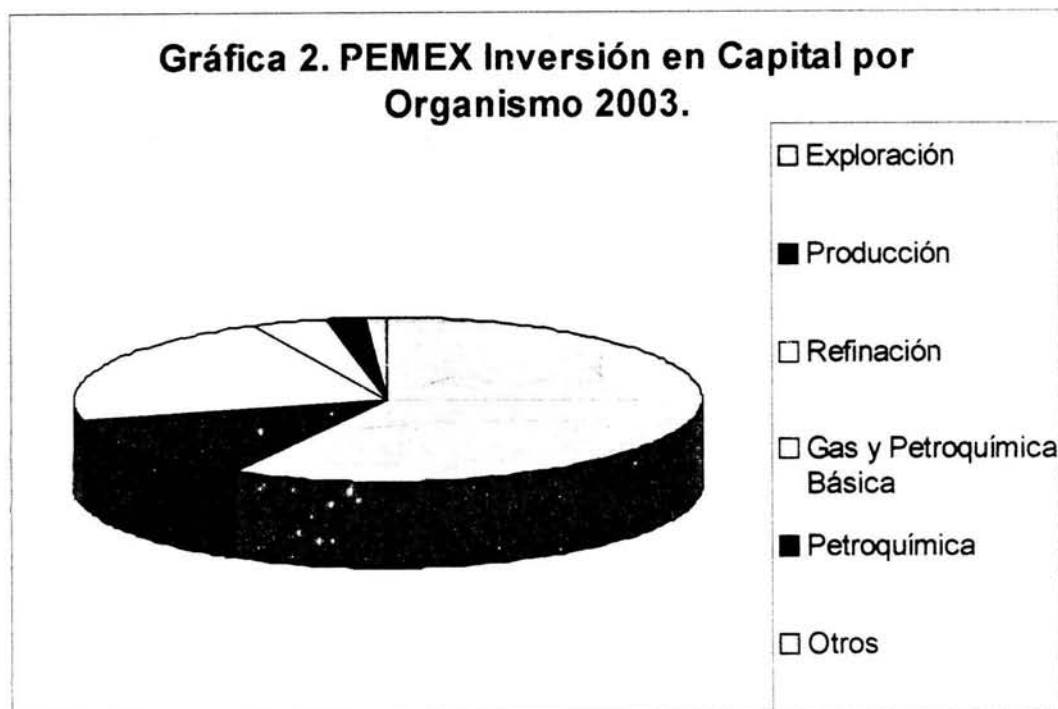


Fuente: PEMEX, Informe Anual 2002, la cifra correspondiente a 2003 es preliminar

La calificación crediticia de PEMEX(BBB- por S&P y Baa1 por Moody's) le permite hacerse de recursos en los mercados financieros internacionales, el pasado mes de febrero de 2003, se colocaron 500 millones de dólares en bonos y éstos recursos serán utilizados en el financiamiento de infraestructura productiva, esta colocación se realizó a 20 años a una tasa de 8.096% (325 puntos base por arriba de los bonos del tesoro estadounidense) por medio del Master Trust con los bancos Glodan Sachs y Morgan Stanley.

Estos organismos creados por PEMEX, le permiten hacerse de recursos de una manera más rápida en los mercados internacionales de capital y hacer los pagos correspondientes hacia los tenedores de títulos de deuda emitidos por la paraestatal.

Gráfica 2. PEMEX Inversión en Capital por Organismo 2003.



Fuente: PEMEX, Informe Anual 2002, la cifra correspondiente a 2003 es preeliminar

En 1998, por ejemplo, las inversiones realizadas por PEMEX fueron de alrededor de 8,424 MDD, de los cuales 4,460 correspondieron a gasto programable y 3,964 a PIDIREGAS que principalmente fueron a la reconfiguración de las refinerías de Madero, Salamanca y Tula. Para 1999, La inversión de PEMEX Refinación fue de 14, 156 MDP de los que el 36% correspondió a PIDIREGAS.

Entre las metas que PEMEX debe fijarse a largo plazo está: la maximización del valor económico de las reservas, además de satisfacer la demanda interna de hidrocarburos de manera competitiva, es decir, a precios que estén al mismo nivel que los extranjeros y de la misma calidad. Después de todo, el petróleo es un recurso que se encuentra en el subsuelo de nuestro país, es un regalo de la naturaleza, se debe aprovechar de manera racional para que impulse el desarrollo económico mexicano, es un recurso no renovable que algún día se agotará y no se tiene que esperar hasta ese entonces para darnos cuenta de que debimos haber manejado de manera eficiente esa riqueza para que generara recursos que no sólo se fueran a amortizar el pago de la deuda y enriquecer a otro país, sino recursos para crear infraestructura e impulsar nuestra economía de manera permanente.

Para financiar la mayoría de los grandes proyectos, se diseñó una estrategia para hacerse del capital necesario, conocida como PIDIREGAS (proyectos de inversión con registro diferido en el gasto); en diciembre de 1995, el Congreso de la Unión permitió a PEMEX endeudarse de esta manera y los PIDIREGAS reciben un trato especial en el Presupuesto de la Federación y de PEMEX.

Los proyectos que se financian con PIDIREGAS son, entre otros:

- Megaproyecto Cantarell
- Cuenca de Burgos
- Reconfiguración del Sistema de Refinerías
- Delta del Grijalva.

El campo Cantarell se ubica en mar adentro en el Golfo de México, frente a las costas de Campeche y Tabasco y es la cuenca petrolera más grande de México. Es el sexto campo petrolero más grande del mundo y el que tiene mayor extensión con cerca de 60km². Desde 1979, la producción ha promediado más de 1 mmbpd, y en 1999, alcanzó los 1.2 mmbpd.

La inversión realizada en Cantarell está encaminada a reducir los cuellos de botella existentes en la producción, renovar la infraestructura ya obsoleta e implementar técnicas nuevas de recuperación. Se invirtieron hasta el 31 de diciembre de 1999, 3.7 miles de millones de dólares, y para el 2000 invirtieron otros 2.8 miles de millones de dólares.

El proyecto de la Cuenca de Burgos se encuentra al Norte de Tamaulipas, bordeando la cuenca del Río Grande y el sur de Texas; es el campo más grande e importante de gas en México, abarca 50,000km².

Los nuevos requerimientos y las nuevas tecnologías tanto energéticas como ambientales, hacen que el gas natural sea una fuente de energía alternativa al petróleo crudo; por lo que se requiere que el Gobierno Mexicano y PEMEX sobre todo, generen la infraestructura necesaria para su extracción e impulsen el consumo a nivel nacional. Dicho proyecto incluye estudios en 59 campos y 186 exploraciones. La cantidad invertida en 1999 fue de 1.4 mil millones de dólares; y para el 2000 la cifra es de 0.7 miles de millones de dólares.

En cuanto a la reconfiguración de las refinerías con que PEMEX cuenta (Cadereyta, Salamanca, Cd. Madero, Tula, Minatitlán y Salina Cruz), la inversión se orientará hacia el abastecimiento de la demanda interna de hidrocarburos de manera competitiva (precios y productos). Esta reconfiguración se espera solucione los problemas de cuellos de botella existentes en las refinerías e incremente la capacidad de refinación del crudo pesado en 106%, la de gasolinas en 39% y de destilados en 17.5%, reduciendo además el desperdicio de petróleo en un 50%. Bajo este programa, 20 plantas serán renovadas y 41 serán nuevas plantas.

CUADRO 11. PEMEX Perfil Crediticio 2001.

Ratings	Pemex	Exxon/Mobile	BP	Amoco	Chevron	Texaco	Conoco	Phillips
S&P	BB+	AAA	AA+	AA	A+	A-	BBB	
Moody's	Baa3	Aaa	Aa1	Aa2	A1	A3	Aaa1	
Datos de operación								
Reservas(Bboe)	34.1	21.3	11.9	6.3	4.8	2.5	4.1	
Porcentaje de gas años promedio de producción	26	44	43	24	28	40	33	
	24	13.3	11.8	11.2	10.3	11	13.4	

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas. Subgerencia de Financiamientos y Análisis de Mercado.

Los vencimientos de deuda en el futuro están distribuidos desde el 2001 hasta el año de 2027, en año del 2002 es el más cargado del periodo ya que se tendrán que pagar cerca de 2.8 miles de millones de dólares, y en el año de 2008 se pagarán otros 2.8 miles de millones de dólares; la distribución de los años posteriores es bastante adecuada y al parecer sus pagos no representarán ningún problema para PEMEX, ya que como vimos anteriormente sus márgenes de utilidad de operación y sus ingresos por exportaciones son lo bastante amplios para cubrir dichos montos.

Petróleos Mexicanos actualmente cuenta con entidades que le permiten allegarse de recursos para sus necesidades tanto a corto como a largo plazo, dichas entidades son PEMEX Finance (que cuenta con una calificación de Baa1/BBB+) y se espera que en un futuro cercano con la aparición de PEMEX Master Trust (con calificación de Baa3/BB+), de quien provendrán principalmente las futuras entradas de capital, además se espera que dicha entidad sea la que pague la deuda en PIDIREGAS y a largo plazo de PEMEX.

Las principales características del PEMEX Master Trust son: Se establece en Delaware; The Bank of New York actuará como fiduciario siendo PEMEX el único beneficiario, y su objetivo principal será absorber las obligaciones de pago en los contratos hechos con PIDIREGAS.

PEMEX provee a PEMEX Master Trust con todos los fondos necesarios para pagar el principal y los intereses de los financiamientos. Los financiamientos vía PEMEX Master Trust serán incondicional e irrevocablemente garantizados por PEMEX y sus entidades subsidiarias (la cantidad de recursos que se piensa colocar en el mercado europeo durante este año y mediante estas entidades es de 500 millones de euros a un plazo de 7 años) .

Su funcionamiento sería el siguiente: El PEMEX Master Trust vende títulos a los adquirentes internacionales, PEMEX y cada una de sus subsidiarias, dan la garantía de los beneficios de los títulos emitidos. PEMEX provee al Master Trust del efectivo para hacer frente a los intereses y el capital de los títulos de deuda. Finalmente el Master Trust hace los pagos del principal e intereses de los títulos.(PEMEX, Subgerencia de Financiamientos y Análisis de Mercado).

Este tipo de entidad beneficiará a PEMEX en cuanto a que cada subsidiaria puede contratar el financiamiento que requiera para sus proyectos de inversión mediante la emisión de títulos de deuda y pagarle y otorgar garantías al Master Trust para que éste consiga los recursos en los mercados financieros internacionales, y proveerle de recursos para que éste haga los pagos correspondientes a los tenedores de títulos.

PEMEX se ha visto obligado a recurrir a solicitar préstamos a instituciones financieras internacionales, a la emisión de instrumentos de deuda (aceptaciones bancarias, papel comercial, bonos) y a los PIDIREGAS pues, como se ha visto, la carga fiscal que se le aplica no le permite contar con los recursos propios suficientes para sus programas de mantenimiento e inversión; además de que no tiene la posibilidad de recibir inversión extranjera directa pues la legislación existente así lo indica.

La ley de inversión extranjera en nuestro país, en su artículo 5º, establece para el caso del “Petróleo y demás hidrocarburos y Petroquímica Básica” que éstas actividades “están reservadas de manera exclusiva al Estado”¹³. Los petroquímicos básicos, como se menciona anteriormente, se refieren a los siguientes: “etano, butano, propano, pentano, hexano, heptano, materia prima para

¹³ Ley de Inversión Extranjera, art. 5º. Leyes y códigos de México. Legislación sobre propiedad industrial e inversiones extranjeras. Colección Porrúa. 25ª edición. México 2000.

negro de humo, naftas y metano, cuando éste último provenga de yacimientos ubicados en territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales y petroquímicos¹⁴.

De acuerdo a esta misma ley, la inversión extranjera tampoco puede participar en el comercio al por menor de gasolina y la distribución de gas licuado de petróleo, pues esta actividad esta reservada para los mexicanos (Art. 6°, de la Ley de Inversión Extranjera).

La inversión extranjera tiene la posibilidad de participar en un porcentaje mayor al 49% en la construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados y en la perforación de pozos petroleros y gas (Art. 8°, de la Ley de Inversión Extranjera).

Valdría la pena que PEMEX y el gobierno federal evaluaran la posibilidad de incluir a la inversión neutra en los planes de financiamiento de la empresa; la inversión neutra es aquella que otorga derechos pecuniarios a sus tenedores pero no les otorga derecho de voto en las asambleas generales.

En el área de Refinación, por ejemplo, pueden presentarse tres escenarios en el futuro, el primero de ellos es el de mantener el esquema actual como plan de negocios; el segundo es el de atender la demanda interna y finalmente se tendría la posibilidad de posicionarse en el mercado mundial como tercer escenario. Los dos primeros parecen más plausibles dadas las condiciones políticas que han prevalecido en el país en los últimos meses y que impiden la generación de consensos en cuanto al futuro que debe seguir el sector energético nacional.

Actualmente PEMEX cuenta con 6 refineries y es doceava empresa de refinación en el mundo. PDVSA cuenta con 24 refineries con capacidad de procesar 2.7 mmbd mientras que México procesa alrededor de 1.5 mmbd (de 1993 a 2003 prácticamente no ha aumentado la capacidad de refinación, ha pasado de 1520 a 1540 mmbd). Nuestro país no es autosuficiente en la producción de refinados, en 2003 tuvo un déficit de cerca de los 1546 millones de dólares.

Cada uno de los escenarios arriba mencionados presentaría diversos resultados y características. En el primero (mantener el esquema actual) sólo se reconfiguraría la refinería de Salina Cruz y se buscaría incrementar la calidad de los combustibles, sin embargo, crecería la

¹⁴ Relamento de la Ley de Inversión Extranjera y del Registro de Inversiones Extranjeras. Art. 2° Leyes y códigos de México. Legislación sobre propiedad industrial e inversiones extranjeras. Colección Porrúa. 25ª edición. México 2000.

obsolescencia y los costos de producción, se estancaría la capacidad de refinación de crudo maya, se perdería seguridad energética y la balanza comercial continuaría presentando déficit.

En el segundo escenario, se resolverían, como parte de los objetivos, los cuellos de botella existentes en la producción además de la reconfiguración de Salina Cruz, las importaciones de petrolíferos serían marginales, se daría viabilidad financiera a la paraestatal y el país mantendría su seguridad energética.

Finalmente en el tercer escenario además de cubrir los dos anteriores se realizarían proyectos estratégicos de infraestructura, se exportarían destilados intermedios, se reducirían costos y a balanza comercial de energéticos obtendría un superávit.

Para el primer caso se requerirían de alrededor de 125 mil millones de pesos; para el segundo alrededor de 234 mil millones de pesos y para el tercero 272 mil millones, aproximadamente.

En los escenarios 2 y 3, se permitiría incrementar la capacidad de refinación de crudo Maya así como disminuir el déficit comercial de productos petrolíferos. El primer escenario requiere de financiamiento mediante los esquemas tradicionales, es decir, recursos estatales; el segundo escenario requiere para su implementación de esquemas alternos de financiamiento mientras que el tercero de nuevas formas de organización y alianzas estratégicas.

Países como Brasil y Venezuela han hecho de sus empresas petroleras, corporaciones internacionales con actividades e influencia en distintos lugares del mundo. PETROBRAS, por ejemplo posee dos refinerías en Bolivia y tres en Argentina. Opera 16 refinerías y 7908 estaciones de servicio en América del Sur. Tiene una capacidad de refinación de 1.9 mmdbd, atiende exploración y producción en aguas profundas además de producir gas natural. De 2003 a 2007 planea invertir 6.9 mil millones de dólares, de los cuales el 28% serán para refinación¹⁵.

Por su parte PDVSA ocupa el cuarto lugar en refinación a nivel mundial con una capacidad de 2.7 mmdbd, opera 8 refinerías en Estados Unidos, una en el caribe y 9 en Europa (mediante alianzas estratégicas) además de 14 000 estaciones de servicio.

¹⁵ IEA, World Energy Outlook 2003.

2.3. Contratos de Servicios Múltiples (CSM).

La gran aportación que hace PEMEX al fisco ha inhibido que se desarrollen nuevas formas fiscales no petroleras. Si no se encuentran nuevas formas para captar recursos por parte del fisco, el sector energético nacional no podrá desarrollarse en un futuro.

A principios del año 2002, el gobierno federal presentó los CSM a diversas compañías petroleras y gaseras extranjeras con el propósito de que se interesasen en el proyecto de la cuenca de Burgos. Sin embargo, la legalidad de dichos contratos se cuestiona, ya que nuestra constitución establece que en cuanto a carburos de hidrógeno, en cualquiera de sus estados físicos, "no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán las que en su caso se hayan otorgado y la nación llevará a cabo la explotación de esos productos..."¹⁶

Con estos contratos se encomendaría a un contratista la ejecución y administración de las obras en desarrollo, de infraestructura y mantenimiento, a cambio de un pago mensual en efectivo por las obras de mantenimiento de pozos, infraestructura y demás instalaciones ya existentes; por las obras de mantenimiento de infraestructura nueva y por otras obras de infraestructura recibidas por PEMEX.

La legalidad de dichos contratos es cuestionada por muchos analistas y políticos pues al parecer violarían la constitución, además de que no hay seguridad jurídica para las empresas que decidieran entrar en la realización de las obras en ellos establecidas.¹⁷

No solamente se necesitaría modificar la constitución para que los CSM pudieran aplicarse, también se presentarían problemas laborales, ya que los trabajadores que realizaran labores para el contratista no serían considerados trabajadores de la industria petrolera nacional.

El contratista sustituiría a PEMEX en sus tareas y responsabilidades actuales y constitucionales. Lo anterior nos da cuenta de lo importante que resulta la búsqueda de una reforma fiscal que libere recursos para que PEMEX continúe con las labores que ha venido realizando desde hace décadas como la perforación, terminación y fracturamiento de pozos, la construcción de líneas

¹⁶ Atr. 27. Constitucional...

¹⁷ Rojas Nieto José Antonio. Rojas Nieto José Antonio. "Notas Sobre los Contratos de Servicios Múltiples". Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.

de recolección y las reparaciones. Estos contratos parecen ser una Concesión de las actividades de exploración y producción que se supone son exclusivas de la nación.

De acuerdo a PEMEX los CSM son una herramienta que tiene por objetivo reducir las importaciones de gas natural y llevar al país a la autosuficiencia en este aspecto, sin pérdida de soberanía ni exclusividad en la extracción de hidrocarburos. Se trata de contratos de obra pública como los que PEMEX ha suscrito desde hace tiempo, con la modalidad de que se encuentran en un solo documento; serán trabajos de exploración, geotecnia, localización y perforación para el desarrollo de recursos petroleros y gas. Para PEMEX éste tipo de contratos no son concesiones ni contratos de participación de riesgo, ni de producción o de ganancias.¹⁸

Según PEMEX, se mantendría el control de la planeación, ejecución y operación de las obras que desarrolla el contratista, quien estará sujeto en todo momento a la supervisión y aprobación de proyectos de trabajo de la paraestatal.

Éstos contratos se presentan como la única opción para hacer frente al abultado déficit de gas natural que presenta nuestro país y que es de alrededor de 1000 millones de pies cúbicos diarios. Con la puesta en marcha de los primeros CSM se pretende pasar de 1000 a 2000 mmpcd la producción de la cuenca de Burgos.

Las inversiones que se realizarán bajo esta modalidad representan 4 mil 300 millones de dólares. Dentro de la primera ronda de licitaciones para la cuenca de Burgos:

En Reynosa, Monterrey, **REPSOL** ganó la licitación al proponer alrededor de 2,347 millones de dólares (que es la cuarta parte de lo que planea invertir). Otra de las licitaciones fue el llamado Cuervito, donde **PETROBRAS** ganó la licitación junto con **TEIKOFU**, **D&S PETROLEUM** (mexicana) con un contrato de 260 millones de dólares aproximadamente. El contrato fue el de la Misión y fue adjudicado a la mexicana **IPC** (industrial Perforadora de Campeche) y a la argentina **TECPETROL** por cerca de 1,035 millones de dólares. El contrato de Fronterizo se adjudicó a **PETROBRAS**, **D&S** y **TEIKOFU** con 264 millones de dólares. Finalmente el contrato de Olmos se adjudicó a **LEWIS ENEGY GROUP** (texana), por 343.5 millones de dólares. En los contratos de Corindón Pandura y Rico, PEMEX declaró desierta la licitación.

¹⁸ Sergio Guaso, Director Ejecutivo de Contratos de Servicios Múltiples en "El poder de lo invisible, contratos de Servicios Múltiples" Revista: El mundo del petróleo. No. 2 Febrero-Marzo 2004.

Con dichos contratos se espera que el país deje de importar hasta 2000 millones de dólares anuales en gas.

Los CSM permitirían la inversión privada en áreas en donde hasta ahora se había limitado, países como Venezuela y Brasil también lo han hecho y sus empresas estatales no han desaparecido, al contrario, conviven y compiten junto con las empresas privadas. Los CSM no son contratos de riesgo ni de producción compartida, la empresa productora no tiene la propiedad de las reservas.

Si se firmara un contrato de riesgo con una empresa privada internacional, esa empresa adquiriría un derecho sobre la producción futura y las reservas del país, lo cual no es el caso de los CSM. En éstos el pago es en efectivo y no con producción ni con reservas futuras¹⁹. Es por esto que no figuran entre las empresas ganadoras las grandes empresas petroleras internacionales, pues al no cederles el recurso, sus acciones no se valorarían al alza, ni éstas podrían asentar en sus activos, además, la incertidumbre legal que priva en el país en cuanto a la constitucionalidad o no de los contratos ha hecho que dichas empresas prefieran no invertir en el país.

Con todo lo anterior, vemos que PEMEX se está convirtiendo en una especie de coordinador de proyectos, dada la relación que tiene con el Estado, no cuenta ya con la capacidad tecnológica para la producción que necesita el país. PETROBRAS decidió abrirse a la inversión privada y ahora gana contratos para extraer el gas nacional y próximamente o hará en plataformas petroleras perforando pozos a grandes profundidades. Los cambios constitucionales no se llevarán a cabo si no se convence a la población de los beneficios que puede traer consigo la apertura del sector energético, los gobiernos en turno no se han dado a la tarea de convencer a la nación pues sus discursos son pobres en cuanto a su contenido e información.

¹⁹ De la Vega Ángel, en "El poder de lo invisible, contratos de Servicios Múltiples" Revista: El mundo del petróleo. No. 2 Febrero-Marzo 2004.

Capítulo 3.

El Sector Eléctrico en México.

En cuanto al sector eléctrico, Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una de las más grandes empresas eléctricas a nivel mundial. En 2002 contaba con una capacidad instalada de 40,336 Mw, que representaron el 80% de la capacidad instalada total en el país. El sector privado contaba en el año 2002 con cerca del 18% de la capacidad instalada y el resto correspondía a LFC. Con ésta capacidad CFE genera alrededor del 83% de la energía eléctrica mientras que el sector privado alrededor del 16%.

Al igual que PEMEX, CFE depende para su gasto de inversión de los recursos que le sean asignados en presupuesto de la federación por parte del Congreso de la Unión. A precios de 2002, en 1990 se invirtieron en el sector eléctrico alrededor de 31,026.2 millones de pesos, mientras que para 2002 se invirtieron 16,291.2 millones de pesos, lo que representa una disminución de cerca del 47% en inversión por parte del gobierno federal. CFE disminuyó su gasto de inversión en alrededor del 49% a lo largo de período y LFC en 37%.

A partir de 1997 con la entrada en vigor del mecanismo de PIDIREGAS los flujos de inversión financiada por el sector privado aparecen y se van incrementando a lo largo del tiempo, pasan de 6,442.7 millones de pesos (del 2002) a 32,155.7, es decir, se incrementan en 400%, y representó para el 2002 cerca del doble de la inversión pública en el sector. De esta forma es que se ha financiado el crecimiento de la infraestructura eléctrica nacional, con el esquema PIDIREGAS, la inversión en el sector eléctrico de 1990 a 2002 se incrementa en 67%. La participación privada en el sector eléctrico ha sido importante en el desarrollo de la industria durante los últimos años, como lo muestran las cifras.

CUADRO 12. Inversión Física Presupuestaria e Inversión en el Sector Eléctrico (millones de pesos de 2002).

Año	Total	%crec.	Flujos destinados de inversión financiada de CFE				%crec. total	% de la inversión total	Inversión total y financiada		
			CFE	%crec.	LFC	%crec.			%crec.	%crec.	
1990	31,026.2		27,812.7		3,213.5				31,026.2		
1991	31,545.8	1.7	28,441.6	2.3	3,104.2	-3.4			31,545.8	1.7	
1992	29,984.5	-4.9	27,443.1	-3.5	2,541.4	-18.1			29,984.5	-4.9	
1993	25,413.4	-15.2	23,356.5	-14.9	2,056.9	-19.1			25,413.4	-15.2	
1994	24,888.0	-2.1	22,402.4	-4.1	2,485.6	20.8			24,888.0	-2.1	
1995	19,128.4	-23.1	17,027.3	-24.0	2,101.1	-15.5			19,128.4	-23.1	
1996	17,369.1	-9.2	15,097.1	-11.3	2,272.0	8.1			17,369.1	-9.2	
1997	22,547.7	29.8	19,962.3	32.2	2,585.4	13.8	6,442.7	28.6	28,990.4	66.9	
1998	22,633.6	0.4	19,664.6	-1.5	2,969.0	14.8	10,732.0	66.6	47.4	33,365.6	15.1
1999	22,681.4	0.2	19,088.7	-2.9	3,592.7	21.0	15,086.6	40.6	66.5	37,768.0	13.2
2000	22,711.2	0.1	19,030.4	-0.3	3,680.8	2.5	14,497.0	-3.9	63.8	37,208.2	-1.5
2001	18,817.1	-17.1	15,292.5	-19.6	3,524.6	-4.2	18,440.0	27.2	98.0	37,257.1	0.1
2002	16,291.2	-13.4	14,271.3	-6.7	2,019.9	-42.7	32,155.7	74.4	197.4	48,446.9	30.0
		-47.5		-48.7		-37.1		399.1			67.1

La inversión financiada son obras cuya ejecución se encomienda a empresas de los sectores privado y social, previa licitación pública. Dichas empresas sociales y privadas llevan a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de las entidades públicas y cubren el costo de los proyectos durante el periodo de construcción.

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

3.1. Análisis Operativo y Financiero del Comisión Federal de Electricidad.

En cuanto al Sector Eléctrico, el balance general de CFE muestra que se ha incrementado el activo fijo pues pasa de representar el 78% del total de activos en 1991 a representar el 88% en 2002. Los pasivos se incrementan de manera considerable pero no peligrosa a lo largo del periodo, pasan de 7.3 a 27.8 % con respecto a los activos totales. El patrimonio o capital contable presenta una reducción al pasar del 93 al 72% con respecto a los activos en el mismo periodo.

CUADRO 13. Balance General CFE (Millones de pesos)

Concepto	1991	1992	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	109,883	123,856	181,311	296,072	324,228	408,530	465,645	499,543	519,377	537,362
Fijo	86,536	96,824	146,312	277,058	301,710	373,575	419,627	444,585	464,996	473,314
Circulante	6,380	8,399	10,548	17,361	20,613	26,536	36,935	40,794	42,237	52,782
Inversiones y cuentas por cobrar	16,653	18,172	23,342	690	931	1,097	1,392	1,693	1,756	1,731
Otros saldos deudores	314	461	1,109	963	974	989	2,110	2,208	1,675	1,670
Activo intangible (D-3)	0	0	0	0	0	6,333	5,581	10,263	8,713	7,865
Pasivos y patrimonio	109,883	123,856	181,311	296,072	324,228	408,530	465,645	499,543	519,377	537,362
Pasivos	8,026	10,949	40,379	60,324	58,774	106,518	115,960	130,424	137,081	149,275
A corto plazo	4,275	5,384	9,893	15,526	18,982	22,019	25,594	27,945	28,470	32,123
A largo plazo	3,320	5,035	29,527	43,819	38,427	43,603	38,882	32,752	27,230	27,405
Reservas	431	530	807	979	1,365	40,896	51,484	69,727	81,381	89,747
Patrimonio	101,857	112,907	140,932	235,748	265,454	302,012	349,685	369,119	382,296	388,087

Fuente: Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 14. Balance General CFE (porcentaje con respecto a activos)

Concepto	1991	1992	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Fijo	78.75	78.17	80.70	93.58	93.05	91.44	90.12	89.00	89.53	88.08
Circulante	5.81	6.78	5.82	5.86	6.36	6.50	7.93	8.17	8.13	9.82
Inversiones y cuentas por cobrar	15.16	14.67	12.87	0.23	0.29	0.27	0.30	0.34	0.34	0.32
Otros saldos deudores	0.29	0.37	0.61	0.33	0.30	0.24	0.45	0.44	0.32	0.31
Activo intangible (D-3)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.55	1.20	2.05	1.68	1.46
Pasivos y patrimonio	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Pasivos	7.30	8.84	22.27	20.37	18.13	26.07	24.90	26.11	26.39	27.78
A corto plazo	3.89	4.35	5.46	5.24	5.85	5.39	5.50	5.59	5.48	5.98
A largo plazo	3.02	4.07	16.29	14.80	11.85	10.67	8.35	6.56	5.24	5.10
Reservas	0.39	0.43	0.45	0.33	0.42	10.01	11.06	13.96	15.67	16.70
Patrimonio	92.70	91.16	77.73	79.63	81.87	73.93	75.10	73.89	73.61	72.22

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

A precios constantes (2002=100), los activos de CFE se han incrementado cerca del 2% de 1991 a 2002. El activo fijo se incrementa en cerca del 19% mientras que los inventarios se reducen en alrededor del 50%. El pasivo total crece en 350% y las ventas netas aumentan cerca del 40%.

CUADRO 15. Principales Cuentas de los Estados Financieros de CFE.

(millones de pesos de 2002)

Año	Cuentas de Situación Financiera											
	Activo Total	Δ%	Activo Fijo	Δ%	Activo Circulante	Δ%	Cuentas	Δ%	Inventarios	Δ%	Pasivo total	Δ%
1991	537,939.3		401,610.4		53,147.3		13651.5		31,189.4		39,373.5	
1992	524,858.0	-2.4	392,338.3	-2.3	54,208.0	2.0	12581.6	-7.8	27,591.3	-11.5	46,393.8	17.8
1993	534,433.8	1.8	402,324.4	2.5	49,770.3	-8.2	10224.3	-18.7	23,298.2	-15.6	49,538.6	6.8
1994	654,199.9	22.4	518,442.0	28.9	51,499.8	3.5	7630.9	-25.4	25,358.3	8.8	145,475.5	193.7
1995	756,774.2	15.7	620,345.5	19.7	46,274.0	-10.1	11190.1	46.6	25,519.4	0.6	157,989.2	8.6
1996	589,321.6	-22.1	543,939.3	-12.3	43,752.2	-5.4	11701.6	4.6	20,977.8	-17.8	120,156.0	-23.9
1997	534,946.1	-9.2	497,690.6	-8.5	35,713.1	-18.4	12904.6	10.3	13,376.3	-36.2	97,063.0	-19.2
1998	581,456.5	8.7	531,657.5	6.8	39,309.6	10.1	12777.8	-1.0	13,919.0	4.1	151,717.5	56.3
1999	567,830.2	-2.3	512,153.7	-3.7	47,159.9	20.0	11436	-10.5	13,741.5	-1.3	141,041.6	-7.0
2000	556,952.9	-1.9	495,573.6	-3.2	45,589.7	-3.3	13211.3	15.5	13,555.8	-1.4	145,499.4	3.2
2001	544,615.6	-2.2	487,293.6	-1.7	44,594.7	-2.2	14435.6	9.3	13,156.0	-2.9	143,987.9	-1.0
2002	547,603.4	0.5	477,144.2	-2.1	52,765.8	18.3	18786.9	30.1	14,905.6	13.3	180,165.4	25.1
Δ% 1991-2002		1.8		18.8		-0.7		37.6		-52.2		357.6
Año	Cuentas de resultados											
	Pasivo Circulante	Δ%	Patrimonio o Capital Contable	Δ%	Ventas netas	Δ%	Costo de ventas	Δ%	Gastos de Operación	Δ%	Resultado Neto	Δ%
1991	17,493.9		498,565.8		76,700.9		51,610.4		5,164.0		9,275.6	
1992	20,022.9	14.5	478,460.0	-4.0	77,294.7	0.8	51,911.2	0.6	5,496.2	6.4	-407,665.9	-4,495.0
1993	21,352.2	6.6	484,895.2	1.3	78,242.4	1.2	54,701.0	5.4	5,448.1	-0.9	5,266.6	-101.3
1994	33,599.2	57.4	508,724.7	4.9	80,579.9	3.0	57,629.1	5.4	6,400.0	17.5	-1,090.1	-120.7
1995	29,327.0	-12.7	599,385.0	17.8	79,504.8	-1.3	66,520.5	15.4	7,473.5	16.8	17,695.7	-1,723.3
1996	30,588.2	4.3	469,075.6	-21.7	85,469.0	7.5	72,050.2	8.3	7,931.1	6.1	15,734.8	-11.1
1997	30,937.6	1.1	437,883.9	-6.6	94,401.1	10.5	76,271.0	5.9	8,363.3	5.4	367.9	-97.7
1998	31,280.1	1.1	429,739.0	-1.9	103,849.0	10.0	78,706.0	3.2	9,748.4	16.6	-1,253.6	-440.7
1999	30,065.7	-3.9	426,788.6	-0.7	100,137.9	-3.6	73,733.7	-6.3	8,620.4	-11.6	11,172.4	-991.2
2000	30,607.2	1.8	411,453.4	-3.6	108,072.6	7.9	91,338.9	23.9	8,798.3	2.1	6,387.2	42.8
2001	29,501.0	-3.6	400,628.8	-2.6	106,171.4	-1.8	87,353.3	-4.4	9,748.1	10.8	6,444.9	-0.9
2002	30,200.4	2.4	367,437.9	-8.3	117,852.0	11.0	89,112.4	2.0	11,576.1	18.8	-2,203.7	134.2
Δ% 1991-2002		72.6		-26.3		38.4		72.7		124.2		-123.8

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003 y anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

Los indicadores financieros muestran una relación de costo de ventas / ventas cercana al 76% para el año 2002 y un costo total sobre ventas de alrededor del 85%; los indicadores de solvencia y liquidez muestran que la empresa aún tiene posibilidades de recurrir al endeudamiento para financiar sus actividades productivas. Sin embargo, al contrario de lo que ocurre con PEMEX, CFE es una empresa subsidiada cuyos rendimientos antes de impuestos no resultan tan atractivos, ni son en dólares, por lo que le resultaría difícil recurrir al mercado internacional de capitales en busca de recursos.

CUADRO 16. Principales Indicadores Financieros de CFE.

(Porcentajes)

Año	Financieros				Eficiencia y Liquidez				Rentabilidad y Rotación	
	Resultado neto/ventas	Costo de ventas/ventas	Costo de Operación / ventas	Costo total/ventas	Solvencia inmediata (1)	Capacidad inmediata de pago (2)	Vitalidad del capital propio (3)	Liquidez de las ventas netas (4)	Utilidades a capital propio o patrimonio (5)	Rotación de inventarios (6)
1991	12.10	67.29	6.73	72.02	3.04	1.26	0.15	1.44	0.02	0.41
1992	-527.43	67.16	7.11	74.27	2.71	1.33	0.16	1.43	-0.85	0.36
1993	6.73	69.91	6.96	76.87	2.33	1.24	0.16	1.57	0.01	0.30
1994	-1.35	71.52	7.94	79.46	1.53	0.78	0.16	1.56	0.00	0.31
1995	22.26	83.67	9.40	93.07	1.58	0.71	0.13	1.72	0.03	0.32
1996	18.41	84.30	9.28	93.58	1.43	0.74	0.18	1.95	0.03	0.25
1997	0.39	80.80	8.86	89.66	1.15	0.72	0.22	2.64	0.00	0.14
1998	-1.21	75.79	9.39	85.18	1.26	0.81	0.24	2.64	0.00	0.13
1999	11.16	73.63	8.61	82.24	1.57	1.11	0.23	2.12	0.03	0.14
2000	5.91	84.51	8.14	92.66	1.49	1.05	0.26	2.37	0.02	0.13
2001	6.07	82.28	9.18	91.46	1.51	1.07	0.26	2.38	0.02	0.12
2002	-4.67	75.61	9.82	85.44	1.75	1.25	0.32	2.23	-0.01	0.13

Año	Rentabilidad y Rotación			Estructura Financiera						
	Recuperación de cuentas por cobrar (7)	Rentabilidad de la inversión en activos fijos (8)	Eficiencia en producción y distribución (9)	Utilidad antes de impuestos / ventas	Impuestos y derechos/ventas	Utilidad antes de impuestos / activos fijos	Dependencia económica (10)	Propiedad de la Inversión total (11)	Propiedad del capital o patrimonio (12)	
1991	5.62	0.02	0.74	25.98	0.14	0.05	0.08	0.93	1.24	
1992	6.14	-1.04	0.74	25.73	5.53	0.05	0.10	0.91	1.22	
1993	7.65	0.01	0.77	23.12	0.16	0.04	0.10	0.91	1.21	
1994	10.56	0.00	0.79	20.54	0.22	0.03	0.29	0.78	0.98	
1995	7.11	0.03	0.93	6.93	-0.15	0.01	0.26	0.79	0.97	
1996	7.30	0.03	0.94	6.42	-0.12	0.01	0.26	0.80	0.86	
1997	7.32	0.00	0.90	10.35	0.10	0.02	0.22	0.82	0.88	
1998	8.13	0.00	0.85	14.82	0.16	0.03	0.35	0.74	0.81	
1999	8.76	0.02	0.82	17.76	0.07	0.03	0.33	0.75	0.83	
2000	8.18	0.01	0.92	7.34	6.01	0.02	0.35	0.74	0.83	
2001	7.35	0.01	0.91	8.54	0.02	0.02	0.36	0.74	0.82	
2002	6.27	-0.01	0.85	14.56	0.16	0.04	0.49	0.67	0.77	

Fuente: Elaboración propia con datos del anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

Las (utilidades antes de impuestos / ventas) muestran un valor de 14.56%, es decir, de cada peso en ventas solo 14 centavos son de utilidad para el año 2002. En 1991 dicha relación era de alrededor del 26%, a lo largo del periodo los impuestos y derechos se sitúan en alrededor del 10%. La (utilidad antes de impuestos / activos fijos) refleja una muy baja rentabilidad de solo el 4% para 2002, es decir que un peso de activo fijos generó solo 4 centavos de utilidad. Esto muestra la necesidad de disminuir los subsidios al consumo de energía para que las utilidades de CFE sean mayores y tenga la posibilidad de recurrir tanto a sus propios recursos como a los mercados de capitales, como lo hace PEMEX, para colocar títulos de deuda a tasas preferenciales que le permitan financiar sus inversiones además los subsidios deben de ser realmente entregados a CFE ya que actualmente solo se contabilizan en el rubro llamado “transferencias virtuales” de los estados de resultados de CFE, lo cual deja a la empresa sin recursos líquidos.

3.2. Requerimientos de Inversión del Sector Eléctrico Nacional.

Desde que se nacionalizó la industria eléctrica en México en 1937 y durante los 50 años posteriores a ésta, se logró un incremento promedio anual del 8.2% en la capacidad instalada y de 7.9% en la generación de energía eléctrica. Los sistemas eléctricos se interconectaron mediante redes de alta tensión que se extienden por todo el país lo que requirió se normalizaran las características técnicas de los sistemas. Lo anterior aunado a la electrificación de las zonas rurales y urbanas al apoyo que se dio a la ingeniería nacional y a las manufacturas eléctricas del país, son logros indiscutibles de la industria eléctrica nacionalizada.

Hasta 1988 el financiamiento de la expansión del sector eléctrico se realizó principalmente con recursos del Gobierno Federal y créditos del Banco Mundial y del banco Interamericano de Desarrollo. A partir de 1989 CFE tuvo que recurrir al mercado de capitales y al financiamiento privado para conseguir sus recursos financieros dadas las políticas nacionales de austeridad y control de la inflación.

De acuerdo a datos de la secretaría de energía, hasta el año de 2002, casi el 60% de la energía que se consume en el país lo hace el sector industrial, seguido del sector residencial con casi el 25%, el resto se distribuye entre el sector comercial, residencial y agrícola.

Desde 1980 hasta el año 2000, la demanda ha venido creciendo a una tasa promedio de 5.2% anual (para ese año se estimaba que la tasa de crecimiento de la demanda por energéticos en la

industria ha sido de 5.7%, mientras que la del sector servicios de 3.6% y la residencial de 2.4%). Durante los últimos 10 años la capacidad instalada aumento a una tasa de alrededor de 3.7%, pasando de 26,800 MW en 1991 a 38,500 MW en 2001 y de 41,095 MW en 2002²⁰; por lo que la capacidad instalada ha crecido a un ritmo menor que la demanda generando rezagos en la instalación de capacidad, de acuerdo a datos de la Secretaría de Energía.

El 44% de las plantas generadoras cuentan con más de 30 años de antigüedad y de no renovarse representarán el 70% del total de las plantas para el año 2010.

Según estimaciones de la misma secretaría se calcula que la demanda por electricidad crecerá a una tasa de 5.6% hasta el año de 2011 lo que representará 291.5 TWH.

De 2001 a 2006, se incrementará la capacidad de generación en 10,110 MW con la licitación de 24 plantas de generación. Planean para 2003 licitar 7 centrales y generar 4118 MW y para el 2006 31 centrales licitadas con una capacidad de 14,634 MW, para que en el año de 2001 la capacidad de generación aumente en 28,900 MW y se establecerá en 63,200 MW para ese año.

Para que se logre instalar la capacidad productiva requerida para satisfacer la demanda de energía que se planea se presentará, los requerimientos de inversión, según la SENER, serán de 61 mil millones de dólares entre 2002 y 2011, de los cuales 39 mil millones serán invertidos por el sector privado a través de las distintas modalidades de PIDIREGAS.

En 2002 el monto destinado a subsidios en el sector eléctrico fue de 54,000 millones de pesos.

De acuerdo a la propia secretaría lo que más conviene a la industria es establecer plantas de ciclo combinado con gas natural; pues son mejores a las centrales térmicas ya que permiten alcanzar economías de escala; el menor monto de inversión requerido; la mayor eficiencia térmica y los menores niveles de emisión de contaminantes. Los sistemas de cogeneración también permiten alcanzar altas tasas de eficiencia térmica y ahorro en el uso de combustibles fósiles.

El 80% de la energía que se utiliza en el país está sustentada en el uso de combustibles fósiles, principalmente petróleo y gas natural; la energía eléctrica se genera a través del uso de dichos combustibles en casi el 80%.

²⁰SENER. "Prospectiva del sector Eléctrico 2002-2011". FI. UNAM. México, octubre de 2002

La generación de energía eléctrica a través de plantas hidráulicas y geotérmicas han alcanzado un importante desarrollo en el país (se generan 9,620 MW en centrales hidroeléctricas y 855MW en centrales geotérmicas). Pero falta por aprovechar la energía eólica, solar y la biomasa; y promover oportunidades de mercado que puedan generarse.

3.3. PIDIREGAS.

Dado el estrecho margen de maniobra que tiene el Gobierno Federal en sus finanzas públicas, se han buscado mecanismos para complementar los requerimientos de inversión en materia energética con la iniciativa privada. Los Esquemas PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto) han permitido que la iniciativa privada intervenga en la producción de electricidad con el respaldo de recursos públicos presupuestales. Dichos esquemas fueron creados en 1995-1996 y comenzaron a operar en 1997²¹. Se definen como “inversiones que realizan algunas entidades del sector paraestatal bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado a largo plazo, para constituir activos generadores de ingreso cuyo impacto presupuestario se difiere en los subsecuentes ejercicios fiscales”²².

Bajo estos esquemas, las empresas privadas financian los proyectos de infraestructura para la producción de energéticos y se amortiza, con recursos públicos, anualmente la inversión a un plazo que pactan el gobierno y las empresas.

Para que un proyecto pueda ser realizado bajo el esquema PIDIREGAS debe pagarse con los ingresos provenientes de su propia operación y en el contrato estará de por medio el producto de la obra. En el caso de electricidad, el Estado asume el riesgo por que CFE firma el contrato como aval y los inversionistas recuperan su inversión en que periodo pactado con el gobierno.

Según la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica (desde 1992), las modalidades a través de las cuales la iniciativa privada puede intervenir para generar electricidad son:

²¹ En 1995 El Congreso de la Unión reformó el artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública y el artículo 30 de la Ley de presupuesto, Contabilidad y Gasto Público.

²² SHCP(2001) “Glosario de Terminos más usuales en Administración Pública Federal” pp 291.

- **Autoabastecimiento** (autoconsumo). La producirán empresas para satisfacer sus propias necesidades. La electricidad generada en exceso será vendida a CFE ésta la comprará en los términos y condiciones que ambas empresas hayan acordado.
- **Cogeneración** (producción de energía eléctrica con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas). En este caso, se permite a las empresas generar electricidad usando calor, vapor u otras fuentes de energía asociadas con un proceso industrial. Al igual que en el caso anterior, la electricidad generada en exceso de aquella necesaria por la empresa deberá ser vendida a CFE.
- **Producción Independiente** (Proviene de una planta con capacidad mayor a 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a CFE o a la exportación). La electricidad generada por las instalaciones PIE debe ser vendida a CFE y ésta la comprará bajo los términos acordados entre ambas empresas.
- **Pequeña Producción** (destinada a la venta a CFE y los proyectos no podrán tener una capacidad mayor a 30 MW).
- **Exportación** (la SE otorga permisos de generación de energía eléctrica para exportarse a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción).
- **Importación** (La SE otorga permisos para adquirir energía proveniente de plantas establecidas en el extranjero mediante contratos celebrados entre el abastecedor y el consumidor)²³.

Todas estas actividades se realizan por parte de la iniciativa privada previo permiso de la SE y la duración de dichos permisos es indefinida (en el caso de producción independiente los permisos son por 30 años).

Existen dos modalidades de PIDIREGAS:

- I. **Inversión Directa.** Son contratos CAT(construir-operar-transferir); El constructor realiza el proyecto y al término de la obra la entrega a CFE, para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero, el cual al finalizar, transfiere los activos al patrimonio de CFE.
- II. **Inversión Condicionada.** Tiene a su vez dos esquemas de inversión:

²³ Cámara de Diputados. Dirección General de Bibliotecas. *El financiamiento privado de la electricidad a través de los esquemas Pidiregas.* Servicio de Investigación y Análisis. División de Economía y Comercio. México 2003.

- a) Productores Independientes de Energía (PIE). En este caso el constructor realiza el proyecto y al terminarlo vende la energía a CFE.
- b) Obra Pública Financiada (OPF). El constructor realiza el proyecto y al término de la obra, CFE liquida el total de las inversiones obteniendo financiamiento de largo plazo para pagar dichas obras.

La principal ventaja de estos proyectos es que son autofinanciables y mediante estudios de factibilidad debe asegurarse una rentabilidad tal que genere los flujos suficientes para cumplir con las obligaciones financieras contraídas a lo largo de varios años; permitiendo ampliar el gasto público por la posibilidad diferir en su pago.

De acuerdo a la SHCP las inversiones financiadas bajo los esquemas PIDIREGAS en CFE serán de 210, 481.9 millones de pesos de 1996-2040. Los ingresos que se generarán hasta el año 2040 serán de 2,556 MDP y los gastos serán de 2 mil MDP por lo que se estima un superávit de 555 MDP; hasta el año de 2006 el balance presupuestario será negativo (-327,827 MDP) y a partir del año de 2007 y hasta el 2040, será superavitario (883 mil MDP).

Los 10 proyectos PIDIREGAS más importantes en generación de electricidad son los siguientes.

Existen 105 proyectos bajo la modalidad CAT que emplearon inversión financiada directa; los 5 más importantes son:

- a. Inversión Financiada Directa:
 - Central carboeléctrica Pacifico (CAT, 648MW, Guerrero, con un monto de 9,699.4 MDP)
 - Central Hidroeléctrica El Cajón (CAT, 746MW, Nayarit, monto de inversión de 8,248.2 MDP)
 - Central termoeléctrica Samalayuca II (CAT, 505.8MW, Chihuahua, con una inversión de 7,152.4 MDP)
 - Línea de transmisión Red Asociada a Altamira II, III y IV (CAT, 1082km de conexión, Tamaulipas, con 4,049.8 MDP de inversión).
 - Central generadora de ciclo combinado Monterrey II (CAT, 437 MW, la inversión fue de 3,377.1 MDP).

Existen 26 proyectos dentro de la modalidad PIE que han empleado inversión financiada condicionada, los 5 más importantes son:

b. Inversión Financiada Condicionada.

- Central generadora de ciclo combinado Tamazuchale II (972 MW, San Luis Potosí, con una inversión de 7,953.6 MDP)
- Central generadora de ciclo combinado Tamazuchale (1016 MW, con 6,542.8 MDP)
- Central generadora de ciclo combinado Altamira V (975.1 MW, Tamaulipas, con 6,535.1 MDP de inversión)
- Central generadora de ciclo combinado Altamira III y IV (900 MW, Tamaulipas, 6,240.2MDP)
- Central generadora de ciclo combinado Tuxpan III y IV(983 MW, Veracruz, 6,151.7 MDP).

Sin embargo, estos esquemas también presentan algunas desventajas; por ejemplo, las empresas transnacionales que invierten en los proyectos tienen garantizada su inversión por el aval que da el gobierno a través de CFE. En caso de surgir un obstáculo que afecte el proyecto, CFE asume los riesgos y la deuda financiera de los proyectos además de que garantiza comprar la energía producida. Han sido una solución transitoria para el problema de infraestructura pero estos contratos en sí, constituyen un pasivo contingente para el Estado y en las cuentas públicas su efecto es similar al de emisión de deuda.

3.4. Reforma del Sector Eléctrico Nacional.

Ante la problemática y la clara falta de recursos para nuestra industria energética, el gobierno federal ha planteado la aprobación de una reforma eléctrica por parte del Congreso de la Unión, que permita la plena participación de la iniciativa privada en los rubros en los que constitucionalmente no se le tiene previsto. En este capítulo se presenta de forma breve la propuesta gubernamental de reforma eléctrica, así como sus alcances y posibilidades.

3.4. 1. Propuesta del Gobierno Federal para la Modernización del Sector Eléctrico.

Durante los últimos años se ha argumentado que las empresas energéticas a nivel mundial ya no deben actuar de forma vertical, como suministradores de insumos, sino que se han transformado en empresas que ofrecen bienes y servicios personalizados; por lo que se plantea en nuestro país que el sector eléctrico debe modernizarse y abastecer a la economía con un fluido de calidad y buen precio.

De acuerdo a la propuesta del Gobierno Federal, ésta modernización debe hacer que las empresas e instituciones se manejen, planeen y desarrollen de manera autónoma, con el propósito de responder mejor a las necesidades de los usuarios. El punto clave es fortalecer a las empresas públicas para que “dejen su papel de empresas de gobierno y se conviertan en empresas de Estado”²⁴ que no sirvan solamente para cubrir las necesidades de gasto corriente sino que garanticen la viabilidad del desarrollo económico del país.

La propuesta de reforma del Gobierno Federal intenta reorganizar industrialmente al sector para asimilar los avances tecnológicos alcanzados durante los últimos años y generar los mecanismos e incentivos necesarios para que sea viable y eficiente en el largo plazo en la prestación de servicios.

En el pasado, dadas las economías a escala que se presentaban en las centrales eléctricas y que aumentaban con el tamaño de las plantas, se propiciaba la creación de monopolios regionales, esto aunado a la falta de sistemas informáticos de medición y control del sector, propició que en 1960 se nacionalizara la industria eléctrica para formar un monopolio vertical que en esa época era la forma de organización más eficiente del sector.

Sin embargo en la actualidad los avances tecnológicos (mayor resistencia al calor, turbinas de ciclo combinado) han permitido que el tamaño óptimo de planta así como el tiempo de su construcción sea menor lo que podría, de acuerdo a la reforma planteada, permitir que varias empresas compitieran en un mismo sistema y los usuarios pueden elegir el suministro que mejor se adapte a sus necesidades (en realidad CFE podría también ser dueño de plantas de este tipo, aunque esto no este plenamente contemplado en la reforma).

²⁴ Propuesta de Modernización del Sector Eléctrico. SENER.

A pesar de que desde 1992 y con la entrada en vigor del sistema de PIDIREGAS en 1996 los agentes privados pueden participar en la generación de energía en el sector, la propuesta del gobierno federal intenta tener más avances en las facultades y participación de dichos agentes antes de permitir a la propia CFE utilizar sus recursos para realizar sus inversiones.

Las actividades de generación, despacho, transmisión, distribución y comercialización son competencia exclusiva de CFE y LFC, cuando tengan por objeto la prestación de servicio público.

De acuerdo a lo expuesto por el Gobierno Federal, la participación de la iniciativa privada en el sector se hace necesaria dado que la demanda por electricidad crece más rápidamente que el PIB y que los ingresos y la capacidad del gobierno para financiar las inversiones. El esquema de endeudamiento puede utilizarse de forma cada vez menor y así se hace necesaria la participación de las inversiones privadas.

La propuesta plantea que CFE deje de ser la única entidad autorizada en comprar energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. El Gobierno plantea incrementar en 32000 MW la capacidad productiva del sector para el año 2010, así como modernizar los sistemas de transmisión y distribución para alcanzar estándares de calidad y eficiencia internacionales. Los requerimientos de inversión planeados son de 650 MMDP.

Las empresas paraestatales deben modernizarse mediante esquemas de financiamiento y tributarios que se asemejen al de sus competidores, con el objeto de mejorar la calidad de sus productos y servicios.

Para alcanzar la eficiencia se proponen los siguientes puntos:

- Autonomía de gestión;
- Garantía de que el fluido eléctrico destinado a la prestación del servicio público sea adquirido al menor costo para los consumidores finales.
- Apertura a las actividades de generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento, al sector privado cuando se trate de energía eléctrica que no esté destinada al servicio público.
- Que el CENACE garantice que todos los usuarios tengan acceso a la energía bajo las mismas condiciones.

- Desarrollar un marco jurídico que permita a la CRE regular el precio y la calidad de los servicios en beneficio de los usuarios.
- Fortalecimiento facultativo de la CRE.

Es decir, el servicio público de energía estaría suministrado sólo por CFE y LFC y por plantas licitadas por el Estado. Las empresas públicas se encargarían sólo de transmitir y distribuir la energía proveyendo el sistema físico por el que se llevaría a cabo las transacciones de energía eléctrica. Las tarifas del servicio público las establecería la CRE.

El sector paraestatal abastecería la demanda en la modalidad de servicio público con plantas de su propiedad o bien, bajo el esquema PIE bajo las condiciones que se establezcan en la ley de servicio público de energía. La generación privada se llevaría a cabo con contratos de largo plazo con Autoconsumidores.

CUADRO 17. Capacidad Instalada en México 2002.

	MW	%
CFE	36,238	83.2
LFC	827	2.0
PEMEX	1,822	4.2
PIE	2,446	5.6
Autoabastecimiento y Cogeneración	2,201	5.0
Total(%)	43,534	100

Fuente: Propuesta de Modernización del Sector Eléctrico. SENER.

Esta propuesta responde a una evolución por la que internacionalmente, están pasando las empresas eléctricas. Se habla de cinco etapas por las que la industria eléctrica ha pasado, cada una de las cuales está caracterizada por una estructura orgánica dominante y que corresponde al progreso tecnológico que se lleva a cabo en cada periodo²⁵.

En la primera etapa, las plantas eran de autoabastecimiento, principalmente para las empresas mineras del siglo XIX; en la segunda, aparecen las empresas eléctricas municipales que dan servicios de alumbrado y transporte público y que gradualmente proporcionan servicios comerciales y residenciales (primeros años del siglo XX). En la tercera etapa se establecen empresas generadoras regionales integradas verticalmente y que tienen poder monopólico en cuanto al suministro (primera etapa del siglo XX). En la cuarta etapa, se aprovechan las economías de

²⁵ Aburto José Luis. "La industria Eléctrica ante la encrucijada". Rev. Este País, no 149, Agosto 2003.

escala y se establecen empresas eléctricas nacionales (Francia en 1946, Inglaterra en 1947, México en 1960 e Italia en 1962 por ejemplo). En la quinta etapa el avance tecnológico permite la formación de generadores independientes ya que no es necesario altos montos de inversión como antaño para construir una planta generadora. El cambio tecnológico que se dio en los años 90 y que permitió que las plantas de ciclo combinado fuera las más rentables, facilitó el financiamiento y la construcción de plantas generadoras independientes, éste cambio propició la segmentación de las actividades productivas y principalmente en la generación.

Con la nacionalización de la industria eléctrica en 1960 nuestro país inicia con la llamada cuarta etapa, aprovecha las economías de escala de la empresa y se desarrolla una red nacional de transmisión y se interconectan los sistemas regionales (occidental, oriental, norte, noroeste, sur y península de Yucatán). Durante ésta misma etapa se realizan proyectos hidroeléctricos, nucleares y geotérmicos. Actualmente, la red nacional de transmisión cubre 27 estados y el DF; el sistema Sonora-Sinaloa opera por separado y el de Baja California está interconectado a los sistemas occidentales de EU y Canadá.

Existen cuatro modelos de reforma eléctrica²⁶ que internacionalmente se han hecho presentes: 1) monopolio de generación; 2) monopsonio de generación; 3) mercado de energía al mayoreo y 4) mercado de energía al menudeo.

En México la industria está organizada de acuerdo al segundo modelo, pues los generadores independientes venden su energía al monopolio mediante contratos a largo plazo que implican riesgos que asume íntegramente CFE, éste tipo de financiamiento representa deuda pública contingente. La reforma eléctrica plantea pasar del modelo 2 al 3, en el cual toda la energía generada (excepto para autoconsumo) se vende en el mercado eléctrico, el cual opera a precios spot. Los distribuidores (en este caso CFE) mantienen el monopolio en el suministro de energía a los usuarios medianos y chicos que no participan en el mercado; y un agente regulador (CRE) aprueba las tarifas de venta al público. La red de transmisión maneja toda la energía del sistema eléctrico y es un elemento fundamental en el sistema (es un monopolio natural), por lo que ésta red requiere de un control central al cual quedan subordinados todos los elementos del sistema eléctrico (generadores independientes).

²⁶ Aburto José Luis. "La industria Eléctrica ante la encrucijada". Rev. Este País, no 149, Agosto 2003.

La propuesta intenta crear un mercado eléctrico con consumidores clasificados en dos grupos: los que consuman más de 2,500 MWh (autoconsumidores) los cuales pueden adquirir la electricidad ya sea del mercado mayorista (o despacho de generación) a un precio spot, ya sea de generadores y comercializadores mediante contratos bilaterales (con un precio negociado) o mediante la importación. En el otro grupo se encuentran los usuarios que consuman menos de esa cantidad (usuarios del servicio público) que acudirán a CFE y LFC para cubrir sus necesidades de electricidad y a un precio spot²⁷ (el límite de 2500 MWh iría disminuyendo gradualmente hasta que todos los consumidores elijan al suministrador de su elección)²⁸.

Tanto la CFE como LFC mantendrían su integración vertical y obtendrían autonomía de gestión pero sujetas a disposiciones y lineamientos presupuestarios de la SHCP (continúan sujetas a las disposiciones presupuestarias y de endeudamiento establecidas por razones macroeconómicas). Sin embargo, no podrán competir de manera sustentable pues no pueden participar en los contratos bilaterales a menos que la CRE se los autorice.

El modelo propuesto por el gobierno presenta varios inconvenientes ligados a la problemática de coordinar al mercado con la organización propuesta y la planeación al largo plazo, lo cual haría que se perdiera eficiencia económica; los precios se verían incrementados por la eliminación del subsidio y por el incremento en el poder de mercado de los generadores y la volatilidad del precio del gas natural; podrían aparecer subsidios cruzados de los pequeños a los grandes usuarios. Otro de los problemas es la capacidad insuficiente para regular el mercado eléctrico y las presiones hacia el Estado por el surgimiento de poderosos actores que antepondrían el interés privado sobre los colectivos.

Después de la liberalización del sector y dada la naturaleza del mismo, es de esperarse una tendencia a la concentración y a los acuerdos entre empresas privadas, lo que crearía poder de mercado y grupos con amplia influencia tanto política como económica e ideológica sobre el Estado anteponiéndose a las consideraciones sociales y estratégicas del país.

Esta organización no garantiza que la electricidad para el servicio público se adquiera al menor costo posible por parte de CFE pues se plantea que éstos la comprarán en el mercado

²⁷ El precio spot es el de la última central de CFE en ser despachada, es decir, la más cara.

²⁸ Rodríguez Padilla Víctor. "El Mercado Eléctrico de Vicente Fox" Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.

mayorista al mejor precio del día pero eso no garantiza que dicho precio sea bajo. El modelo es inestable, pues la entrada de grandes generadores privados puede generar excedentes y presiones para que se incremente la apertura del sector y para que CFE reduzca aún más su número de clientes.

Aún con ésta reforma CFE y LFC tendrían la obligación de presentar servicios a quien se los solicite y asegurar que tendrán una oferta eléctrica suficiente para cuando se presenten imprevistos por lo que deberán seguir invirtiendo en generación, transmisión y distribución. Estas inversiones serían una paradoja pues como no se cuentan con los recursos financieros se realizarían mediante la modalidad de PIDIREGAS que es precisamente lo que el gobierno intenta evitar con su reforma.

La propuesta de modernización del sector eléctrico presentada por el presidente Vicente Fox, pretende cambiar el modelo actual (de “comprador único”) a un modelo “de mercado”, el cual regulará la producción y que estará conformado por los grandes consumidores de más de 2500 MW hora al año que serán abastecidos por empresas privadas. Esta reforma plantea reducir la participación estatal en la industria a costa de reducir el servicio público, haciendo que éste cubra solamente al sector de los pequeños consumidores que son los que aportan menores ingresos tanto a CFE como a LFC.

En el caso de la industria eléctrica, se intenta aplicar la teoría de los mercados disputables (William Baumol y John Panzar. “Mercados Disputables y la Teoría de la Estructura Industrial” 1982), que reconoce que la red eléctrica tiene características de monopolio natural pero que la generación y distribución podrían ser mercados disputables. Se intenta crear un mercado libre de electricidad para introducir competencia en la generación de energía eléctrica y permitir que los consumidores compren energía libremente de cualquiera de los posibles suministradores. Sin embargo, como las plantas generadoras y las cargas eléctricas de los consumidores están conectadas a la red de transmisión, el funcionamiento del mercado de electricidad implicaría libre acceso a la red de transmisión conduciendo a la desintegración de las funciones básicas de los sistemas eléctricos que son generar, transmitir y distribuir. Esta desintegración traerá consigo costos de transacción (los cuales ponen en duda las supuestas bondades de la privatización) que no existían en los sistemas integrados.

No es posible aplicar plenamente la teoría de mercados disputables ya que aunque se suprimieran las barreras a la entrada en el mercado de generación, no se cumple con la condición de que se pueda salir del mercado sin costos importantes pues las inversiones en la industria eléctrica presentan costos considerables.

En síntesis, lo que la reforma eléctrica plantea hacer de CFE es una empresa de transmisión.

La CFE es una empresa rentable que puede financiarse recurriendo a los mercados financieros tanto nacional como extranjero pero al igual que PEMEX requiere de una mayor autonomía de gestión y de una reforma fiscal que la exima de los llamados aprovechamientos que merman sus capacidades de inversión.

Resulta inconveniente romper con la integración vertical de la industria eléctrica pues ya que ésta energía no puede almacenarse en cantidades significativas, la generación tiene que ajustarse de forma instantánea a la demanda, de manera que las funciones de generación, transmisión y distribución están íntimamente relacionadas. Además debe tomarse en cuenta el monopolio natural que implica el tener una red de transmisión y el carácter del servicio público al intentar realiza cualquier modificación en la organización del sistema eléctrico.

La reforma eléctrica que requiere el país debe tomar en cuenta además del uso eficiente de la energía y la preservación del medio ambiente, un proceso de descentralización en el cual existan varios centros de decisión localizados cerca de los problemas regionales, para la solución efectiva de los problemas que se presenten.

Capítulo 4. Propuesta de Reforma para el Sector Energético Nacional.

Durante 2001, la producción global de hidrocarburos de Shell (sin incluir a los Estados Unidos) fue de 3.1 mmbpced (millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día) cuyas ventas le generaron alrededor de 20 mil millones de dólares en ingresos. En el caso de PEMEX, se produjeron 3.93 mmbpce que generaron alrededor de 33 mil millones de dólares. Shell pagó a los gobiernos donde opera alrededor de 7.5 mmusd en impuestos directos a la producción de hidrocarburos (cerca del 38% de sus ingresos brutos) mientras que PEMEX pagó al gobierno mexicano cerca de 18 mmusd (63% de sus ingresos brutos). Para que PEMEX obtuviera una cantidad de ingresos netos iguales a las de Shell sin que se instrumentara ningún cambio en la estructura fiscal de nuestro país se hubiera requerido que la producción total de hidrocarburos en el país se incrementara cerca del 65% (siempre y cuando los precios del petróleo no cayeran).

En el año 2000, los ingresos totales de PEMEX (netos de impuesto al consumo de gasolina y diesel) fueron de alrededor de 50.3 mmusd, de los cuales, la compañía pagó cerca de 24.3 mmusd en impuestos directos y dividendos garantizados al Gobierno Mexicano. En ese mismo año, PDVSA tuvo ingresos por alrededor de 53.6 mmusd pero solamente se entregaron al gobierno venezolano cerca de 13 mmusd, es decir, existe una disyuntiva planteada entre la eficiencia (que se podría ejemplificar con PDVSA que se ha abierto a la participación del capital privado) y el ingreso fiscal (PEMEX).

La tasa impositiva para la extracción de petróleo crudo en estados Unidos es 28% menor que en México.

En la actualidad, dados los cambios tecnológicos, se considera que la mejor forma de organización industrial es la que da libre acceso a los recursos y un mercado libre, apertura a los capitales privados, desmonopolización y privatización de las empresas públicas²⁹. Resulta claro que en el mundo se esta llevando a cabo desde hace varios años un proceso de globalización productiva y financiera del cual nuestro país también ha formado parte. En México a pesar de que el sector

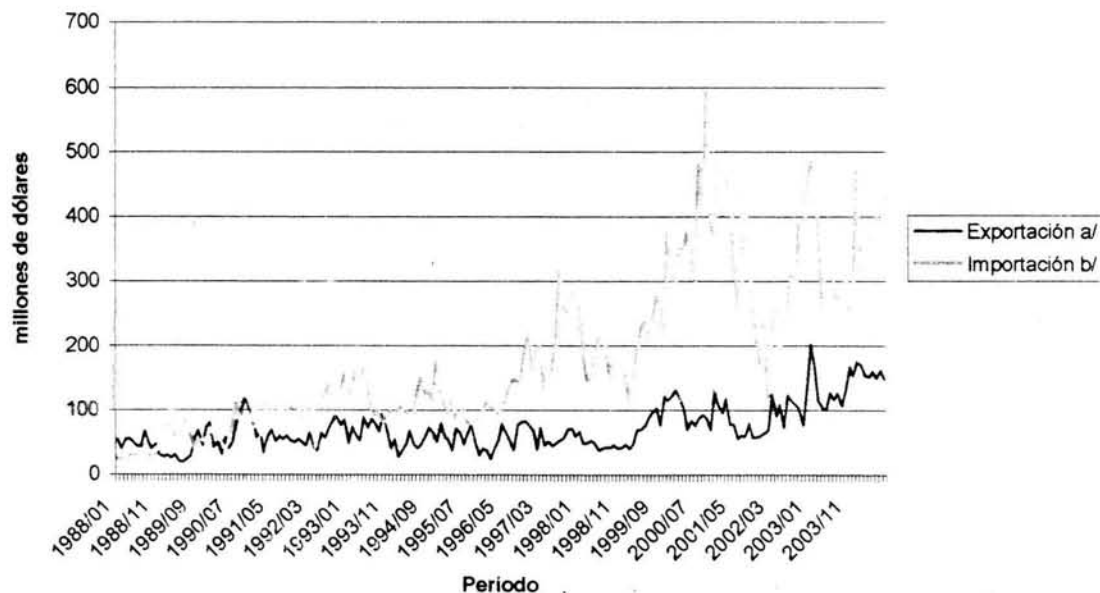
²⁹ De la Vega Navarro Angel. "La Industria Petrolera Mexicana en el Marco de las Tendencias Globales del Cambio Institucional, Organizacional y Tecnológico". En Coloquio Internacional "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina" UNAM- Universidad de Grenoble, México, noviembre 2003

energético continúe siendo un elemento de cohesión social e institucional, es necesario que se adapte a los nuevos procesos y plantee nuevas formas de organización dado el entorno más competitivo que se vislumbra se presentará en el futuro.

La industria petrolera mexicana se caracteriza por el atraso tecnológico y la pérdida de la capacidad de recuperación de reservas (dada la falta de inversión), las cuales pasaron de 51.3 mmbd en 1992 a 12.6 mmbd a finales de 2002 (alrededor de 5 años de producción al ritmo actual). El retraso tecnológico y la insuficiente capacidad de recuperación de reservas deben relacionarse con la elevada carga fiscal que enfrenta la paraestatal y que afecta su capacidad de inversión y mantenimiento.

México importa alrededor del 11% del gas natural que requiere, el 29% de gas LP , 26% de la gasolina y 20% de combustóleo.

Gráfico 3. Exportaciones e Importaciones de Productos Petrolíferos



Fuente: Elaboración Propia con datos de INEGI. (las exportaciones Incluyen pentanos y las importaciones gas natural equivalente a combustóleo.

Al analizar el problema de financiamiento de la industria energética nacional y al tratar de dimensionar sus requerimientos de inversión, tenemos que hacer mención de una inversión deseada en la industria energética. Debemos ver cuales son los requerimientos que la economía mexicana tendrá en cuanto a energéticos para saber cuales serán las metas de producción y el financiamiento que se requiere para incrementar la producción al ritmo que exija el crecimiento de la economía nacional e internacional y que permita mantener la capacidad de exportación de hidrocarburos.

La estrategia financiera debe tomar en cuenta los costos, los recursos necesarios para el mantenimiento y la expansión del sector energético así como los recursos que deben pagarse al erario público; pues los ingresos por concepto de la venta de energéticos deben ser, como lo han sido durante hace ya varias décadas, poderosos auxiliares de la hacienda pública.

Esta inversión deseada debe permitir a la industria petrolera maximizar el valor económico de los activos petroleros en el largo plazo mediante una producción sustentable que además aproveche plenamente el potencial energético del país y así determinar un monto deseado de inversión.

La industria petrolera y eléctrica deben contribuir al crecimiento económico y no obstaculizarlo, deben crecer al ritmo que la actividad económica lo requiera, mejorar la calidad de sus combustibles y energía eléctrica con se suministra al país.

En cuanto a las fuentes de financiamiento a las que se deben recurrir, principalmente debe ser considerado el ahorro propio y a la reducción de costos de las empresas. Lo excedentes generados tanto por PEMEX como por CFE deben ser reinvertidos productivamente.

Otra fuente de financiamiento utilizada son los créditos. PEMEX tiene la posibilidad de emitir deuda y conseguir préstamos a tasas preferenciales dada la calidad crediticia con que cuenta, CFE por otra parte, ha logrado colocar deuda en el mercado nacional y sus bonos han tenido buena aceptación por parte de los compradores.

Sin embargo, la capacidad de inversión de la industria energética esta limitada por el control presupuestario al que son sujetas así como al tratamiento fiscal que se le da, las transferencias que se hacen desde las empresas hacia el gobierno deben estar dadas en función de los rendimientos alcanzados tanto por PEMEX como por CFE.

En un principio se enterarían menores recursos a la federación pero en el futuro la industria tendría una mayor capacidad productiva y tendría posibilidades de sufragar mayores pagos por concepto de dividendos e impuesto sobre la renta. La industria debe tratarse en función de sus resultados, con metas de rentabilidad y productividad.

Dadas las características del petróleo que se produce en nuestro país (pesado), se hace necesario impulsar la reconfiguración de las refinerías con que nuestra industria cuenta y apoyar en menor medida los programas de suministro de largo plazo y de construcción de coquizadoras que se han hecho con refinerías extranjeras principalmente en el golfo de México en Estados Unidos, por ejemplo con Shell, Exxon, Clark, Coastal y Marathon. Nuestro país debe aprovechar a la vez el crudo ligero con el que cuenta refinándolo en vez de exportarlo, pues este proceso le traería menores costos y un margen de utilidad mayor.

A continuación se plantea un escenario fiscal alternativo al que tiene PEMEX, se presenta un impuesto del 78% sobre utilidades de operación; adicionalmente se supone que las ganancias después de impuestos son íntegramente invertidas en infraestructura productiva y que, de acuerdo al promedio de tasa de retorno en activos físicos de los últimos 10 años, se multiplicarán por un factor de 1.54 para obtener las ganancias estimadas de la empresa.

Éstos cálculos se hicieron de 1992 a 2002 con el propósito de ver cómo se hubieran comportado tanto las utilidades como el monto de los impuestos que en su caso se hubieran enterado a la federación.

En la siguiente tabla podemos observar cómo la aplicación del impuesto propuesto hubiera mejorado los resultados operativos de la paraestatal, incluso, las pérdidas registradas en los años de 1995 y 1998 desaparecen, sin embargo, a partir de 1999, vemos como la diferencia entre los impuestos estimados y los observados se hace negativa, lo que nos indica la abrumadora carga fiscal que ha pesado sobre PEMEX y que ni con una reforma fiscal pudo mejorar sus resultados durante los últimos cuatro años del período observado.

CUADRO 18. Propuesta de Financiamiento.

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendimiento antes de impuestos	32,598.00	45,150.00	47,449.00	58,177.00	99,047.00	160,600.00	166,618.00	140,299.00	187,669.00	274,057.00	230,703.00	263,098.00
Impuestos al 78	25,426.44	35,217.00	37,010.22	45,378.06	77,256.66	125,268.00	129,962.04	109,433.22	146,381.82	213,764.46	179,948.34	205,216.44
Diferencia	7,171.56	9,933.00	10,438.78	12,798.94	21,790.34	35,332.00	36,655.96	30,865.78	41,287.18	60,292.54	50,754.66	57,881.56
Dif ^a tasa de retorno activos	11,044.20	15,296.82	16,075.72	19,710.37	33,557.12	54,411.28	56,450.18	47,533.30	63,582.26	92,850.51	78,162.18	89,137.60
tasa de retorno de activos	1.54											
Rendimiento estimado	32,598.00	56,194.20	62,745.82	74,252.72	118,757.37	194,157.12	221,029.28	196,749.18	235,202.30	337,639.26	323,553.51	341,260.18
Impuestos y derechos estimados	24,448.50	43,831.48	48,941.74	57,917.12	92,630.75	151,442.56	172,402.84	153,464.36	183,457.79	263,358.62	252,371.74	266,182.94
Impuestos y derechos reales		41,837.00	44,424.00	54,851.00	92,587.00	144,972.00	159,485.00	151,887.00	208,826.00	293,767.00	263,463.00	293,590.00
Impuestos estimados - impuestos reales		1,994.48	4,517.74	3,066.12	43.75	6,470.56	12,917.84	1,577.36	-25,368.21	-30,408.38	-11,091.26	-27,407.06
Inversión est / util. Ante de imp.	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00
Inv. Real (con pidregas) / util antes de imp.		20.06	17.85	17.20	15.99	16.06	21.98	37.90	28.36	27.74	33.18	31.35

Es posible que la reforma fiscal propuesta no haya dotado a la federación de todos los recursos que necesitaba para su gestión, pero con dicha propuesta el monto de deuda hubiera sido menor y la inversión financiada directamente por PEMEX sería mayor, es decir, los PIDIREGAS sólo serían un complemento a las inversiones realizadas por PEMEX y no, como lo es actualmente, el grueso de las inversiones realizadas no solo en petróleo sino también en electricidad.

Podemos Observar cómo, ya no solo es necesaria una reforma fiscal, también se necesita de un proceso de apertura que permita al sector energético poder desarrollarse en el largo plazo sin que el estado pierda la rectoría de dicho sector.

Adicionalmente a la reforma fiscal planteada, hay algunos aspectos que deben ser tomados en cuenta para permitir hacer mas eficientes tanto a PEMEX y CFE, como a las demás plantas privadas que producen energía en el país. En cuanto a las empresas estatales, deben desarrollarse cambios institucionales para que la política energética este contenida en una entidad, y sea la comisión reguladora y sea otra institución el puente entre las decisiones de política y las empresas. Finalmente a las empresas públicas y privadas se les debe dotar autonomía para realizar sus actividades productivas y aprovechar las oportunidades de desarrollo que se les presenten siempre y cuando sean acordes a los intereses nacionales y de política energética del país.

Como nos hemos dado cuenta, los problemas financieros que presenta el sector energético nacional son estructurales y debe vérselos de una nueva manera y dárselos un trato distinto. Existe la necesidad de que los impuestos que se les cobran sean claros y que las tasas no varíen al capricho del fisco. Para el caso del sector energético es posible establecer precios a los bienes y servicios que se producirán durante periodos determinados (como la gasolina y la electricidad), esos precios deben garantizarles una rentabilidad adecuada para seguir con sus actividades de inversión y el pago de los impuestos correspondientes. Si las empresas energéticas nacionales logran reducir sus costos, hacer más eficiente su producción y así incrementar sus utilidades, éstas deben ser parte de las utilidades retenidas de las empresas y el gobierno deberá fijar nuevos precios para intentar captar parte de esos ingresos extra generados.

La comisión reguladora necesitará bastante información en la formulación de una nueva legislación, este nuevo control sobre las empresas del sector energético llevará tiempo pues se deben tener claros los estudios sobre costos, activos, planes de inversión y proyecciones de la demanda de energéticos. Éste trabajo requerirá de especialistas pues puede presentarse el caso de que las empresas sobreestimen sus costos de operación o sus gastos de inversión.

De esta forma los ingresos de las empresas estarán compuestos de sus costos de operación, más la depreciación, más una tasa de ganancia de acuerdo a los activos de cada empresa (que incluya tanto a los activos existentes como a las nuevas inversiones).

$$Y_t = C_t + D_t + \Pi_t$$

Esto puede expresarse también como, los costos de operación, más la inversión más el cambio en el valor presente de la compañía en el periodo. La tasa de retorno que deben obtener las empresas es otro estudio que requerirá de gran cuidado por parte de la comisión reguladora.

$$Y_t = C_t + I_t + \Delta VAt$$

La nueva regulación a la que se debe someter el sector energético nacional debe permitir a las compañías financiar sus operaciones y sus inversiones para que puedan seguir operando en el futuro. Ni la iniciativa privada ni el gobierno deben recibir una muy baja tasa de retorno, esto debe medirse de acuerdo a lo que los accionistas reciben en otras inversiones con un grado similar de riesgo.

La comisión reguladora debe implantar también controles de calidad sobre los productos y servicios que brinden las compañías reguladas, pues éstas no deben verse estimuladas a reducir sus costos y hacer más eficiente su producción para obtener una parte mayor de ganancias por medio de reducir la calidad de los energéticos. Se pretende que con éstas medidas, las empresas se vean incentivadas a reducir sus costos, impulsando la productividad y la eficiencia. La comisión reguladora debe también monitorear la calidad de los servicios que prestan las compañías y hacer públicos los resultados de sus estudios.

El cálculo del valor presente es importante pues determina la cantidad de ingresos requeridos para cubrir los costos predichos por la compañía y para asegurar una tasa de retorno a sus activos. Sin embargo, si la compañía planea un gran gasto de inversión, puede necesitar niveles de ingreso más altos que lo que indiquen los cálculos sobre su valor presente para permitir a la compañía financiarse y que no incurra en préstamos excesivos.

Estas medidas intentan fortalecer a las empresas públicas así como asegurar ingresos al gobierno; también es importante señalar que si las empresas, tanto públicas como privadas incumplen con sus contratos o proveen productos de baja calidad tendrán que ser penalizadas (por ejemplo, en el Reino Unido, la industria eléctrica paga alrededor de \$32 cuando no responde a una queja en 5 días hábiles, y paga \$64 cuando no asiste a una cita con el consumidor o cuando no da aviso a los consumidores dos días antes de que interrumpa el servicio)³⁰. Las compañías tendrán que compensar a los consumidores que reciban un nivel de servicio poco adecuado e incluso hacer pagos al gobierno, si los objetivos que se propusieron no fueron alcanzados (variaciones de voltaje, frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, por ejemplo). Es decir, las empresas se verían estimuladas a reducir sus costos pero sin reducir la calidad de sus productos.

El gobierno debe tomar en cuenta la participación de la iniciativa privada en el sector energético estatal dentro de las mismas compañías estatales, quizá no como productor directo de energía, pero puede participar en los negocios potenciales que las empresas paraestatales no están atendiendo, por ejemplo, la CFE podía utilizar su infraestructura para impulsar negocios de telecomunicaciones en los cuales el gobierno también tendría una participación.

³⁰ Green y Rodríguez. *Resetting Price Controls for Privatised Utilities*. EDI. World Bank. Washington 1999.

En cuanto a la depreciación, mientras ésta sea deducida del valor inicial de los activos cada período, el cambio en el nivel de depreciación no afectará el valor presente de la compañía. El gobierno y la comisión reguladora deben tomar en cuenta la forma de depreciación que pretendan adoptar; una depreciación acelerada reducirá los impuestos que paga la compañía en el corto plazo, incrementándolos cuando ésta haya concluido.

Otro aspecto importante que la comisión reguladora debe calcular es la tasa de ganancia pues ésta determinará la cantidad que debe ser entregada a los inversionistas por el uso de su capital (para las plantas propiedad del sector privado), dentro de éste mismo rubro debe tomarse en cuenta también los costos de capital en que está incurriendo cada empresa, con el objeto de permitirseles también hacer frente a sus pagos. Esto nos lleva de nuevo al problema de redimensionar las tarifas eléctricas así como los subsidios otorgados.

El régimen fiscal del sector debe ser reformado, en la actualidad, los tres regímenes más comunes son: el Régimen Concesionario (RC), los Contratos de Producción Compartida (CPC) y los contratos de Riesgo (CR)³¹. En los RC hay una transferencia de la propiedad y se realiza el pago de una regalía o un royalty por parte del inversionista teniendo en cuenta que todos los costos son deducibles; en los CPC no hay transferencia de la propiedad pero sí el pago de regalías que consisten en un porcentaje de la producción, el total de la inversión es realizada por el inversionista y existe un límite para los costos deducibles de alrededor del 50%; para lo CR el gobierno ofrece un pago por adelantado al inversionista por sus servicios, no hay transferencia de la propiedad y los costos son deducibles en alrededor del 80%.

4.1. Hacia la Apertura del Sector Energético Nacional

Tanto PEMEX como CFE son empresas que enfrentan diversos problemas y de diversa índole, halamos de problemas políticos, económicos, fiscales y laborales, además de las presiones tanto nacionales como extranjeras para permitir la inversión privada en sus actividades.

La capacidad operativa de éstas empresas paraestatales está limitada por la normatividad jurídica y administrativa y las extenuantes exigencias fiscales.

³¹ Herrera Loza Marbella. "Escenarios Fiscales" Revista El Mundo del Petróleo. Tomo 3, abril-mayo 2004, pp 43.

Los procesos de apertura van encaminados a permitir la producción y exploración de petróleo por quien pueda hacerlo, en condiciones de rentabilidad aunque ello implique en muchos casos el retiro del Estado de dichas actividades.

En la industria petrolera internacional la innovación tecnológica se ha encaminado a actividades de exploración y producción, con el objeto de valorizar zonas demasiado explotadas y realizar actividades en profundidades mayores.

La utilización de nuevas tecnologías generalmente desarrolladas por países que no forman parte de la OPEP, ha favorecido las actividades de exploración (sismica 3D), se permite que incrementen las reservas recuperables y se mejora la productividad en las actividades productivas (perforaciones dirigidas y horizontales).

PEMEX no cuenta con la tecnología para la exploración y producción profunda, existe en el país un gran potencial en áreas de profundidades mayores a los cien metros pero no se cuenta con la tecnología ni con los recursos financieros para llevar a cabo ese tipo de producción.

Una forma de adquirir ese tipo de tecnología puede ser estableciendo asociaciones estratégicas con empresas que cuenten con ese tipo de tecnología como puede ser PETROBRAS ya que solamente se dice se ha explorado el 16% del territorio nacional con potencial petrolero.

Las reformas institucionales implementadas en la década pasada tenían como objetivo la desmonopolización de la industria pues se permitió la entrada de capital privado en la producción de Gas y Petroquímicos. La industria petrolera se abrió parcialmente y de hecho se insertó en los procesos de globalización productiva y financiera pero no se adoptó plenamente una transnacionalización de la industria; a pesar de que la industria petroquímica se abrió a la inversión privada, en la actualidad su producción se ha derrumbado.

La carga fiscal de PEMEX es algo que debe ser replanteado de forma urgente, debe permitirse hacer uso de los recursos que requiere para desarrollarse en el plano nacional e internacional e impulsar el desarrollo tecnológico por medio del IMP.

México como país exportador, debe atender los movimientos de privatizaciones, fusiones y adquisiciones que se presentan en el plano internacional pues la capacidad de producción de

nuestro puede correr el riesgo de no seguir el ritmo impuesto por la competencia internacional, la cual afecta tanto a productores de la OPEP como a los que no pertenecen a esta organización.

La solución a los problemas del sector energético nacional debe pasar por el Poder Legislativo ya que se necesitan cambios a la legislación vigente que permitan la apertura del sector energético. La apertura que debe darse en el país debe ir de la mano de una muy cuidadosa legislación al respecto, los casos y consecuencias tanto positivas como negativas de otros países y empresas deben ser estudiados para ver de que forma pueden llevarse dichos cambios en México y ser aplicados (por ejemplo Petrobras en Brasil, Statoil en Noruega, PDVSA en Venezuela y SONATRACH en Argelia).

En Brasil, Petrobras nace en 1953, actualmente cuenta con 93 plataformas de producción y más de 10 refinerías; está presente en países como Argentina, Bolivia, Nigeria, Estados Unidos y Japón y además posee un centro de investigación con tecnología reconocida internacionalmente. En 1997 se aprobaron reformas jurídicas que permitieron la entrada de inversión privada en ciertos sectores. En 1999, se subastaron títulos sobre los campos de Albacora y Barracuda de la cuenca Campos donde se vendieron derechos de exploración de 27 bloques de hidrocarburos³². El mercado brasileño se abrió a la competencia con las mayores petroleras del mundo. Petrobras aporta anualmente al gobierno brasileño el equivalente a 40 mil millones de dólares.

³² Miranda S. Gabriel. "Apertura Internacional" Revista El Mundo del Petróleo. Tomo 3, abril-mayo 2004, pp 45.

Capítulo 5.

Conclusiones y Propuestas.

5.1. Conclusiones.

Las dos empresas más grandes del país, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), representan grandes retos y posibilidades para el desarrollo de la economía mexicana, con el objeto de resolver su problemática de financiamiento, debe permitirseles operar como empresas con márgenes de autonomía; darse una modificación de la estructura sindical que resulte menos oneroso para ellas además de cambios institucionales que las fortalezcan.

Un aspecto fundamental en esa perspectiva son las reformas que deben implementarse en el régimen fiscal que junto con una estrategia de inversiones productivas permitan, para el caso de PEMEX, sacar mayor provecho a los hidrocarburos, transformándolos y no solo exportarlos como materia prima. Dicha reforma fiscal debe estar encaminada a una mayor recaudación tributaria en los sectores no petroleros de la economía, incrementando la base gravable, principalmente con los grandes empresarios de la economía informal, para permitir a PEMEX tener capacidad financiera para su modernización.

Los cambios en el esquema presupuestal son un asunto de largo plazo; está vinculado con el de una reforma fiscal pues tiene implicaciones en las finanzas públicas. Debe otorgárseles un tratamiento especial a las entidades generadoras de sus propios ingresos, así se podría expandir el gasto de inversión de las paraestatales de forma sana.

Una reforma fiscal que dote tanto a PEMEX como a CFE de los recursos que necesitan para sus inversiones solo será posible si se otorgan los suficientes recursos a las autoridades para que mantengan sus niveles de gasto público lo cual solo puede presentarse si la economía crece, si se aumenta significativamente el número de contribuyentes e incorporando a la economía informal a la base tributaria aunque quizá bajo un régimen especial. De acuerdo a cifras del Sistema de Administración Tributaria (SAT), la economía informal en México representa alrededor del 26% del PIB, por lo cual el insertarla dentro de un régimen fiscal especial es de suma importancia para las finanzas públicas nacionales.

En cuanto a los Contratos de Servicios Múltiples, a pesar de que representan una salida temporal a los problemas financieros que enfrenta PEMEX y que permitirían en el corto y mediano plazo el incremento de la capacidad extractiva en el país, lo que están haciendo es convertir a la paraestatal en un coordinador de proyectos sin en realidad dotarla de la capacidad tecnológica necesaria para cubrir las necesidades productivas del país.

En el caso del sector eléctrico, la reestructuración de tarifas resulta un aspecto de suma importancia pues para fortalecer los ingresos CFE, deben ajustarse los precios de sus productos eliminando los subsidios paulatinamente, recurriendo a su racionalización y pagando efectivamente los mismos.

Bajo las condiciones en que se encuentran las finanzas públicas hoy y dadas las necesidades de recursos que requiere el sector energético nacional, es necesario complementar la inversión pública a través de los esquemas PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto) pero reformados, de manera que tanto PEMEX como CFE no asuman la totalidad del riesgo ni se comprometan sus activos para no afectar sus resultados financieros, pues esto podría ser un obstáculo para tener acceso al mercado internacional de capitales al que necesitan recurrir para que los proyectos de inversión se lleven a cabo oportunamente y ayuden al desarrollo nacional.

La reforma eléctrica que necesita el país debe tomar en cuenta: la disponibilidad de energía a largo plazo pues es un factor decisivo en la competitividad de un país; que en el sector eléctrico las decisiones no pueden tomarse como si se tratara de una empresa y que los mercados eléctricos no son plenamente eficientes; el Estado debe desarrollar mecanismos de regulación efectivos para inducir competencia en el sector y bienestar social. Dicha reforma (que implica un pacto nacional entre gobernantes, poder legislativo, sindicato y sociedad actuando en línea con los intereses nacionales) debe estar encaminada a mantener el control y la propiedad de la infraestructura eléctrica del país pero incorporando al sector privado nacional para el financiamiento de obra pública mediante esquemas atractivos para ambos.

De acuerdo a lo anterior, podemos observar que lo planteado por la reforma eléctrica del Ejecutivo Federal no es adecuado para solucionar los problemas que enfrenta CFE pues intenta que ésta sea únicamente una empresa de transmisión; la ruptura del modelo de integración vertical ocasionará problemas ya que las funciones de generación y distribución están íntimamente

relacionadas; la reforma que requiere el país debe tomar en cuenta la naturaleza monopólica del sector, el aspecto ambiental y el que los centros de decisión sean relocalizados a puntos más cercanos de los problemas regionales para así darles soluciones oportunas.

Es la sociedad mexicana quien tiene la posibilidad de financiar los proyectos eléctricos a través del pago de las tarifas establecidas por lo que resulta fundamental el diseño y la estructuración de éstas y que consideren la eficiencia operativa y financiera del sector; de igual forma, los subsidios otorgados deben ser realmente entregados a CFE para no obstaculizar su desarrollo y expansión.

A pesar de que el esquema PIDIREGAS tienen límites dado en endeudamiento en el que incurre el gobierno y las empresas estatales, para el caso de CFE dicho esquema no ha alcanzado dicho límite y puede seguir expandiéndose para continuar con las inversiones productivas que se requieran, actualmente representan el 74% de la relación pasivo / capital y los plazos de vencimiento son hasta por 25 años.

5.2. Propuestas.

Al permitir al sector privado participar en la industria energética el gobierno debe tomar en cuenta algunos aspectos:

- Regular la producción para asegurar que el campo se desarrollará de forma consistente con los intereses nacionales de largo plazo y no con los intereses de corto plazo del concesionario.
- Debe controlar el nivel de producción y de tecnología; imponer un impuesto especial para capturar una parte sustancial de la renta económica para el Estado. (Irlanda tiene un régimen destinado a asegurar el 60% de las ganancias una vez que se ha alcanzado un mínimo nivel de producción). Dinamarca, Holanda y Noruega combinan un complejo sistema de impuestos y licencias (por ejemplo un impuesto a las emisiones de bióxido de carbono). El que el gobierno capture gran parte de la renta no impide el desarrollo del sector siempre y cuando este dentro de ciertos límites. (Estos impuestos pueden ser utilizados en estimular el uso eficiente de la energía y para influenciar la estructura de oferta energética).

La renta económica varía por cambios en los costos de producción y cambios en los precios, por lo tanto el régimen impositivo necesita ser fácilmente adaptable a cambios en circunstancias, particularmente en precios. En los países de la International Energy Agency (IEA) se han logrado avances en el establecimiento de campos de petróleo y gas con la cooperación de experimentadas compañías internacionales en el desarrollo de los mismos.

Para los países de la IEA, es necesario un régimen regulatorio flexible que se pueda adaptar fácilmente a las circunstancias y mantener un staff de expertos capaces de entender los problemas de desarrollo del petróleo y gas que mantengan el interés de su gobierno en la negociación con compañías internacionales que cuenten con los recursos y conocimientos necesarios para un desarrollo rápido y eficiente.

Tanto PEMEX como CFE deben modernizarse y pasar de ser compañías petroleras o eléctricas a convertirse en compañías energéticas; una vez más Petrobras es un claro ejemplo de ello, en 2004 puso en operación su primera planta generadora de electricidad a partir de viento para abastecer cuatro campos petroleros del Estado de Río Grande del Norte, con lo cual ahorrará millones de metros cúbicos de agua, además de contar ya con un pozo petrolero que funciona con energía solar.

La reforma del sector energético nacional requiere de acuerdos políticos ya que es necesario tanto una reforma fiscal como reformar la Constitución para dar certidumbre tanto a las inversiones privadas que se realicen como al gobierno mexicano de que será éste último el rector y quien tome las decisiones en materia energética en el país.

La solución a los problemas de PEMEX y CFE no se dará solo cambiando el régimen fiscal; además deben depurarse los costos, revisar al alza los precios de los bienes y servicios que proporcionan y otorgándoseles mayor libertad para endeudarse. La estrategia financiera debe diseñarse a partir del hecho de que deben pagarse una gran cantidad de recursos al fisco sin que ello les signifique una crisis.

La estrategia financiera debe tomar en cuenta los costos, los recursos necesarios para el mantenimiento y la expansión del sector energético así como los recursos que deben pagarse al erario público. Las empresas del sector energético, dada su magnitud e importancia deben ser tratadas dentro de un régimen de tributación especial.

Bibliografía:

- Aburto José Luis, "La industria eléctrica ante la encrucijada" Revista Este País. No. 149. Agosto 2003.
- Ángeles Cornejo Sarahí. "Los Efectos del TLCAN en los Cambios de la Organización de la Industria Eléctrica en México". Coloquio Internacional "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina" UNAM- Universidad de Grenoble, México, noviembre 2003.
- Ahuja Gutam. "An Assessment of the Performance of Indian State-Owned Enterprises" Journal of Productivity Analysis(113-132) Volume 9, number 2, March 1998.
- Almeida Luis R. " Problemática y alternativas de Financiamiento para Proyectos Eléctricos" Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.
- Boué Juan Carlos. " ¿Eficiencia o Ingreso Fiscal? El verdadero desafío para las grandes empresas petroleras estatales. Coloquio Internacional "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina" UNAM- Universidad de Grenoble, México, noviembre 2003.
- Bates Robin. Investment decisions in the nationalised fuel industries. Cambridge University Press. London 1974.
- Braeley Richard, Meyers Stewart. Principles of corporate Finance. Fourth edition.
- Breceda Lapeyre Miguel. " Elementos para la Discusión de la Reforma del Sector Eléctrico Propuesta por la Administración del Presidente Vicente Fox". Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.
- Business Advisory Council. "International Joint Ventures in Developing Countries" Economic Department. May, 2006.
- Cámara de Diputados. Dirección General de Bibliotecas. *El financiamiento privado de la electricidad a través de los esquemas Pidiregas*. Servicio de Investigación y Análisis. División de Economía y Comercio. México 2003.
- García Páez Benjamin. Modernización del Estado y Empresa Pública. Premio INAP 1993. INAP México i 1994.
- _____. "Financiamiento y Desarrollo de la Industria Petrolera". México, CU. UNAM. DEP. FE.. 1995
- _____. "PIDIREGAS". Maestría en administración, planeación y economía de los hidrocarburos. Finanzas. ESIA. IPN. México 1999.
- _____. "La Economía Política de la Liberalización del Sector Eléctrico en México e Inglaterra" Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.
- Green Richard, Rodríguez-Padima Martín. Resetting Price Controls for Privatized Utilities. A manual for regulators. Economic Development Institute of the World Bank. EDI 1999.

- Hay Donald, Morris Derek. Industrial Economics and Organization. Theory and Evidence Second Edition. Oxford University Press. 1991.
- Herrera Loza Marbella. “*Escenarios Fiscales*” Revista El Mundo del Petróleo. Tomo 3, abril-mayo 2004.
- ITESM. “El Sector Energético Mexicano del Futuro: Análisis y recomendaciones”. Centro de Estudios de Energía. Monterrey, México, marzo de 2001.
- Koutsoyiannis A. Microeconomía Moderna. Amorrortu editores, Segunda edición. Argentina 1985.
- Miranda S. Gabriel. “*Apertura Internacional*” Revista El Mundo del Petróleo. Tomo 3, abril-mayo 2004, pp 45.
- OECD. The Role of International Energy Agency Governments in Energy OECD/IEA. 1992.
- PEMEX. Libro Blanco Iib. Contratos de Crudo a Largo Plazo, Junio de 2002.
- PEMEX. “El proyecto Cantarell”. Informe Rendido a la Comisión de Energía Y Recursos no Renovables del Senado de la República, 10 de agosto de 1999.
- Presidencia de la República, Informes de Gobierno 2002 y 2003.
- SENER. “Prospectiva del sector Eléctrico 2002-2011”. FI. UNAM. México, octubre de 2002.
- Rodríguez Padilla Víctor. “El Mercado Eléctrico de Vicente Fox” Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.
- Rojas Nieto José Antonio. “Notas Sobre los Contratos de Servicios Múltiples”. Revista El Cotidiano. No. 117 UAM. Azcapotzalco Enero-Febrero 2003.
- Shields David. PEMEX un Futuro Incierto. Editorial Planeta. México, Julio de 2003.
- Tempest Paul. International Energy Options. Oelgester, Gunn & Hain, Publishers, Inc. Graham & Troman Ltd, Publishers. International Associations of Energy Economist, UK 1981.
- Thompson John. Strategic Management Awareness and Change. 1st Edition Univesity of Huddersfield. Intenational Thompson Business Press UK, 1990.
- Torres Flores Ramón C. “México: Impacto de las Reformas Estructurales en la Formación de Capital del Sector Petrolero” CEPAL, ONU, Serie Reformas Económicas 19. Santiago de Chile 1999.

- Viqueira Landa Jacinto. “¿Reorganización o Desorganización de la Industria Eléctrica Mexicana?” Coloquio Internacional “Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina” UNAM- Universidad de Grenoble, México, noviembre 2003.

Apéndice al Modelo de Marris.

En la teoría de la firma se debe enfocar parcialmente a la empresa como una organización capaz de manipular el ambiente competitivo en el que se encuentra, en vez de considerarla como una unidad pasiva cuyo desempeño depende de varias características estructurales del mercado del que forma parte.

Este modelo analiza el crecimiento tanto de la oferta como de la demanda. Conforme una firma crece en el largo plazo, requerirá más insumos tanto físicos como humanos para compensar el crecimiento de la demanda de sus productos. El crecimiento de la demanda esta en función de la diversificación de los productos de la firma:

$$gD = f(d)$$

donde gD es el crecimiento de la demanda y d es la tasa de diversificación exitosa.

El crecimiento de la demanda depende principalmente de los recursos financieros disponibles para nueva inversión. Hay tres tipos de recursos: utilidades retenidas, nuevos préstamos (ya sea bancarios o no) y la emisión de nuevas acciones. Si la razón de retención (utilidades retenidas/ utilidades totales) denotado por r , los beneficios Π , y la nueva inversión por I (sin tomar en cuenta los impuestos) entonces:

$$I = r \Pi$$

Y el crecimiento de la oferta será:

$$gS = 1/K = r(\Pi/K) = rp$$

donde K es el capital empleado y p es la tasa de rendimiento del capital. Por lo que el crecimiento de la oferta de recursos en una función lineal de la tasa de retorno del capital, el crecimiento de la oferta también dependerá del crecimiento de la oferta de fondos. Mientras más alta sea la tasa de retorno del capital mayor será el crecimiento de la oferta.

$$gS = 1/K = \alpha (\Pi/K) = \alpha p$$

donde α es la cantidad de nueva inversión financiada por unidad de capital ganado.

$$gS = \alpha p, \alpha < \alpha^*$$

Donde α^* esta determinada por la aversión al riesgo de administración, el punto de vista de los accionistas del riesgo de la estructura financiera de la firma.

Los costos de la expansión reducen la tasa de retorno del capital de la firma:

$$d = f(1/p)$$

Por definición: $p = \Pi / K = (\Pi / K)(Q/Q) = (\Pi / Q)(Q/K) = m/v$

Donde Q es el producto, m es el margen de ganancia K/Q. Por lo que el costo de la expansión es :

$$D = f((1/m)v)$$

Por lo que de acuerdo a este modelo una diversificación exitosa y la tasa de retorno del capital están inversamente relacionadas. Para Marris, son tres las formas por las cuales una empresa puede crecer: i) gastando más en publicidad; ii) invirtiendo en desarrollo de nuevos productos; iii) establecer un precio menor al de otras firmas para atraer consumidores.

$$gD = f(d)$$

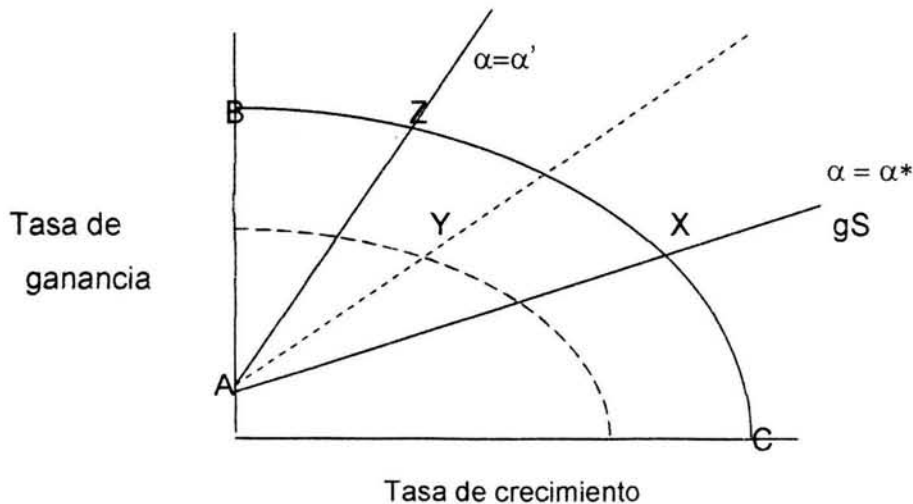
$$gS = \alpha * \rho$$

$$d = f(1/p) = f((1/m)v)$$

$$gS = gD$$

$$gD = f(1/p)$$

El crecimiento de la demanda es una función inversa de la tasa de retorno del capital por que mientras más rápido crezca la demanda vía una más rápida diversificación se requiere un margen de ganancia más bajo que reduzca el retorno del capital o bien, se requiere una más alta relación capital-producto que también reduce el rendimiento del capital.



El punto donde se maximiza el crecimiento de la oferta es X donde $\alpha = \alpha^*$, puntos por debajo de AX son alcanzados con un $\alpha > \alpha^*$ pero son considerados como demasiados riesgosos. Dependiendo de la eficiencia y de las decisiones financieras, la administración puede localizarse donde sea entre el área AXB, por ejemplo en el punto Y pero solo en el punto X se maximiza el crecimiento. Con

este modelo podemos observar diferentes efectos que tiene sobre la empresa la aversión al riesgo y los objetivos de la administración.

ANEXO ESTADÍSTICO.

CUADRO 1. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos Totales.

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

										Variación
	1999	2000	Δ	2001	Δ	2002	Δ	2003	Δ	1999- 2003
Total	57,741.2	58,204.1	0.8	56,154.0	-3.5	52,951.0	-5.7	50,032.2	-5.5	-13.4
Probadas	34,179.5	34,103.8	-0.2	32,614.4	-4.4	30,837.5	-5.4	20,077.3	-34.9	-41.3
Probables	12,104.5	12,104.8	0.0	12,196.2	0.8	11,862.5	-2.7	16,965.0	43.0	40.2
Posibles	11,457.2	11,959.5	4.4	11,343.4	-5.2	10,251.0	-9.6	12,990.0	26.7	13.4
Reservas de gas seco (mmmpc)	56,183.1	55,507.2	-1.2	55,515.1	0.0	50,648.2	-8.8	48,796.4	-3.7	-13.1

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 2. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de Petróleo Crudo.

2002(Incluye líquidos del gas)

	Empresa	País	Miles de barriles diarios
1	Saudi ARAMCO	Arabia Saudita	8,301
2	NIOC	Irán	3,773
3	PEMEX	México	3,560
4	PDVSA	Venezuela	3,000
5	Exxon Mobil	Estados Unidos	2,542
6	INOC	Irak	2,408
7	Royal Dutch/Shell	Holanda/UK	2,220
8	PetroChina	China	2,092
9	ChevronTexaco	Estados Unidos	1,959
10	BP	Reino Unido	1,931
11	KPC	Kuwait	1,757
12	TotalfinaELF	Francia	1,454
13	PNC	Nigeria	1,423
14	Petrobras	Brasil	1,379
15	Sonatrach	Argelia	1,330

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

CUADRO 3. PEMEX. PRINCIPALES ESTADISTICAS OPERATIVAS. 1992-2002.**(Miles de barriles diarios)**

Producción	1992	1993	Δ(%)	1994	Δ(%)	1995	Δ(%)	1996	Δ(%)	1997	Δ(%)
Hidrocarburos Líquidos	3,116	3,128	0.4	3,138	0.3	3,062	-2.4	3,277	7.0	3,410	4.1
Petróleo crudo	2,668	2,673	0.2	2,685	0.4	2,617	-2.5	2,858	9.2	3,022	5.7
Gas natural (MMpcd)	3,584	3,576	-0.2	3,625	1.4	3,759	3.7	4,195	11.6	4,467	6.5
Proceso de crudo	1,265	1,295	2.4	1,333	2.9	1,267	-5.0	1,267	0.0	1,242	-2.0
Petrolíferos	1,513	1,551	2.5	1,596	2.9	1,530	-4.1	1,510	-1.3	1,453	-3.8
Petroquímicos (Mt)	13,638	11,910	-12.7	13,066	9.7	13,448	2.9	13,292	-1.2	11,513	-13.4

Producción	1998	Δ(%)	1999	Δ(%)	2000	Δ(%)	2001	Δ(%)	2002	Δ(%)
Hidrocarburos Líquidos	3,498	2.6	3,343	-4.4	3,450	3.2	3,560	3.2	3,585	0.7
Petróleo crudo	3,070	1.6	2,906	-5.3	3,012	3.6	3,127	3.8	3,177	1.6
Gas natural (MMpcd)	4,791	7.3	4,791	0.0	4,679	-2.3	4,511	-3.6	4,423	-2.0
Proceso de crudo	1,283	3.3	1,228	-4.3	1,227	-0.1	1,252	2.0	1,245	-0.6
Petrolíferos	1,525	5.0	1,485	-2.6	1,450	-2.4	1,473	1.6	1,481	0.5
Petroquímicos (Mt)	9,961	-13.5	7,991	-19.8	6,836	-14.5	5,994	-12.3	5,889	-1.8

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX Anuario Estadístico 2003.

CUADRO 4. PEMEX. BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE.**(MILLONES DE PESOS)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	155,334	153,102	201,518	241,090	307,834	339,453	416,691	482,249	563,468	556,883	697,379
Circulante	25,652	27,409	26,879	43,687	74,321	64,429	55,382	87,490	109,393	76,534	123,654
Fijo	126,210	122,517	159,437	179,235	202,450	232,389	310,342	338,254	388,225	406,913	486,098
Otros	3,472	3,176	15,202	18,168	31,063	42,635	50,967	56,505	65,850	73,436	87,627
Pasivos	41,605	45,293	83,287	117,836	156,269	186,329	249,552	320,779	412,863	434,017	596,684
Corto plazo	13,331	18,150	24,707	39,366	64,674	61,244	54,566	84,180	95,766	71,948	113,771
Largo Plazo	28,274	27,143	58,580	78,470	91,595	125,085	194,986	236,599	317,097	362,069	482,913
Patrimonio	113,729	107,809	118,231	123,254	151,565	153,124	167,139	161,470	150,605	122,866	100,695
C. de aportación	22,341	22,341	22,341	22,341	22,341	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222	10,222
Res. Con destino esp.	16,050	16,276	8,421	9,260	8,637	8,227	8,394	10,449	12,691	16,279	9,804
Superavit por revolución	72,025	66,361	82,624	82,008	99,225	112,962	145,706	162,014	174,054	181,838	190,524
Otros	3,313	2,831	4,845	9,645	21,362	21,713	2,817	-21,215	-46,362	-85,473	-109,855
Tot Pasivo y patrimonio	155,334	153,102	201,518	241,090	307,834	339,453	416,691	482,249	563,468	556,883	697,379

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

CUADRO 5. PEMEX. BALANCE GENERAL AL 31 DE DICIEMBRE.**(Porcentaje con respecto a Activos)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Circulante	16.51	17.90	13.34	18.12	24.14	18.98	13.29	18.14	19.41	13.74	17.73
Fijo	81.25	80.02	79.12	74.34	65.77	68.46	74.48	70.14	68.90	73.07	69.70
Otros	2.24	2.07	7.54	7.54	10.09	12.56	12.23	11.72	11.69	13.19	12.57
Pasivos	26.78	29.58	41.33	48.88	50.78	54.89	59.89	66.52	73.27	77.94	85.56
Corto plazo	8.58	11.85	12.26	16.33	21.01	18.04	13.10	17.46	17.00	12.92	16.31
Largo Plazo	18.20	17.73	29.07	32.55	29.75	36.85	46.79	49.06	56.28	65.02	69.25
Patrimonio	73.22	70.42	58.67	51.12	49.24	45.11	40.11	33.48	26.73	22.06	14.44
C. de aportación	14.38	14.59	11.09	9.27	7.26	3.01	2.45	2.12	1.81	1.84	1.47
Res. Con destino esp.	10.33	10.63	4.18	3.84	2.81	2.42	2.01	2.17	2.25	2.92	1.41
Superavit por revolución	46.37	43.34	41.00	34.02	32.23	33.28	34.97	33.60	30.89	32.65	27.32
Otros	2.13	1.85	2.40	4.00	6.94	6.40	0.68	-4.40	-8.23	-15.35	-15.75
Tot Pasivo y patrimonio	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

CUADRO 6. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa
(Millones de Pesos)

Millones
de USD

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	2002
Total	9,059	100.0	10,009	100.0	25,789	100.0	53,169	100.0	53,231	100.0	76,033	100.0	76,537	100.0	82,486	100.0	85,43
PEP	5,274	58.2	5,658	56.5	18,136	70.3	39,589	74.5	42,610	80.0	52,526	69.1	55,925	73.1	70,228	85.1	72,73
PR	2,531	27.9	3,073	30.7	5,231	20.3	7,531	14.2	6,303	11.8	18,417	24.2	16,308	21.3	8,329	10.1	863
PGYPB	220	2.4	614	6.1	1,255	4.9	4,427	8.3	3,141	5.9	3,683	4.8	2,919	3.8	2,024	2.5	210
PP	638	7.0	403	4.0	385	1.5	1,262	2.4	848	1.6	1,032	1.4	962	1.3	1,436	1.7	149
Corporativo	396	4.4	261	2.6	782	3.0	360	0.7	329	0.6	376	0.5	423	0.6	470	0.6	49

Incluye Pidregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 7. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentajes con respecto a las utilidades ante de impuestos)
(Millones de Pesos)

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Utilidad antes de impuestos	45,150	100.0	58,177	100.0	160,600	100.0	140,299	100.0	187,669	100.0	274,057	100.0	230,703	100.0	263,098	100.0
Inv. Total	9,059	20.1	10,009	17.2	25,789	16.1	53,169	37.9	53,231	28.4	76,033	27.7	76,537	33.2	82,486	31.4
PEP	5,274	11.7	5,658	9.7	18,136	11.3	39,589	28.2	42,610	22.7	52,526	19.2	55,925	24.2	70,228	26.7
PR	2,531	5.6	3,073	5.3	5,231	3.3	7,531	5.4	6,303	3.4	18,417	6.7	16,308	7.1	8,329	3.2
PGYPB	220	0.5	614	1.1	1,255	0.8	4,427	3.2	3,141	1.7	3,683	1.3	2,919	1.3	2,024	0.8
PP	638	1.4	403	0.7	385	0.2	1,262	0.9	848	0.5	1,032	0.4	962	0.4	1,436	0.5
Corporativo	396	0.9	261	0.4	782	0.5	360	0.3	329	0.2	376	0.1	423	0.2	470	0.2

Incluye Pidregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 8. PEMEX Gasto de Inversión por Empresa (porcentajes con respecto a ventas)
(Millones de Pesos)

	1992	%	1994	%	1996	%	1998	%	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%
Ventas	77,740	100.0	100,300	100.0	235,820	100.0	265,749	100.0	344,979	100.0	478,688	100.0	457,385	100.0	487,358	100.0
Inv. Total	9,059	11.7	10,009	10.0	25,789	10.9	53,169	20.0	53,231	15.4	76,033	15.9	76,537	16.7	82,486	16.9
PEP	5,274	6.8	5,658	5.6	18,136	7.7	39,589	14.9	42,610	12.4	52,526	11.0	55,925	12.2	70,228	14.4
PR	2,531	3.3	3,073	3.1	5,231	2.2	7,531	2.8	6,303	1.8	18,417	3.8	16,308	3.6	8,329	1.7
PGYPB	220	0.3	614	0.6	1,255	0.5	4,427	1.7	3,141	0.9	3,683	0.8	2,919	0.6	2,024	0.4
PP	638	0.8	403	0.4	385	0.2	1,262	0.5	848	0.2	1,032	0.2	962	0.2	1,436	0.3
Corporativo	396	0.5	261	0.3	782	0.3	360	0.1	329	0.1	376	0.1	423	0.1	470	0.1

Incluye Pidregas

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003.

CUADRO 9. Principales Cuentas de los Estados Financieros de PEMEX
(millones de pesos de 2002)

Año	Cuentas de Situación Financiera											
	Activo Total	Δ%	Activo Fijo	Δ%	Activo Circulante	Δ%	Cuentas	Δ%	Inventarios	Δ%	Pasivo total	Δ%
1991	723,220.8		611,517.4		93,925.6		30,274.1		32,256.5		159,442.0	
1992	658,250.7	-9.0	534,833.5	-12.5	108,704.1	15.7	19,891.5	-34.3	29,612.7	-8.2	176,307.3	10.6
1993	588,988.0	-10.5	473,014.4	-11.6	106,953.9	-1.6	26,140.0	31.4	23,240.3	-21.5	171,110.9	-2.9
1994	722,315.3	22.6	575,475.6	21.7	95,603.4	-10.6	41,641.7	59.3	23,253.8	0.1	294,116.2	71.9
1995	651,062.9	-9.9	488,133.4	-15.2	117,840.0	23.3	41,485.1	-0.4	25,826.9	11.1	309,369.2	5.2
1996	617,181.3	-5.2	411,138.5	-15.8	147,614.3	25.3	41,895.8	1.0	27,183.7	5.3	305,111.6	-1.4
1997	566,937.7	-8.1	390,816.9	-4.9	110,412.1	-25.2	60,784.9	45.1	28,342.8	4.3	305,065.8	0.0
1998	546,384.4	-3.6	408,123.5	4.4	78,819.8	-28.6	26,658.4	-56.1	16,934.2	-40.3	279,004.8	-8.5
1999	513,328.9	-6.0	343,619.3	-15.8	101,868.6	29.2	36,104.7	35.4	19,526.7	15.3	269,979.5	-3.2
2000	506,529.9	-1.3	327,502.8	-4.7	100,654.3	-1.2	42,597.9	18.0	25,732.6	31.8	276,424.3	2.4
2001	469,077.0	-7.4	311,424.8	-4.9	77,472.1	-23.0	29,045.1	-31.8	16,200.3	-37.0	256,646.1	-7.2
2002	505,848.9	7.8	307,516.2	-1.3	108,404.2	39.9	39,813.8	37.1	22,141.4	36.7	307,063.2	19.6
Δ% 1991-2002		-30.1		-49.7		15.4		31.5		-31.4		92.6
Año	Cuentas de resultados											
	Pasivo Circulante	Δ%	Patrimonio o Capital Contable	Δ%	Ventas netas	Δ%	Costo de ventas	Δ%	Gastos de Operación	Δ%	Resultado Neto	Δ%
1991	43,935.4		563,778.8		282,819.4		243,651.5		28,835.0		15,477.2	
1992	56,492.1	28.6	481,943.4	-14.5	276,726.8	-2.2	232,689.2	-4.5	32,634.1	13.2	14,039.3	-9.3
1993	66,303.7	17.4	417,877.1	-13.3	240,426.3	-13.1	198,845.5	-14.5	35,827.5	9.8	11,514.0	-18.0
1994	84,258.0	27.1	428,199.1	2.5	243,157.8	1.1	208,327.6	4.8	36,165.8	0.9	11,536.7	0.2
1995	100,989.3	19.9	341,693.6	-20.2	342,466.4	40.8	294,056.0	41.2	33,861.9	-6.4	27,228.0	136.0
1996	124,919.4	23.7	312,069.7	-8.7	396,478.2	15.8	337,958.1	14.9	32,637.6	-3.6	32,864.4	20.7
1997	100,390.9	-19.6	261,871.9	-16.1	356,614.8	-10.1	314,964.9	-6.8	34,202.1	4.8	12,884.8	-60.8
1998	70,864.3	-29.4	267,378.1	2.1	260,747.3	-26.9	227,889.2	-27.6	33,444.3	-2.2	3,769.3	-70.7
1999	86,027.8	21.4	243,249.4	-9.0	281,165.3	7.8	253,989.8	11.5	30,558.7	-8.6	-1,182.7	-131.4
2000	90,061.4	4.7	230,105.6	-5.4	415,738.3	47.9	379,095.1	49.3	36,217.4	18.5	-3,001.9	-153.8
2001	62,001.2	-31.2	212,430.8	-7.7	345,166.8	-17.0	312,161.5	-17.7	34,787.9	-3.9	-9,693.6	-222.9
2002	85,646.2	38.1	198,785.7	-6.4	340,049.3	-1.5	307,020.3	-1.6	36,924.3	6.1	-15,410.5	-59.0
Δ% 1991-2002		94.9		-64.7		20.2		26.0		28.1		-199.6

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX anuario estadístico 2003 y anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

CUADRO 11. PEMEX Perfil Crediticio 2001.

Ratings	Pemex	Exxon	Mobile BP	Amoco	Chevron	Texaco	Conoco	Phillips
S&P	BB+	AAA	AA+	AA	A+	A-	BBB	
Moody's	Baa3	Aaa	Aa1	Aa2	A1	A3	Aaa1	
Datos de operación								
Reservas(Bboe)	34.1	21.3	11.9	6.3	4.8	2.5	4.1	
Porcentaje de gas años promedio de producción	26	44	43	24	28	40	33	
	24	13.3	11.8	11.2	10.3	11	13.4	

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas. Subgerencia de Financiamientos y Análisis de Mercado.

CUADRO 12. Inversión Física Presupuestaria e Inversión en el Sector Eléctrico (millones de pesos de 2002)

Año	Total	% crec.	Fujos destinados de inversión financiada de CFE				% de la inversión total		Inversión total y financiada		
			CFE	% crec.	LFC	% crec.	% crec.	total	% crec.		
1990	31,026.2		27,812.7		3,213.5				31,026.2		
1991	31,545.8	1.7	28,441.6	2.3	3,104.2	-3.4			31,545.8	1.7	
1992	29,984.5	-4.9	27,443.1	-3.5	2,541.4	-18.1			29,984.5	-4.9	
1993	25,413.4	-15.2	23,356.5	-14.9	2,056.9	-19.1			25,413.4	-15.2	
1994	24,888.0	-2.1	22,402.4	-4.1	2,485.6	20.8			24,888.0	-2.1	
1995	19,128.4	-23.1	17,027.3	-24.0	2,101.1	-15.5			19,128.4	-23.1	
1996	17,369.1	-9.2	15,097.1	-11.3	2,272.0	8.1			17,369.1	-9.2	
1997	22,547.7	29.8	19,962.3	32.2	2,585.4	13.8	6,442.7	28.6	28,990.4	66.9	
1998	22,633.6	0.4	19,664.6	-1.5	2,969.0	14.8	10,732.0	66.6	47.4	33,365.6	15.1
1999	22,681.4	0.2	19,088.7	-2.9	3,592.7	21.0	15,086.6	40.6	66.5	37,768.0	13.2
2000	22,711.2	0.1	19,030.4	-0.3	3,680.8	2.5	14,497.0	-3.9	63.8	37,208.2	-1.5
2001	18,817.1	-17.1	15,292.5	-19.6	3,524.6	-4.2	18,440.0	27.2	98.0	37,257.1	0.1
2002	16,291.2	-13.4	14,271.3	-6.7	2,019.9	-42.7	32,155.7	74.4	197.4	48,446.9	30.0
		-47.5		-48.7		-37.1		399.1			67.1

La inversión financiada son obras cuya ejecución se encomienda a empresas de los sectores privado y social, previa licitación pública. Dichas empresas sociales y privadas llevan a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de las entidades públicas y cubren el costo de los proyectos durante el periodo de construcción.

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 13. Balance General CFE (Millones de pesos)

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	109,883	123,856	137,658	181,311	282,522	296,072	324,228	408,530	465,645	499,543	519,377	537,362
Fijo	86,536	96,824	107,710	146,312	235,608	277,058	301,710	373,575	419,627	444,585	464,996	473,314
Circulante	6,380	8,399	8,554	10,548	12,463	17,361	20,613	26,536	36,935	40,794	42,237	52,782
Inversiones y cuentas por cobrar	16,653	18,172	20,810	23,342	33,467	690	931	1,097	1,392	1,693	1,756	1,731
Otros saldos deudores	314	461	584	1,109	984	963	974	989	2,110	2,208	1,675	1,670
Activo intangible (D-3)	0	0	0	0	0	0	0	6,333	5,581	10,263	8,713	7,865
Pasivos y patrimonio	109,883	123,856	137,658	181,311	282,522	296,072	324,228	408,530	465,645	499,543	519,377	537,362
Pasivos	8,026	10,949	11,751	40,379	58,358	60,324	58,774	106,518	115,960	130,424	137,061	149,275
A corto plazo	4,275	5,384	4,614	9,893	11,040	15,526	18,962	22,019	25,594	27,946	28,470	32,123
A largo plazo	3,320	5,035	6,814	29,527	46,527	43,819	38,427	43,603	38,882	32,752	27,230	27,405
Reservas	431	530	647	807	791	979	1,365	40,896	51,484	69,727	81,381	89,747
Patrimonio	101,857	112,907	125,907	140,932	224,164	235,748	265,454	302,012	349,685	369,119	382,295	388,087

Fuente: Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 14. Balance General CFE (porcentaje con respecto a activos)

Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Activos	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Fijo	78.75	78.17	78.24	80.70	83.39	93.58	93.05	91.44	90.12	89.00	89.53	88.08
Circulante	5.81	6.78	6.21	5.82	4.41	5.86	6.36	6.50	7.93	8.17	8.13	9.82
Inversiones y cuentas por cobrar	15.16	14.67	15.12	12.87	11.85	0.23	0.29	0.27	0.30	0.34	0.34	0.32
Otros saldos deudores	0.29	0.37	0.42	0.61	0.35	0.33	0.30	0.24	0.45	0.44	0.32	0.31
Activo intangible (D-3)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.55	1.20	2.05	1.68	1.46
Pasivos y patrimonio	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Pasivos	7.30	8.84	8.54	22.27	20.66	20.37	18.13	26.07	24.90	26.11	26.39	27.78
A corto plazo	3.89	4.35	3.35	5.46	3.91	5.24	5.85	5.39	5.50	5.56	5.48	5.98
A largo plazo	3.02	4.07	4.95	16.29	16.47	14.80	11.85	10.67	8.35	6.55	5.24	5.10
Reservas	0.39	0.43	0.47	0.45	0.28	0.33	0.42	10.01	11.06	13.95	15.67	16.70
Patrimonio	92.70	91.16	91.46	77.73	79.34	79.63	81.87	73.93	75.10	73.89	73.61	72.22

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 15. Principales Cuentas de los Estados Financieros de CFE.
(millones de pesos de 2002)

Año	Cuentas de Situación Financiera										Cuentas de resultado														
	Activo Total	Δ%	Activo Fijo	Δ%	Activo Circulante	Δ%	Cuentas	Δ%	Pasivo total	Δ%	Pasivo Circulante	Δ%	Patrimonio + Capital Contable	Δ%	Ventas netas	Δ%	Costo de ventas	Δ%	Costos de Operación	Δ%	Resultado Neto	Δ%			
1991	57,993		41,610		5,147.3		1,651.5		31,189.4		39,373.5		17,488.9		48,555.8		7,711.5		5,604.4		5,164.0		9276.6		
1992	54,888	-24	39,388	-23	5,208.0	20	1,281.6	-78	27,591.3	-11.5	46,588.8	178	20,022.9	145	48,481.0	-40	77,284.7	08	5,911.2	06	5,402.2	64	-47,059	-448	
1993	54,438	18	40,344	2.5	4,770.3	-82	1,024.3	-187	23,282.2	-15.6	40,586.6	68	21,352.2	66	49,882.2	1.3	78,242.4	12	5,470.0	5.4	5,481.1	49	52.06	-1013	
1994	64,199	22.4	51,842.0	28.9	5,499.8	3.5	769.9	-25.4	25,388.3	88	45,475.5	188.7	33,592.2	57.4	58,724.7	4.9	81,579.9	3.0	5,629.1	5.4	6,411.0	175	-1,000.1	-1217	
1995	76,742	15.7	62,345.5	19.7	4,624.0	-10.1	1,190.1	46.6	25,519.4	06	15,989.2	86	29,327.0	-127	59,385.0	17.8	79,504.8	-1.3	6,620.5	15.4	7,473.5	168	17,687.7	-1,723	
1996	90,321.6	-22.1	58,999.3	-12.3	4,752.2	-5.4	1,170.6	46	21,977.8	-17.8	12,156.0	-23.9	30,588.2	43	49,075.6	-21.7	85,480.0	7.5	7,261.2	8.3	7,981.1	61	15,748.8	-11.1	
1997	54,961	-92	47,606	-8.5	3,713.1	-18.4	1,204.6	10.3	13,763.3	-36.2	9,063.0	-19.2	30,937.6	11	47,883.9	-6.6	94,401.1	10.5	7,271.0	5.9	8,303.3	5.4	367.9	-97.7	
1998	81,465	87	51,675	6.8	3,309.6	10.1	1,277.8	-1.0	13,989.0	41	15,175.5	56.3	31,281.1	1.1	42,739.0	-1.9	103,849.0	100	7,756.0	3.2	9,748.4	166	-1,253.6	-40.7	
1999	87,802	-23	51,153.7	-3.7	4,159.9	20.0	1,148.6	10.5	13,741.5	-1.3	14,041.6	-7.0	30,665.7	-3.9	46,788.6	-0.7	100,137.9	-3.6	7,733.7	-6.3	8,624.4	-11.6	11,172.4	-99.12	
2000	86,929	-19	46,573.6	-3.2	4,589.7	-3.3	1,321.3	15.5	13,555.8	-1.4	14,499.4	3.2	30,607.2	1.8	41,453.4	-3.6	108,072.6	7.9	9,138.9	23.9	8,783.3	2.1	6,872.2	-2.8	
2001	84,616	-22	48,293.6	-1.7	4,494.7	-2.2	1,483.6	9.3	13,156.0	-2.9	14,987.9	-1.0	29,501.0	-3.6	40,628.8	-2.6	106,171.4	-1.8	8,353.3	-4.4	9,748.1	108	6,444.9	-0.9	
2002	87,684	0.5	47,144.2	-2.1	5,265.8	18.3	1,876.9	30.1	14,926.6	13.3	18,016.4	25.1	30,201.4	2.4	37,487.9	-8.3	117,852.0	11.0	8,112.4	2.0	11,576.1	188	-2,218.7	13.2	
Δ 1991-2002		18		18.8		-0.7		37.6		-32.2		37.6		72.6		-26.3		38.4		72.7		124.2		-123.8	

Fuente: Elaboración propia con datos de HEM, Anuario estadístico 2002 y año estadístico del III Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 16. Principales Indicadores Financieros de CFE.

(Porcentajes)										
Año	Financieros				Eficiencia y Liquidez				Rentabilidad y Rotación	
	Resultado neto/ventas	Costo de ventas/ventas	Costo de Operación / ventas	Costo total/ventas	Solvencia inmediata (1)	Capacidad inmediata de pago(2)	Vitalidad del capital propio(3)	Liquidez de las ventas netas(4)	Utilidades a capital propio o patrimonio(5)	Rotación de inventarios (6)
1991	12.10	67.29	6.73	72.02	3.04	1.26	0.15	1.44	0.02	0.41
1992	-527.43	67.16	7.11	74.27	2.71	1.33	0.16	1.43	-0.85	0.36
1993	6.73	69.91	6.96	76.87	2.33	1.24	0.16	1.57	0.01	0.30
1994	-1.35	71.52	7.94	79.46	1.53	0.78	0.16	1.56	0.00	0.31
1995	22.26	83.67	9.40	93.07	1.58	0.71	0.13	1.72	0.03	0.32
1996	18.41	84.30	9.28	93.58	1.43	0.74	0.18	1.95	0.03	0.25
1997	0.39	80.80	8.86	89.66	1.15	0.72	0.22	2.64	0.00	0.14
1998	-1.21	75.79	9.39	85.18	1.26	0.81	0.24	2.64	0.00	0.13
1999	11.16	73.63	8.61	82.24	1.57	1.11	0.23	2.12	0.03	0.14
2000	5.91	84.51	8.14	92.66	1.49	1.05	0.26	2.37	0.02	0.13
2001	6.07	82.28	9.18	91.46	1.51	1.07	0.26	2.38	0.02	0.12
2002	-4.67	75.61	9.82	85.44	1.75	1.25	0.32	2.23	-0.01	0.13

Año	Rentabilidad y Rotación			Estructura Financiera						
	Recuperación de cuentas por cobrar(7)	Rentabilidad de la inversión en activos fijos(8)	Eficiencia en producción y distribución (9)	Utilidad antes de impuestos / ventas	Impuestos y derechos/ventas	Utilidad antes de impuestos / activos fijos	Dependencia económica(10)	Propiedad de la inversión total(11)	Propiedad del capital o patrimonio(12)	
1991	5.62	0.02	0.74	25.98	0.14	0.05	0.08	0.93	1.24	
1992	6.14	-1.04	0.74	25.73	5.53	0.05	0.10	0.91	1.22	
1993	7.65	0.01	0.77	23.12	0.16	0.04	0.10	0.91	1.21	
1994	10.56	0.00	0.79	20.54	0.22	0.03	0.29	0.78	0.98	
1995	7.11	0.03	0.93	6.93	-0.15	0.01	0.26	0.79	0.97	
1996	7.30	0.03	0.94	6.42	-0.12	0.01	0.26	0.80	0.86	
1997	7.32	0.00	0.90	10.35	0.10	0.02	0.22	0.82	0.88	
1998	8.13	0.00	0.85	14.82	0.16	0.03	0.35	0.74	0.81	
1999	8.76	0.02	0.82	17.76	0.07	0.03	0.33	0.75	0.83	
2000	8.18	0.01	0.92	7.34	0.01	0.02	0.35	0.74	0.83	
2001	7.35	0.01	0.91	8.54	0.02	0.02	0.36	0.74	0.82	
2002	6.27	-0.01	0.85	14.56	0.16	0.04	0.49	0.67	0.77	

Fuente: Elaboración propia con datos del anexo estadístico del III Informe de Gobierno 2003.

CUADRO 17. Capacidad Instalada en México 2002.

	MW	%
CFE	36,238	83.2
LFC	827	2.0
PEMEX	1,822	4.2
PIE	2,446	5.6
Autoabastecimiento y Cogeneración	2,201	5.0
Total(%)	43,534	100

CUADRO 18. Propuesta de Financiamiento.

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rendimiento antes de impuestos	32,598.00	45,150.00	47,449.00	58,177.00	99,047.00	160,600.00	166,618.00	140,299.00	187,669.00	274,057.00	230,703.00	263,098.00
Impuestos al 78	25,426.44	35,217.00	37,010.22	45,378.06	77,256.66	125,268.00	129,962.04	109,433.22	146,381.82	213,764.46	179,948.34	205,216.44
Diferencia	7,171.56	9,933.00	10,438.78	12,798.94	21,790.34	35,332.00	36,655.96	30,865.78	41,287.18	60,292.54	50,754.66	57,881.56
DIF* tasa de retorno activos	11,044.20	15,296.82	16,075.72	19,710.37	33,557.12	54,411.28	56,450.18	47,533.30	63,582.26	92,850.51	78,162.18	89,137.60
tasa de retorno de activos	1.54											
Rendimiento estimado	32,598.00	56,194.20	62,745.82	74,252.72	118,757.37	194,157.12	221,029.28	196,749.18	235,202.30	337,639.26	323,553.51	341,260.18
Impuestos y derechos estimados	24,448.50	43,831.48	48,941.74	57,917.12	92,630.75	151,442.56	172,402.84	153,464.36	183,457.79	263,358.62	252,371.74	266,182.94
Impuestos y derechos reales		41,837.00	44,424.00	54,851.00	92,587.00	144,972.00	159,485.00	151,887.00	208,826.00	293,767.00	263,463.00	293,590.00
Impuestos estimados - impuestos reales		1,994.48	4,517.74	3,066.12	43.75	6,470.56	12,917.84	1,577.36	-25,368.21	-30,408.38	-11,091.26	-27,407.06
Inversión est./util. Ante de Imp.	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00
Inv. Real(con pidierege) y util antes de imp.		20.06	17.85	17.20	15.99	16.06	21.98	37.90	28.36	27.74	33.18	31.35

Cuadro 19. PEMEX ESTADO DE RESULTADOS

	(MILLONES DE PESOS)											
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ingresos	57,780	77,740	84,202	100,300	161,546	235,820	269,507	265,749	344,979	478,688	457,385	487,358
Ventas nacionales	33,066	51,068	56,503	64,117	92,125	130,844	165,342	184,781	226,137	292,880	303,583	314,271
Exportaciones	24,712	25,935	26,288	31,043	65,184	101,149	98,688	72,206	108,677	175,387	141,477	167,166
Otros		737	1,411	5,140	4,237	3,827	5,477	8,762	10,165	10,421	12,055	5,921
Costos de Operación	35,181	32,590	36,753	42,123	62,499	75,220	102,889	125,450	157,310	204,631	226,682	224,260
Costo de ventas	20,342	24,775	27,367	30,391	49,072	57,606	79,693	93,176	113,513	153,060	165,315	157,803
Gastos de distribución	3,523	4,219	3,444	4,082	4,497	4,881	7,417	9,606	10,868	10,609	13,588	14,962
gastos de administración	2,369	3,482	5,984	6,071	5,810	11,662	13,427	17,651	21,076	26,973	28,025	32,143
Costo financiero neto	-473	-125	-210	852	-1,052	-773	878	2,894	7,156	6,652	13,104	13,773
Otros gastos	-579	242	168	727	1,472	1,844	1,474	2,126	4,697	5,337	6,650	5,579
Rendimiento antes de impuestos	32,598	45,150	47,449	58,177	99,047	160,600	166,618	140,299	187,669	274,057	230,703	263,098
Impuestos y derechos	29,437	30,136	26,974	33,054	74,884	125,205	121,757	86,033	120,477	224,211	168,264	179,099
IBPS	11,701	11,701	17,450	21,797	17,703	19,767	37,728	65,854	88,349	69,556	95,199	114,491
Total impuestos y derechos	41,837	41,837	44,424	54,851	92,587	144,972	159,485	151,887	208,826	293,767	263,463	293,590
Rendimiento neto	3,162	3,313	3,025	3,326	6,460	15,628	7,133	-11,588	-21,157	-19,710	-34,091	-30,492

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

CUADRO 20. PEMEX. ESTADO DERESULTADOS. Porcentajes con respecto a ingresos totales

		%											
		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Ingresos		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	Ventas nacionales	57.23	65.69	67.10	63.93	57.03	55.48	61.35	69.53	65.55	61.18	66.37	64.48
	Exportaciones	42.77	33.36	31.22	30.95	40.35	42.89	36.62	27.17	31.50	36.64	30.93	34.30
	Otros	0.00	0.95	1.68	5.12	2.62	1.62	2.03	3.30	2.95	2.18	2.64	1.21
Costos de Operación		43.58	41.92	43.65	42.00	38.69	31.90	38.18	47.21	45.60	42.75	49.56	46.02
	Costo de ventas	35.21	31.87	32.50	30.30	30.38	24.43	29.57	35.06	32.90	31.97	36.14	32.38
	Gastos de distribución	6.10	5.43	4.09	4.07	2.78	2.07	2.75	3.61	3.15	2.22	2.97	3.07
	gastos de administración	4.10	4.48	7.11	6.05	3.60	4.95	4.98	6.64	6.11	5.63	6.13	6.60
	Costo financiero neto	-0.82	-0.16	-0.25	0.85	-0.65	-0.33	0.33	1.09	2.07	1.39	2.86	2.83
	Otros gastos	-1.00	0.31	0.20	0.72	0.91	0.78	0.55	0.80	1.36	1.11	1.45	1.14
Rendimiento antes de impuestos		56.42	58.08	56.35	58.00	61.31	68.10	61.82	52.79	54.40	57.25	50.44	53.98
	Impuestos y derechos	50.95	38.77	32.03	32.96	46.35	53.09	45.18	32.37	34.92	46.81	36.79	36.75
	IEPS	0.00	15.05	20.72	21.73	10.96	8.38	14.00	24.78	25.61	14.53	20.81	23.49
Total impuestos y derechos		0.00	53.82	52.76	54.69	57.31	61.48	59.18	57.15	60.53	61.37	57.60	60.24
Rendimiento neto		5.47	4.26	3.59	3.32	4.00	6.63	2.65	-4.36	-6.13	-4.12	-7.45	-6.26

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX. Anuario estadístico 2003.

CUADRO 21. Generación Neta de Energía.(Gigawatts-Hora)

Año	Total	CFE	%	LFC	%	Privada	%
1980	64,244.0	56,565.0	88.0	2,591.0	4.0	5,088.0	7.9
1985	90,412.0	80,348.0	88.9	2,012.0	2.2	8,052.0	8.9
1990	117,093.0	106,840.0	91.2	1,821.0	1.6	8,432.0	7.2
1991	121,355.5	111,070.1	91.5	1,735.4	1.4	8,550.0	7.0
1992	124,569.0	114,469.0	91.9	1,514.0	1.2	8,586.0	6.9
1993	129,285.9	119,088.9	92.1	1,447.0	1.1	8,750.0	6.8
1994	139,671.2	128,814.2	92.2	1,657.0	1.2	9,200.0	6.6
1995	144,737.8	134,964.8	93.2	1,479.0	1.0	8,294.0	5.7
1996	154,157.1	143,683.1	93.2	1,869.0	1.2	8,605.0	5.6
1997	163,381.2	152,728.2	93.5	1,519.0	0.9	9,134.0	5.6
1998	172,752.1	161,306.1	93.4	1,937.0	1.1	9,509.0	5.5
1999	182,857.6	169,755.6	92.8	1,785.0	1.0	11,317.0	6.2
2000	194,872.3	180,572.3	92.7	1,390.0	0.7	12,910.0	6.6
2001	200,028.6	181,308.6	90.6	1,595.0	0.8	17,125.0	8.6
2002	208,034.7	171,843.7	82.6	1,534.0	0.7	34,657.0	16.7

Se refiere a la energía eléctrica registrada en las terminales de los generadores de plantas termoelectricas y fuentes alternas.

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 22. Generación Bruta de Energía.(Gigawatts-Hora)

Año	Total	CFE	%	LFC	%	Privada	%
1980	13,676.0	5,917.0	43.3	2,671.0	19.5	5,088.0	37.2
1985	93,404.0	83,249.4	89.1	2,102.6	2.3	8,052.0	8.6
1990	119,757.0	112,423.8	93.9	1,901.2	1.6	5,432.0	4.5
1991	126,962.3	116,614.3	91.8	1,798.0	1.4	8,550.0	6.7
1992	130,283.0	120,131.0	92.2	1,566.0	1.2	8,586.0	6.6
1993	135,316.5	125,083.5	92.4	1,483.0	1.1	8,750.0	6.5
1994	146,721.9	135,806.9	92.6	1,715.0	1.2	9,200.0	6.3
1995	150,637.9	140,819.9	93.5	1,524.0	1.0	8,294.0	5.5
1996	160,493.3	149,970.3	93.4	1,918.0	1.2	8,605.0	5.4
1997	170,519.1	159,831.1	93.7	1,554.0	0.9	9,134.0	5.4
1998	180,491.1	168,981.1	93.6	2,001.0	1.1	9,509.0	5.3
1999	192,233.9	179,068.9	93.2	1,848.0	1.0	11,317.0	5.9
2000	204,335.5	189,995.5	93.0	1,430.0	0.7	12,910.0	6.3
2001	209,641.1	190,881.1	91.1	1,635.0	0.8	17,125.0	8.2
2002	217,413.4	181,172.4	83.3	1,584.0	0.7	34,657.0	15.9

Se refiere a la energía eléctrica registrada en las terminales de los generadores de plantas termoelectricas y fuentes alternas.

Fuente: Elaboración Propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 23. PEMEX Reservas y Producción de Hidrocarburos totales.
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Año	Total	Años de producción
1980	60,126	
1985	70,900	
1990	66,450	53
1991	65,500	52
1992	65,000	50
1993	65,050	50
1994	64,516	49
1995	63,220	48
1996	62,058	48
1997	60,900	43
1998	60,160	39
1999	57,741	41
2000	58,204	38
2001	56,154	38
2002	52,951	35

Fuente: Elaboración propia con datos del Segundo Informe de gobierno 2002..

CUADRO 24. Comparaciones Internacionales.
Reservas Probadas de Petróleo Crudo.
Principales países, al 1 de enero 2003.

	País	Millones de Bariles
1	Arabia Saudita	259,300
2	Canadá	180,021
3	Irak	112,500
4	Emiratos Árabes	97,800
5	Kuwait	94,000
6	Irán	89,700
7	Venezuela	77,800
8	Rusia	60,000
9	Libia	29,500
10	Nigeria	24,000
11	Estados Unidos	22,446
12	China	18,250
13	México	17,196
14	Katar	15,207
15	Noruega	10,265

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 25. Reservas Probadas de Gas Natural.
Principales países, al 1 de enero 2003.**

		Billones de pies cúbicos
1	Rusia	1,953
2	Irán	812
3	Katar	509
4	Arabia Saudita	224
5	Emiratos Árabes	212
6	Estados Unidos	183
7	Argelia	160
8	Venezuela	148
9	Nigeria	124
10	Irak	110
11	Indonesia	93
12	Australia	90
13	Noruega	77
14	Malasia	75
15	Holanda	62
16	Canadá	60
17	Egipto	59
18	China	53
19	Kuwait	52
20	Libia	46
21	Omán	29
22	Argentina	27
23	India	27
24	Paquistán	26
25	Reino Unido	25
26	Bolivia	24
27	Trinidad y Tobago	23
28	Yemen	17
29	México	15
30	Bumei	14

Fuente: PEMEX Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 26. Producción de Petróleo Crudo.
Principales Países, 2002.**

	País	Miles de Barriles diarios
1	Arabia Saudita	7,509
2	Rusia	7,405
3	Estados Unidos	5,817
4	Irán	3,430
5	China	3,394
6	México	3,177
7	Noruega	3,148
8	Reino Unido	2,306
9	Venezuela	2,285
10	Canadá	2,185
11	Irak	2,014
12	Emiratos Árabes	1,995
13	Nigeria	1,945
14	Kuwait	1,879
15	Brasil	1,458

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 27. Producción de Gas Natural.
Principales Países, 2002.**

	País	MMpcd
1	Rusia	65520
2	Estados Unidos	55219
3	Canadá	20080
4	Reino Unido	10466
5	Argelia	7268
6	Holanda	6879
7	Noruega	6295
8	Indonesia	5715
9	México	4423
10	Irán	4277
11	Arabia Saudita	4099
12	Malasia	4027
13	Argentina	3700
14	Emiratos Árabes	3634
15	Australia	3273

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 28. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de petróleo Cr
2002(Incluye líquidos del gas)**

	Empresa	País	Miles de barriles diarios
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	8301
2	NIOC	Irán	3773
3	PEMEX	México	3560
4	PDVSA	Venezuela	3000
5	Exxon Mobil	Estados Unidos	2542
6	INOC	Irak	2408
7	Royal Dutch/Shell	Holanda/UK	2220
8	PetroChina	China	2092
9	ChevronTexaco	Estados Unidos	1959
10	BP	Reino Unido	1931
11	KPC	Kuwait	1757
12	TotalfinaELF	Francia	1454
13	NNPC	Nigeria	1423
14	Petrobras	Brasil	1379
15	Sonatrach	Argelia	1330

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 29. Principales Empresas Petroleras por nivel de Producción de gas Natural
2001**

	Empresa	País	MMPCD
1	Gazpran	Rusia	49,500
2	Exxon/Mobil	Estados Unidos	10,279
3	Royal Dutch/Shell	Holanda/UK	9,009
4	BP	Reino Unido	8,524
5	Sonatrach	Argelia	7,420
6	NIOC	Irán	5,893
7	Adnoc	Emiratos Arabes	5,786
8	Saudi Aramco	Arabia Saudita	4,747
9	Petramina	Indonesia	4,580
10	PEMEX	México	4,511
11	Chevron Texaco	Estados Unidos	4,417
12	TotalfinaELF	Francia	4,061
13	PDVSA	Venezuela	4,019
14	Petronas	Malasia	3,400
15	ConocoPhillips	Estados Unidos	3,300

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**CUADRO 30. Principales Empresas Petroleras por nivel de Ventas.
2001**

	Empresa	País	Millones de Dólares
1	Exxon/Mobil	Estados Unidos	191,851
2	BP	Reino Unido	174,218
3	Royal Dutch/Shell	Holanda/UK	135,211
4	Chevron Texaco	Estados Unidos	99,699
5	TotalfinaELF	Francia	94,312
6	PEMEX	México	51,178
7	PDVSA	Venezuela	46,250
8	ENI	Italia	44,637
9	China Nat. Pet.	China	41,499
10	Sinopec	China	40,388
11	Repsol YPF	España	39,091
12	Marathon Oil	Estados Unidos	35,041
13	SK	Corea del Sur	33,008
14	ConocoPhillips	Estados Unidos	32,795
15	Statoil	Noruega	26,286

Fuente: PEMEX. Anuario Estadístico 2003.

**Cuadro 31. Costo del barril de petróleo para las principales empresas petroleras
(1999 dólares por barril)**

Pemex	3.79
Exxon/Mobil	4.55
Chevron	5.48
Texaco	6.93
PDVSA*	3.07

* en 1998

Fuente: PIW (Petroleum Industry Weekly) Special Supplement Vol. XXXVIII. No. 51, Diciembre 20 1999.

Pemex. Dirección Corporativa de Finanzas. Subgerencia de Financiamientos y Análisis de Mercado.

**CUADRO 32. Balanza Comercial de PEMEX
(millones de dólares)**

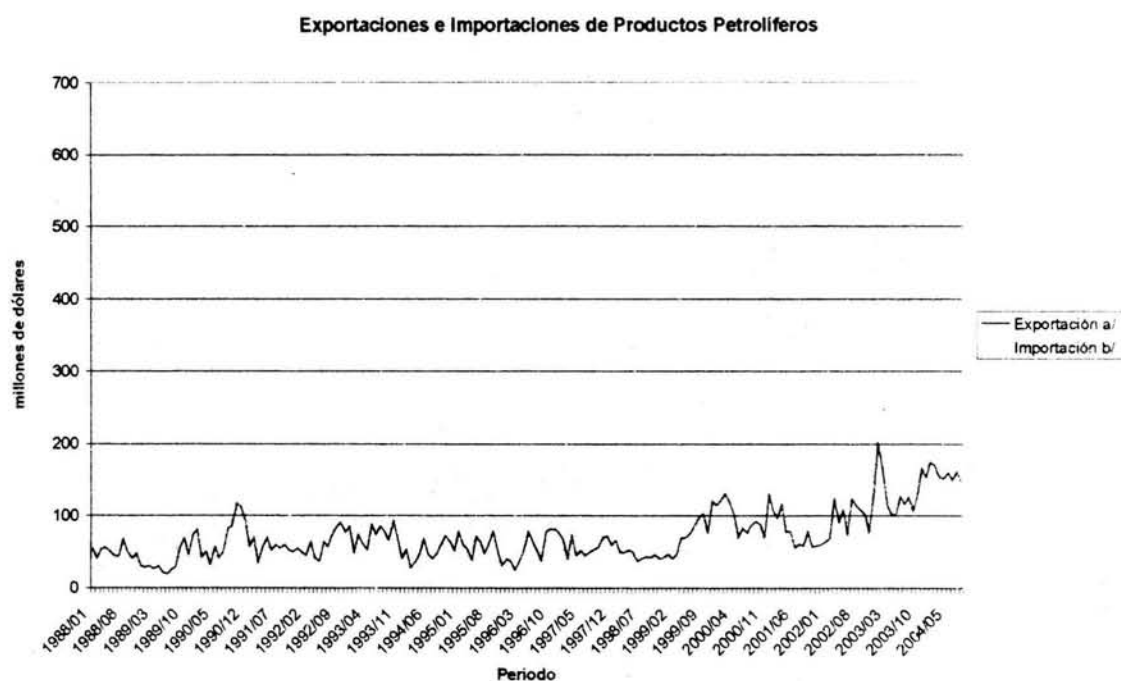
Año	Exportaciones					Importaciones				Saldo
	Total	Crudo	Petrolíferos y gas licuado	Gas Natural	Petroquímicos	Total	Gas Natural	Petrolíferos y Gas licuado	Petroquímicos	
1980	10,415.1	9,449.3	390.7	449.8	125.3	766.0		243.1	522.9	9,649.1
1985	14654	13,304.5	1,220.4		129.1	1,059.5	5.8	480.5	572.8	13,594.5
1990	9946.7	8,899.8	745.6		301.3	969.9	31.0	847.0	91.9	8,976.8
1991	8166.5	7,286.1	531.8		348.6	1,253.6	106.4	1,042.0	105.2	6,912.9
1992	8344.7	7,448.4	575.0		321.6	1,560.2	175.2	1,247.3	137.7	6,784.5
1993	7458.4	6,441.0	661.0	3.4	353.0	1,444.9	77.5	1,340.5	26.9	6,013.5
1994	7,517.0	6,624.0	410.3	14.8	467.9	1,465.0	82.2	1,325.7	57.1	6,052.0
1995	8400.6	7,479.6	511.6	12.4	397.0	1,205.7	99.1	1,074.4	32.2	7,194.9
1996	11608.5	10,704.0	583.9	31.8	288.8	1,642.1	67.1	1,550.0	24.9	9,966.4
1997	11209.5	10,340.0	645.3	37.0	187.1	2,666.0	107.9	2,506.3	51.8	8,543.5
1998	7142.2	6,465.6	526.9	30.9	118.8	2,231.9	121.7	2,089.5	20.7	4,910.3
1999	9914.2	8,858.9	832.8	114.3	108.4	2,669.6	132.2	2,511.5	25.9	7,244.6
2000	16300.4	14,887.0	1,118.9	48.8	245.7	4,699.5	366.5	4,261.0	72.0	11,600.9
2001	12611.7	11,592.2	858.8	47.8	112.9	4,094.2	423.8	3,641.8	28.6	8,517.5
2002	13375.2	12,225.1	1,035.1	4.0	111.0	2,569.9	832.0	1,692.6	45.3	10,805.3

Fuente: Elaboración propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.

CUADRO 33. Producto Interno Bruto de las Industrias Petrolera y Eléctrica. (porcent

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Industria Petrolera	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.2
Industria Eléctrica	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	1.5	1.5

Fuente: Elaboración propia con datos del Segundo Informe de Gobierno 2002.



Fuente: Elaboración Propia con datos de INEGI. (las exportaciones Incluyen pentanos y las importaciones gas natural equivalente a combustóleo.

