



01178

2
2y.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCENARIOS DE MITIGACIÓN DE CO₂
EN MÉXICO: CASO COGENERACIÓN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA
(E N E R G É T I C A)

P R E S E N T A

ISRAEL JÁUREGUI NARES



DIRECTOR DE TESIS DRA. CLAUDIA SHEINBAUM PARDO

MÉXICO, D. F.

1998

258507

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

AGRADEZCO:

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
por haberme brindado sus instalaciones y todas las facilidades
en la realización de mis estudios de posgrado.

A los Maestros de la DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
de la FACULTAD DE INGENIERÍA por brindarme
sus experiencias y conocimientos.

A la Dra. CLAUDIA SHEINBAUM PARDO por
su valiosa dirección y dedicación que me
llevó a concluir el presente trabajo.

A DIOS:

Por darme la oportunidad de seguir adelante y por que sé, que el día de hoy, no pasará nada que El y yo juntos no podamos superar.

A MIS PADRES:

Por su gran ejemplo de lucha, por todo su apoyo, confianza y amor a lo largo de mi vida.

A MIS ABUELOS:

Por su gran paciencia y fortaleza que me alientan a ser mejor cada día.

A MIS HERMANOS:

Con quienes he tenido la dicha de convivir toda mi vida para que sigamos siempre unidos.

A MIRIAM TELLEZ:

Por su paciencia, amor y por ser alguien especial en mi vida.

A MIS COMPAÑEROS DE CONAE Y AMIGOS:

Porque con su confianza, amistad y cariño hacen la vida más grata.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS

LISTA DE FIGURAS

	Página
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. PERFIL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MÉXICO (1965 - 1995)	
1. El consumo de energía en México.....	3
1.1 Demanda de energía final total por tipo de energético.....	5
1.2 Demanda de energía final por sectores.....	6
1.3 Oferta de energía estatal.....	7
1.4 Oferta de energía privada.....	9
CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DEL AÑO BASE (1990)	
2. Características del año base.....	11
2.1 Sector agropecuario.....	13
2.2 Sector comercial.....	13
2.3 Sector público.....	14
2.4 Sector residencial.....	14
2.5 Sector industrial.....	17
2.6 Sector transporte.....	22
CAPÍTULO 3. LA COGENERACIÓN EN MÉXICO	
3. Cogeneración.....	24
3.1 Autoabastecimiento, pequeña producción y cogeneración.....	25
3.2 Ventajas de la cogeneración.....	26
3.3 Sistemas de cogeneración.....	28
3.4 Potencial de cogeneración.....	29

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

4.	Metodología	32
4.1	El modelo de optimización (STAIR - ETO)	33
4.2	La función de costo	34
4.3	El costo del carbón mitigado.....	36
4.4	Metodología de estimación del potencial de cogeneración.....	37

CAPÍTULO 5. ESCENARIOS (1990 - 2005)

5.	Escenarios.....	41
5.1	Escenario base	41
5.2	Consideraciones de los escenarios base	44
5.3	Escenarios de mitigación "Cogeneración"	47
5.4	Consideraciones de los escenarios de mitigación	49

CAPÍTULO 6. RESULTADOS DEL ESTUDIO

6.	Resultados	51
6.1	Escenario base	52
6.2	Resultados de los escenarios de mitigación.....	57

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.	Conclusiones	60
7.1	Escenario base	61
7.2	Escenarios de mitigación.....	61
7.3	Conclusiones generales.....	69
7.4	Recomendaciones.....	71

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
----------------------------------	----

APÉNDICES	77
-----------------	----

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Potencia instalada y programada, CFE	9
Tabla 2. Autogeneración de energía eléctrica por rama industrial	9
Tabla 3. Capacidad instalada para autogeneración por rama industrial.....	10
Tabla 4. Potencial nacional de cogeneración	30
Tabla 5. Potencial nacional de cogeneración industrial por rama	30
Tabla 6. Desarrollo estimado de la cogeneración en México al año 2006	31
Tabla 7. Eficiencias para el primer caso de cogeneración	38
Tabla 8. Eficiencias para el segundo caso de cogeneración	39
Tabla 9. Crecimiento del PIB para el escenario base.....	41
Tabla 10. Coeficientes de emisión.....	44
Tabla 11. Tasa de crecimiento anual para población y vivienda	45
Tabla 12. Población y vivienda	45
Tabla 13. Escenarios de crecimiento del PIB	46
Tabla 14. Estructura del PIB.....	46
Tabla 15. Estructura del PIB industrial	46
Tabla 16. Estructura del PIB manufacturero.....	47
Tabla 17. Descripción de los escenarios de mitigación.....	49
Tabla 18. Coeficientes de emisión para la cogeneración	50
Tabla 19. Demanda final de energía.....	52
Tabla 20. Emisiones de bióxido de carbono en el escenario base.....	54
Tabla 21. Potencial de cogeneración.....	55
Tabla 22. Diversificación de la generación eléctrica incluyendo cogeneración.....	56
Tabla 23. Consumo total de energía en los escenarios de cogeneración.....	57
Tabla 24. Emisiones totales de CO ₂ de los escenarios de mitigación	58
Tabla 25. Costo total de los escenarios de mitigación.....	59
Tabla 26. Valores incrementales de mitigación y costos del carbón mitigado	69

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Consumo nacional de energía	4
Figura 2. Consumo de energía final total por tipo de combustible.....	5
Figura 3. Consumo de energía final por tipo de combustible	6
Figura 4. Consumo de energía final por sectores (1965-1995)	6
Figura 5. Consumo de energía final por sectores (1995)	7
Figura 6. Capacidad y generación anuales.....	8
Figura 7. Consumo de energía final por sectores (1990)	12
Figura 8. Consumo final total por tipo de combustible (1990)	12
Figura 9. Sector agropecuario, Consumo final por tipo de energético (1990).....	13
Figura 10. Sector comercial, Consumo final por tipo de energético (1990)	14
Figura 11. Sector residencial, Consumo final por tipo de energético (1990).....	15
Figura 12. Sector residencial, Consumo final por uso final (1990).....	15
Figura 13. Sector industrial, Consumo final por tipo de energético (1990).....	18
Figura 14. Sector industrial, Consumo final por rama (1990).....	18
Figura 15. Sector transporte, Consumo final por tipo de energético (1990)	22
Figura 16. Sector transporte, Consumo final por modo de transporte (1990).....	23
Figura 17. Cogeneración Vs. Generación con sistemas convencionales	26
Figura 18. Sistema de cogeneración superior e inferior	28
Figura 19. Sistemas de cogeneración	29
Figura 20. Estructura del marco de análisis de mitigación de gases invernadero	32
Figura 21. Curva incremental del carbón mitigado.....	37
Figura 22. Consumo final de energía por energético en porcentaje (2005)	53
Figura 23. Consumo de energía final por energético (2005)	58
Figura 24. Emisiones de carbón por energético (2005).....	59

Figura 25. Costo total para cubrir la demanda adicional de gas natural para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales	62
Figura 26. Costo total para cubrir la demanda adicional de gas natural para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas y 50 por ciento de las existentes	62
Figura 27. Inversión adicional en refinación para cubrir la demanda de productos petrolíferos para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales.....	63
Figura 28. Inversión adicional en refinación para cubrir la demanda de productos petrolíferos para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas y 50 por ciento de las existentes	63
Figura 29. Inversión adicional en generación eléctrica para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales.....	64
Figura 30. Inversión adicional en generación eléctrica para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales y 50 por ciento de las existentes	65
Figura 31. Inversión en el sector industrial para escenarios con y sin cogeneración en nuevas plantas industriales	65
Figura 32. Inversión en el sector industrial para escenarios con y sin cogeneración en nuevas plantas industriales y 50 por ciento de las existentes.....	66
Figura 33. Emisiones de bióxido de carbono para escenarios de mitigación.....	67
Figura 34. Emisiones de bióxido de carbono para escenarios incrementales de mitigación.....	67
Figura 35. Curva incremental de costos de mitigación	68

INTRODUCCIÓN

En el año de 1990, México generó cerca de 114 millones de toneladas de emisiones de carbón, tan sólo la producción y uso de la energía comercial representó el 70 por ciento de las emisiones totales nacionales (80 millones de toneladas de carbón). Diversos escenarios indican que de continuar las tendencias actuales, la contribución de México a la emisión de gases con efecto invernadero asociadas al uso de la energía se incrementarán en cerca del 50 por ciento para el año 2005.

En el marco de la Convención Internacional de Cambio Climático Global, celebrada en Brasil (1992), se determinó que es indispensable que cada nación cuente con un inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, así como programas nacionales y medidas que respondan al cambio climático. En particular, después de la Cumbre Mundial, la mayoría de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) se comprometieron a limitar sus emisiones de CO₂ para el año 2000 a no más de las registradas en 1990 para cada país. Debido a la dificultad para alcanzar este acuerdo, se revisaron, en 1997 en la ciudad de Kyoto, Japón, los alcances de los compromisos acordados quedando para el período 2008 al 2012, reducciones en las emisiones de CO₂ respecto al año 1990, como se indica a continuación: Unión Europea 8 por ciento; Estados Unidos de América 7 por ciento; Japón y Canadá 6 por ciento; Rusia, Ucrania y Nueva Zelanda ninguna reducción; algunos países como Australia podrán inclusive aumentar sus emisiones y los países del tercer mundo no se incluyeron en esta etapa para cumplir compromisos adicionales.

México a pesar de ser miembro de la OCDE no se encuentra inscrito en el Anexo 1 por tanto, no está obligado a cumplir con esta difícil tarea, sin embargo, existen presiones para que se comprometa a limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero, por ello, es particularmente importante la determinación de medidas y la evaluación económica y técnica de éstas, además de considerar la necesidad del crecimiento económico del país y la falta de capital para invertir en tecnologías denominadas "limpias".

La justificación del presente trabajo es la de presentar una evaluación del potencial de la cogeneración en México como una tecnología viable para mitigar las emisiones de CO₂ en el año 2005 tomando como base el año de 1990, para ello fue necesario determinar los costos de implementación de esta tecnología y sus impactos en la mitigación de CO₂.

Los escenarios de mitigación considerados contemplan el análisis de cogeneración en cinco ramas industriales, incluyendo cambios en la tecnología actual y en las nuevas plantas de las industrias de fertilizantes, celulosa y papel, química, petroquímica y azúcar. Inicialmente se tenía contemplada además la introducción de esta medida en las ramas de la siderurgia, el vidrio y el cemento, sin embargo, por las características propias de estos procesos e requiere un estudio técnico más detallado para evaluar la posibilidad de la implantación de esta medida.

La base metodológica de este trabajo son los modelos "STAIR" (iniciales de los sectores de uso final de la energía) y ETO "Energy and Technology Options"". Para determinar los requerimientos energéticos para el año 2005 se utiliza el modelo STAIR (Ketoff et al., 1991) que utilizando una metodología de abajo hacia arriba (bottom-up) permite construir escenarios de consumo de energía a futuro. Para la estimación de los costos se utiliza un modelo de programación lineal multisectorial denominado ETO que provee una evaluación económica con base en un modelo de optimización lineal, de las opciones más viables para satisfacer, al menor costo, los servicios energéticos, identificando las tecnologías energéticas necesarias para limitar el crecimiento de las emisiones de CO₂.

El presente trabajo se divide en siete apartados. El primero presenta la evolución del consumo de energía en México de 1965 a 1995, la demanda de energía final por tipo de fuente y sectores, además de las características de la oferta y transformación de energía primaria. A continuación se realiza una presentación de las características del consumo de energía en el año base (1990), para ello se desagrega este consumo por sectores y por tipo de fuente. Posteriormente se da una explicación de lo que es la cogeneración y sus diferencias entre el autoabastecimiento y pequeña producción. Una vez establecidas las características propias de esta tecnología, se realiza una descripción de la metodología empleada para el establecimiento de los escenarios de mitigación y sus consideraciones macroeconómicas para el año 2005. En el apartado siguiente se presentan los resultados obtenidos tanto para el escenario base como para los escenarios de mitigación. Se estiman las diferencias en los costos que México tendría que pagar en el año 2005 por implantar, o no, esta tecnología. Finalmente se presentan las conclusiones generales del estudio y se plantean recomendaciones para promover la aplicación de la cogeneración como una medida viable para la mitigación de CO₂ en México.

CAPÍTULO 1

PERFIL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MÉXICO (1965 - 1995)

1. El consumo de energía en México

La evolución del consumo de la energía final en México en las tres últimas décadas puede caracterizarse por tres tendencias principales. La primera de 1965 a 1982, esta determinada por un incremento acelerado del uso de la energía con una tasa media anual de crecimiento de 7.7 por ciento (Secretaría de Energía, 1987). Por varias décadas y hasta finales de los años setenta, México adoptó un modelo de desarrollo basado en la sustitución de importaciones. Durante esa época, el PIB creció al 8 por ciento anual y se constituyó la base industrial del país. El modelo de sustitución de importaciones fue seguido por un crecimiento económico sustentado en el petróleo. Esto mantuvo el incremento de la demanda energética a los niveles de la década anterior.

De 1982 a 1986 se registró un estancamiento en la demanda de energía que reflejó una tasa media anual de crecimiento del -1 por ciento. Después del *boom* petrolero, la caída internacional de los precios del petróleo y un creciente endeudamiento provocaron un prolongado estancamiento económico, en consecuencia, la tasa de crecimiento del consumo final de energía disminuyó considerablemente. Para este período, el PIB nacional registró un decremento del 0.5 por ciento anual (Secretaría de Energía, 1987).

De 1986 a 1994 se registró un incremento del uso de la energía con una tasa media anual de crecimiento de 2.4 por ciento (Secretaría de Energía, 1994). Esta etapa se puede catalogar como la base de la nueva política económica adoptada para el país. En esta etapa se inició el proceso de apertura comercial, en la cual se pueden distinguir tres etapas: la apertura 1986, las medidas dentro del Pacto de Solidaridad Económica y la negociación de acuerdos de libre comercio con los principales socios comerciales del país (Sales, 1993).

Durante 1995 se registró un decremento en el uso de la energía al registrar una tasa media anual de crecimiento del -2.1 por ciento respecto a 1994. Para 1995 el consumo nacional de energía registro la cifra de 5813 Pjoules. El sector energético utilizó 1694 Pjoules, 29 por ciento de la energía empleada, mientras que 4119 Pjoules, 71 por ciento del total, se destinaron al consumo final total, energía destinada para satisfacer las demandas energéticas de los sectores residencial, comercial, público, industrial, agropecuario y sector transporte (Secretaría de Energía, 1995).

Consumo Nacional de Energía

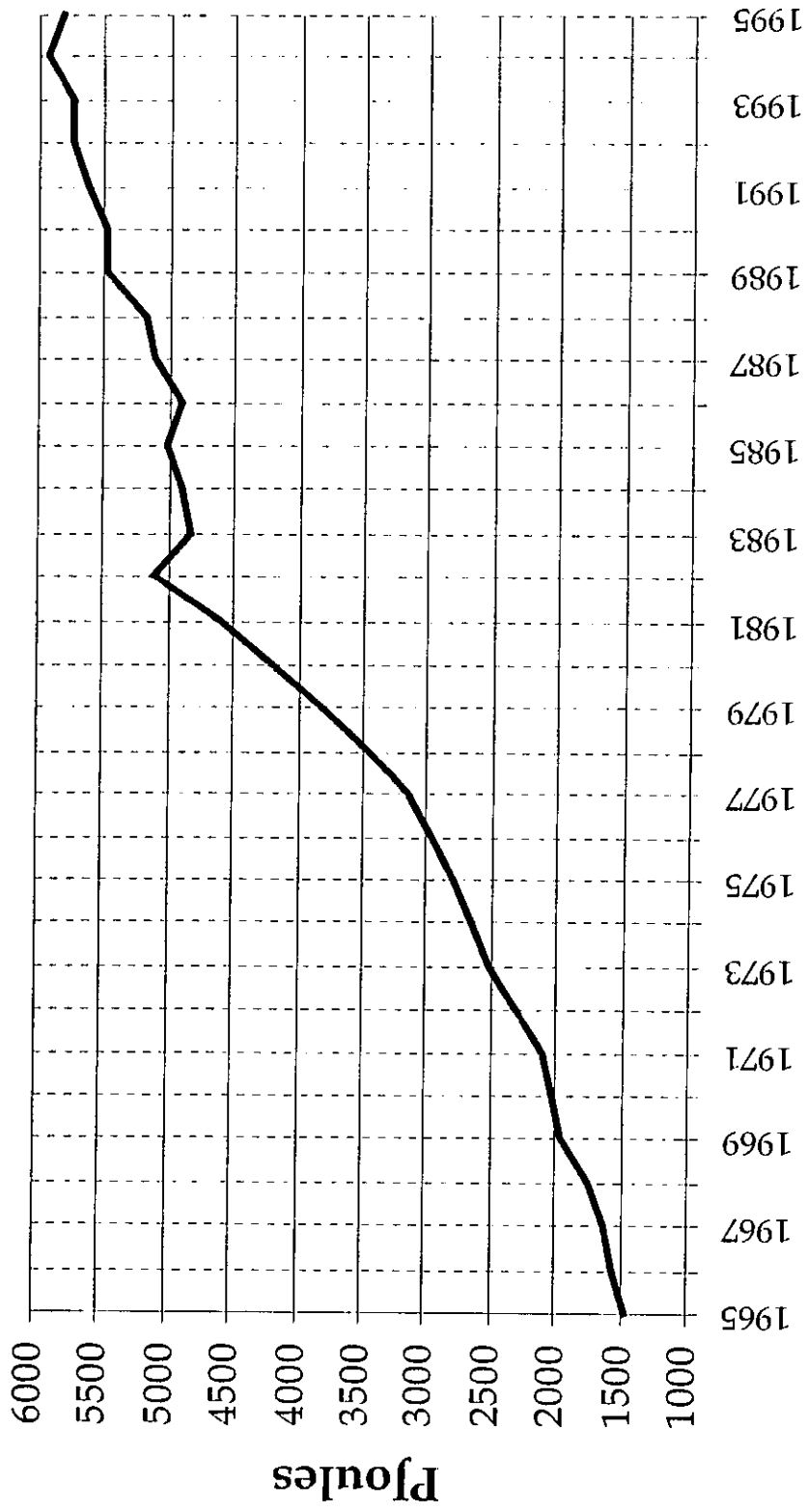


Figura 1

Fuente: SEMIP (1965-1985,1995).

1.1 Demanda energética final total por tipo de energético

México es un país cuya base energética son los hidrocarburos. En 1995, los productos petrolíferos constituyeron el 60% del consumo final energético, mientras el gas natural alrededor del 18%. Sin embargo, la fuente de energía final con mayor aumento desde 1965 es la electricidad, al registrar una tasa media anual de crecimiento del 7.7 por ciento, seguido por el gas licuado de petróleo con una tasa del 6.3 por ciento. (Figura 2).

Consumo de energía final total por energético

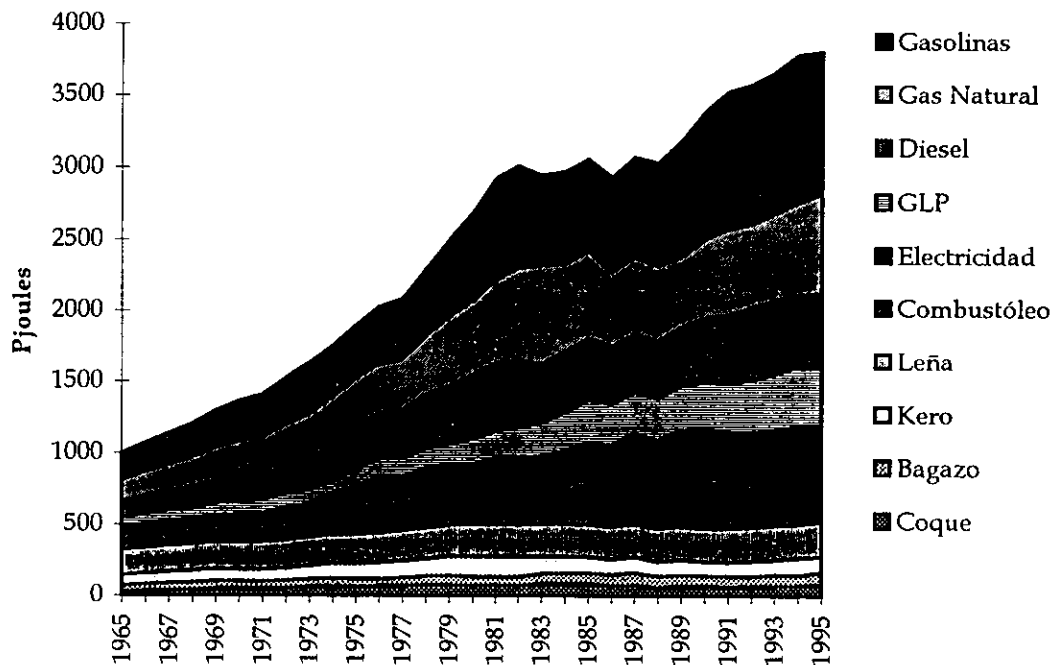


Figura 2

Fuente: SEMIP (1965-1985,1995).

La estructura del consumo de combustibles de 1965 a 1995 ha variado significativamente, sin embargo, la gasolina ha sido el combustible más utilizado en estas tres décadas. En 1965 el consumo de la gasolina representó cerca del 19 por ciento, la leña el 18 por ciento y el gas natural el 15 por ciento. Para 1995 la gasolina representó cerca del 26 por ciento, la leña el 6.5 por ciento y el gas natural cerca del 18.5 por ciento. (Figura 3).

Consumo de energía final por energético (1995)

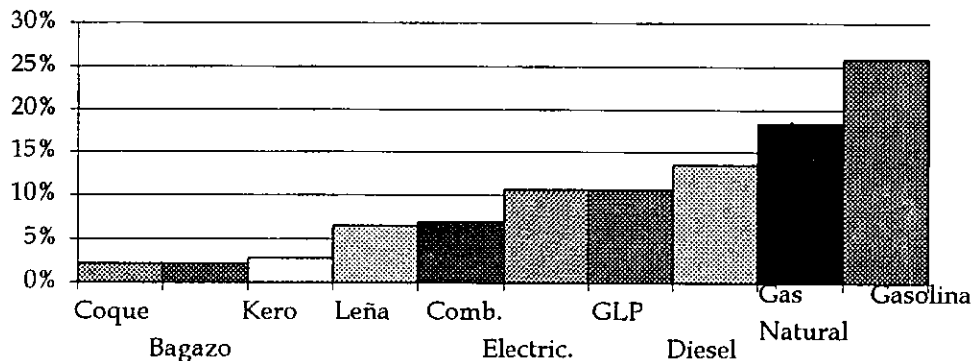


Figura 3
Fuente: SEMIP (1995).

1.2 Demanda final por sectores

La composición del consumo final de energía de 1965 a 1995 ha tenido importantes cambios en las últimas décadas debido a la importancia relativa de los sectores económicos, los combustibles utilizados, los cambios en la eficiencia de los equipos, etc. El sector que ha crecido con mayor velocidad en el consumo de energéticos es el sector transporte con una tasa media anual de crecimiento del 5.6 por ciento, le sigue el sector industrial con 4.6 por ciento anual, el sector residencial con 3.5 por ciento y el sector agropecuario con 2.8 por ciento. (Figura 4).

Consumo de energía final por sectores

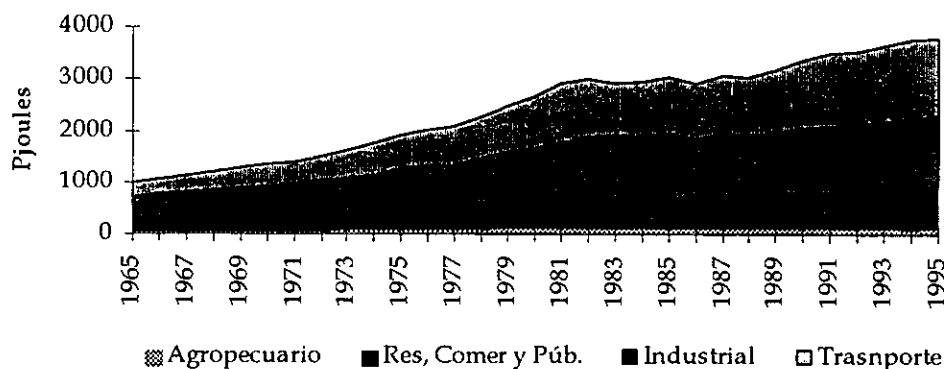


Figura 4
Fuente: SEMIP (1965-1985, 1995).

En 1965 el sector agropecuario representó el 4.4 por ciento del consumo energético final, los sectores residencial, comercial y público 30.6, el transporte 29 y el industrial 36 por ciento. Para 1995 la contribución de cada sector había cambiado a 2.6%, 22.3%, 38.9% y 36.2%, para los sectores agropecuario, comercial-residencial y público, transporte e industrial respectivamente (Figura 5).

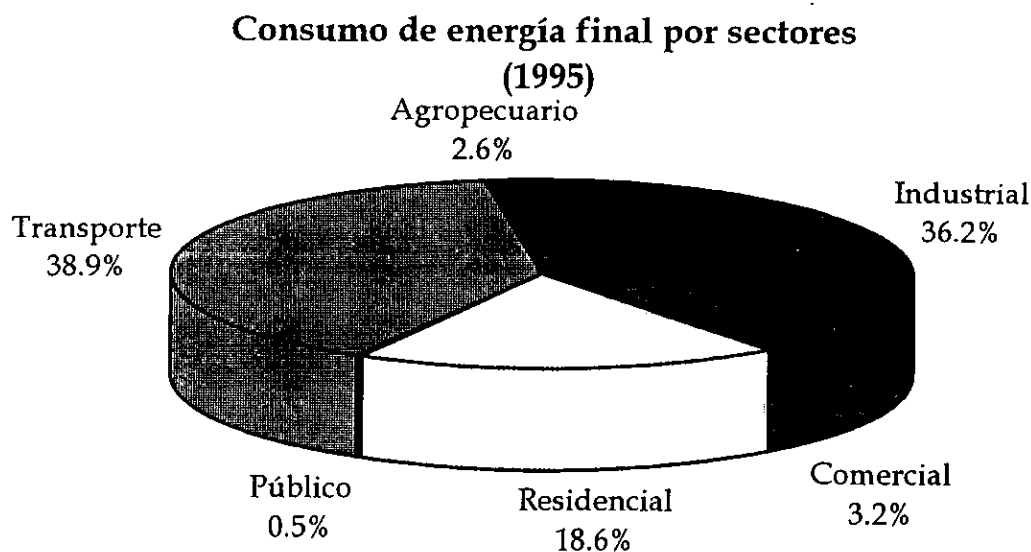


Figura 5
Fuente: SEMIP (1995).

1.3 Oferta de energía estatal

La oferta y transformación de la energía primaria en México se realiza a través de las compañías estatales de petróleo (Petróleos Mexicanos, PEMEX) y de electricidad (Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, CFE y LyFC). La Nación a través de PEMEX es por Ley el productor único de hidrocarburos, el dueño de las refinerías y el distribuidor de los productos, con excepción del Gas Licuado de Petróleo y recientemente del Gas Natural.

En el caso de la electricidad, Comisión Federal de Electricidad (y para distribución la Luz y Fuerza del Centro), es el único habilitado para producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica. En los últimos años, sin embargo, se incorporó a la Ley la posibilidad de que los particulares puedan realizar generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines que a continuación se señalan: Su venta a la Comisión, su consumo por los mismos particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción, su uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica, y su exportación, así como la cogeneración y el autoabastecimiento de electricidad con la opción de vender los excedentes de la generación eléctrica a la CFE.

En México en el año de 1995, se produjeron 5980 PJ de petróleo y cerca del 50% del mismo fue destinado a exportación. Para el mismo año se produjeron 1682 PJ de gas natural (asociado y no asociado), 157 PJ de condensados y 171 PJ de carbón mineral. México cuenta con reservas probadas de petróleo que aseguran, al ritmo de explotación actual, un suministro aproximado de 45 años.

Las fuentes primarias de energía y la tecnología de generación eléctrica se ha diversificado en las últimas dos décadas. En 1973 entran en operación las plantas geotérmicas, en 1985 las carboeléctricas, en 1989 la planta nuclear de Laguna Verde y en 1994 una planta eólica, en la ventosa (CFE, 1996).

En el período 1965-1995, las pérdidas por transmisión de electricidad oscilaron entre el 11 y el 15% (SEMIP 1965-85,1995). Esto significa que por cada kWh entregado para la demanda final, fue necesario generar entre 1.1 y 1.5 kWh para compensar dichas pérdidas.

En 1995, CFE requirió de una capacidad instalada de 33,037MW, para cubrir una demanda final de 142,344 GWh a un factor de planta promedio de cerca del 50%. (Figura 6). Bajo estas condiciones y de acuerdo con Pedrero (1994), el costo total promedio de inversión, a los precios y estructura eléctrica de 1990, sería de 1.43 millones de dólares de 1990 por kW .

Capacidad y Generación anuales

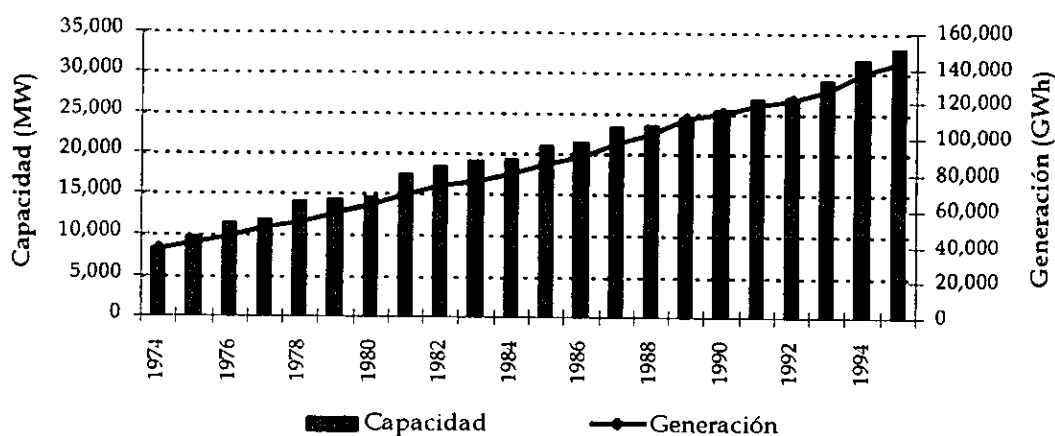


Figura 6
Fuente: CFE (1995).

La tabla 1 muestra la diversificación tecnológica de CFE en 1990. Asimismo, se presenta el programa de inversiones 1989-1994, 1995-1997 y el programado para 1998-2005.

Tabla 1. Potencia instalada y programada CFE (MW)

	1990	1989-1994	1995-1997	1998-2005
Térmica convencional	11367	5231	860	0
Carbón convencional	1200	700	700	0
Turbogas	1779	0	0	450
Ciclo combinado	1687	151	519	8100
Combustión interna	86	0	0	93
Nuclear	675	0	675	0
Hidro	7805	1310	932	660
Eólica	0	2	0	54
Geotermia	700	103	80	160

Fuente: SE. Documento de Prospectiva del sector eléctrico (1996-2005)

1.4 Oferta de energía privada

A partir de las modificaciones introducidas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la publicación de su Reglamento, en 1992 y 1993 respectivamente, la posibilidad de generar electricidad destinada al autoabastecimiento se ha extendido a las modalidades de cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

Tabla 2. Autogeneración de energía eléctrica por rama industrial (GWh)

	1991	1992	1993	1994	1995
Azúcar	488.38	554.66	460.47	583.73	694.19
Celulosa y papel	519.77	616.28	653.49	656.98	597.68
Cemento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cerveza y malta	161.63	183.72	187.21	186.05	158.14
Fertilizantes	"	34.88	123.26	141.86	127.91
Minería	132.56	223.26	200.00	201.16	215.12
PEMEX	3,566.31	3,566.31	3,651.19	3,757.01	3,276.77
Petroquímica	1,666.29	2,068.62	1,854.67	1,768.62	2,415.14
Química	444.19	566.28	548.84	550.00	522.10
Siderurgia	947.68	912.80	1,104.66	1,265.13	1,429.08
Vidrio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otras ramas	584.89	839.54	755.82	760.47	766.29
Total	8,511.70	9,566.36	9,539.61	9,871.01	10,202.41

Fuente: SE. Balance Nacional de Energía (1991-1995)

De acuerdo al Balance Nacional de Energía, durante 1995 la generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento fue del orden de 10,200 GWh. Se estima que para el 2005 la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento crecerá a una tasa del seis por ciento para alcanzar 18,270 GWh al final del período. (Tabla 2).

Durante 1994 a 1996 se otorgaron 49 permisos bajo alguna de las modalidades de generación externa consideradas en el capítulo 4 de este trabajo, estos permisos representan la adición de capacidad de autogeneración de 1,921 MW y uno de 4 MW para importación.

Tabla 3. Capacidad instalada para Autogeneración por rama industrial (MW)

	1992	1993	1994	1995
Azúcar	358.2	381.2	381.5	381.9
Celulosa y papel	142.7	227.2	227.2	227.2
Cemento	0.0	0.0	0.0	0.0
Cerveza y malta	38.9	38.9	38.9	38.9
Fertilizantes	26.5	26.5	26.5	26.5
Minería	74.3	74.1	74.1	74.1
PEMEX	846.6	846.6	846.6	846.6
Petroquímica	624.0	624.0	624.0	624.0
Química	113.4	113.4	113.4	113.4
Siderurgia	218.9	294.9	296.4	297.9
Vidrio	0.0	0.0	0.0	0.0
Otras ramas	182.3	182.3	182.3	182.3
Total	2,625.7	2,809.0	2,810.8	2,812.7

Fuente: SE. Balance Nacional de Energía (1991-1995)

Tomando en cuenta los actuales precios de los energéticos y la evolución esperada para la siguiente década, se puede vislumbrar una creciente participación de los diversos tipos de producción de energía eléctrica externa a la CFE, la cual se puede impulsar con un marco regulatorio y una política tarifaria adecuada.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL AÑO BASE (1990)

2. Características del año base (1990)

En 1990, México produjo 8612 PJoules de energía primaria, 91 por ciento fueron hidrocarburos, 4 por ciento biomasa (leña y bagazo de caña), 3.5 por ciento electricidad (nucleoenergía, geoenergía e hidroenergía) y 1.5 por ciento carbón mineral. De estos 8612 PJoules el 34.2 por ciento (2946 PJoules) se exportaron básicamente en forma de petróleo, además al considerar la variación de inventarios, las importaciones y la energía no aprovechada resulta que 5510 PJoules conformaron la oferta interna bruta de energía primaria en el país.

(oferta interna = producción - exportaciones + importaciones - no aprovechada ± inventarios)

La oferta interna bruta de energía primaria se divide en dos vertientes, 1) la que se destina a los centros de transformación y 2) la que se consume directamente por el consumidor final.

(oferta interna bruta = centros de transformación + consumidor final)

En ese mismo año el consumo nacional de energía registró la cifra de 5495 PJoules que resultan por las pérdidas por transformación y comercio exterior de energía secundaria.

(consumo nacional energía = oferta interna - pérdidas transformación ± comercio exterior)

Del total del consumo nacional de energía, el sector energético utilizó 1698 PJoules (31 por ciento) y 3797 PJoules (69 por ciento), se destinaron al consumo final total.

(consumo final total = consumo final no energético + consumo final energético)

Dentro del consumo final no energético (413 PJoules), el 75.5 por ciento fue empleado por la industria petroquímica de PEMEX, como materia prima en forma de gas natural, etano, propano, butano y naftas; el restante 24.5 por ciento fue utilizado en diversas ramas industriales y en el sector transporte, en forma de asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas y solventes, etc.

El consumo final energético (3384 PJoules) engloba los sectores residencial, comercial, público, agropecuario, transporte e industria. En 1990 el sector agropecuario representó el 2.8 por ciento del consumo final energético, los sectores residencial, comercial y público 21.5, el transporte 39.7 y el industrial 36 por ciento.

Consumo de energía final por sectores (1990)

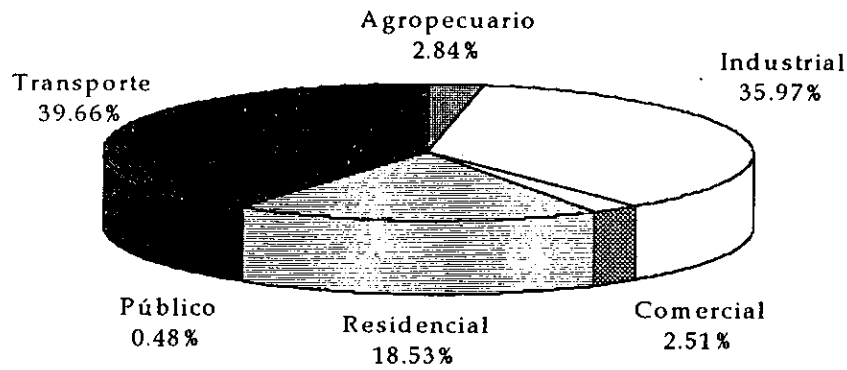


Figura 7

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

En lo que respecta al consumo final por energético, las gasolinas, el gas natural, el diesel y el combustóleo son los combustibles más demandados y representan cerca del 67 por ciento del total de energéticos consumidos. (Figura 8)

Consumo final total por energético (1990)

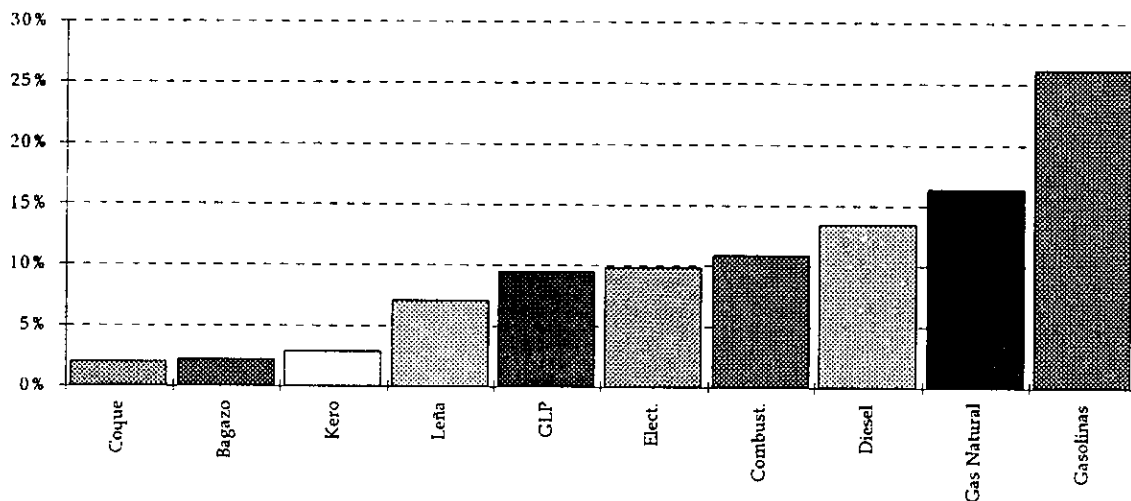


Figura 8

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

2.1 Sector agropecuario

En 1990 el sector agropecuario representó alrededor del 2.8 por ciento del consumo final energético y el 7.28% de la demanda eléctrica total. La participación del sector agropecuario dentro de la economía mexicana ha ido en descenso a lo largo de las últimas décadas. En 1965 el PIB del sector contribuyó en cerca de 14 por ciento al PIB nacional. Para 1990 su importancia relativa había disminuido a cerca de la mitad, es decir al 7.8 por ciento. Siguiendo la misma tendencia, el consumo final de energía para el sector creció tan sólo un 1.22 (122)%, en tanto que el consumo energético final total aumentó 2.4 (240)%.

La energía en el sector agropecuario tiene tres funciones principales, la preparación de la tierra para cultivo, el bombeo de agua y la actividad pecuaria. Los principales energéticos utilizados para estos usos son la kerosina, el diesel, la electricidad y en menor medida el GLP.

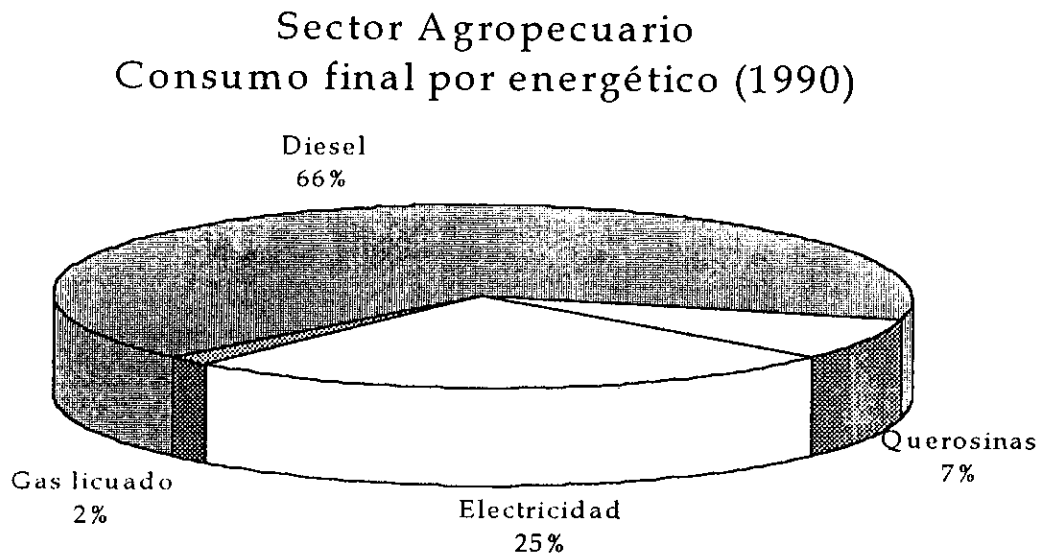


Figura 9

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

2.2 Sector comercial

Analizando la evolución de la energía desde 1986 a 1990, puede apreciarse un crecimiento de poco más del 16.2% durante todo el período.

El sector comercial representó en 1990 el 2.5% del consumo energético final total y el 9% del consumo de electricidad. Las principales fuentes de energía final del sector son la electricidad con una participación del 30%, el GLP con 40%, 30% combustóleo y el resto corresponde a diesel. Este sector incluye todo lo relacionado con comercios, restaurantes, hospitales, hoteles, escuelas y edificios no residenciales. Este es quizás uno de los sectores menos estudiados. Prácticamente no existen encuestas que generen información acerca del uso de la energía a nivel desagregado.

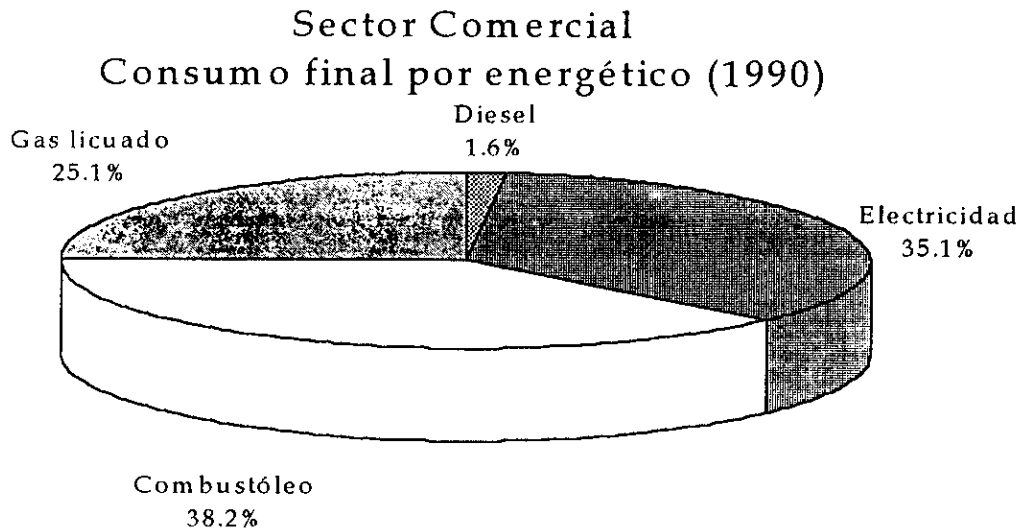


Figura 10

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

2.3 Sector público

En el Balance Nacional de Energía el sector público es considerado como la energía eléctrica utilizada para el alumbrado público y bombeo de aguas potables o negras de servicio público. Analizando la evolución del consumo de energía desde 1986 a 1990, puede apreciarse un crecimiento de cerca del 34.6% durante todo el período. Para 1990 el sector público representó el 0.48% del consumo de energía final y el 4.94% del consumo de energía eléctrica.

2.4 Sector residencial

El sector residencial en México es responsable del 18.5% del consumo de energía final. En 1990, el GLP contribuyó con el 42.4%, mientras la leña representó el 38.3% del consumo del sector, y la electricidad con 11.7%. El resto lo representaron kerosinas y gas natural.

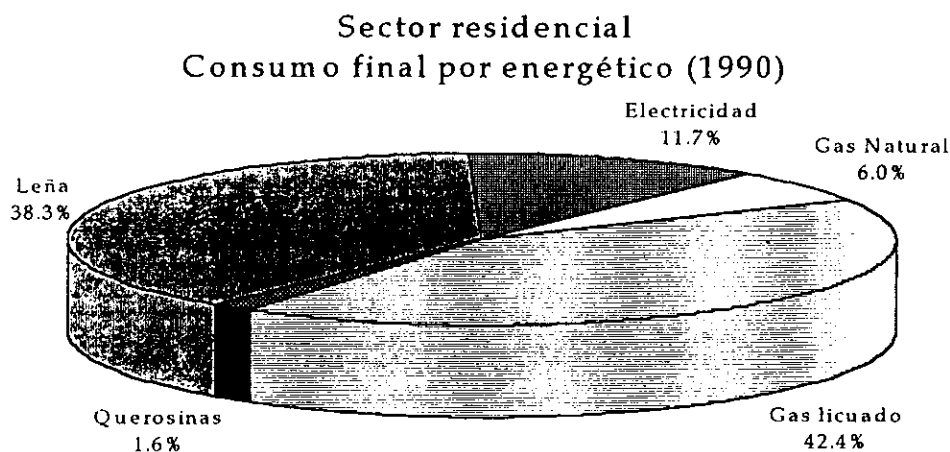


Figura 11

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

Diversos estudios hacen factible la desagregación del uso de la energía por usos finales para los subsectores urbano y rural (Masera et al. 1991, Sheinbaum 1994). El subsector urbano es el responsable de cerca del 60 por ciento del consumo de energía en el sector residencial, el 40 por ciento restante corresponde al subsector rural. La distribución del consumo de energía por uso final mostrada en la siguiente gráfica, muestra que la cocción de alimentos representa poco más del 60 por ciento del consumo total en este sector, seguido por el calentamiento de agua con 27 por ciento.

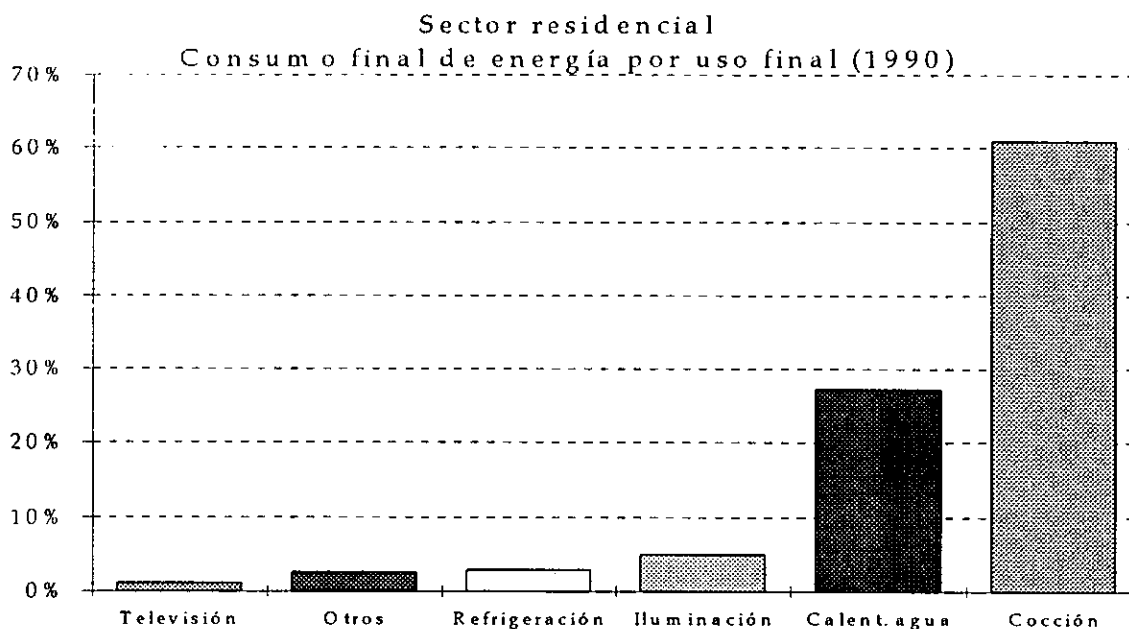


Figura 12

Fuente: Sheinbaum (1994).

2.4.1 *Cocción*

En el campo mexicano la leña representa el energético más importante para la cocción de alimentos. Inclusive, hogares que utilizan estufa de GLP siguen ocupando la leña para la cocción de tortillas. La cocción con leña se realiza a través del fogón de tres piedras, dispositivo que tiene una muy baja eficiencia (17%) (Dutt et al. 1989). En 1990, 74% de las viviendas rurales utilizaban este combustible y su consumo específico era cercano a 74 GJ/vivienda.

El subsector urbano tiene características muy distintas al rural. En 1990 tan sólo el 5% de las viviendas utilizaba leña para la cocción, cerca del 85% lo hacían con GLP y alrededor del 5% con ambos combustibles. Aquellas familias urbanas que utilizan la leña como energético para la cocción se concentran principalmente en las zonas marginadas de las ciudades y en las pequeñas ciudades de entre 2500 y 10000 habitantes¹. Para 1992, el porcentaje de viviendas urbanas con estufa de gas alcanzó el 98%.

2.4.2 *Calentamiento de agua*

El calentamiento de agua es el uso final más importante después de la cocción. Entre 1980 y 1990 cerca de 5.2 millones de calentadores se vendieron en el país. No obstante el importante incremento de las ventas de calentadores de agua, la mayoría de las viviendas no cuentan con este equipo doméstico. En 1992, 37% de las viviendas urbanas contaban con calentadores gas y solamente 4% de las rurales y la saturación de calentadores que ocupan otro tipo de combustibles es bastante menor: 5% en el sector urbano y 3% en el rural.

Existen diversas estimaciones del consumo de energía de los calentadores de gas basadas en datos de fabricantes y algunas referencias internacionales. De acuerdo con ellas, se calcula que el calentador de gas medio mexicano consume entre 12 y 15 GJ/vivienda al año.

2.4.3 *Iluminación y electrodomésticos*

El consumo promedio de electricidad residencial de las viviendas mexicanas es de cerca de 1000 kWh. Algunos autores estiman que para iluminación las viviendas rurales utilizan 300 kWh al año y las urbanas 500 kWh/año (Matera et al. 1991).

¹El límite arbitrario de 2500 habitantes para considerar una comunidad urbana o rural tiene problemas en aquellas comunidades cuya población es ligeramente mayor a los 2500 habitantes pero sus características económicas y culturales siguen siendo las de una comunidad rural.

En el caso de los refrigeradores, se encuentra una saturación de 25% para el sector rural y de 71% para el urbano. En relación aquellos modelos que desde 1980 representan cerca del 70% de las ventas son los de una puerta, con descongelamiento manual, compresor EER y alrededor de 300 litros de capacidad (Friedmann 1993, ANFAD 1990&1992). De acuerdo con éstas características se puede estimar que el refrigerador promedio utiliza 500 kWh al año (Campero 1991, Fernández 1992).

La Televisión es otro dispositivo que representa una parte importante del consumo eléctrico residencial. El consumo unitario de estos aparatos se estima en 300 kWh al año. Este valor es una estimación basada en diversas fuentes. (Mäsera et al. 1991, Fernández 1992, Mendoza & Macías 1990). Antes de 1986 las ventas de televisores estaban dominadas por los modelos blanco y negro. Después de este año, el 85% de las ventas las representan los televisores de color. En 1992, 92% de los hogares urbanos y 55% de los rurales contaban con al menos una televisión.

Finalmente, otros electrodomésticos han penetrado de manera importante las viviendas principalmente urbanas. Aparatos que van desde hornos de microondas, secadoras de ropa, lavadoras de platos, hasta bombas de agua en ciudades como el Distrito Federal y calentadores eléctricos en el centro y norte del país, han comenzado a tener importancia en el consumo de electricidad. La demanda por este tipo de aparatos responde, entre otras razones, a la apertura comercial de los últimos años con los Estados Unidos, lo cual ha facilitado el acceso a mayor número de aparatos domésticos en el hogar.

2.5 Sector Industrial

En 1990 el sector industrial representó el 36 por ciento del consumo final energético y cerca del 56 por ciento de la demanda eléctrica total. La participación del sector industrial dentro de la economía mexicana ha permanecido prácticamente constante. De 1965 a 1990 el PIB del sector contribuyó en cerca del 30 por ciento al PIB nacional. Sin embargo, el consumo final de energía para el sector creció en forma similar al crecimiento reportado por el consumo energético final total al registrar un crecimiento de 2.39 (239 por ciento), llegando a 1217 PJ. Las fuentes más importantes de energía son el gas natural, el combustóleo y la electricidad; al representar poco más del 83 por ciento del total de consumo en este sector.

Sector industrial Consumo final por energético (1990)

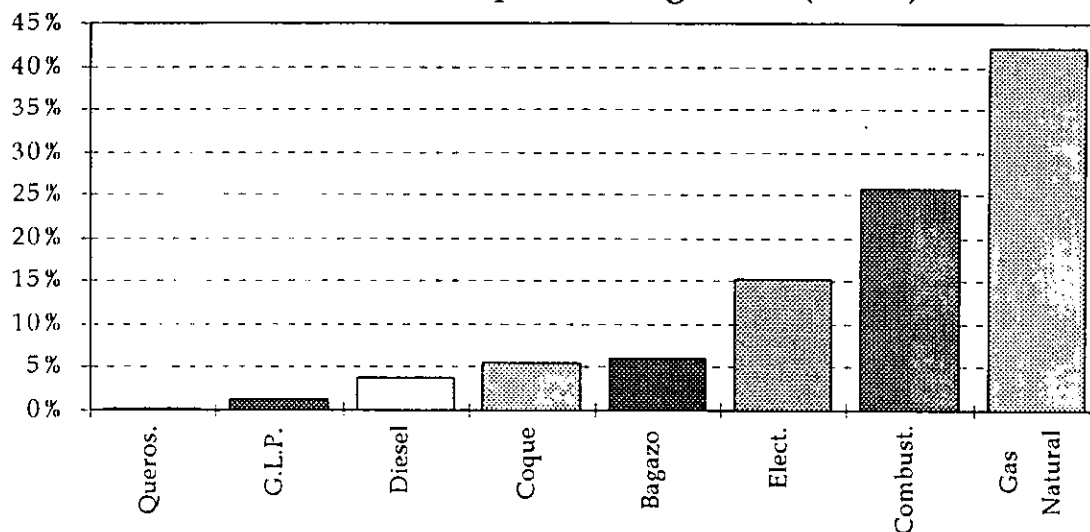


Figura 13

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

Las ramas industriales más intensivas en el uso de la energía son, en orden de importancia, la siderúrgica, la petroquímica de PEMEX, la azúcar, la química básica y el cemento; éstas cinco ramas industriales contribuyen con el 60 por ciento del consumo de energía final en la industria mexicana.

Sector industrial Consumo final por ramas (1990)

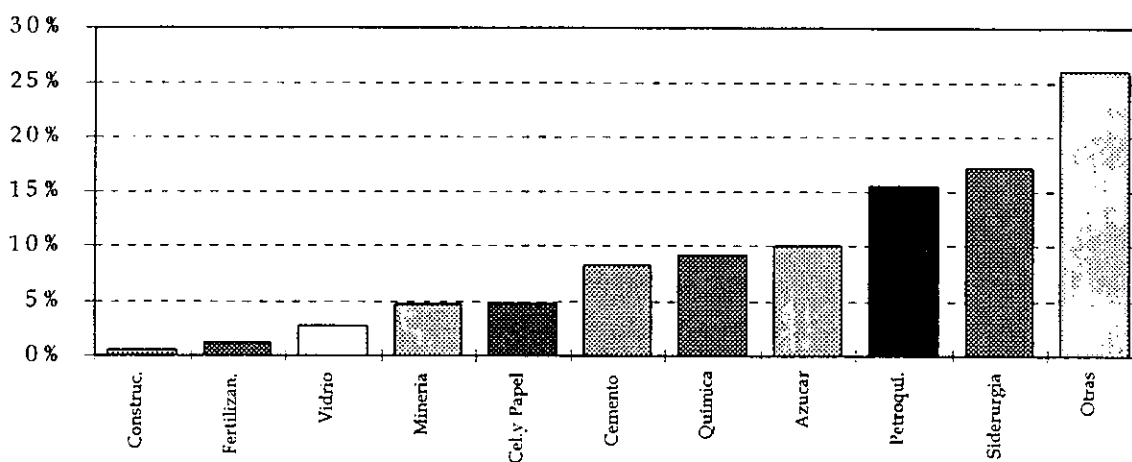


Figura 14

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

2.5.1 *Siderúrgica*

La industria siderúrgica mexicana representa entre el 4 y 5% del PIB manufacturero, importancia relativa que se ha mantenido constante de 1986 a 1995. Entre estos años la intensidad energética de esta rama industrial tuvo una importante disminución, la cual puede ser atribuible a un cambio tecnológico. Durante 1990-1993, desapareció la tecnología de hogar abierto (de menor eficiencia que el BOF y el EAF) y en general ocurrió una modernización tecnológica de las empresas.

2.5.2 *Petroquímica PEMEX*

La producción de petroquímicos de PEMEX incluye básicos (Butano/Butileno, Butano Crudo, Etano, Eptano, Exano, Materia prima para negro de humo, Pentanos), secundarios (Amoniacó, Benceno, Butadieno, Etileno, Metanol, Meta Paraxileno, Ortóxileno, Paraxileno, Propileno, Tetrámero y Tolueno) y otros (que incluye producción de polietilénos). Esta rama es la segunda consumidora de energía del sector industrial y representa cerca del 2 por ciento del PIB manufacturero. Entre 1987 y 1992 creció 10% pero se redujo casi la misma proporción entre 1992 y 1995. El principal energético utilizado para la petroquímica básica es el gas natural, en menor medida la electricidad y en los últimos años el combustóleo. La petroquímica es una de las ramas con mayor autoproducción de electricidad. En 1995, ésta fue de 2,400 GWh. Entre 1990 y 1995, la intensidad energética de esta rama industrial disminuye. Probablemente, la caída en la intensidad se deba al cierre de plantas petroquímicas antiguas.

2.5.3 *Química básica*

La industria de la química básica representa cerca del 1.5% del PIB manufacturero y cerca del 10% del consumo de energía del sector. A diferencia de la petroquímica los productos de esta sub-rama son compuestos químicos inorgánicos que involucran una gran variedad de productos y procesos de producción. El combustóleo es la fuente de energía principal seguida por el gas natural y la electricidad. La autoproducción eléctrica fue de 520 GWh en 1995. Entre 1990 y 1995, la intensidad energética de esta rama decrece ligeramente, sin embargo, la gran variedad de procesos y productos hacen difícil la explicación de este fenómeno.

2.5.4 *Azúcar*

La industria azucarera mexicana representa entre el 2 y 2.5% del PIB manufacturero, la importancia relativa se ha mantenido constante de 1986 a 1995. Entre estos años la intensidad energética de esta rama se ha mantenido constante, la cual puede ser atribuible a que no ha habido un cambio tecnológico considerable. La autoproducción eléctrica fue de 690 GWh en 1995. El bagazo de caña es la fuente de energía principal y contribuye con el 60 por ciento del consumo total en esta industria, seguida por el combustóleo con un 32 por ciento.

2.5.5 *Cemento*

La industria del Cemento representa menos del 0.5% del PIB manufacturero, pero alrededor del 9% del consumo final de energía. En México, el proceso que se utiliza desde hace varios años es del tipo seco, lo que hace a la industria del cemento mexicana sea de gran competitividad internacional. La fuente principal de energía para este proceso lo constituye el combustóleo con una participación de cerca del 80 por ciento y en menor medida el gas natural (12 por ciento). De 1986 a 1990, la intensidad energética de la industria del cemento registró importantes variaciones, sin embargo, de 1990 a 1995 se ha mantenido constante.

2.5.6 *Minería*

La rama industrial minera contabilizada en el Balance Nacional de Energía se refiere a la extracción de minerales, su actividad incluye la extracción de metales preciosos, industriales no-ferrosos, minerales, siderúrgicos y no-metálicos. En 1990 la minería representó cerca del 5 por ciento del consumo final de energía del sector industrial y el 5.3 por ciento de importancia relativa del PIB manufacturero. La fuente principal de energía para este proceso lo constituye el gas natural con una participación del 33 por ciento y le sigue la electricidad con 30 por ciento.

2.5.7 *Celulosa y Papel*

La industria de la celulosa y el papel representa cerca del 6 por ciento del PIB manufacturero y el 4.8 por ciento del consumo de energía en el sector industrial. La producción de papel involucra dos procesos. En el primero las materias primas fibrosas son convertidas a celulosa o pulpa, en el segundo, la celulosa es convertida en papel. Las plantas productoras de celulosa y papel pueden ser integradas o sólo producir uno de los dos productos. En el proceso de producción de la celulosa, se descomponen materias primas fibrosas en pulpa, ya sea por medios químicos o mecánicos, o por una combinación de ambos. Al final del proceso, la pulpa es una suspensión de material fibroso en agua. Para la producción de papel, la pulpa se seca por medio de rodillos calientes.

El consumo de energía de la industria de la celulosa y el papel se compone principalmente de combustóleo (56 por ciento), gas natural (27 por ciento) y electricidad (16 por ciento). Entre 1986 y 1990 el consumo de energía de esta rama se incrementa y después decrece hacia 1995. La intensidad energética también refleja un decremento, el cual se debe sobre todo a la disminución en la producción de celulosa.

2.5.8 Vidrio

La industria del vidrio en México representa menos del 0.5 por ciento del PIB manufacturero y alrededor del 3 por ciento del consumo de energía en el sector industrial. El gas natural representa cerca del 70 por ciento del consumo de energía en esta industria. La producción del vidrio está básicamente dominada por un grupo industrial, que posee la mayor parte del mercado. Para 1993, la producción total de vidrio en México fue de 28 mil toneladas, ligeramente menor que en 1992. La participación de la industria del vidrio en el PIB manufacturero se ha mantenido constante, mientras que la intensidad disminuyó en cerca del 30 por ciento.

2.5.9 Fertilizantes

La industria de los fertilizantes representa alrededor del 0.4 por ciento del PIB del manufacturero y poco más del 1 por ciento del consumo de energía. El gas natural es el principal combustible de esta subrama industrial con una participación del 70 por ciento, seguido por el combustóleo con 15 por ciento. La intensidad energética de la industria de los fertilizantes tiene disminuciones e incrementos, sin embargo para 1995, su valor era mayor que en 1986. Estos cambios tienen un origen estructural ya que la participación de los fertilizantes en el PIB manufacturero disminuye cerca de 40 por ciento para 1995.

2.5.10 Construcción

La rama de la construcción representa alrededor del 17 por ciento del PIB de la industria, por lo que su actividad tiene gran importancia en el crecimiento económico industrial. En contraste, su participación en el consumo de energía es de tan sólo el 0.5% del sector. Los energéticos que se utilizan son el diesel, que en 1990 representó poco más del 80 por ciento y la electricidad con cerca del 20 por ciento.

2.6 Sector transporte

El transporte en México es responsable de cerca del 40 por ciento del consumo nacional de energía final y es el emisor principal de gases invernadero. En 1990, este sector utilizó 1340 PJ, de los cuales más del 99 por ciento provenía de derivados del petróleo. Los combustibles más importantes son las gasolinas que representa el 66 por ciento del consumo en este sector y el diesel con 26 por ciento.

Podemos decir que el transporte representa solo el 5 por ciento del PIB nacional debido a la falta de una infraestructura y recursos adecuados.

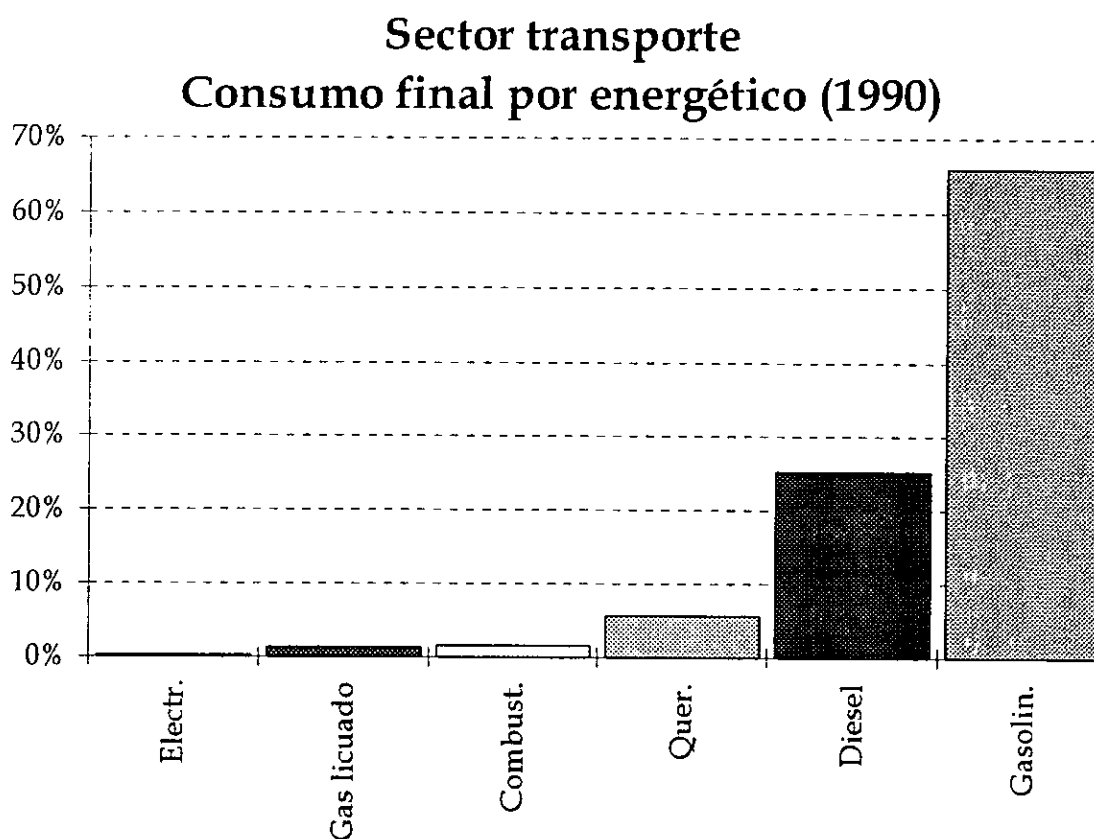


Figura 15

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

Los modos de transporte utilizados en México son marítimo, ferroviario, aéreo y carretero. El transporte carretero representa más del 90% del uso final de energía del sector y es el que registró mayor crecimiento, seguido por el transporte aéreo.

Sector transporte
Consumo de energía por modo de transporte
(1990)

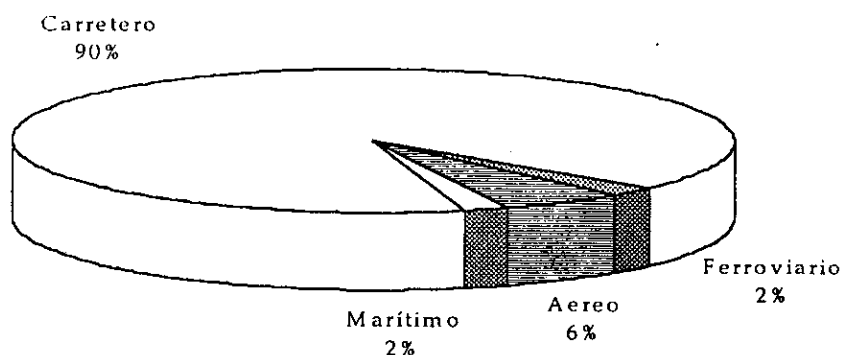


Figura 16

Fuente: Balance Nacional de Energía, SE, (1995).

El análisis del uso de la energía para este sector comúnmente se divide en pasajeros y carga. Para el primero, la forma de medir la intensidad energética es como energía por pasajero-kilómetro y en el segundo, como tonelada-kilómetro.

En México existen pocos datos que relacionen la actividad del transporte y el uso de la energía. Los estudios más recientes llegan hasta el año de 1988 y en algunos casos 1990 (CONAE 1991, Sheinbaum et al. 1994).

CAPÍTULO 3

LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

3. Cogeneración

Una de las formas de definir a la cogeneración es la **generación secuencial de dos clases de energías útiles a partir de una misma fuente energética, donde las energías comúnmente generadas son: energía eléctrica y energía térmica.**

La ventaja comparativa de la cogeneración, respecto a los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica, es su alta eficiencia equivalente de conversión de energía. Esta alta eficiencia se traduce en un ahorro de combustible sustancial para el país y con ello una disminución de emisiones contaminantes al medio ambiente.

Actualmente se cuenta en México con un Marco Regulatorio que en principio, alienta a los usuarios privados a contribuir en la generación de energía para el Sector eléctrico. En el mes de diciembre de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto que modifica algunas disposiciones de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en las modificaciones realizadas, cabe destacar la ampliación en la participación de los particulares en la generación de electricidad en actividades que no constituyan un servicio público.

En mayo de 1994, se publicaron diversas reformas a la LSPEE y su Reglamento, con la finalidad de precisar el contenido de algunos artículos de ambos ordenamientos. En octubre de 1995 se publica la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con objeto de promover, entre otras cosas, el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- La generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares, y
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.

Dentro del rubro "La generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares", la CRE tiene, entre otras atribuciones, el otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas como:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción,
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE,
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción,
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.

3.1 Autoabastecimiento, pequeña producción y cogeneración

El autoabastecimiento, pequeña producción y cogeneración, están definidos en la LSPEE como:

Autoabastecimiento

- *El autoabastecimiento de energía que está destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país.*

Pequeña producción

- *La pequeña producción que debe estar dedicada para su venta a la CFE, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor a 30 MW, o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas hasta por 1 MW.*

Cogeneración

- *La energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos;*
- *cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica, y*
- *cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica.*

Lo anterior siempre que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración.

Dentro de estas definiciones podemos decir que tanto el rubro de autoabastecimiento como la pequeña producción, no tiene limitantes en las características de la tecnología empleada, ni en la forma y tiempo en que se realice la transformación de energía, pudiendo utilizar tecnologías y sistemas convencionales para la generación, con lo que no se logra una ventaja sustancial de ahorro de energía.

3.2 Ventajas de la cogeneración

La cogeneración respecto a los sistemas convencionales de conversión de energía representa grandes ventajas, siendo la eficiencia de transformación una de las más importantes, sin embargo también se obtienen otras ventajas como; autosuficiencia en el suministro de energía, mayor control y calidad de la energía eléctrica consumida, eliminación prácticamente de las pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica, en forma global reducción de las emisiones de contaminantes, posible reducción en la facturación energética de la empresa en forma importante, además, si se implanta la cogeneración en forma masiva, ayudaría a desarrollar mercados de productos y servicios a nivel nacional de este tipo de sistemas.

Cogeneración vs Generación con sistemas convencionales

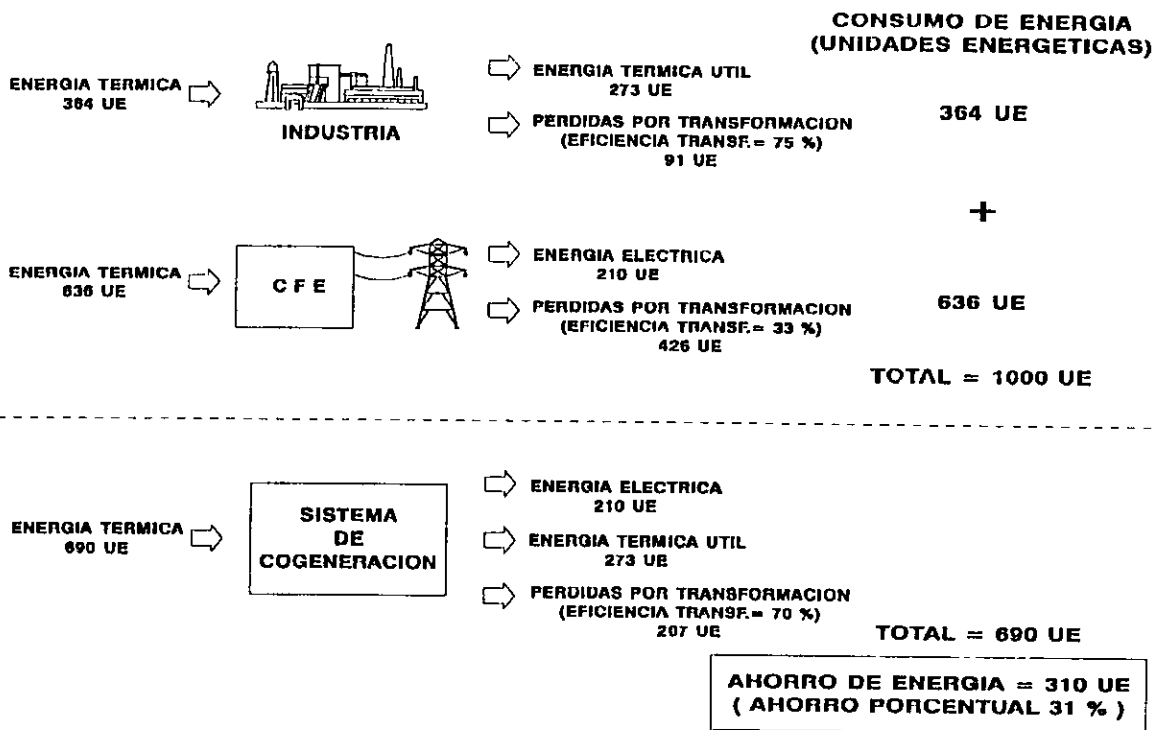


Figura 17
Fuente: Elaboración propia

Eficiencia de conversión de energía: Como se puede apreciar en la figura 17, en los sistemas de cogeneración se pueden obtener eficiencias globales de transformación superiores a los sistemas convencionales, pudiendo éstas alcanzar hasta cerca del 85 por ciento. La cogeneración puede proveer la energía eléctrica y térmica para una empresa, utilizando menor cantidad de energía fuente que el requerido por sistemas convencionales por separado.

Autosuficiencia en el suministro de energía eléctrica: El adecuado diseño de un sistema de cogeneración puede representar la autosuficiencia en el suministro de energía eléctrica para una empresa, la cual se traduciría en un ahorro considerable de tiempo y dinero para aquellas empresas donde un corte en el suministro de este insumo, pueda provocar grandes trastornos en sus procesos de fabricación.

Mayor control y calidad de la energía eléctrica consumida: Al producir energía eléctrica dentro de una misma empresa, se puede tener un mayor control en el consumo de la misma, además es posible evitar las variaciones de tensión y frecuencia que generalmente ocurren en la red eléctrica de servicio público.

Eliminación de pérdidas por transmisión y distribución: Por lo general, las centrales de generación de energía eléctrica se encuentran alejadas de los centros de consumo, requiriendo transmitir y distribuir esta energía a grandes distancias que se traducen en pérdidas de hasta un 15 por ciento, por tal motivo un sistema de cogeneración resulta conveniente al estar dentro de las mismas instalaciones de la empresa consumidora.

Reducción de emisiones contaminantes: Como se describió anteriormente, una de las principales ventajas de la cogeneración es su alta eficiencia global de conversión de energía y la eliminación de pérdidas por transmisión, estos dos factores hacen que la aplicación de estos sistemas representen una importante reducción de emisiones contaminantes para el país, al comparar estos sistemas con los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica.

Reducción en la facturación energética: Una de las mayores ventajas a nivel particular es la reducción en la facturación energética de la empresa. Por lo general, la empresa que instala un sistema de cogeneración consume más energía que la que utilizaba con el sistema convencional, sin embargo, al implantar un sistema de cogeneración es posible reducir la compra de energía eléctrica o quizá generar excedentes eléctricos y con ello una remuneración económica por la venta de éstos.

A nivel nacional, la aplicación masiva de estos sistemas podría significar importantes ahorros en el consumo de los recursos energéticos del país, además alentaría el desarrollo de mercados de productos y servicios relacionados con la cogeneración, que se traducirían en fuentes de empleo, así como la adopción y desarrollo de tecnologías ahorradoras para la nación.

3.3 Sistemas de cogeneración

La mayoría de los sistemas de cogeneración se clasifican de acuerdo con los ciclos termodinámicos dispuestos en las máquinas o equipos utilizados; sin embargo, también se pueden clasificar con base al orden de producción de energía eléctrica en: sistemas superiores e inferiores. (Figura 18)

Sistemas superiores "Topping Cycle"

- Un sistema de cogeneración superior es aquel en el que la energía fuente entra al sistema de cogeneración y de éste salen dos energías de diferentes tipos, la primera de ellas, generalmente se aprovecha para producir energía eléctrica y la otra (energía útil remanente) se aprovecha en el proceso productivo.

Sistemas inferiores "Bottoming Cycles"

- En los sistemas inferiores de cogeneración la energía fuente entra, primeramente, al proceso productivo y la energía remanente por éste se aprovecha en el sistema de cogeneración para producir electricidad.

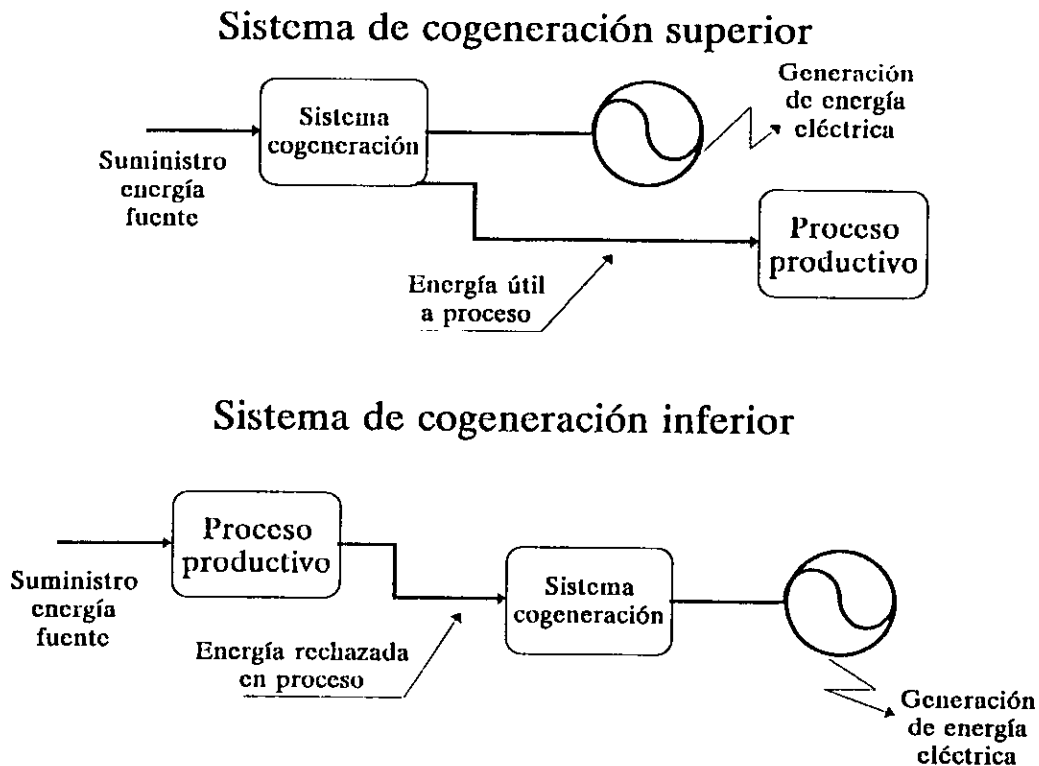


Figura 18
Fuente: Elaboración propia

La clasificación respecto a los equipos empleados son: sistemas de cogeneración con turbina de gas, sistemas de cogeneración con turbina de vapor, sistemas de cogeneración con motor alternativo y sistemas de cogeneración con ciclo combinado, este último emplea como equipos principales, una turbina de gas y una turbina de vapor. (Figura 19)

Sistemas de cogeneración

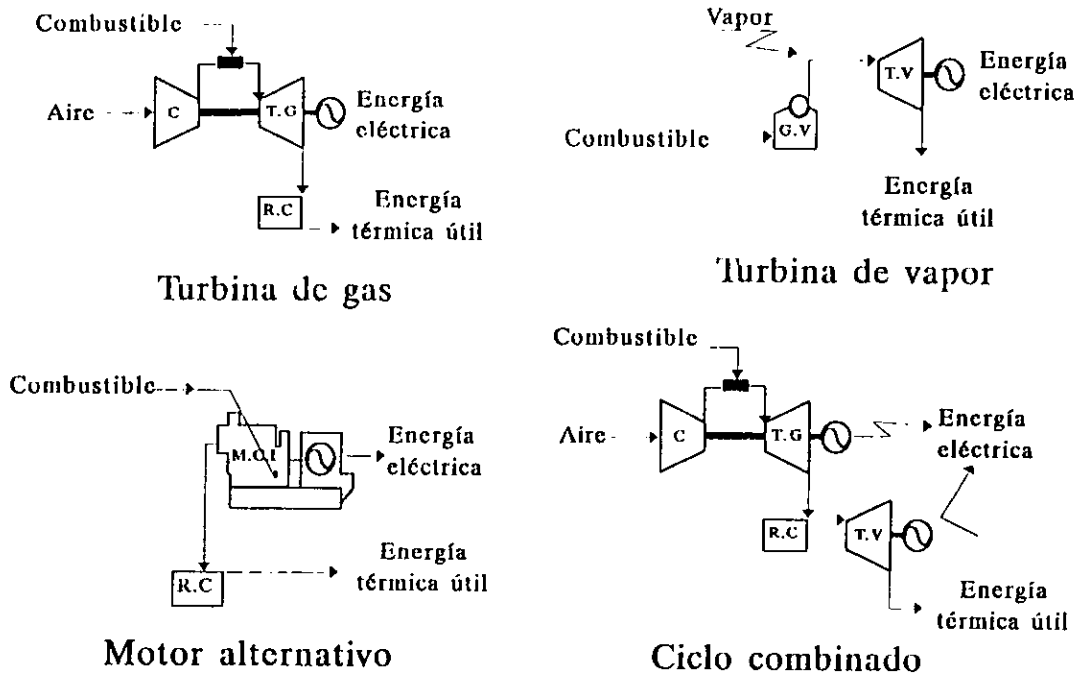


Figura 19
Fuente: Elaboración propia

3.4 Potencial de cogeneración

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía determinó el potencial técnicamente operable en nuestro país, al cual le llamó "Potencial Nacional de Cogeneración", en este estudio se realizan dos estimaciones del potencial de cogeneración, la primera contempla que la energía térmica requerida en los procesos de los sectores industrial, comercial y petroquímica de Pemex, se alimenta a un sistema de cogeneración, requiriendo combustible adicional a través de un sistema de post-combustión y la energía eléctrica faltante o sobrante, se venderá a la red de CFE o se comprará de ésta, según el caso.

En la segunda estimación se considera que el sistema de cogeneración proporcionará la totalidad de la energía térmica requerida por los procesos de los sectores seleccionados, sin el requerimiento de combustible adicional y al igual que en la primera estimación la energía eléctrica faltante o sobrante se comprará o venderá a la red de CFE.

En este documento se establece que el potencial nacional de cogeneración se encuentra entre 7,500 y 14,200 MW de capacidad. Estos potenciales representan el 24 por ciento y el 46 por ciento respectivamente de la capacidad instalada en 1995 por CFE.

Tabla 4. Potencial nacional de cogeneración (MW)

Sector	Con combustible adicional	Sin combustible adicional
Industrial	5,200	9,750
Pemex Petroquímica	1,613	3,026
Comercial	773	1,453
Total	7,586	14,229

Fuente: Potencial Nacional de Cogeneración, CONAE, 1995.

El cabal aprovechamiento de este potencial significaría un ahorro de energía primaria para el país de entre 60.7 y 114 millones de barriles equivalentes de petróleo al año y la respectiva reducción de emisiones contaminantes.

De estos potenciales, el sector industrial representa cerca del 69 por ciento, la petroquímica de Pemex el 21 por ciento y el sector comercial el 10 por ciento.

En la tabla 5 se muestran los potenciales por subrama industrial, incluyendo a la petroquímica de Pemex.

Tabla 5. Potencial nacional de cogeneración industrial por sector (MW)

Sector	Con combustible adicional	Sin combustible adicional
Petroquímica de Pemex	1,613	3,026
Siderúrgico, textil y vidriero	1,145	2,147
Químico	1,036	1,943
Alimenticio	755	1,416
Celulosa y papel	712	1,335
Automotriz y cemento	677	1,269
Manufacturero y hule	555	1,040
Minero	320	600
Total	6,813	12,776

Fuente: Potencial Nacional de Cogeneración, CONAE, 1995.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

4. Metodología

La Figura 20 muestra el desarrollo y estructura del estudio de mitigación de gases invernadero para México. En la parte izquierda se observan los datos necesarios para la construcción del modelo. Los cuadros que aparecen en la parte central del esquema se refieren a la integración de los datos, las consideraciones para los diversos escenarios, los cálculos de valor presente y anualización de costos necesarios para cada caso, así como a la integración del modelo de optimización. La zona de la derecha muestra los resultados.

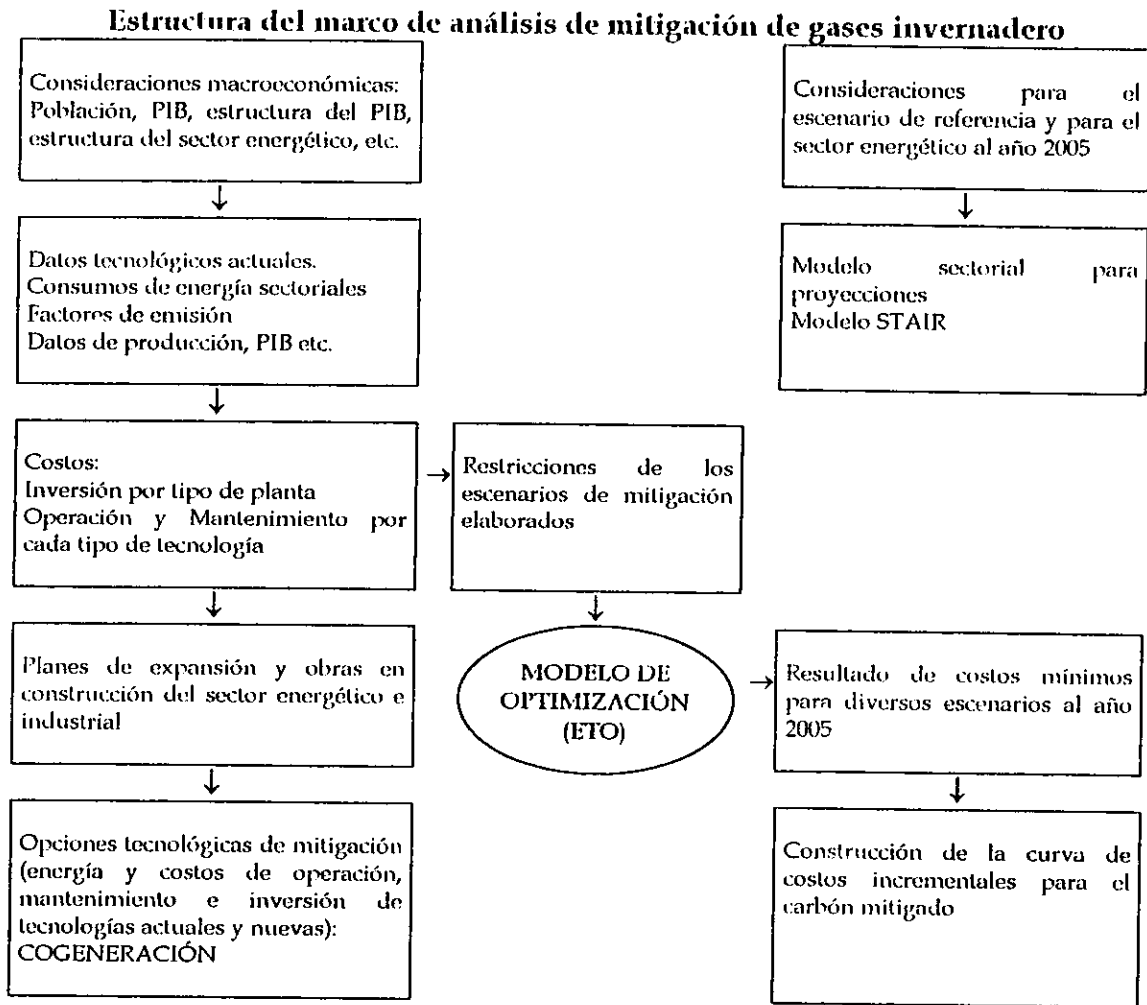


Figura 20

Fuente: Elaboración propia

La Figura 20 esquematiza la interacción de los diversos pasos necesarios para la construcción del modelo empleado en este trabajo en su totalidad.

4.1 El modelo de optimización (STAIR - ETO)

4.1.1 El modelo STAIR

Para determinar los requerimientos energéticos de México en el año 2005 se utiliza el modelo STAIR (Ketoff et al. 1991) que utiliza una metodología de abajo hacia arriba ("bottom-up"). Este modelo, desarrollado en el Lawrence Berkeley Laboratory, es un marco contable que permite construir escenarios de consumo de energía a futuro, con base en hipótesis sencillas del crecimiento económico-social, niveles de saturación y consumos específicos de usos de energía particulares.

Este modelo es un sistema modular el cual permite obtener análisis a varios niveles de desagregación y detalle para cada sector: Servicios, Transporte, Agropecuario, Industrial y Residencial (STAIR). El nivel de desagregación es función de la disponibilidad de datos para cada sector, con ello, se pueden determinar los requerimientos energéticos en la oferta y demanda de energía dado un escenario base.

4.1.2 El modelo ETO

El modelo de Optimización Tecnológico-Energética (Energy and Technology Options- ETO- Model) es un modelo de programación lineal multisectorial que provee una evaluación económica de las opciones más viables para satisfacer, al menor costo, los servicios energéticos, identificando los tipos de tecnologías energéticas necesarias para limitar el crecimiento de la emisiones de bióxido de carbono (Mongia et al., 1994).

El modelo evalúa las actividades de la oferta de energía y las liga con los sectores de uso final a través de ecuaciones de balance de demanda. En total, el sistema energético está modelado por un conjunto de 142 actividades diferentes. Las opciones de oferta incluyen:

- a) La producción y el transporte de crudo, gas natural y carbón
- b) La refinación de petróleo y el procesamiento de gas. En la refinación sólo se contempla una variable, debido a la carencia de datos detallados acerca de los costos y consumos específicos de energía por tipo de refinería
- c) Tecnologías y fuentes primarias de generación eléctrica

El modelo también incorpora importaciones de energía primaria y energía procesada.

Las actividades de uso final consideradas en el modelo incluyen los cinco sectores principales: agricultura, industria, servicios, residencial y transporte.

a) Sector agropecuario. En este caso el modelo es muy agregado debido a la falta de datos más detallados. La intensidad energética es considerada como el uso de la energía entre el PIB del sector.

b) Sector Industrial. Se divide en ocho áreas industriales intensivas (siderurgia, petroquímica de PEMEX, química básica, azúcar, cemento, papel y celulosa, fertilizantes y vidrio). En cada una de estas ramas se estima el consumo específico como consumo de energía por tonelada producida. Para el caso de minería, construcción y "otras industrias" se calcula como consumo de energía por unidad de PIB o valor agregado.

c) Sector residencial. La demanda de energía para este sector se desagrega en urbano y rural. Cada uno de estos subsectores está a su vez desagregado por usos finales: cocción, calentamiento de agua, iluminación y refrigeración, televisión, aire acondicionado y otros usos eléctricos.

d) Sector transporte. Se desagrega la demanda de energía en transporte de carga y pasajeros, así como los diversos modos de transporte: autotransporte, ferrocarril, marítimo y aéreo.

e) Sector comercial y de servicios. Al igual que en el sector agropecuario, la falta de información obliga a considerarlo como un agregado, en donde la intensidad energética está determinada por el consumo final entre el PIB sectorial.

4.2 La función de costo

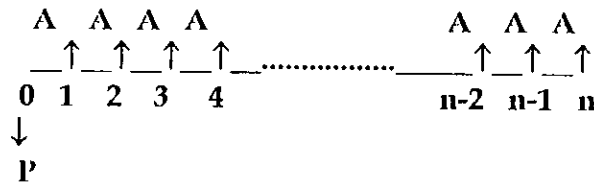
El modelo de STAIR-ETO es de tipo discreto. Esto significa que el modelo no genera una línea de evolución continua para los años intermedios entre 1990 y 2005, sino solamente escenarios para el año límite. Los costos de inversión y operación de las tecnologías deben ser consistentes con la metodología de cálculo de emisiones. Por esta razón los costos financieros tendrán que estar circunscritos al período de análisis, es decir, al año 2005. La metodología que más se acerca a este objetivo es la denominada valor presente de una serie uniforme de flujos de efectivo o "costo nivelado" o "anualidad de costos", la cual es recomendada por la UNEP (1992) y proviene de los costos de energía ahorrada, utilizados frecuentemente para las aplicaciones de "Demand Side Management" (Koomey et al. 1993). A continuación se describe.

De acuerdo con la metodología de evaluación financiera de proyectos (Coss 1994), el valor presente "P" que se tiene que invertir durante n períodos a una tasa de descuento d%, para acumular una cantidad "F" en el futuro está determinada por la siguiente ecuación:

$$P = F / (1+d)^n \dots\dots\dots(1)$$

Para determinar la equivalencia en el tiempo cero de una serie uniforme de flujos de efectivo, es necesario introducir una variable denominada "A" (ver figura).

Serie Uniforme de Flujos de Efectivo



Esta variable representa el flujo neto al final del período, la cual ocurre durante n períodos. Por consiguiente, la equivalencia en el tiempo cero de la serie uniforme de flujos de efectivo, se puede obtener al sumar la equivalencia en el tiempo cero de cada una de las A's.

De esta forma, la equivalencia en el tiempo cero del primer flujo es (de acuerdo con la ecuación "1") $A/(1+d)$. Para el segundo flujo, la equivalencia será $A/(1+d)^2$. Sumando todos los períodos se tiene:

$$P = A (1 / (1+d) + 1 / (1+d)^2 + \dots\dots\dots + 1 / (1+d)^n)$$

simplificando la serie se tiene:

$$P = A \frac{(1+d)^n - 1}{i (1+d)^n}$$

La cantidad A que se pagaría al final de cada período durante n períodos, si en el tiempo cero se invierte una cantidad P será:

$$A = P \frac{d (1+d)^n}{(1+d)^n - 1}$$

O equivalentemente:

$$A = P \frac{d}{1-(1+d)^{-n}} \dots\dots\dots (2)$$

Es factible suponer que el número de períodos (años) de pago de una tecnología es la vida media de la misma. La ecuación (2), a menudo se le conoce como costo nivelado de una tecnología.

De esta forma, "P" será el total del costo de capital de la inversión en el año cero más la suma de los costos de operación y mantenimiento, "d" es la tasa de descuento y "n" es el período de vida útil de la tecnología. El costo nivelado anual de un escenario es la suma de los costos nivelados anuales de cada una de las tecnologías incluidas en el modelo.

Los costos mínimos calculados en el modelo incluyen costos de operación y mantenimiento, así como los costos de inversión que se requieren para cubrir las necesidades energéticas para el año 2005. En ambos casos, se toman los costos financieros anualizados para efecto de comparación de escenarios. En Mongia et al (1994) se definen dos tipos de costos totales: uno de ellos incluye los costos de los servicios energéticos y el otro, el costo total de la producción de bienes (costo total). En este caso y en especial para el sector industrial se toman en cuenta los costos totales.

4.3 El costo de carbón mitigado

Para poder estimar la curva incremental de costos de mitigación, es necesario calcular el costo de carbón mitigado para cada escenario en relación con el año base. El costo de cada escenario está dado por la suma de los costos financieros de inversión y operación de cada una de las variables. Como se menciona anteriormente, el costo financiero se calcula como la anualidad a valor presente; esta expresada por la ecuación (2).

El costo de carbón mitigado de los escenarios queda determinado entonces, por la siguiente fórmula:

$$\text{Costo de Carbón Mitigado} = \frac{\Lambda_{emi} - \Lambda_b}{(\text{Carbón emitido})_{bas} - (\text{Carbón emitido})_{emi}}$$

Donde los subíndices "bas" y "emi" se refieren al escenario base y el escenario de mitigación "i", respectivamente.

La curva incremental de costos se construye como la suma acumulada (de todas las tecnologías de mitigación) de la diferencia de los costos de mitigación y de las emisiones. En la figura 21, se presenta un ejemplo de esta curva.

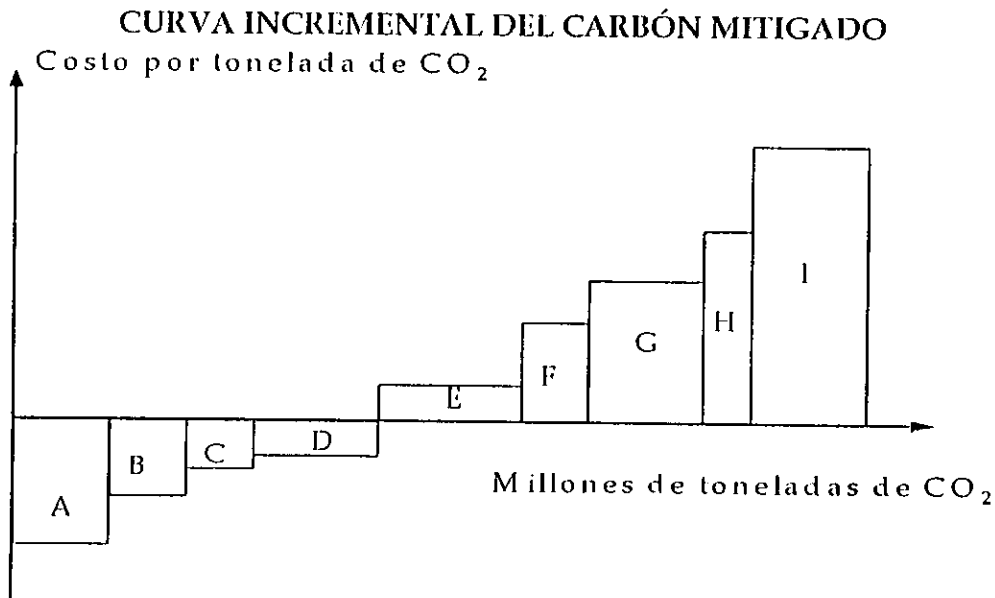


Figura 21

Fuente: Elaboración propia

4.4 Metodología de estimación del potencial de cogeneración

Como se mencionó anteriormente, para el sector industrial se consideran 8 diferentes ramas: Siderurgia, Petroquímica Pemex, Azúcar, Química básica, Cemento, Celulosa y Papel, Vidrio y Fertilizantes. Para estimar el potencial de cogeneración de cada rama se hace a través de su consumo agregado de energía reportado en el Balance Nacional de Energía. Además se considera el autoabastecimiento de energía eléctrica para las ramas que lo tienen y se le asigna un consumo de combustible requerido para este autoabastecimiento considerando una eficiencia en la transformación del 30%.

Para obtener el consumo real de energéticos utilizados para la producción total de la rama industrial "X", se resta el consumo energético requerido para el autoabastecimiento eléctrico al consumo de Combustóleo y/o Gas reportado. Además el autoabastecimiento eléctrico se suma al consumo de electricidad de la rama industrial reportada en el Balance Nacional de Energía.

Una vez que se tiene el consumo energético real utilizado para la producción de las diferentes ramas industriales se consideraron dos casos (o posibles situaciones) de cogeneración.

4.4.1 Primer caso (Requerimientos 100% eléctricos)

En el primer caso se diseña el sistema de cogeneración con base en el consumo eléctrico real utilizado por la industria "X", tratando de satisfacer al 100% este insumo eléctrico.

Para esto, se considera un sistema de cogeneración a base un sistema motor simple con recuperador de calor con las siguientes eficiencias¹:

Tabla 7. Eficiencias para el primer caso de cogeneración

Sistema Motor	Generador Eléctrico	Recuperador de Calor	Caldera convencional
30%	99%	70%	75%

Para este caso (satisfacción al 100% del consumo eléctrico) se toma el consumo eléctrico real de la industria "X" y se considera que el sistema de cogeneración generará el total de energía eléctrica requerida (sin excedentes) y el requerimiento de energía térmica (vapor, gases calientes, fluido térmico) será suministrado en parte por el sistema de cogeneración planteado y el equipo actual existente en cada rama industrial

Para la generación eléctrica de nuestro sistema de cogeneración se considera que se realizará mediante Gas Natural y Combustóleo asignándole 3/4 a Gas Natural y 1/4 al Combustóleo², esto debido a que no todas las plantas instaladas cuentan con suministro de gas o un gasoducto cercano al cual se puedan conectar. Sin embargo, se toma en cuenta que las políticas nacionales actuales promueven el uso del gas natural por su bajo costo y sus menores impactos ambientales.

¹ En este caso se asume que el sistema motor será un sistema de ciclo simple de turbina de gas. Sin embargo la tecnología de cogeneración depende no solamente de la rama industrial, sin de la disponibilidad del combustible, del tipo de instalación, de la tecnología existente, etc. Para el caso de nuevas plantas, en la mayoría de los casos es factible suponer que la mejor opción es una turbina de gas.

² En el caso de combustóleo se asume un motor alternativo o ciclo simple de turbina de vapor.

El potencial de cogeneración calculado a partir de la demanda de energía eléctrica es utilizado para estimar el cambio tecnológico de las plantas existentes a una tecnología de cogeneración. Esto se hace así, debido a que las plantas actuales cuentan con tecnología instalada que les permite cubrir la demanda térmica adicional que no es proporcionada por la cogeneración.

4.4.2 Segundo caso (Requerimientos 100% térmicos)

En el segundo caso se diseña el sistema de cogeneración con base en el consumo térmico real utilizado por la industria "X", tratando de satisfacer al 100% este insumo energético. Para esto, se considera un sistema de cogeneración a base un sistema motor simple con recuperador de calor con las siguientes eficiencias:

Tabla 8. Eficiencias para el segundo caso de cogeneración

Sistema Motor	Generador Eléctrico	Recuperador de Calor	Caldera convencional
30%	99%	70%	75%

Para este caso (satisfacción al 100% del consumo térmico) se toma el consumo real de combustóleo, gas natural o bagazo de caña de la industria "X" y se multiplica por la eficiencia promedio de un generador de vapor convencional (actual) para obtener el requerimiento real de energía térmica en esta industria.

Se considera que el sistema de cogeneración generará el total de energía térmica requerida (vapor, gases calientes, fluido térmico) y el requerimiento de energía eléctrica será suministrado en parte por el sistema de cogeneración planteado y el resto (si no hay excedentes eléctricos) por la CFE.

Para ésta estimación se considera que no hay postcombustión, con excepción de la Siderurgia, Cemento y Vidrio. En general, la postcombustión significa combustible adicional en el recuperador de calor, con el objetivo de aumentar la temperatura de salida de los gases de la turbina de gas. En el caso de la siderurgia, el cemento y el vidrio, los procesos de producción requieren temperaturas mayores a la de los gases de salida de la turbina, por lo que es necesario diseñar un sistema de cogeneración con postcombustión. En este caso se asume que del consumo total de combustóleo y gas natural, sólo el 70% es útil para estimar el potencial de cogeneración, ya que el resto será utilizado en la postcombustión del recuperador de calor.

Al igual que en el primer caso, para la generación térmica del sistema de cogeneración se considera que se realizará mediante Gas Natural y Combustóleo asignándole 3/4 a Gas Natural y 1/4 al Combustóleo.

El potencial de cogeneración basado en la demanda térmica se utiliza para las plantas nuevas. Esto se hace así debido a que la adquisición de un sistema de cogeneración en una nueva instalación supone que no se requerirá tecnología adicional para cubrir la demanda térmica de la rama industrial.

Los resultados de ambos potenciales para cada una de las ramas industriales se presentan en el anexo 4. Es evidente que la disminución en las emisiones de gases invernadero aparece cuando se considera el sistema integral de energía, es decir, el consumo de energía tanto en la industria, como en la generación, transmisión y distribución de electricidad (CFE y LyF).

CAPÍTULO 5

ESCENARIOS (1990.- 2005)

5. Escenarios

Para la realización de este trabajo se plantean dos escenarios base, el primero es un escenario alto en el cual se espera que el Producto Interno Bruto (PIB) registre un crecimiento del 5.5 por ciento anual para el año 2005; el segundo escenario es un escenario bajo, en el cual se espera que el PIB registre un crecimiento del 2.9 por ciento anual para el mismo año.

Los escenarios de mitigación incluyen cogeneración en el sector industrial en las ramas del azúcar, celulosa y papel, petroquímica, química básica y fertilizantes.

Para éstas ramas industriales se considera que todas las plantas nuevas contarán con sistemas de cogeneración y de las ya existentes, solo el 50 por ciento de ellas contarán con sistemas de cogeneración para el año 2005.

5.1 Escenario base

Se presentan dos escenarios base, alto y bajo, cuya única diferencia es el crecimiento esperado de PIB para el año 2005.

Tabla 9. Crecimiento del PIB para el escenario base

	Escenario	
	Alto	Bajo
Crecimiento del PIB (%)	5.5	2.9

- Demanda eléctrica

Para cubrir la demanda de energía eléctrica de 180.81 TWh en el año 2005 (97.4 por ciento de estimado en el documento "Desarrollo del mercado eléctrico 1991-2005, CFE.") se considera:

- a) Las plantas en funcionamiento en el año 1995, seguirán haciéndolo hasta el año 2005
- b) Las inversiones programada por CFE para el año de 1997 ya fueron devengadas
- c) Para cubrir la demanda adicional se instalarán plantas de ciclo combinado de gas natural.

- **Demanda Final de Energía por sectores**

- a) **Sector residencial**

- Las intensidades energéticas no varían para el caso de la cocción de alimentos y del calentamiento de agua
- Un decremento en el consumo específico promedio de 5% para refrigeradores y aires acondicionados. Esta consideración se basa en la norma de aprobada desde principios de 1995. Asumiendo que todos los refrigeradores nuevos cumplen con la norma de consumo máximo de energía eléctrica y que existe una tasa de retiro de aproximadamente 15 años
- Las saturaciones de equipo doméstico, tendrán un incremento tendencial igual al registrado entre 1990 y 1993. De esta forma:

Residencial urbano

Cocción

- la leña desaparece como energético
- el GLP aumenta 2%
- el gas natural 1.5%.

Calentamiento de agua

- la leña disminuye de 13 a 10%
- el GLP aumenta de 31 a 36%
- el gas natural de 10 a 12%.

Electrodomésticos aumenta de

- 72 a 95% en el caso del refrigerador
- 13 a 20% en aires acondicionados
- 93 a 100% para la televisión.

Sector residencial rural

Cocción

- La leña disminuye de 73 a 65%
- El GLP aumenta de 57 a 68%
- Las kerosinas se reducen al 4%.

Calentamiento de agua

- la leña disminuye de 20 a 15%
- el GLP aumenta de 3 a 10%.

Iluminación

- El 85% de las viviendas tendrán iluminación eléctrica en el año 2005.

Electrodomésticos

- llegará a 35% en el caso del refrigerador
- llegará a 70% para la televisión.

b) Sector transporte

- La contribución de los diversos modos permanece constante
- Las intensidades energéticas permanecen constantes
- El crecimiento esperado en el aumento de la actividad para todos los casos es similar al del PIB.

c) Sector servicios

- Las intensidades energéticas permanecerán constantes a su valor de 1990.

d) Sector agrícola

- Las intensidades energéticas permanecerán constantes a su valor de 1990.

e) Sector industrial

- Las intensidades energéticas permanecerán constantes pero a su valor de 1993 para el caso de la petroquímica PEMEX, siderurgia, celulosa y papel y vidrio. En estas ramas industriales se registró una disminución en las intensidades energéticas entre 1990 y 1995 debido a cambios tecnológicos y modernización de las empresas
- Para la rama minera, construcción y las industrias no desagregadas, la intensidad energética permanece constante a su valor de 1990.

5.2 Consideraciones de los escenarios base

- **Valores monetarios**

Los valores monetarios de este trabajo se presentan en dólares de 1990, a un tipo de cambio de 3.1 pesos por dólar.

- **Tasa real de descuento**

El cálculo de valor presente para el caso de las inversiones se hace a una tasa de descuento del 7%.

- **Factores de emisión**

Los factores de emisión de bióxido de carbono considerados en este trabajo son:

Tabla 10. Coeficientes de emisión (Kg C/GJ)

Crudo	20.0
Condensados	20.2
Gas no asociado	15.3
Gas asociado	15.3
Carbón	25.8
Leña	6.0
Bagazo	29.9
Coque	29.5
GLP	20.2
Gasolina	18.9
Kerosinas	19.6
Diesel	20.2
Combustóleo	21.1
Gas Natural	15.3

Fuente: Preliminary National Inventory of Greenhouse Gas, 1995

- **Crecimiento poblacional**

México experimentó en la década de los ochenta un importante decremento en la tasa de crecimiento poblacional. Mientras que en los setenta ésta fue cercana al 3%, en los ochenta se redujo a 2.1%. Proyecciones oficiales estiman que la tasa media anual de crecimiento poblacional entre 1990 y el año 2005 será estable a 1.8%, con lo que la población crecerá de 91.2 millones de habitantes en 1995 a poco más de 106 para el año 2005 (CFE, 1995). En relación con la población rural, se estima que tendrá una disminución relativa, pasando de representar el 29% de la población en el año 1990 al 20% en el 2005. El número de habitantes promedio por vivienda caerá de 5.1 a 4.7 para el mismo período. (Tablas 11 y 12).

Tabla 11. Tasa de crecimiento anual para población y vivienda.

Período	1970-1980	1980-1990	1990-2005
Población	3.3%	2.0%	1.8%
Vivienda	3.8%	2.8%	2.2%

Fuente: INEGI, 1995

Tabla 12. Población y vivienda.

Período	1970	1980	1990	2005
Personas por vivienda	5.8	5.5	5.1	4.7
% Vivienda urbana	59%	68%	71%	80%

Fuente: INEGI, 1995

- **Situación económica y planes de crecimiento**

Por varias décadas y hasta finales de los años setenta, México adoptó un modelo de desarrollo basado en la sustitución de importaciones. Durante esa época el PIB creció al 8% anual y se constituyó la base industrial del país. El modelo de sustitución de importaciones fue seguido por un crecimiento económico sustentado en el petróleo. Después del "boom petrolero", la caída internacional de los precios del petróleo y un creciente endeudamiento provocaron un prolongado estancamiento económico. Desde mediados de los años ochenta y hasta la fecha, se ha incrementado un proceso de liberalización económica. Compañías estatales han sido privatizadas y la desregularización ha tocado prácticamente todos los sectores de la economía. Un repunte del PIB ocurre a finales de la década pasada e inicios de los años noventa. A partir de 1988, la demanda energética se recupera, incrementándose la tasa anual a cerca de la mitad de la del período 1965-1981.

A pesar de los cambios estructurales de la economía mexicana, el país se encuentra sumido en una crisis financiera y un estancamiento económico que se origina a finales de 1994. En 1995, el PIB cayó en 6.9%, la inflación registrada fue de cerca del 50% y el tipo de cambio del peso respecto al dólar alcanzó más del doble de lo que tenía antes de la crisis de finales de 1994. En las condiciones actuales, la economía mexicana exhibe un marco muy inestable para modelar escenarios futuros de demanda de energía. A corto plazo el futuro es incierto, ya que a pesar de que el gobierno mexicano planea un crecimiento del PIB mayor al 3% para 1996, diversos analistas económicos suponen que es un objetivo difícil de cumplir. Aun así, las estimaciones para el año 2005 se muestran en la tabla 13. Se asume un decremento del 6.9% en 1995, un crecimiento del 3% y 2% entre 1996 y 1997 y dos escenarios a partir de 1997. Uno asume un crecimiento de cerca del 5.5% y otro uno más moderado de 2.9%.

Tabla 13. Escenarios de crecimiento del PIB

	90-91	91-92	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-2005
Alto	3.6	2.8	0.45	3.0	-6.9	3.0	4.3	5.5	5.5
Bajo	3.6	2.8	0.45	3.0	-6.9	2.0	2.5	2.9	2.9

De 1990 a 1995 los datos son reales. De 1996 a 2005, escenarios estimados de la Gerencia de Estudios Económicos de la CFE.

• Estructura del Producto Interno Bruto

Entre 1986 y 1993 la estructura del PIB a nivel nacional se mantuvo prácticamente constante, aunque se registró una disminución del sector agropecuario y el minero a favor de un incremento del sector comercial. Dentro de la industria, la estructura también se mantuvo prácticamente constante. Para el año 2005 se asume una estructura del PIB esencialmente constante y muy similar a la de 1990. La tabla 14 muestra la composición del PIB para el año 2005 a la luz de la estructura de años anteriores, la tabla 15 presenta el PIB del sector industrial y la tabla 16 presenta el PIB manufacturero.

Tabla 14. Estructura del PIB (Porcentaje)

	1970	1975	1980	1985	1990	1993	2005
Comercial	51.2	52.3	51.4	53.8	52.6	52.2	52.5
Industrial	31.0	30.6	29.9	28.3	29.5	29.6	30.0
Sector energético	1.7	2.0	2.8	3.4	3.5	3.5	3.5
Transporte, Alm. y comunicaciones	4.9	5.5	6.4	6.2	6.6	7.0	8.0
Agricultura	11.2	9.6	8.2	8.5	7.8	7.4	8.0

Fuente: Agenda del Economista, 1997

Tabla 15. Estructura del PIB industrial (Porcentaje)

	1986	1988	1990	1993	2005
Minería	12.4	12.4	11.3	11.1	11.0
Construcción	17.0	16.5	16.2	17.3	17.0
Manufactura	70.6	71.1	72.5	71.6	72.0

Fuente: Banco de México, 1996

Tabla 16. Estructura del PIB manufacturero (Porcentaje)

	1986	1988	1990	1993	2005
Manufactura	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Petroquímica	1.2	1.4	1.7	1.6	1.6
Siderurgia	4.4	4.7	4.7	4.7	4.7
Azúcar	2.9	2.5	1.5	2.5	2.5
Químico	1.5	1.6	1.5	1.6	1.6
Cemento	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Celulosa y papel	5.9	5.9	5.8	5.4	5.5
Vidrio	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Fertilizantes	0.4	0.5	0.4	0.3	0.3

Fuente: Parcialmente del Sexto Informe de Gobierno, 1994

5.3 Escenario de mitigación "Cogeneración"

Los escenarios de mitigación incluyen cogeneración en el sector industrial en las ramas del azúcar, celulosa y papel, petroquímica, química básica y fertilizantes.

Al inicio del proyecto se tenía contemplado al ciclo combinado en la generación de electricidad como una tecnología de mitigación. Sin embargo, su importante eficiencia, así como su viabilidad económica, hicieron que el modelo de optimización eligiera a esta tecnología como la óptima para la expansión del sistema eléctrico al año 2005. El ciclo combinado, entonces, está tomado en cuenta en el escenario base.

En este trabajo se considera exclusivamente los sistemas de cogeneración superiores. En los sistemas de cogeneración inferiores se aprovecha la energía remanente del proceso productivo para generar energía eléctrica, por esta razón, la cogeneración en industrias como la siderúrgica, cemento y vidrio no es tomada en cuenta en este ejercicio. Para realizar un análisis de cogeneración en estas ramas industriales se necesitaría contar con datos de precisos de cada tipo de proceso en específico para poder estimar la calidad y cantidad de la energía remanente a ser aprovechada por el sistema de cogeneración, además, para poder considerar sistemas de cogeneración superiores se requiere post-combustión debido a las altas temperaturas que generalmente se necesitan en los hornos de estas industrias.

En este trabajo se evalúan dos casos de cogeneración superior:

- El primero tiene como objetivo generar el 100% del total de la energía eléctrica necesaria en el proceso, y utilizar el calor de desperdicio para los procesos térmicos requeridos por la empresa y según sea el caso, satisfacer el faltante de energía térmica con equipo convencional.

- El segundo caso de sistema de cogeneración superior tiene como finalidad generar el 100% del total de la energía térmica requerida por el proceso y según sea el caso, comprar o vender la energía eléctrica resultante del sistema de cogeneración para la plena satisfacción de los procesos.

En general, cuando el sistema de cogeneración se diseña para cubrir la demanda térmica, se obtienen excedentes eléctricos significativos. Si las compañías de generación eléctrica pueden absorber estos excedentes pagando un precio que sea conveniente, tanto para el industrial como para si misma, el sistema en su conjunto alcanza su mayor nivel de eficiencia. El punto clave está precisamente en la obligatoriedad o no de las compañías eléctricas para comprar los excedentes y el valor económico de los mismos.

En México, este punto clave no ha sido definido aun con claridad. Por esta razón, la mayoría de proyectos de cogeneración que se proyectan actualmente en el país se han diseñado tomando como base la energía eléctrica requerida para el proceso y surtiendo la demanda de energía térmica faltante de manera convencional. Esto es económicamente factible, debido a que instalaciones térmicas convencionales (calderas, hornos, etc.) ya existían en las plantas en funcionamiento.

La recién creada Comisión Reguladora de Energía, la CFE y la propia Secretaría de Energía tiene planeado sin embargo, definir con mayor claridad la regulación concerniente a la cogeneración.

Esta situación fue reflejada de la siguiente manera, en los escenarios de cogeneración. Se supone que las plantas industriales nuevas que tendrán que ser creadas para cubrir la demanda económica para el año 2005, podrán incorporar sistemas de cogeneración que cubran la demanda térmica al 100% y por tanto, cuenten con un excedente de energía eléctrica. Para las instalaciones actuales, los sistemas de cogeneración se diseñan para cubrir exclusivamente la demanda eléctrica.

- **Elección de las tecnologías de mitigación**

Las tecnologías que construyen los escenarios de mitigación fueron elegidas debido a que la cogeneración es una alternativa tecnológica con un alto potencial de ahorro de energía y a que los cambios recientes a la Ley de Servicio Público de la Energía Eléctrica han abierto la posibilidad legal para la instrumentación de esta tecnología. Esto pone a la cogeneración como una excelente opción de mitigación de gases invernadero.

La siguiente tabla muestra el nombre asignado a los escenarios de mitigación y las opciones tecnológicas que incluyen.

Tabla 17. Descripción de los escenarios de mitigación

Nombre del escenario	Tecnología
a	Cogeneración en nueva industria de fertilizantes
b	Cogeneración en nueva industria de la celulosa y el papel
c	Cogeneración en nueva industria química
d	Cogeneración en nueva industria petroquímica
e	Cogeneración en nueva industria del azúcar
f	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de fertilizantes
g	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de la celulosa y el papel
h	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria química

5.4 Consideraciones de los escenarios de mitigación

- **Valores monetarios**

Los valores monetarios de este trabajo se presentan en dólares de 1990, a un tipo de cambio de 3.1 pesos por dólar.

- **Costos asociados a la cogeneración**

En todos los casos se asume un costo de cogeneración de 1,000 dls por kW instalado (IPCC, etc.) y un costo de operación y mantenimiento de 3 dls/MWh suponiendo turbina de gas.

- **Tasa real de descuento**

El cálculo de valor presente para el caso de las inversiones se hace a una tasa de descuento del 7%.

- **Vida útil de las tecnologías de cogeneración**

Para la anualización de costos se supone una edad promedio de 25 años.

- **Combustible utilizado en el sistema de cogeneración**

Para la generación eléctrica en los sistema de cogeneración se considera que 3/4 partes de los sistemas utilizarán gas natural y 1 /4 partes utilizarán combustóleo (debido a la disponibilidad del combustible).

- **Factores de emisión**

Los factores de emisión de bióxido de carbono considerados para la cogeneración son:

Tabla 18. Coeficientes de emisión (Kg C/GJ)

Combustóleo	21.1
Gas Natural	15.3

Fuente: Preliminary National Inventory of Greenhose Gas,1995

CAPÍTULO 6

RESULTADOS DEL ESTUDIO

6. Resultados

Los resultados del estudio se presentan divididos en escenarios base y escenarios de mitigación. Para los escenarios base se presenta la demanda de energía final proyectada con la aplicación del modelo STAIR tomando en cuenta las consideraciones planteadas en el capítulo 5 de este trabajo. Las emisiones de bióxido de carbono estimadas para estos escenarios fueron obtenidas con base a los factores de emisión presentados en el capítulo 5 considerando que se mantienen constantes para el período en estudio.

Los resultados de los escenarios de mitigación de emisiones de bióxido de carbono se obtuvieron proyectando los consumos de energía y requerimientos energéticos de las tecnologías de cogeneración aplicando el modelo STAIR, el modelo ETO se utilizó para estimar el costo total de cada uno de los escenarios en dólares constantes del año 1990, además se consideró que del potencial total obtenido, tres cuartas partes consumirán gas natural y la cuarta parte restante utilizará combustóleo como energía fuente.

El modelo estima que la demanda de energía primaria será de 7726 PJoules para el año 2005, 56% mayor que en 1990 para el escenario alto. En el escenario de bajo crecimiento en el PIB, la demanda de energía será de 6434 PJoules (34% mayor que en el año base).

Las emisiones de bióxido de carbono para el escenario de alto crecimiento del PIB se estiman que serán del orden de los 531 millones de toneladas para el año 2005, cerca del 70 por ciento mayor a las registradas en el año base (1990). En el escenario bajo se estiman emisiones de bióxido de carbono del 41 por ciento mayor que las registradas en el año 1990.

El modelo ETO es utilizado para estimar los costos totales anualizados a valor presente, tanto para el escenario base (2005) como para los escenarios de mitigación. Posteriormente se realiza una comparación entre los costos totales para el escenario base (sin considerar cogeneración en las ramas industriales seleccionadas en este estudio) y cada uno de los escenarios de mitigación.

6.1 Escenarios base

El modelo estima que la demanda de energía primaria será de 7726 PJ para el año 2005, 68 por ciento mayor que en 1990 para el escenario alto. En el escenario bajo, la demanda será 41 por ciento mayor. La distribución de la demanda de energía final por tipo de energético se muestra en la tabla 19.

6.1.1 Demanda Final de Energía

Tabla 19. Demanda final de energía
(Peta Joules)

Fuentes de energía	Año base (Pjoules) (1990)	Escenario de crecimiento económico alto (Pjoules) (2005)	Escenario de crecimiento económico bajo (Pjoules) (2005)
Crudo	0.38	0.55	0.42
Condensados	1.54	2.60	2.01
Gas no asociado	9.11	15.39	11.93
Gas asociado	27.63	46.71	36.20
Gas no aprovechado	81.74	98.08	98.08
Carbón	159.39	234.03	177.38
Leña	293.66	259.65	259.65
Bagazo	72.81	115.01	89.12
Coque	68.58	119.29	93.05
GLP	352.96	572.11	570.34
Gasolina	958.14	1333.11	1205.21
Kerosinas*	177.04	236.97	194.12
Diesel	495.95	804.66	710.69
Combustóleo	1027.43	1911.16	1458.93
Gas natural	849.37	1976.70	1526.92
Total	4575.73	7726.02	6434.05

* Incluye combustible para aviones

En la siguiente figura se muestra el porcentaje de la participación de los combustibles para cubrir la demanda final de energía por tipo de energético para el escenario de alto crecimiento del PIB.

**Consumo final de energía por energético
Escenario base alto, 2005**

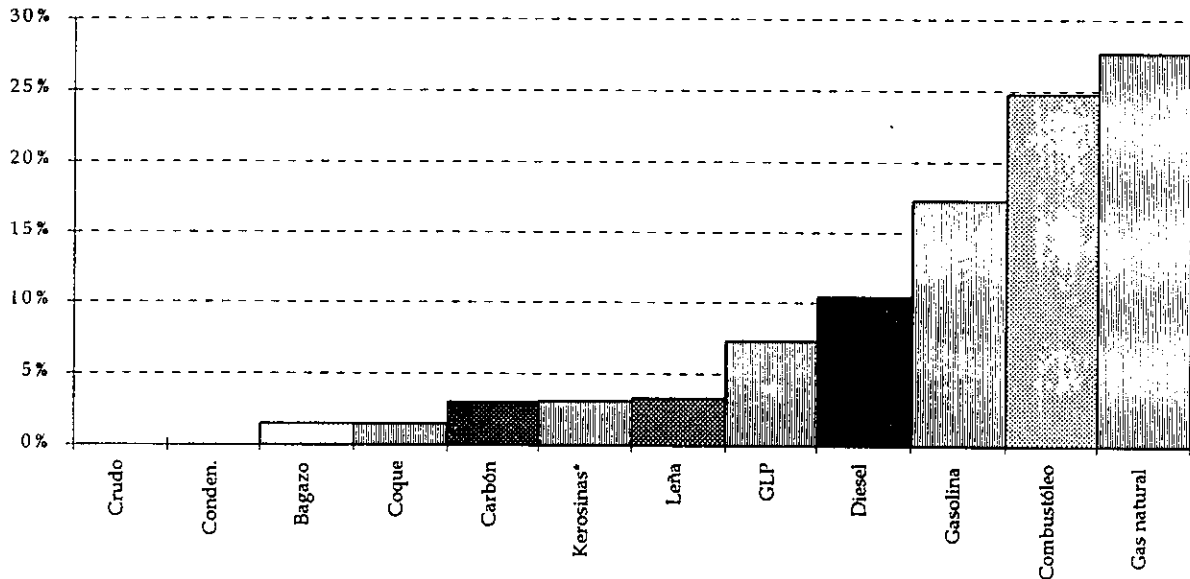


Figura 22

Fuente: Elaboración propia

Para satisfacer las necesidades de refinación se requerirá una capacidad adicional de alrededor de 1723 PJ para el escenario alto y 1437 PJ para el escenario bajo.

Las necesidades adicionales de gas natural se podrían cubrir con gas natural importado debido a que:

- a) no están comprobadas las reservas de gas natural en el país suficientes para cubrir la demanda del 2005
- b) aun cuando existieran, el modelo de optimización optó por la importación de gas natural. Se considera que el precio del gas natural se mantendrá a su nivel internacional actual de 2.44 USD/GJ. En el escenario bajo, se requerirán tan sólo 182 PJ adicionales a los demandados en 1990. Para el caso de alto crecimiento se requerirán 773 PJ.

Para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica en el año 2005 y en el caso del crecimiento económico alto, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) deberá aumentar su capacidad total de generación en 2477 MW, sin tomar en cuenta los proyectos que están actualmente en construcción y que son de 8000 MW. La tecnología de ciclo combinado resultó económicamente preferida sobre otras tecnologías de generación eléctrica. En el caso del escenario económico bajo, CFE tendrá una capacidad instalada superior en 3.0 GW, a la demanda requerida para el año 2005, tomando en cuenta los proyectos de construcción actuales.

Los costos totales en anualidades a valor presente para el año 2005 tomando en cuenta la oferta de energía (exceptuando gasoducto) y las industrias intensivas del sector industrial, serán de \$17362 para el crecimiento económico alto y de \$13343 millones de dólares de 1990 para el crecimiento económico bajo.

6.1.2 Emisiones de Bióxido de carbono

El modelo estima que las emisiones de bióxido de carbono será de 531 millones de toneladas para el año 2005, 70 por ciento mayor que en 1990 para el escenario alto. En el escenario bajo, las emisiones serán 41 por ciento mayor. La distribución de las emisiones por tipo de energético se muestra en la tabla 20.

Las emisiones totales de bióxido de carbono en el escenario base son las siguientes:

Tabla 20. Emisiones de Bióxido de Carbono en los escenarios base

Fuentes de energía	Año Base 10 ³ Ton C de CO ₂ (1990)	Escenario alto 10 ³ Ton C de CO ₂ (2005)	Escenario bajo 10 ³ Ton C de CO ₂ (2005)
Crudo	7.60	11.00	8.40
Condensados	31.10	52.52	40.60
Gas no asociado	139.38	235.47	182.52
Gas asociado	422.73	714.66	553.86
Gas no aprovechado	1250.68	1500.62	1500.62
Carbón	4112.26	6037.97	4576.40
Leña	1761.96	1557.90	1557.90
Bagazo	2177.02	3438.79	2664.68
Coque	2023.11	3519.05	2744.97
GLP	7129.79	11556.62	11520.86
Gasolina	18108.85	25195.77	22778.46
Kerosinas*	3469.98	4644.61	3804.75
Diesel	10018.19	16254.13	14355.93
Combustóleo	10710.99	40325.47	30783.42
Gas natural	12825.49	29848.17	23056.49
Emisiones en miles de toneladas de carbón	85,156.94	144,892.79	120,129.92
Emisiones en miles de toneladas de CO ₂	312,242.10	531,273.57	440,476.38

6.1.3 Escenarios de cogeneración

La comparación entre el escenario base y las diversas medidas de mitigación se realiza de acuerdo al escenario de crecimiento económico alto, debido a que este muestra más claramente el potencial de los diversos escenarios de mitigación.

Para las ramas de la celulosa y el papel, los fertilizantes y la química básica se consideran dos escenarios de cogeneración:

- a) Cogeneración en las nuevas plantas. En este caso el potencial de cogeneración que se utiliza asume que se cubrirá con el 100% de los requerimientos térmicos y por lo tanto existe un excedente de energía eléctrica.
- b) Cogeneración en nuevas plantas más 50% de cogeneración en las plantas existentes. En este caso, el potencial de cogeneración de las plantas existentes se considera asumiendo que se cubrirá con el 100% de la demanda eléctrica y habrá un déficit en la demanda térmica. La razón de esta consideración es que existe una capacidad instalada para la demanda térmica (calderas etc.) que seguirá siendo utilizada por las industrias. Por supuesto este potencial implica una generación eléctrica menor, pero también una inversión de capital menor. Para las nuevas plantas, las consideraciones son las mismas que en el inciso a).

Para las industrias petroquímica y azucarera solamente se considera cogeneración en las nuevas plantas. Esto se debe a que en la actualidad la industria petroquímica autogenera toda la electricidad que consume. Se requerirá un estudio más detallado sobre esta rama industrial, para saber cuanto de esta autogeneración en realidad es cogeneración y con ello encontrar el potencial de la capacidad instalada. La tabla 21 muestra el potencial de cogeneración para cada una de las plantas industriales nuevas y 50% de las existentes.

Tabla 21. Potencial de cogeneración
(MW)

	Nuevas plantas	Nuevas más 50% existentes*
Petroquímica	2448	2448
Azúcar	723	723
Química	2492	2632
Celulosa y papel	1680	1780
Fertilizantes	1477	1589
Total	8820	9171

Es importante señalar que :

- * Las nuevas plantas utilizan el potencial térmico, mientras en las existentes se utiliza el potencial eléctrico.
- * En las industrias petroquímica y azúcar no se considera cogeneración en plantas existentes. La importancia de la autogeneración propia en estas empresas imposibilita el cálculo correcto de este potencial.

La capacidad instalada de generación eléctrica se distribuye de la siguiente manera para cada escenario.

Tabla 22. Diversificación de la generación eléctrica incluyendo cogeneración (MW)

	1990	1989-1994	1995-1997	1997-2005 Esc Base	Cogeneración nuevas	Cogeneración nuevas y 50% existentes
Térmica convencional	11367	16598	17458	17458	11115	10764
Carbón convencional	1200	1900	2600	2600	2600	2600
Turbogas	1779	1779	1779	1779	1779	1779
Ciclo combinado	1687	1838	2357	4834	2357	2357
Combustión interna	86	86	86	86	86	86
Nuclear	675	675	1350	1350	1350	1350
Hidro	7805	9115	10047	10047	10047	10047
Geotermia	700	803	883	883	883	883
Cogeneración					8820	9171
Total	25299	32794	36560	39037	39037	39037

6.2 Resultados de los escenarios de mitigación

Como se mencionó en el capítulo 5, los escenarios de mitigación son:

Nombre del escenario	Tecnología
a	Cogeneración en nueva industria de fertilizantes
b	Cogeneración en nueva industria de la celulosa y el papel
c	Cogeneración en nueva industria química
d	Cogeneración en nueva industria petroquímica
e	Cogeneración en nueva industria del azúcar
f	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de fertilizantes
g	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de la celulosa y el papel
h	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria química

6.2.1 Consumo de energía en los escenarios de mitigación

Asumiendo que se implanta todo el potencial de cogeneración de acuerdo a cada uno de los escenarios, el consumo de energía se presenta en la tabla 23.

Tabla 23. Consumo total de energía de los escenarios de cogeneración (PJ)

Escenarios	Base	a	b	c	d	e	f	g	h
Consumo de energía	7726.01	7579.40	7576.45	7631.38	7650.50	7687.65	7566.66	7561.03	7605.15
Consumo de energía	100.0%	98.10%	98.06%	98.78%	99.02%	99.50%	97.94%	97.86%	98.44%

El escenario de mayor consumo de energía es el escenario base y el de menor consumo, es decir el de mayor ahorro de energía, es el que considera cogeneración en la totalidad de nuevas plantas de celulosa y papel y la aplicación de esta medida en 50% de las ya existentes (escenario g).

En la figura siguiente se muestra el consumo de energía final por fuentes para los diversos escenarios de mitigación de CO₂, incluyendo el consumo de electricidad de fuentes no petrolíferas.

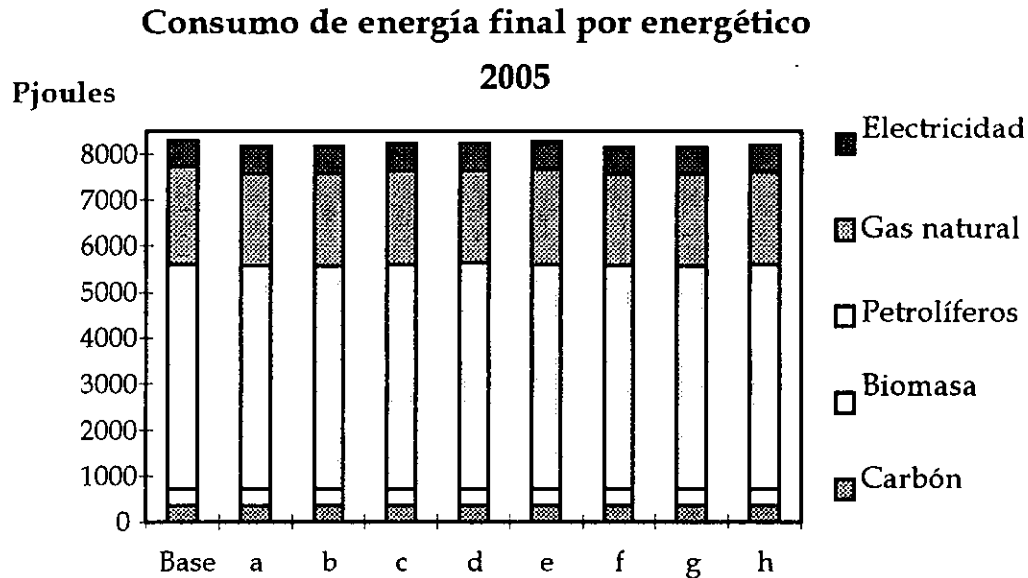


Figura 23

Fuente: Elaboración propia

6.2.2 Emisiones de CO₂ en los escenarios de mitigación

Asumiendo que se implanta todo el potencial de cogeneración de acuerdo a cada uno de los escenarios, las emisiones de CO₂ para cada medida de mitigación se presenta en la tabla 24.

Tabla 24. Emisiones totales de bióxido de carbono de los escenarios de mitigación (Miles de toneladas de carbón)

Base	a	b	c	d	e	f	g	h
144893	142529	142471	143476	143955	144275	142343	142219	143080
100.00%	98.37%	98.33%	99.02%	99.35%	99.57%	98.24%	98.15%	98.75%

Nuevamente, el escenario de mayor emisión es el base, mientras que el de mayor mitigación de CO₂ es el que considera cogeneración en la totalidad de nuevas plantas de la industria de celulosa y papel y la aplicación de esta medida en 50% de las ya existentes (escenario g).

En la figura siguiente se muestra la emisión de carbón por tipo de energético para los diversos escenarios de mitigación de CO₂.

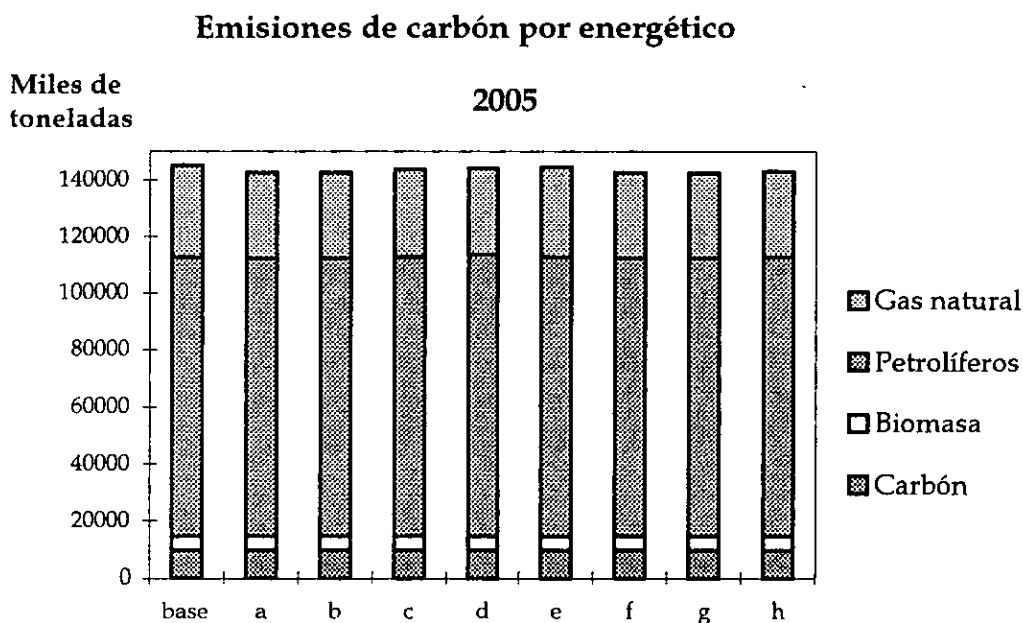


Figura 24

Fuente: Elaboración propia

6.2.3 Costos de los escenarios de mitigación

Asumiendo que se implanta todo el potencial de cogeneración de acuerdo a cada uno de los escenarios, los costos totales de cada escenario se muestran en la siguiente tabla 25.

Tabla 25. Costo total (anualizado a valor presente) de los escenarios de mitigación (Millones de 1990 USD)

Escenarios	Base	a	b	c	d	e	f	g	h
Costos	17363	16955	16962	17035	17045	17249	16978	17022	17252
Costos	100.0%	97.65%	97.69%	98.11%	98.17%	99.34%	97.78%	98.04%	99.36%

Como puede observarse, el costo menor es aquel en el que se implanta el potencial de cogeneración en la nueva industria de fertilizantes (escenario a). El costo mayor es el de implementar el potencial de cogeneración en 50% de la capacidad instalada actual y en la nueva industria química (escenario h).

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7. Conclusiones

Las conclusiones del presente trabajo se presentan divididas en escenario base y escenarios de mitigación. El modelo estima que para el año 2005 en el escenario base la demanda de energía primaria será de 7726 Pjoules y 6434 Pjoules para el escenario de alto crecimiento económico y para el de bajo crecimiento económico respectivamente.

Los costos totales de cada escenario de mitigación se presentan en anualidades a valor presente para el escenario base (2005) tomando en cuenta la oferta de energía (exceptuando gasoducto) y las industrias intensivas del sector industrial serán de \$17,362 millones de dólares para el crecimiento económico alto y de \$13,343 millones de dólares para el crecimiento económico bajo, todos los costos se presentan en millones de dólares de 1990.

Las emisiones de bióxido de carbono para el escenario base de alto crecimiento económico se estima serán del orden de los 531 millones de toneladas, (cerca del 70 por ciento mayor a las registradas en 1990). En el escenario de bajo crecimiento económico se estiman emisiones del orden de los 441 millones de toneladas (41 por ciento mayor que las registradas en el año 1990).

Los resultados presentados de los escenarios de mitigación sólo consideran el escenario de alto crecimiento económico, debido a que es en este escenario donde se aprecia con mayor claridad las diferencias entre el escenario base y los diversos escenarios de eficiencia.

Para cada uno de los escenarios descritos en este trabajo se presenta la demanda de energía primaria, las emisiones de bióxido de carbono y los costos totales anualizados en dólares de 1990.

Finalmente se presenta una curva de costos incrementales (Figura 35), donde las variables fueron ordenadas de acuerdo a la mitigación obtenida. Esta curva indica que de aplicarse todas las medidas tecnológicas de cogeneración (la suma de todos los escenarios), se obtendría una mitigación de 54.24 millones de toneladas de CO₂ (Equivalentes a 14.79 millones de toneladas de carbón), lo cual implica una disminución del 10.2 por ciento de las emisiones esperadas para el año 2005 para el escenario de alto crecimiento del PIB.

7.1 Escenario base

Los costos totales en anualidades a valor presente para el año 2005 tomando en cuenta la oferta de energía (exceptuando gasoducto) y las industrias intensivas del sector industrial serán de \$17362 para el crecimiento económico alto y de \$13343 millones de dólares de 1990 para el crecimiento económico bajo.

Las emisiones totales de bióxido de carbono en el escenario base de crecimiento económico alto suman 144, 893 Millones de toneladas de C (Equivalentes a 531, 273 toneladas de CO₂) y para el escenario económico bajo, 120, 129 Millones de toneladas de C (equivalentes a 440, 476 toneladas de CO₂).

7.2 Escenarios de mitigación

La comparación entre los diversos escenarios de mitigación y el escenario base se realiza para el escenario de crecimiento económico alto, debido a que muestra con mayor claridad la diferencia en la emisión de CO₂.

Descripción de los escenarios de mitigación

Nombre del escenario	Tecnología
a	Cogeneración en nueva industria de fertilizantes
b	Cogeneración en nueva industria de la celulosa y el papel
c	Cogeneración en nueva industria química
d	Cogeneración en nueva industria petroquímica
e	Cogeneración en nueva industria del azúcar
f	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de fertilizantes
g	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria de la celulosa y el papel
h	Cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en la industria química

7.2.1 Costos totales de los escenarios de mitigación

El costo total de la importación de gas natural (adicional al producido en el año base) en el año 2005 para los diversos escenarios de mitigación que involucran cogeneración en el sector industrial se presenta en las Figuras 25 y 26. Las barras representan los costos para cada escenario por separado. En la Figura 25 se representa los costos totales para los escenarios que involucran nuevas plantas y en la Figura 26, para las plantas nuevas mas 50 por ciento de las existentes.

Costo total para cubrir la demanda adicional de gas natural para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales (2005)

Millones de USD 1990

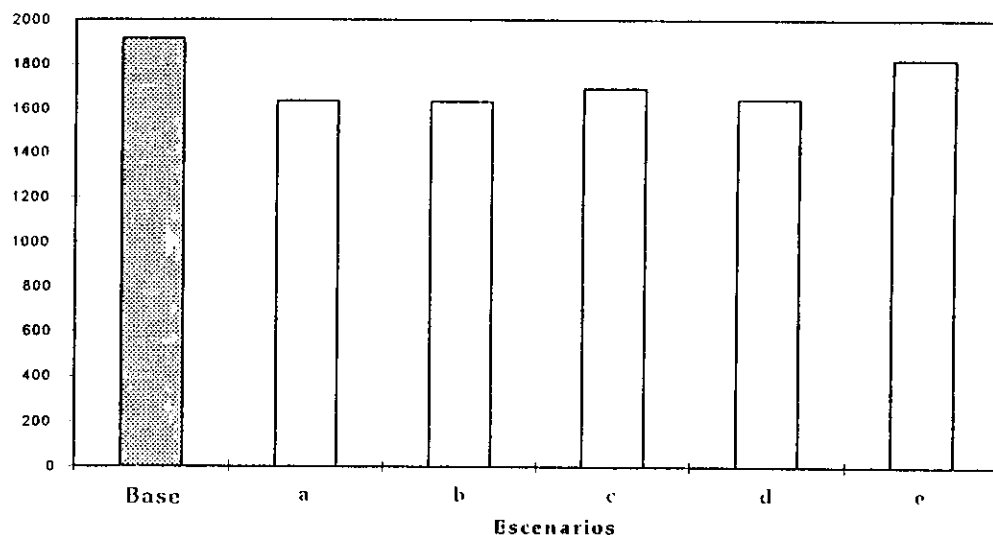


Figura 25.

Fuente: Elaboración propia

Costo total para cubrir la demanda adicional de gas natural para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes en el año 2005

Millones de USD 1990

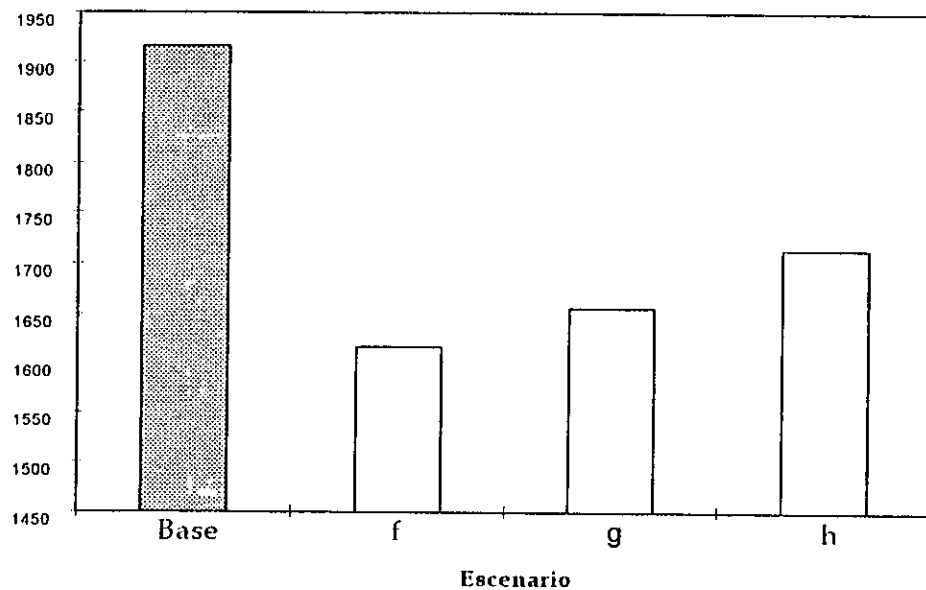


Figura 26.

Fuente: Elaboración propia

Los costos anualizados a valor presente para cubrir la demanda adicional (a la producción del año base) de refinación para los diversos escenarios de cogeneración industrial se presentan en las Figuras 27 y 28.

Inversión adicional en refinación para cubrir la demanda de productos petrolíferos para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales (2005)

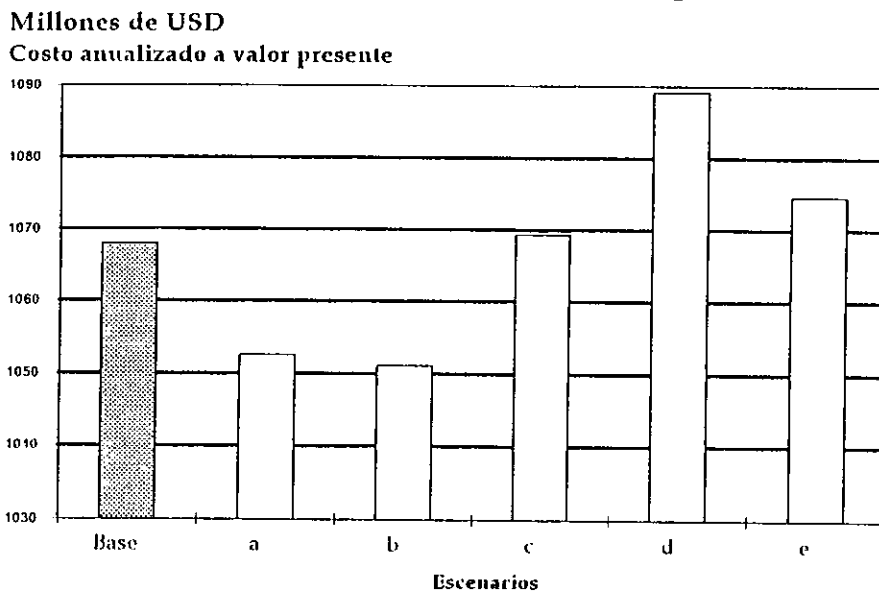


Figura 27. Fuente: Elaboración propia

Inversión adicional en refinación para cubrir la demanda de productos petrolíferos para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes.

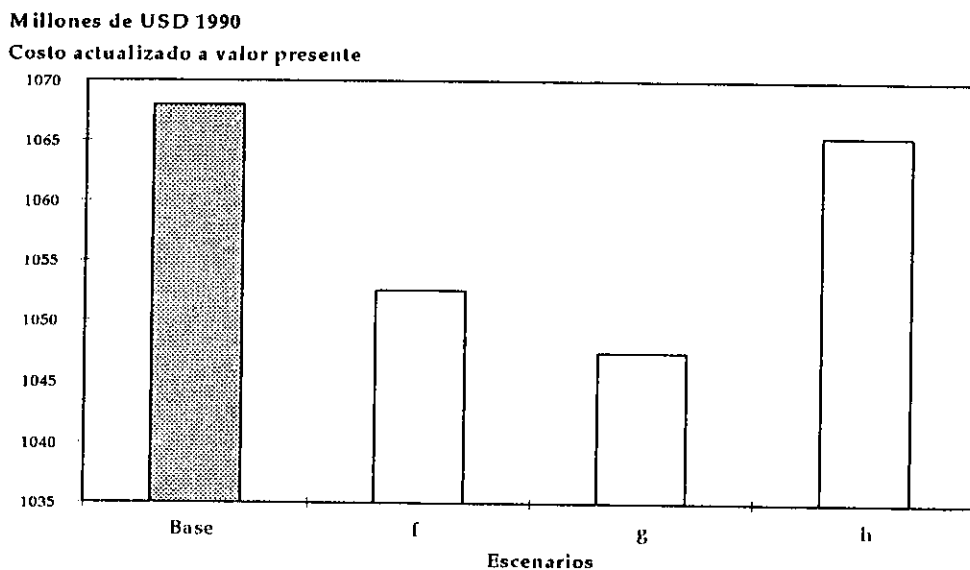


Figura 28. Fuente: Elaboración propia

Los costos anualizados a valor presente para cubrir la demanda adicional de generación eléctrica para los escenarios de mitigación se presenta en las Figuras 29 y 30.

No se incluyen los proyectos programados por CFE para el año de 1997, sino solamente los adicionales a la capacidad de generación programada. Como puede observarse, el mayor ahorro proviene de este sector. Por ejemplo, si todas las plantas nuevas de celulosa y papel tuviesen sistemas de cogeneración, no se requeriría instalar más capacidad que la que ya tiene planeada CFE.

Inversión adicional en generación eléctrica para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales (2005)

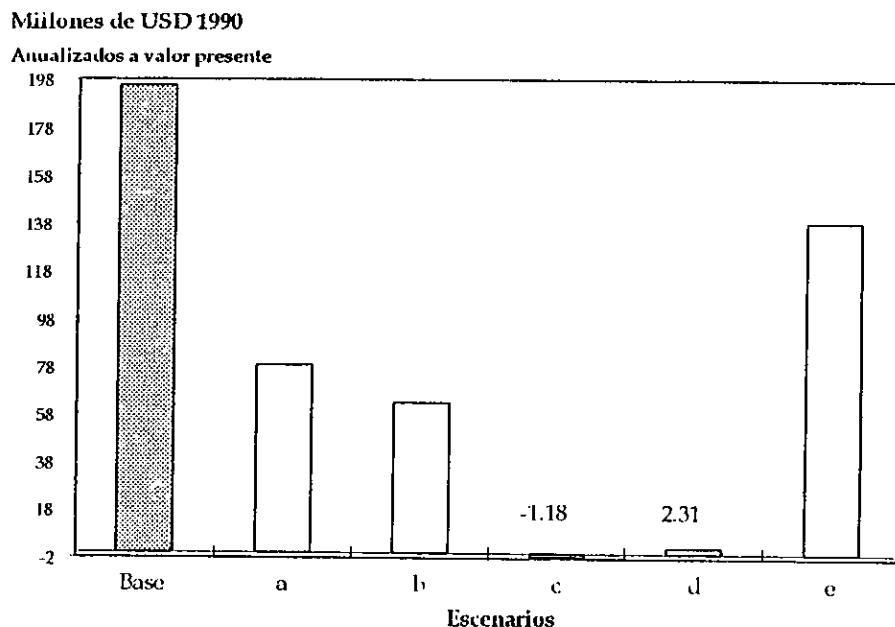


Figura 29.

Fuente: Elaboración propia

Inversión adicional en generación eléctrica para escenarios que incluyen cogeneración en nuevas plantas industriales y 50% de las existentes (año 2005)

Millones de USD 1990

Costo anualizado a valor presente

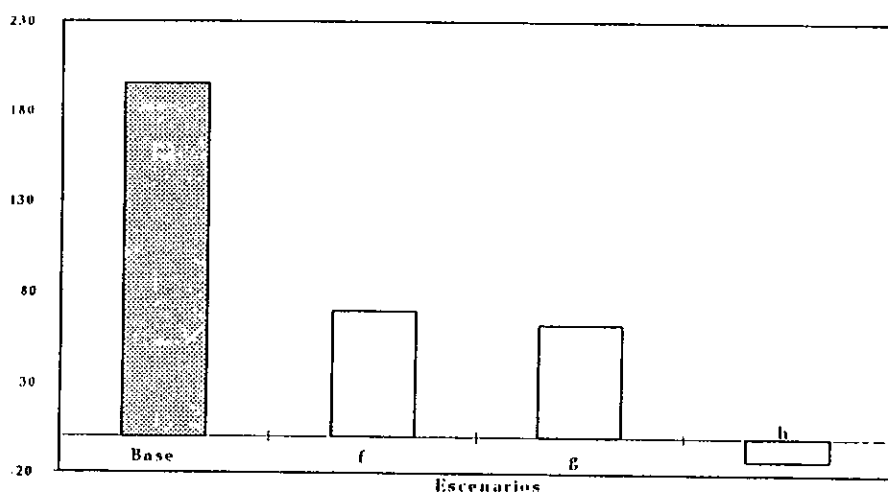


Figura 30.

Fuente: Elaboración propia

La comparación entre el escenario base y los escenarios de cogeneración se muestra más claramente en las Figuras 31 y 32 que ejemplifican la inversión del sector industrial para nuevas plantas y 50% de las existentes con y sin cogeneración.

Inversión en el sector industrial para escenarios con y sin cogeneración en nuevas plantas industriales

Millones de USD 1990

anualizados a valor presente

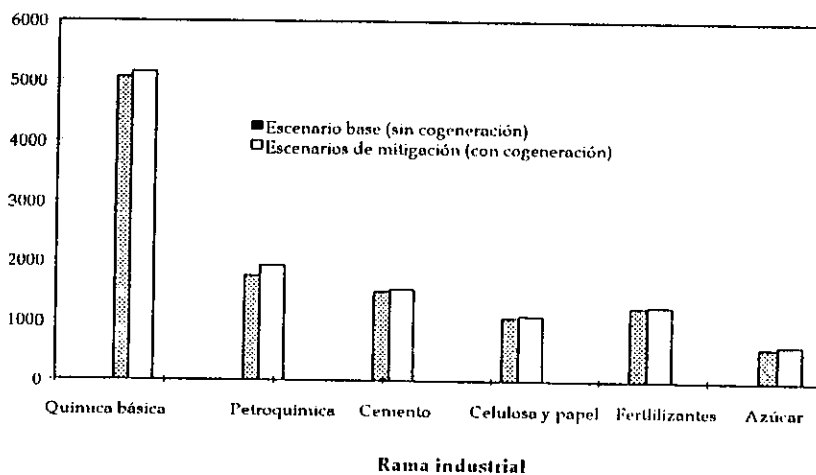


Figura 31.

Fuente: Elaboración propia

Obviamente cuando se incorpora la cogeneración el costo total del escenario se incrementa, sin embargo, cuando se considera cogeneración solo en las plantas nuevas el incremento del costo total es menor al 10 por ciento.

Inversión en el sector industrial para escenarios con y sin cogeneración en nuevas plantas y 50% de las existentes

Millones de USD 1990
Costo anualizado a valor presente

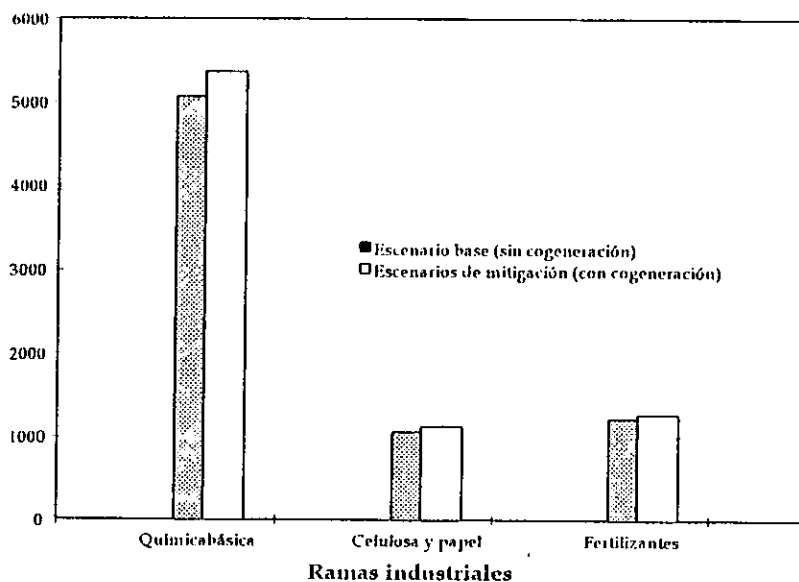


Figura 32.

Fuente: Elaboración propia

7.2.2 Emisiones de bióxido de carbono en los escenarios de mitigación

La Figura 33 muestran la mitigación total de bióxido de carbono para cada uno de los escenarios de mitigación considerados en este trabajo.

Emisiones de Bióxido de carbono para escenarios de mitigación

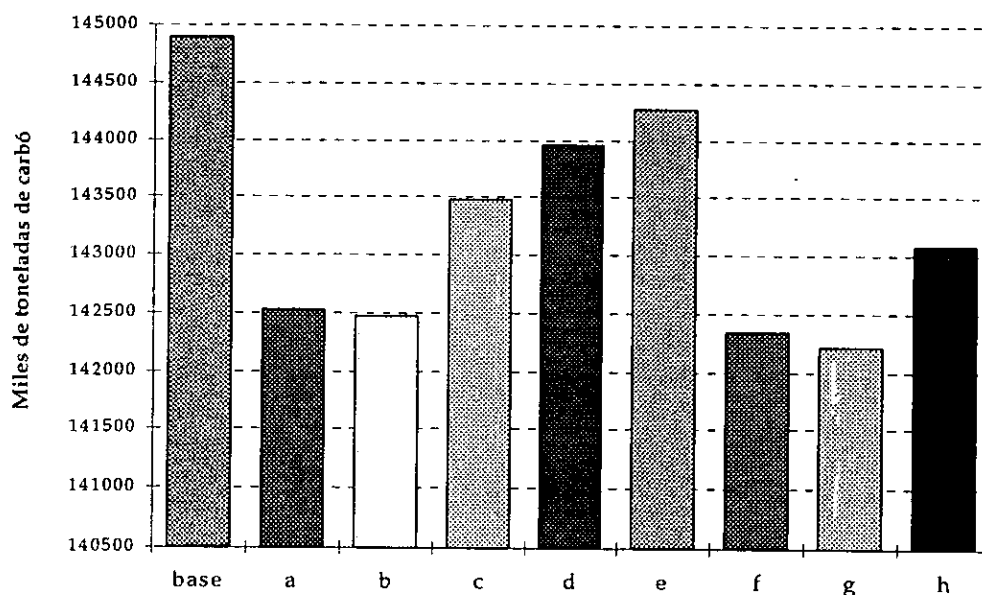


Figura 33. Fuente: Elaboración propia

La Figura 34 muestra la mitigación de emisiones de bióxido de carbono de manera acumulada o incremental.

Figura 34. Emisiones de Bióxido de carbono para escenarios incrementales de mitigación

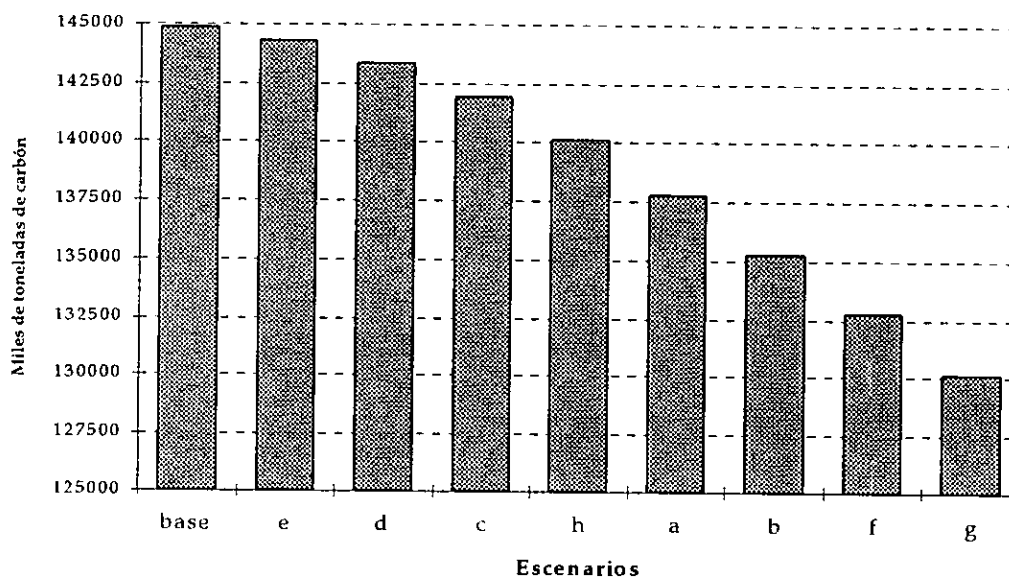


Figura 34. Fuente: Elaboración propia

La mitigación de emisiones de carbón de manera acumulada muestra que se podrían dejar de emitir 14, 792 miles de toneladas de carbón que equivalen a 54, 237 miles de toneladas de CO₂.

Finalmente la curva de costos incrementales se muestra en las Figura 35. Las variables fueron ordenadas de acuerdo con la mitigación obtenida. Esta curva indica que de aplicarse todas las medidas tecnológicas de cogeneración (la suma de todos los escenarios), se obtendría una mitigación de 54.24 millones de toneladas de CO₂ (Equivalentes a 14.79 millones de toneladas de C), lo cual implica una disminución del 10.2 por ciento de las emisiones esperadas para el año 2005 para el escenario de alto crecimiento del PIB. Asimismo, el costo anualizado a valor presente por unidad de CO₂ mitigado será negativo. Esto significa que es más rentable para el país invertir en cogeneración para plantas industriales que mantener la tendencia actual de crecimiento.

Curva incremental de costos de mitigación

USD / tonelada de Carbón

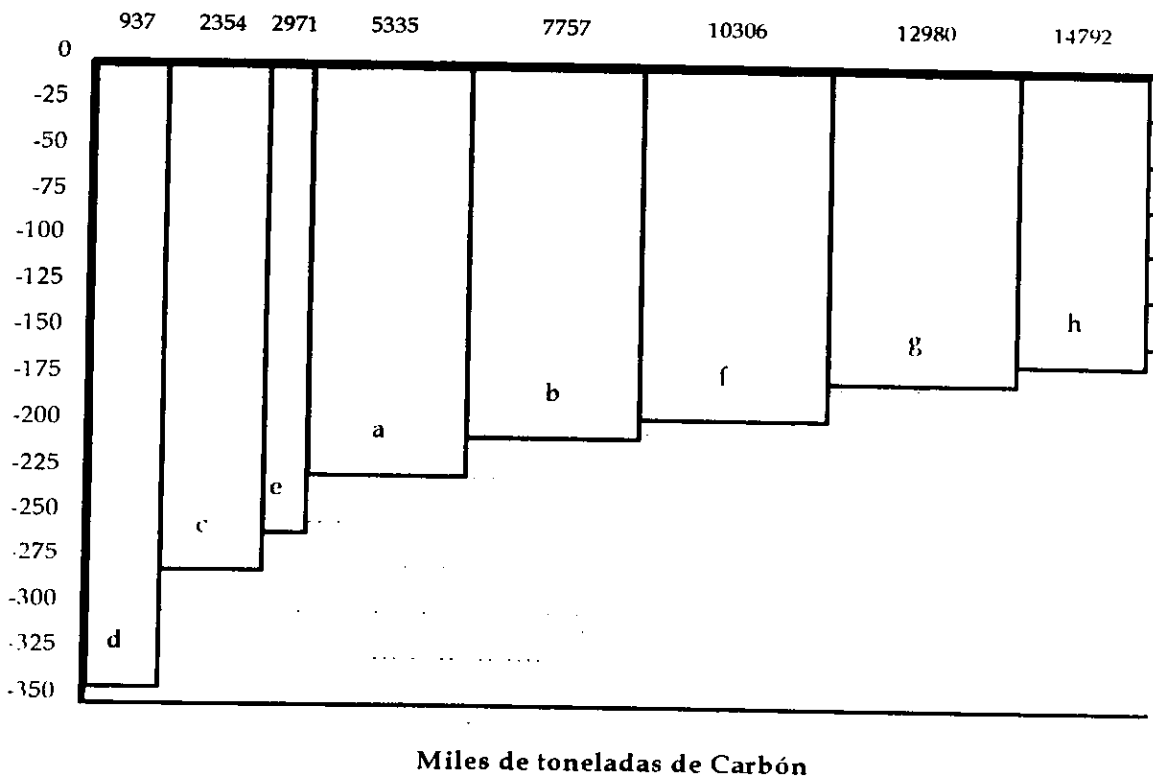


Figura 35

Fuente: Elaboración propia

La tabla 26 muestra los valores de referencia de la Figura 35.

Tabla 26. Valores incrementales de mitigación y costos de carbón mitigado.

Escenarios	d	c	e	a	b	f	g	h
Mitigación Miles de ton de C	937	2354	2971	5335	7757	10306	12980	14792
Costos USD/ton de C	-339.3	-274.4	-255.8	-218.9	-202.3	-189.6	-176.8	-162.7

7.3 Conclusiones generales

- El modelo es altamente dependiente del suministro y transporte de gas natural. Esto se debe a que:
 - a) las nuevas instalaciones de generación eléctrica serán de ciclo combinado con gas natural y,
 - b) en el caso de la cogeneración, en más del 75% de los casos se asume que serán turbinas de gas las que cubrirán la demanda térmica y eléctrica.
- El costo de la instalación de nuevos gasoductos es difícil de calcular si no se considera la distribución geográfica, tanto de las plantas de generación eléctrica, como de las plantas industriales que utilizarán gas natural para la cogeneración. Por esta razón el modelo tiene límites importantes en este terreno.
- La estimación del potencial de cogeneración presentado en este trabajo se realiza tomando en cuenta una eficiencia en la transformación del 30 por ciento (generación de electricidad), sin embargo, se requiere de un estudio más detallado, por tipo de proceso, para que dependiendo del equipo a emplear para cada planta industrial (turbina de gas, turbina de vapor o motor alternativo) se pueda establecer de manera más precisa el potencial de cogeneración.
- Las ramas industriales de la siderúrgica, cemento y vidrio, no fueron analizadas en este trabajo debido a que en sus procesos se requieren características que impiden el correcto análisis de acuerdo a la metodología empleada para este ejercicio.

- En todos los escenarios de mitigación de CO₂ planteados en este trabajo los costos anualizados a valor presente por unidad CO₂ mitigado resultan negativos si los comparamos con los costos del escenario base, esto significa que es más rentable para el país invertir en cogeneración para plantas industriales que mantener la tendencia actual de crecimiento.
- En la rama de la química básica se da un abatimiento de CO₂ importante, aunque menor que en el primer grupo de industrias. En las ramas industriales de la petroquímica y azúcar la mitigación es aun menor. En las dos primeras debido a que el mayor ahorro proviene del uso más eficiente de la energía producto de la cogeneración, pero no interviene el ahorro debido al cambio de combustible. En el caso del azúcar, ocurre lo mismo, pero con el bagazo de caña como fuente de energía primaria. Por otro lado, tanto en la petroquímica como en la industria del azúcar el escenario base toma en cuenta la auto generación de electricidad actual, por lo que obviamente, la mitigación de emisiones es menor.
- La reducción en las emisiones no es más grande debido a que se considera que la mayor parte de la cogeneración será con turbina de gas y compite con el ciclo combinado en la generación de energía eléctrica, ambas tecnologías utilizan gas natural.
- El beneficio mayor de la cogeneración se obtiene al estimar el potencial de tipo térmico, es decir, cuando se cubre el 100% de la demanda térmica y existen excedentes eléctricos. En los escenarios de emisión estimados en este ejercicio, tan sólo se obtiene un ahorro menor a un millón de toneladas de carbón al suponer que el 50% de la demanda eléctrica se cubre con cogeneración y por tanto existe un déficit de demanda de energía térmica que sería cubierto convencionalmente. Cuando se estima el potencial de cogeneración térmico se obtiene un beneficio adicional.
- Las industrias donde se obtiene mayor mitigación de CO₂ debido a la cogeneración son la celulosa y el papel y la industria de fertilizantes. La razón es que estas industrias son intensivas en el uso de combustóleo. Cuando se ofrece la opción de cogeneración, que en su mayor parte es con turbina de gas, se ahorran las emisiones debidas a la substitución de combustóleo por gas natural, además del aumento en la eficiencia de operación .
- La cogeneración resulta enormemente rentable en el modelo, ya que evita la construcción de nuevas plantas generadoras, lo que disminuye los costos de inversión totales. Para las nuevas plantas, resulta muy factible la instalación de los sistemas de cogeneración, ya que la inversión se incrementa, dependiendo de la industria, tan sólo entre el 5 y el 10%.

La curva de costos incrementales muestra que al implementar todo el potencial de cogeneración, el costo por unidad de CO₂ mitigado es negativo. Esto significa que al sumar la diferencia de los costos individuales de cada escenario por unidad de CO₂, con el escenario base, el resultado es que costará menos al país implementar los potenciales de mitigación que continuar con las tendencias actuales.

7.4 Recomendaciones

1. Promoción a la cogeneración en plantas industriales. Debido a que la inversión adicional por cogeneración en las nuevas plantas industriales no es mayor al 10 por ciento, podría establecerse una norma o incentivos que promovieran la cogeneración en las nuevas plantas industriales.
2. Simplificación en los trámites para el establecimiento de sistemas de cogeneración. Actualmente se deben realizar cerca de 160 trámites en diversas dependencias del gobierno.
3. Esclarecimiento en el Marco Regulatorio (electricidad). Debe establecerse claramente el precio al cual CFE deberá comprar la energía eléctrica excedente y en su caso la potencia (capacidad en firme), de las industrias que cogenaran, además de establecer el precio de porteo cuando la energía excedente sea consumida por otra planta industrial de los mismos socios del sistema de cogeneración.
4. Esclarecimiento en el Marco Regulatorio (gas natural). Debe establecerse en el corto plazo, una reglamentación clara para el transporte y la distribución de gas natural por parte de la CRE con el fin de evitar confusiones y desaliento de inversión, como ocurre en el caso de la cogeneración.
5. Obligatoriedad en el suministro de gas natural, combustóleo y compra de excedentes eléctricos. Debido a que el industrial no cuenta con la seguridad en el largo plazo de suministro de gas natural y combustóleo por parte de Pemex y la compra de excedentes eléctricos por CFE, el riesgo en la inversión de cogeneración se incrementa y con ello también la incertidumbre.
6. Mecanismos de financiamiento. Debido a que este tipo de sistemas requieren de una inversión inicial considerable, es necesario establecer mecanismos de financiamiento adecuados con tasas de interés preferenciales para alentar el uso de estos sistemas.

La aplicación masiva de estos sistemas significarían:

- Importantes ahorros en el consumo de los recursos energéticos del país.
- Reducción en la emisión de gases con efecto invernadero.
- Ahorros de capital para la nación por evitar la construcción de nuevas plantas generadoras de CFE.
- Desarrollo de mercados mexicanos de productos y servicios relacionados con la cogeneración
- Fuentes de empleo, así como la adopción y desarrollo de tecnologías ahorradoras para la nación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANFAD (Asociación Nacional de Fabricantes de Aparatos Domésticos): 1990 - 1992. *"Memoria estadística de la Industria de Aparatos Domésticos"*. México D. F.

Campero, E.: 1991. *"Impacto de los refrigeradores domésticos en el consumo de energía del sector residencial"*. En Quintanilla J. (ed.) *Primera reunión internacional sobre energía y medio ambiente en el sector residencial mexicano*. Universidad Nacional Autónoma de México-University of California. México D.F. Nov. 1991.

CANACERO (Cámara Nacional del Acero) : 1994, *10 Años de la Industria Siderúrgica en México*, México, D.F. : CANACERO.

CNICP (Cámara Nacional de la Industria de la Celulosa y el Papel) : 1994, *Informe*, México, D.F. : CNICP

CFE (Comisión Federal de Electricidad) : 1996. *Equipamiento de los Hogares Mexicanos*, México, D.F. : CFE.

CFE (Comisión Federal de Electricidad) : 1993. *Estadísticas Financieras del Sector Eléctrico*, México, D.F. : CFE.

CFE (Comisión Federal de Electricidad) : 1992. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Energía Eléctrica*, México, D.F. : CFE.

CONAE (Comisión Nacional para el Ahorro de Energía) :1994. *Potencial Nacional de Cogeneración*. México, D.F. : CONAE.

CONAE (Comisión Nacional para el Ahorro de Energía) :1991. *Informe. Transporte en México*. México, D.F. : CONAE.

CONAE (Comisión Nacional para el Ahorro de Energía) :1990. *Consumo de Energía en el Sector Transporte en México*. México, D.F. : CONAE.

CSPMT (Country Studies Program Management Team) : 1995. *Guidance for Mitigation Assessment :Version 2.0*, Berkeley CA : Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-36367.

Cuevas, 1989. *Cogeneración Industrial en México*. Programa Universitario de Energía. UNAM. México, D.F.

Dutt, G., J. Navia J y C. Sheinbaum. : 1989. "*Tecnología Apropiable para Cocinar con Leña*". CienciasV15:43-47.,Depto. de Física, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.

Fernandez, L.: 1991. "*Usos Finales de la Energía en la Ciudad de México*". En Quintanilla J. (ed.) *Primera reunión internacional sobre energía y medio ambiente en el sector residencial mexicano*. Universidad Nacional Autónoma de México-University of California. México D.F.

FIDE (fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica) :1996. *Programa de Incentivos*, México, D.F : FIDE .

Friedmann, R. :1993, "*México's residential sector : Main electric end uses and savings potential*". In *Proceedings of the 1993 ECEEE Summer Study : The Energy Efficient Challenge for Europe*. R. Ling and H. Willhite (eds.), Oslo, Norway : The European Council for an Energy Efficient Economy.

Gay C., and Ruiz L.G., (eds) :1997, *Mexican Greenhouse Gas Inventory*. To be published.

IMT (Instituto Mexicano del Transporte) :1994. *Manual Estadístico del Sector Transporte*. Qro, México : Secretaría de Comunicaciones y Transportes - IMT.

INEGI (Instituto Nacional de Geografía e Informática) : 1970, 1980 y 1990. *Censo Nacional de Población y Vivienda*, México, D.F. estudios económicos : INEGI.

INEGI (Instituto Nacional de Geografía e Informática) : 1992. *Encuesta Nacional Ingreso Gasto de los Hogares, Ags.*, México : INEGI.

INEGI (Instituto Nacional de Geografía e Informática) : 1993a. *La Industria Química en México, Ags.*, México : INEGI.

INEGI (Instituto Nacional de Geografía e Informática) : 1993b. *La Industria Alimentaria Mexicana, Ags.*, México : INEGI.

INEGI (Instituto Nacional de Geografía e Informática) : 1993c. *La Industria Automotriz en México, Ags.*, México : INEGI.

Informe de Gobierno. 1993. *Informe de Gobierno de Carlos Salinas de Gortari*. Anexos estadísticos. México, D.F.

Ketoff A. and Sathaye, J. :1991, *CO₂ Emissions from Developing Countries :Better Understanding the Role of Energy in the Long Term. Volume 1 Summary*, Berkeley CA :Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-29507.

Koomey, J., C. Atkinson, A. Meier, J. McMahon, S. Boghosian, B. Atkinson, I. Turiel, M. Levine, B. Normand and P. Chan.: 1993. The Potential for Electricity Efficiency Improvements in the U.S. Residential Sector, LBL- 30477 Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley California USA.

Martínez, M., L., Rodríguez & L.E. Salcedo. 1991. "Elementos Básicos para la prospectiva de la Tecnología Energética". *Memorias XVII Congreso de la Academia Nacional de Ingeniería*, 409-413.

Masera O., 1994. *Sustainable Fuelwood Use in Rural Mexico. Volume 1 : Current Patterns of Resource Use*. Lawrence Berkeley Laboratory. LBL-34634. Berkeley, C.A., U.S.A.

Masera O., De Buen, O., and Friedmann, R :1991. "Consumo Residencial de Energía en México : Estructura, Impactos Ambientales de Ahorro", en "Primera Reunión Internacional sobre Energía y Medio Ambiente en el Sector Residencial Mexicano", (de) Quintanilla J., México, D.F. : UNAM- University of California, Berkeley.

Mendoza, Y., O. Masera y P. Macías, 1991. "Long term energy scenarios for Mexico." *Energy Policy*. December :961-969.

Mongia, N., Sathaye, J., and Mongia, P :1994, "Energy use and carbon implications in India", *Energy Policy* 22, No. 11

Mongia N, Ramesh B, Sthaye J and Mongia P: 1991, "Costs reducing CO₂, emissions from India". *Energy Policy*. December.

Pedrero, R. :1994. "Visión Económica del Sector eléctrico". En Resendiz D. (ed). *El Sector Eléctrico en México.*"Fondo de Cultura Económica-Comisión Federal de Electricidad." México D.F.

PEMEX (Petróleos Mexicanos) :1993, *Informe de Labores*, México, D.F. : PEMEX.

Sales Sarrapy, Carlos: 1993, *La Reforma Económica*. México.D.F.

Sathaye, J., Friedmann, R., Meyers, S., De Buen O., Gadgil, A., y Vargas E. : 1994, *Economic Analysis of ILUMEX : A project to promote energy efficiency residential lighting in Mexico*, Berkeley CA :Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-34877.

SE (Secretaría de Energía) :1994 -1995, *Balance Nacional de Energía*, México, D.F. : SE.

SE (Secretaría de Energía) :1996, *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006*, México, D.F. : SE.

SE (Secretaría de Energía) :1996, *Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006*, México, D.F. : SE.

SEMIP (Secretaría de Energía e Industria Paraestatal) :1987 - 1993, *Balance Nacional de Energía*, México, D.F. : SEMIP.

SEMIP (Secretaría de Energía e Industria Paraestatal) :1988, *Energía Rural en México (10 vol)*, México, D.F. : SEMIP.

Sheinbaum C., Martínez M., and Rodríguez R : 1996, "Trends and propsects in the Mexican Residential Energy Use", *Energy* 21, No. 6 kpp.493-504.

Sheinbaum C., Meyers S., Sathaye J. : 1994. *Transportation Energy Use in Mexico*, Berkeley CA :Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-35919.

Sheinbaum C., 1994. *Tesis de Doctorado*. UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.

UNEP (United Nations Environment Program) :1994, *UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies*.

UNEP (United Nations Environment Program) :1995, *UNEP Preliminary National Inventory of Greenhouse Gas: Mexico*:UNEP PROJECT GF/4102-92-01 (PP/3011).

APÉNDICE

PERFIL DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN MÉXICO

(1965 - 1995)

Balance Nacional de Energía, M É X I C O**Secretaría de Energía****(Peta-Joules)**

AÑO	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Consumo Nacional de Energía							
Total	1458.63	2025.40	2794.44	4210.33	5009.86	5495.13	5812.97
Consumo del Sector Energético							
Total	418.37	583.00	770.24	1296.86	1536.40	1698.24	1693.93
Autocosumo*							
Total	214.40	169.28	218.39	446.72	602.56	664.74	610.88
Petróleo	0.24	0.79	1.40	0.05	0.50	0.38	1.17
Coque	0.60	0.95	1.18	1.12	2.57	1.60	1.15
Gas Licuado	0.21	12.57	8.01	12.98	1.32	27.18	31.42
Gasolinas	11.99	9.67	12.88	18.98	30.21	74.55	26.10
Kerosinas	3.44	2.78	4.44	8.17	20.30	17.77	33.04
Diesel	7.19	24.14	18.00	59.34	63.60	43.94	38.64
Combustóleo	34.30	19.68	57.63	91.10	80.16	139.84	102.41
Productos no Energ	4.54	5.98	7.40	10.73	1.85	4.09	6.43
Gas Natural	146.97	89.85	102.11	234.48	394.88	334.14	344.46
Electricidad	1.93	2.86	5.34	9.76	7.17	21.24	26.05
Perdidas Transformación							
Total	188.47	391.90	529.67	820.60	883.03	970.08	991.87
Perdidas Distribución							
Total	15.49	21.82	22.18	29.54	46.97	59.99	105.50
Eléctricas	4.09	7.27	11.35	17.04	24.01	54.13	0.00
Otras	11.41	14.55	10.83	12.50	22.96	5.87	105.50
Diferencia Estadística							
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	3.84	3.43	-14.32
Consumo final Total							
Total	1040.26	1442.40	2024.20	2913.47	3473.46	3796.88	4119.04
Consumo final NO Energético							
Total	43.97	82.37	132.86	229.46	417.80	412.54	317.13
Bagazo de Caña	1.80	4.41	10.83	11.51	9.39	6.47	2.40
Coque	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	1.06	4.92
Gasolinas	8.95	14.53	18.78	23.38	73.02	72.93	85.77
Kerosinas	0.28	0.28	0.31	0.32	0.27	0.16	0.09
Combustóleo	0.00	0.00	0.00	0.00	9.93	0.00	0.00
Productos no Energ	29.33	43.57	64.66	105.29	227.29	214.37	147.21
Gas Natural	3.61	19.58	38.26	88.96	97.37	117.55	76.74
Consumo final energetico							
Total	996.29	1360.03	1891.34	2684.01	3055.66	3384.35	3801.91
Bagazo de Caña	44.66	51.04	53.95	64.56	73.72	72.82	84.93
Leña	179.52	194.14	210.52	228.03	233.58	240.07	247.51
Coque	24.98	45.38	60.23	68.28	85.77	67.62	83.18
Gas Licuado	65.28	84.87	122.70	179.08	291.08	320.78	410.12
Gasolinas	189.03	280.28	380.40	620.69	638.09	883.82	981.91
Kerosinas	72.59	84.03	104.33	141.91	107.85	95.41	105.26
Diesel	115.01	164.91	294.34	441.93	441.71	452.11	518.68
Combustóleo	110.57	116.82	206.68	229.61	322.21	368.02	264.34
Gas Natural	151.02	260.49	333.72	521.62	608.22	551.98	697.78
Electricidad	43.63	78.07	124.47	188.33	253.41	331.72	408.21

AÑO	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Sector Residencial, Comercial y Público (Consumo final energético)							
Total	304.27	350.63	439.02	556.41	638.88	728.38	847.79
Leña	179.52	194.14	210.52	228.03	233.58	240.07	247.51
Gas Licuado	55.98	72.25	105.84	162.58	225.76	287.18	371.42
Kerosinas	32.41	32.57	36.83	43.26	21.59	10.07	4.32
Diesel	1.67	1.90	8.91	11.61	1.50	1.36	1.72
Combustóleo	10.38	13.84	17.94	24.54	41.77	32.44	31.82
Gas Natural	10.98	13.44	17.39	21.88	29.46	37.69	34.72
Electricidad	13.31	22.51	41.59	64.51	85.23	119.58	156.28
Residencial (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	627.15	706.12
Leña	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	240.07	247.51
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	265.87	317.08
Kerosinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	10.07	4.32
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	37.69	34.72
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	73.45	102.48
Comercial (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	84.86	122.57
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	21.31	54.34
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	32.44	31.82
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.36	1.72
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	29.76	34.69
Público (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	16.38	19.10
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	16.38	19.10
Sector Transporte (Consumo final energético)							
Total	289.59	431.29	645.85	1033.13	1095.11	1342.36	1480.69
Gasolinas	188.98	280.22	380.36	620.66	638.06	883.82	981.91
Diesel	85.08	120.29	215.13	331.46	325.11	342.35	377.67
Combustóleo	2.34	3.25	5.00	13.07	17.37	21.78	1.69
Gas Licuado	6.03	8.13	10.21	6.57	48.21	16.04	19.53
Kerosinas	6.76	18.67	33.86	59.81	64.02	75.65	96.35
Electricidad	0.40	0.73	1.30	1.56	2.34	2.71	3.53
Ferrovionario (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	28.05	24.28
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	28.05	24.28
Aereo (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	77.41	100.43
Gasolinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.75	4.08
Kerosinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	75.65	96.35
Marítimo (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	26.75	26.11
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.97	24.42
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	21.78	1.69
Eléctrico (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Autotransporte (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1207.44	1326.34
Gasolinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	882.07	977.83
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	309.33	328.97
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	16.04	19.53

AÑO	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Sector Agropecuario (Consumo final energético)							
Total	43.29	50.97	73.34	100.14	96.31	96.19	98.65
Gas Licuado	0.33	0.42	0.62	0.89	1.32	1.61	1.18
Gasolinas	0.04	0.06	0.04	0.03	0.03	0.00	0.00
Kerosinas	26.40	25.91	25.83	30.81	18.44	7.11	3.51
Diesel	13.39	19.72	38.72	54.92	58.58	63.32	69.87
Combustóleo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.00	0.00
Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Electricidad	3.12	4.86	8.13	13.49	17.87	24.15	24.09
Sector Industrial (Consumo final energético)							
Total	359.15	527.13	733.14	994.33	1225.35	1217.42	1374.78
Bagazo de Caña	44.66	51.04	53.95	64.56	73.72	72.82	84.93
Coque	24.98	45.38	60.23	68.28	85.77	67.62	83.18
Gas Licuado	2.94	4.07	6.03	9.04	15.79	15.95	17.98
Kerosinas	7.02	6.88	7.81	8.02	3.80	2.58	1.08
Diesel	14.87	23.01	31.58	43.94	56.52	45.09	69.41
Combustóleo	97.85	99.73	183.75	192.00	263.00	313.80	230.83
Gas Natural	140.03	247.05	316.33	499.74	578.76	514.29	663.05
Electricidad	26.80	49.98	73.44	108.76	147.98	185.28	224.31
Minería(Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	56.81	64.41
Coque	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7.11	4.77
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.64	1.35
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.04	4.69
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7.94	6.72
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	18.90	28.78
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	17.19	18.10
Construcción (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.00	5.87
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.94	4.74
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.06	1.13
Industria Manufacturera (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1154.60	1304.49
Bagazo de Caña	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	72.82	84.93
Coque	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	60.51	78.41
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	15.32	16.63
Kerosinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.58	1.08
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	35.11	59.98
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	305.86	224.10
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	495.39	634.28
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	167.03	205.08
Ind Siderurgia (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	208.08	236.70
Coque	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	59.44	77.52
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.32	0.41
Kerosinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.82	1.21
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	27.81	23.93
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	89.20	108.80
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	29.48	24.81

AÑO	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Ind. Petroquímica (PEMEX) (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	188.77	210.63
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	11.82	2.22
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	176.96	208.41
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Ind. Azucar (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	120.91	124.35
Bagazo de Caña de	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	72.82	84.93
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.91	0.03
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	38.89	38.94
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.30	0.45
Ind. Química (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	111.96	128.42
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.19	0.56
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.57	4.74
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	37.18	43.52
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	56.93	62.16
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	16.08	17.43
Ind. Cemento (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	100.58	105.68
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.00	0.00
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	78.64	81.55
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	11.57	11.04
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	9.37	13.10
Ind. Celulosa y Papel (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	58.64	47.56
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.26	0.22
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.54	4.02
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	32.72	14.43
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	15.85	19.85
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	9.27	9.03
Ind. Vidrio (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	34.01	30.38
Coque	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.07	0.89
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.02	0.00
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.62	0.36
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.53	2.73
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	22.86	22.95
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.91	3.45
Ind. Fertilizantes (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	15.03	13.74
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.14	0.05
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.37	3.28
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	10.61	9.06
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.91	1.35
Ind. Cerveza y Malta (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	11.77	11.06
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.11	0.10
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.40	0.04
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.70	4.54
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.84	5.14
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.72	1.25

AÑO	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995
Ind. Aguas envasadas (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.80	7.87
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.66	1.02
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.45	2.06
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.44	1.70
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.65	0.98
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.59	2.11
Ind. Automotriz (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.39	5.41
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.21	0.52
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.27	0.11
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.06	0.00
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.94	2.09
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.92	2.70
Ind. Hule (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.50	4.61
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.25	0.76
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.74	0.50
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.50	2.40
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.01	0.94
Ind. Aluminio (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.57	4.90
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.03	0.11
Querosina	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.52	0.00
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.78	3.97
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.24	0.82
Ind. Tabaco (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.44	0.48
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.03	0.06
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.28	0.26
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.13	0.16
Otras Ramas (Consumo final energético)							
Total	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	279.15	372.69
Coque	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.00	0.00
Gas Licuado	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	11.51	13.68
Kerosinas	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.58	1.08
Diesel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	18.62	46.58
Combustóleo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	60.95	6.71
Gas Natural	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	98.40	177.16
Electricidad	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	87.10	127.48

APÉNDICE

CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN EL AÑO BASE

(1990)

Balance Nacional de energía, MÉXICO

Secretaría de Energía

1990

Consumo de energía final por sectores (Todos los sectores)

	(PJoules)	
Público	16.371	0.48%
Comercial	84.842	2.51%
Agropecuario	96.165	2.84%
Residencial	626.996	18.53%
Industrial	1217.130	35.97%
Transporte	1342.036	39.66%
Total	3383.540	100%

Consumo de energía final por tipo de energético (Todos los sectores)

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Coque	67.604	2.00%	100.00%
Bagazo	72.799	2.15%	100.00%
Kero	95.386	2.82%	100.00%
Leña	240.008	7.09%	100.00%
GLP	320.706	9.48%	100.00%
Electricidad	331.640	9.80%	100.00%
Combustóleo	367.937	10.87%	100.00%
Diesel	452.004	13.36%	100.00%
Gas Natural	551.845	16.31%	100.00%
Gasolinas	883.610	26.11%	100.00%
Total	3383.540	100.00%	100.00%

Consumo de energía final por tipo de energético Sector Comercial

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Diesel	1.356	1.60%	0.30%
Gas licuado	21.303	25.11%	6.64%
Electricidad	29.750	35.07%	8.97%
Combustóleo	32.433	38.23%	8.81%
Total	84.842	100.00%	2.51%

**Consumo de energía final por tipo de energético
Sector Agropecuario**

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Gas licuado	1.607	1.67%	0.50%
Querosinas	7.112	7.40%	7.46%
Electricidad	24.145	25.11%	7.28%
Diesel	63.301	65.83%	14.00%
Total	96.165	100.00%	2.84%

**Consumo de energía final por tipo de energético
Sector Residencial**

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Kerosinas	10.063	1.60%	10.55%
Gas Natural	37.682	6.01%	6.83%
Electricidad	73.431	11.71%	22.14%
Leña	240.008	38.28%	100.00%
Gas licuado	265.811	42.39%	82.88%
Total	626.996	100.00%	18.53%

**Consumo de energía final por tipo de energético
Sector Industrial**

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Kerosinas	2.574	0.21%	2.70%
Gas licuado	15.949	1.31%	4.97%
Diesel	45.079	3.70%	9.97%
Coque	67.604	5.55%	100.00%
Bagazo de Caña	72.799	5.98%	100.00%
Electricidad	185.235	15.22%	55.85%
Combustóleo	313.728	25.78%	85.27%
Gas Natural	514.162	42.24%	93.17%
Total	1217.130	100.00%	35.97%

**Consumo de energía final por rama
Sector Industrial**

	(PJoules)	
Construcción	6.003	0.49%
Fertilizantes	15.024	1.23%
Vidrio	34.003	2.79%
Minería	56.800	4.67%
Cel.y Papel	58.629	4.82%
Cemento	100.556	8.26%
Química	111.929	9.20%
Azúcar	120.883	9.93%
Petroquímica	188.726	15.51%
Siderurgia	208.027	17.09%
Otras	316.550	26.01%
Total	1217.130	100.00%

**Consumo de energía final por tipo de energético
Sector Transporte**

	(PJoules)		Porcentaje del consumo final
Electricidad	2.708	0.20%	0.82%
Gas licuado	16.037	1.19%	5.00%
Combustóleo	21.776	1.62%	5.92%
Querosinas	75.637	5.64%	79.30%
Diesel	342.268	25.50%	75.72%
Gasolinas	883.610	65.84%	100.00%
Total	1342.036	100.00%	39.66%

**Consumo de energía final por modo
Sector Transporte**

	(PJoules)	
Marítimo	26.740	1.99%
Ferroviario	28.046	2.09%
Aéreo	77.387	5.77%
Autotransporte	1209.863	90.15%
Total	1342.036	100.00%

APÉNDICE

METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE CONSUMOS ENERGÉTICOS EN COGENERACIÓN

**CONSUMOS ENERGETICOS EN COGENERACION
INDUSTRIA QUÍMICA**

**BALANCE NACIONAL DE ENERGIA
1993**

Gas licuado	0.19
Diesel	1.57
Combustóle	37.18
Gas	56.93
Electricidad	16.08
Total	111.95 [PJoules]

En el caso de la química podemos considerar 1 caso:

i).- Considerando fábricas químicas integradas

Produccion química básica	26061.10 [Ton ^3]
Autogeneración eléctrica en esta rama	1.98 [PJoules]
Combustible requerido para la autogeneración	6.59 [PJoules]

Combustible real utilizado para producción de Química Básica

Gas licuado	0.190
Diesel	1.570
Combustóle	30.592
Gas	56.930
Electricidad	18.056

Diseñando la cogeneración en base al consumo eléctrico
Considerando un ciclo simple de turbina de gas con recuperador de calor

Eficiencias:	Turbina Gas	Gen. Eléct.	Rec. Calor	Cald. Conv.
	30%	99%	70%	75%

Consumo eléctrico actual (1993), sin cogeneración: 18.06 [pjoules]

Generador eléctrico del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	50%
Salida Energ. Eléctrica:	0.00	18.06	16.25	9.03

Turbina de gas del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	50%
Salida Energ. Eléctrica:	0.00	18.24	16.41	9.12
Entrada combustible turbina	0.00	60.80	54.72	30.40
Salida gases de turbina	0.00	42.56	38.30	21.28

Recuperador de calor del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	50%
Entrada de gases al RC	0.00	42.56	38.30	21.28
Perdidas del RC	0.00	12.77	11.49	6.38
Salida de calor util RC	0.00	29.79	26.81	14.89

Calor útil del sistema convencional y cogeneración

	0%	100%	90%	50%
Calor útil a proceso				
Sistema Convencional	65.64	35.85	38.83	50.75
Sistema Cogeneración	0.00	29.79	26.81	14.89
Combustible adicional	0.00	47.80	51.77	67.66

Comparación en el consumo energía sin/con cogeneración

	0%	100%	90%	50%
Gas licuado	0.19	0.19	0.19	0.19
Diesel	1.57	1.57	1.57	1.57
Combustóleo convencional	30.59	11.95	12.94	16.92
Combustóleo cogeneración	0.00	15.20	13.68	7.60
Gas convencional	56.93	35.85	38.83	50.75
Gas cogeneración	0.00	45.60	41.04	22.80
Electricidad convencional	18.06	0.00	1.81	9.03
Electricidad cogeneración	0.00	18.06	16.25	9.03
Electricidad Exportación	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	107.34	110.36	110.06	108.85

Comparación en el consumo energía sin/con cogeneración (unitaria)

	0%	100%	90%	50%
[PetaJoul] Gas licuado	0.190	0.190	0.190	0.190
Diesel	1.570	1.570	1.570	1.570
Combustóleo	30.592	27.150	26.623	24.515
Gas	56.930	81.449	79.868	73.545
Electricidad	18.056	0.000	1.806	9.028
Elect Exp.	0.000	0.000	0.000	0.000

	0%	100%	90%	50%
[GJoul/Ton Gas licuado	0.007	0.007	0.007	0.007
Diesel	0.060	0.060	0.060	0.060
Combustóleo	1.174	1.042	1.022	0.941
Gas	2.184	3.125	3.065	2.822
Electricidad	0.693	0.000	0.069	0.346
Elect Exp.	0.000	0.000	0.000	0.000
Total	4.119	4.235	4.223	4.177

Potencial de Cogeneración. (eléctrica)

	0%	100%	90%	50%
	0.000	18.056	16.251	9.028
	0.000	572.560	515.301	286.280

[Peta Joul]
[Mega Watt]

Diseñando la cogeneración en base al consumo de gas y combustóleo
Considerando un ciclo simple de turbina de gas con recuperador de calor

Eficiencias:	Turbina Gas	Gen. Eléct.	Rec. Calor	Cald. Conv.
	30%	99%	70%	75%

Consumo combus actual (1993), sin cogeneración: 87.52 [PJoules]
Postcombustión posible= 100%

Calor útil del sistema convencional y cogeneración

Calor útil a proceso	0%	100%	90%	70%
Sistema Convencional	74.39	0.00	7.41	22.32
Sistema Cogeneración	0.00	74.39	66.95	52.08
Combustible adicional	0.00	0.00	8.75	26.26

Recuperador de calor del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	70%
Entrada de gases al RC	0.00	106.28	95.65	74.39
Perdidas del RC	0.00	31.88	28.69	22.32
Salida de calor util RC	0.00	74.39	66.95	52.08

Turbina de gas del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	70%
Salida Energ. Eléctrica:	0.00	45.55	40.99	31.88
Entrada combustible turbina	0.00	151.82	136.64	106.28
Salida gases de turbina	0.00	106.28	95.65	74.39

Generador eléctrico del sistema de cogeneración

	0%	100%	90%	70%
Salida Energ. Eléctrica:	0.00	45.09	40.58	31.56

Comparación en el consumo energía sin/con cogeneración

	0%	100%	90%	70%
Gas licuado	0.19	0.19	0.19	0.19
Diesel	1.57	1.57	1.57	1.57
Combustóleo convencional	30.59	0.00	2.19	6.56
Combustóleo cogeneración	0.00	37.96	34.16	26.57
Gas convencional	56.93	0.00	6.56	19.69
Gas cogeneración	0.00	113.87	102.48	79.71
Electricidad convencional	18.06	0.00	0.00	0.00
Electricidad cogeneración	0.00	45.09	40.58	31.56
Electricidad Exportación	0.00	27.04	22.53	13.51
Total	107.34	126.55	124.63	120.79

Comparación en el consumo energía sin/con cogeneración (unitaria)

	0%	100%	90%	70%
[PetaJoul] Gas licuado	0.19	0.19	0.19	0.19
Diesel	1.57	1.57	1.57	1.57
Combustóleo	30.59	37.96	36.35	33.13
Gas	56.93	113.87	109.05	99.40
Electricidad	18.06	0.00	0.00	0.00
Elect Exp.	0.00	-27.04	-22.53	-13.51

[GJoul/Ton] Gas licuado	0.007	0.007	0.007	0.007
Diesel	0.060	0.060	0.060	0.060
Combustóleo	1.174	1.456	1.395	1.271
Gas	2.184	4.369	4.184	3.814
Electricidad	0.693	0.000	0.000	0.000
Elect Exp.	0.000	-1.037	-0.864	-0.518
Total	4.119	4.856	4.782	4.635

Potencial de Cogeneración. (térmica)

	0%	100%	90%	70%
	0.00	45.09	40.58	31.56
	0.00	1429.86	1286.87	1000.90

[Peta Joul]

[Mega Watt]

APÉNDICE

**POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN LAS RAMAS
INDUSTRIALES SELECCIONADAS**

SECTOR INDUSTRIAL

AÑO BASE

PETROQUÍMICA

Plant [#]	Produc. [Ton ³]	C.E. anual		Oper. Mannto. [usd/T]	Inver. Unit [usd/T]	Precio Ton [usd/T]	Cap. install. [Ton ³]	C.E. Ton		Potenc. Eléctric. [MW]	Inv. Unit Cogene. [usd/T]	Oper. Mannto. [usd/T]	C.E. Ton		Potenc. Térmic. [MW]	Inv. Unit Cogene. [usd/T]	Oper. Mannto. [usd/T]	C.E. Ton	
		[PJ/año]	[ton/año]					[GJ/T]	[Mcal/T]				[GJ/T]	[Ton]				[GJ/T]	[Ton]
		9.547	0.230					0.35	130.62	100%			2.200		100%			3.624	
Gas		160.010	3.322					9.07	2166.56				6.599					10.872	
Electricidad		0.000	0.000					0.00	0.00				0.000					0.000	
Electricidad exportación		0.000	0.000					0.00	0.00				0.000					-3.927	
Auto generación		6.678	0.160					0.38	90.42				0.379					0.379	
Total	11	1763.9	4.052	27.740	94.450	139.72	20011	9.62	2297.18	211.77	0.97	0.32	8.798	2468.02	11.00	11.00	3.59	10.569	

Producción
Capacidad instalada
Nueva

Costo sin cogeneración
Costo con cogeneración
Costo cogeneración act.

Ahorro de electricidad
Exportación eléctrica
Ahorro de electricidad

AZÚCAR

Ingen. [#]	Produc. [Ton ³]	C.E. anual		Oper. Mannto. [usd/T]	Inver. Unit [usd/T]	Precio Ton [usd/T]	Cap. install. [Ton ³]	C.E. Ton		Potenc. Eléctric. [MW]	Inv. Unit Cogene. [usd/T]	Oper. Mannto. [usd/T]	C.E. Ton		Potenc. Térmic. [MW]	Inv. Unit Cogene. [usd/T]	Oper. Mannto. [usd/T]	C.E. Ton	
		[PJ/año]	[ton/año]					[GJ/T]	[Mcal/T]				[GJ/T]	[Ton]				[GJ/T]	[Ton]
		30.637	1.926					19.78	4724.16	100%			18.22		100%			18.424	
Bagazo de caña		0.033	0.001					0.01	1.96				0.008					0.008	
Diesel		37.105	0.886					9.10	2173.81				6.512					21.994	
Combustóleo		0.000	0.000					0.00	0.00				3.321					7.331	
Gas		0.431	0.010					0.11	25.27				0.000					0.000	
Electricidad		0.000	0.000					0.00	0.00				0.000					0.000	
Electricidad exportación		1.658	0.040					0.09	22.45				0.094					-13.669	
Auto generación		118.21	2.823	127.420	70.730	523.230	4500	29.00	6925.20	66.25	1.31	0.45	28.265	1333.27	36.24	11.82	11.82	0.094	
Total	64	4075.70	2.823	127.420	70.730	523.230	4500	29.00	6925.20	66.25	1.31	0.45	28.265	1333.27	36.24	11.82	11.82	0.094	

Producción
Capacidad instalada
Nueva

Costo sin cogeneración
Costo con cogeneración
Costo cogeneración act.

Ahorro de electricidad
Exportación eléctrica
Ahorro de electricidad

APÉNDICE

**CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN
MÉXICO**

(1990 - 2005)

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN MÉXICO

MODELO STAIR

	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Factores generales		PIB	PIB
Población (Millones)	81.300	106.300	106.300
Crecimiento población anual	n.a.	0.015	0.015
Viviendas (Millones)	16.260	22.536	22.208
Crecimiento vivienda anual	n.a.	0.022	0.021
% rural	25.5%	20.0%	20.0%
% urbano	74.5%	80.0%	80.0%
Habitantes por vivienda	5.0	4.7	4.8
rural	5.7	5.5	5.6
urbano	4.8	4.5	4.6
Crecimiento anual del PIB.			
PIB (Millones de N\$ de 1990)	686405	1100421	899294
Tasa de crecimiento del PIB	n.a.	3.2%	1.8%
PIB/ habitantes	8443	10352	8460
Consumo final*(PJ)	3726.32	4891.97	4594.68
Leña	299.62	146.64	183.3
Bagazo de caña	72.81	115.01	87.8
Coque	67.62	109.05	83.24
Total productos petrolíferos:	2188.46	2682.75	2802.31
GLP	325.78	532.16	539.85
Gasolina	883.61	1223.57	1121.6
Kerosinas	159.27	210.86	174.18
Diesel	452.01	179.01	556.63
Combustóleo	367.79	537.15	410.05
Gas natural	552.07	922.12	716.27
Electricidad (PJ)	331.37	554.02	445.12
Equivalencia electricidad (TWh)	92.03	153.87	123.63
Factor de planta de generación	0.65	0.65	0.65
Capacidad necesaria (GW)	16.16	27.02	21.71
No energéticos	214.37	362.38	276.64
Consumo final + sector energ. (PJ)	4549.54	6101.77	5518.22
Crudo	0.38	0.55	0.42
Gas no asociado	9.11	13.38	10.22
Gas asociado	27.63	40.61	31
Leña	299.62	146.64	183.3
Bagazo de caña	72.81	115.01	87.8
Coque	227.97	344.7	263.14
Total productos petrolíferos:	2491.72	3128.41	3142.51
GLP	352.96	572.11	570.34
Gasolina	958.14	1333.1	1205.21
Kerosinas	177.04	236.97	194.12
Diesel	495.95	243.58	605.92
Combustóleo	507.63	742.65	566.92
Gas Natural	849.23	1358.83	1049.64
Electricidad (PJ)	352.61	585.24	468.96
Electricidad (TWh)	97.93	162.54	130.24
Factor de planta de generación	0.65	0.65	0.65
Capacidad necesaria (GW)	17.20	28.55	22.87
No energéticos	218.46	368.4	281.23
Autogeneración (TWh)	8.51	18.27	13.71
Capacidad necesaria (GW)	1.49	3.21	2.41

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN MÉXICO

MODELO STAIR

	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Demanda total en Industria			
Bagazo de caña	72.81	115.01	87.80
Coque	67.62	109.05	83.24
Petrolíferos:	377.39	582.91	444.99
GLP	15.95	25.74	19.65
Kerosinas	2.57	4.39	3.35
Diesel	45.09	70.13	53.54
Combustóleo	313.78	482.65	368.45
Gas natural	514.25	869.95	664.10
Electricidad	185.27	302.34	219.47
Electricidad (TWh)	51.46	83.96	60.96
No energéticos	214.37	362.38	276.64
Siderurgia			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (Miles de ton)	8734.22	14764.84	11271.17
Demanda de Energía (PJ)			
Coque	59.44	99.37	75.86
Gas licuado	1.32	0.50	0.39
Diesel	0.82	1.47	1.12
Combustóleo	27.80	29.11	22.22
Gas licuado	89.20	142.50	108.78
Electricidad	29.48	30.17	23.03
Electricidad (TWh)	8.19	8.38	6.40
Total	208.07	303.12	231.40
Intensidades (MJ/ton)			
Coque	6.81	6.73	6.73
Gas licuado	0.15	0.03	0.03
Diesel	0.09	0.10	0.10
Combustóleo	3.18	1.97	1.97
Gas licuado	10.21	9.65	9.65
Electricidad	3.38	2.04	2.04
Electricidad (kWh/Ton)	937.46	567.56	567.55
Total	23.82	20.53	20.53
Petroquímica			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	17905.50	30268.51	23106.36
Demanda de Energía (PJ)			
Combustóleo	11.82	16.02	12.23
Gas	176.94	265.78	202.89
Total	188.76	281.80	215.12
No energético	124.14	209.85	160.20
Intensidades (MJ/ton)			
Combustóleo	0.66	0.53	0.53
Gas	9.88	8.78	8.78
Total	10.54	9.31	9.31
No energético	6.93	6.93	6.93

Azúcar	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	3173.68	5364.98	4095.51
Demanda de Energía (PJ)			
Bagazo de caña	72.81	115.01	87.80
Diesel	8.91	3.80	2.90
Combustóleo	38.89	61.52	46.96
Electricidad	0.30	0.45	0.35
Electricidad (TWh)	0.08	0.13	0.10
Total	120.90	180.78	138.01
Intensidades (MJ/ton)			
Bagazo de caña	22.94	21.44	21.44
Diesel	2.81	0.71	0.71
Combustóleo	12.25	11.47	11.47
Electricidad	0.09	0.08	0.08
Electricidad (kWh/Ton)	26.47	23.49	23.44
Total	38.10	33.70	33.70
Química (básica)			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	28531.70	48231.66	36819.06
Demanda de Energía (PJ)			
Gas licuado	0.19	0.74	0.56
Diesel	1.57	6.09	4.65
Combustóleo	37.18	67.10	51.22
Gas	56.93	96.70	73.82
Electricidad	16.08	26.71	20.39
Electricidad (TWh)	4.47	7.42	5.66
Total	111.95	197.34	150.64
Intensidades (MJ/ton)			
Gas licuado	0.01	0.02	0.02
Diesel	0.05	0.13	0.13
Combustóleo	1.30	1.39	1.39
Gas	2.00	2.00	2.00
Electricidad	0.56	0.55	0.55
Electricidad (kWh/Ton)	156.53	153.80	153.81
Total	3.92	4.09	4.09
Cemento			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	23824.00	40273.49	30743.96
Demanda de Energía (PJ)			
Diesel	1.00	0.43	0.32
Combustóleo	78.63	130.53	99.64
Gas	11.57	19.32	14.75
Electricidad	9.37	17.73	13.54
Electricidad (TWh)	2.60	4.93	3.76
Total	100.57	168.01	128.25
Intensidades (MJ/ton)			
Diesel	0.04	0.01	0.01
Combustóleo	3.30	3.24	3.24
Gas	0.49	0.48	0.48
Electricidad	0.39	0.44	0.44
Electricidad (kWh/Ton)	109.22	122.29	122.27
Total	4.22	4.17	4.17

Celulosa y Papel	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	3643.00	6158.34	4701.15
Demanda de Energía (PJ)			
Gas licuado	0.26	0.43	0.33
Diesel	0.54	4.12	3.14
Combustóleo	32.72	38.34	29.27
Gas	15.85	37.46	28.59
Electricidad	9.27	16.22	12.38
Electricidad (TWh)	2.57	4.51	3.44
Total	58.64	96.56	73.71
Intensidades (MJ/ton)			
Gas licuado	0.07	0.07	0.07
Diesel	0.15	0.67	0.67
Combustóleo	8.98	6.23	6.23
Gas	4.35	6.08	6.08
Electricidad	2.54	2.63	2.63
Electricidad (TWh)	706.56	731.53	731.52
Total	16.10	15.68	15.68
Vidrio			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	2834.00	4790.76	3657.17
Demanda de Energía (PJ)			
Coque	1.07	1.56	1.19
Gas licuado	0.02	0.11	0.08
Diesel	0.62	1.56	1.19
Combustóleo	6.53	4.47	3.41
Gas	22.86	43.97	33.57
Electricidad	2.91	4.31	3.29
Electricidad (TWh)	0.81	1.20	0.91
Total	34.01	55.99	42.74
Intensidades (MJ/ton)			
Coque	0.38	0.33	0.33
Gas licuado	0.01	0.02	0.02
Diesel	0.22	0.33	0.33
Combustóleo	2.30	0.93	0.93
Gas	8.07	9.18	9.18
Electricidad	1.03	0.90	0.90
Electricidad (kWh/Ton)	285.46	249.44	249.65
Total	12.00	11.69	11.69

Fertilizantes	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Producción (ton)	8192.70	13849.42	10572.36
Demanda de Energía (PJ)			
Diesel	0.14	0.26	0.20
Combustóleo	2.37	4.67	3.57
Gas	10.61	17.00	12.97
Electricidad	1.91	2.76	2.11
Electricidad (TWh)	0.53	0.77	0.59
Total	15.03	24.69	18.85
Intensidades (MJ/ton)			
Diesel	0.02	0.02	0.02
Combustóleo	0.29	0.34	0.34
Gas	1.30	1.23	1.23
Electricidad	0.23	0.20	0.20
Electricidad (kWh/Ton)	64.57	55.31	55.33
Total	1.83	1.78	1.78
Otros			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
PIB (Millones de 1990 N\$)	181964.00	307602.65	234817.56
Demanda de Energía (PJ)			
Gas licuado	13.50	23.02	17.57
Kerosinas	2.58	4.39	3.35
Diesel	21.51	36.69	28.00
Combustóleo	69.91	119.22	91.01
Gas	111.39	209.21	159.71
Electricidad	97.70	175.68	134.11
Electricidad (TWh)	27.13	48.79	37.25
No energéticos	90.23	152.53	116.44
Total	406.81	720.74	550.20
Intensidad (MJ/N\$)			
Gas licuado	0.074	0.075	0.075
Kerosinas	0.014	0.014	0.014
Diesel	0.118	0.119	0.119
Combustóleo	0.384	0.388	0.388
Gas	0.612	0.680	0.680
Electricidad	0.537	0.571	0.571
No energéticos	0.496	0.496	0.496
Total	2.236	2.343	2.343

Minería	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
PIB (Millones de N\$)	77769.69	131466.45	100358.80
Demanda de Energía (PJ)			
Coque	7.11	8.12	6.20
Gas licuado	0.64	0.94	0.71
Diesel	5.04	7.41	5.65
Combustóleo	7.94	11.67	8.91
Gas	18.90	38.03	29.03
Electricidad	17.19	26.48	20.22
Electricidad (TWh)	4.77	7.35	5.61
Total	56.81	92.64	70.72
Intensidad (MJ/N\$)			
Coque	0.09	0.06	0.06
Gas licuado	0.01	0.01	0.01
Diesel	0.06	0.06	0.06
Combustóleo	0.10	0.09	0.09
Gas	0.24	0.29	0.29
Electricidad	0.22	0.20	0.20
Total	0.73	0.70	0.70
Construcción			
	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
PIB (Millones de N\$)	110785.77	187278.78	142964.78
Demanda de Energía (PJ)			
Diesel	4.94	8.32	6.35
Electricidad	1.06	1.82	1.39
Electricidad (TWh)	0.30	0.50	0.39
Total	6.00	10.14	7.74
Intensidad (MJ/N\$)			
Diesel	0.045	0.044	0.044
Electricidad	0.010	0.010	0.010
Total	0.054	0.054	0.054

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN MÉXICO

MODELO STAIR

Servicios, comercial y residencial	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
	Demanda de Energía (PJ)		
Lefia	296.61	146.64	183.30
Kerosinas	10.07	0.00	0.00
Gas licuado	287.19	477.39	495.08
Diesel	1.36	2.29	1.75
Combustóleo	32.44	54.50	41.60
Gas natural	37.69	52.17	52.17
Electricidad	119.61	207.63	191.52
Electricidad (TWh)	33.22	57.67	53.19
Total	784.97	940.61	965.42
Servicios y comercial	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
	Demanda de Energía (PJ)		
PIB (Millones de N\$)	343202.50	580169.70	442889.65
	Demanda de Energía (PJ)		
Gas licuado	4.19	7.08	5.40
Diesel	1.36	2.29	1.75
Combustóleo	32.24	54.50	41.60
Electricidad	46.12	77.97	59.52
Electricidad (TWh)	12.81	21.66	16.53
Total	83.90	141.83	108.27
	Intensidad (MJ/N\$)		
Gas licuado	0.01	0.01	0.01
Diesel	0.00	0.00	0.00
Combustóleo	0.09	0.09	0.09
Total	0.24	0.24	0.24
Agropecuario	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
	Demanda de Energía (PJ)		
PIB (Millones de N\$)	53539.59	90506.47	69090.79
	Demanda de Energía (PJ)		
Gas licuado	5.79	9.79	7.48
Diesel	63.30	107.01	81.69
Kerosinas	71.12	120.23	91.78
Electricidad	24.15	40.82	31.16
Electricidad (TWh)	6.71	11.34	8.65
Total	164.36	277.84	212.10
	Intensidad (MJ/N\$)		
Gas licuado	0.11	0.11	0.11
Diesel	1.18	1.18	1.18
Kerosinas	1.33	1.33	1.33
Electricidad	0.45	0.45	0.45
Total	3.07	3.07	3.07
Transporte	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
	Demanda de Energía (PJ)		
Gas licuado	16.04	19.25	17.64
Gasolina	883.61	1223.57	1121.60
Kerosinas	75.64	86.24	79.05
Diesel	342.27	458.16	419.98
Combustóleo	21.78	26.14	23.96
Electricidad	2.71	3.24	2.97
Electricidad (TWh)	0.75	0.90	0.82
Total	1342.05	1816.60	1665.20

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN MÉXICO

MODELO STAIR

Sector energético	1990	2005	2005
Autoconsumo	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
PIB (Millones de N\$)	24024.18	40611.88	31002.28
Demanda de Energía (T)			
Crudo	0.38	0.55	0.42
Gas no Asociado	9.11	13.38	10.22
Gas Asociado	27.63	40.61	31
Coque	160.35	235.66	179.89
Gas LP	27.18	39.94	30.49
Gasolina	74.53	109.53	83.61
Kerosina	17.77	26.11	19.93
Diesel	43.94	64.57	49.29
Combustóleo	139.83	205.5	156.87
No energéticos	4.09	6.02	4.59
Gas	297.16	436.71	333.37
Electricidad	21.24	31.22	23.83
Electricidad (TWh)	5.9	8.67	6.62
Total	823.21	1209.8	923.51
Intensidad (MJ/N\$)			
Crudo	0.016	0.014	0.014
Gas no Asociado	0.379	0.329	0.330
Gas Asociado	1.150	1.000	1.000
Coque	6.675	5.803	5.802
Gas LP	1.131	0.983	0.983
Gasolina	3.102	2.697	2.697
Kerosina	0.740	0.643	0.643
Diesel	1.829	1.590	1.590
Combustóleo	5.820	5.060	5.060
No energéticos	0.170	0.148	0.148
Gas	12.369	10.753	10.753
Electricidad	0.884	0.769	0.769
Total	34.266	29.789	29.788
Autogeneración eléctrica por rama industrial	1990	2005	2005
	Año	Alto	Bajo
	Base	crecimiento	crecimiento
Auto generación eléctrica (GWh)			
Azúcar	488.38	1243.19	932.93
Celulosa y papel	519.77	1070.35	803.23
Cemento	0.00	0.00	0.00
Cerveza y malta	161.63	283.20	212.53
Fertilizantes	0.00	229.07	171.90
Minería	132.56	385.25	289.10
PEMEX	3566.31	5868.20	4403.70
Petroquímica	1666.29	4325.15	3245.75
Química	444.19	935.00	701.66
Siderurgia	947.68	2559.26	1920.56
Vidrio	0.00	0.00	0.00
Otras ramas	584.89	1372.31	1029.83
Total	8511.70	18270.98	13711.20
Capacidad instalada (MW)			
Azúcar	320.03	814.64	611.34
Celulosa y papel	163.48	336.66	252.64
Cemento	0.00	0.00	0.00
Cerveza y malta	35.17	61.62	46.24
Fertilizantes	0.00	56.74	42.58
Minería	46.83	136.11	102.14
PEMEX	847.43	1394.41	1046.41
Petroquímica	513.02	1331.63	999.30
Química	92.12	193.91	145.51
Siderurgia	223.23	602.84	452.39
Vidrio	0.00	0.00	0.00
Otras ramas	136.61	320.52	240.53
Total	2377.92	5249.07	3939.09

APÉNDICE

RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE EFICIENCIA

(2005)

ESCENARIOS DE EFICIENCIA

2005

2005	Fertilizantes		Cel. y Pap.		Química		Petroquímica		Azúcar		Fertilizantes		Cel. y Pap.		Química		Siderurgia		Cemento		Vidrio		
	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva
Alto crecimiento	a	b	c	d	e	f	g	h	1	2	3	4	5	6									
PIB																							
Crudo	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Condensados	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60
Gas no asociado	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39	15.39
Gas asociado	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71	46.71
Gas no aprov.	98.08	96.96	96.82	99.78	98.41	97.02	96.63	98.31	98.85	98.47	94.41	95.96	97.41	97.17	94.41	95.96	97.41	98.47	94.41	95.96	97.41	97.17	94.41
Carbón	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03	234.03
Leña	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65	259.65
Bagaso	115.01	115.01	115.01	115.01	110.17	115.01	115.01	115.01	115.01	110.17	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01	115.01
Coque	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.29	119.30
Petrolíferos	4858.00	6689.21	6686.40	6739.90	6739.90	6676.41	6671.17	6713.61	6748.20	6786.83	6655.61	6678.81	6670.06	6677.87	6676.41	6678.81	6670.06	6786.83	6655.61	6678.81	6670.06	6677.87	6677.87
GLP	572.11	571.44	571.47	571.57	571.72	571.44	571.51	571.44	571.68	571.68	571.44	571.44	571.46	571.45	571.44	571.44	571.44	571.68	571.44	571.44	571.44	571.46	571.45
Gasolina	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10	1333.10
Kerosinas	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97	236.97
Diesel	804.66	802.30	802.74	803.45	803.75	802.21	803.45	803.45	804.54	803.45	803.75	802.21	803.45	802.53	803.45	803.75	802.21	804.54	803.45	803.75	802.21	803.45	802.53
Combustóleo	1911.16	1888.80	1886.10	1914.70	1917.82	1890.01	1882.32	1915.80	1926.72	1919.10	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81	1919.10	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81	1837.81
Gas natural	1976.70	1856.60	1856.02	1880.11	1937.49	1842.68	1843.82	1853.96	1875.19	1921.44	1874.22	1867.05	1874.22	1867.05	1874.22	1867.05	1874.22	1921.44	1874.22	1867.05	1874.22	1867.05	1840.72
Total	7726.01	5722.80	5720.43	5751.27	5750.16	5723.98	5717.21	5751.19	5749.36	5749.36	5669.03	5700.95	5732.69	5727.56	5669.03	5700.95	5732.69	5749.36	5669.03	5700.95	5732.69	5727.56	5727.56

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (PJ)
DE ABAJO HACIA ARRIBA

ESCENARIOS DE EFICIENCIA

2005													
	Fertilizantes nueva	Cel. y Pap. nueva	Química nueva	Petroquímica nueva	Azúcar nueva	Fertilizantes nueva	Cel. y Pap. nueva	Química nueva	Siderurgia nueva	Cemento nueva	Vidrio nueva	Vidrio nueva	Vidrio nueva
	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva	50% exist+ nueva
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m
PIB													
DEMANDA DE ELECTRICIDAD													
Energía primarias: (PJ)	1647.07	1562.25	1551.3	1507.39	1514.72	1607.87	1545.94	1441.32	1538.57	1484.04	1536.81	1527.12	1542.92
carbón	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38	80.38
gas	426.50	341.68	330.73	286.82	294.15	387.30	325.37	220.75	318.00	263.47	316.24	306.55	322.35
Petróleo total:	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19	1140.19
diesel	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10
combustóleo	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09	1123.09
Generación (GWh):													
Geotérmica	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31	6467.31
Nuclear	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919	3919
Hidroeléctrica	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71	30882.71
Petróleo	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46	107052.46
Carbón	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259	8259
Gas Natural	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07	21977.07
Total	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55	178557.55
Demanda eléctrica (GWh)													
Total de demanda neta	172205.82	165035.965	164110.791	160399.226	161019.2	168891.983	163658.148	154815.322	163034.655	158426.056	162886.435	162066.835	163402.93
Pérdidas (15%)	25830.87	24735.39	24616.62	24059.88	24152.88	25333.80	24548.72	23222.30	24453.20	23763.91	24432.97	24310.03	24510.44
Total de demanda bruta	198036.69	189791.36	188727.41	184459.11	185172.08	194225.78	188206.87	178037.62	187489.85	182190.01	187319.40	186376.86	187913.37
Gen. requerida total (GWh):	198036.69	189791.36	188727.41	184459.11	185172.08	194225.78	188206.87	178037.62	187489.848	182190.01	187319.4	186376.86	187913.37
Capacidad instalada	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68	173980.68
Capacidad adicional	24056.01	15810.68	14746.73	11191.40	20245.10	14226.19	11464.58	4056.94	13509.17	8309.33	13338.72	12396.18	13932.69
Inversión por transmisión:	1082.52	711.480083	663.602998	471.529159	503.612765	911.028711	640.17768	515.905399	47.5622553	607.91	854.31	369.419548	626.970648
Demanda no cubierta (GWh)													
Capacidad adicional (MW)	4576.87	3008.12	2805.69	1993.61	2129.26	3851.91	2706.66	771.87	2570.24	1561.90	2537.81	2358.48	2650.82
Inversión necesaria para generación y transmisión:													
Ciclo Combinado	2766.44	1818.23	1695.87	1205.02	1287.01	2328.19	1636.01	466.55	1553.55	2183.75	1333.95	1425.56	1602.26

ESCENARIOS DE EFICIENCIA

2005

2005	Fertilizantes		Cel. y Pap.		Química		Petroquímica		Azúcar		Fertilizantes		Cel. y Pap.		Química		Siderurgia		Cemento		Vidrio		
	nueva	crecimiento	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva	50% exist + nueva	nueva
PIB	a		b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	n	o	p	q	r	s	t	u	v
Crudo	11		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Condensados	53		53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Gas no asociado	235		235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Gas asociado	715		715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715	715
Gas no aprov.	1501		1483	1491	1503	1506	1484	1478	1504	1512	1507	1444	1468	1490	1487	1490	1468	1490	1490	1468	1490	1487	1487
Carbón	6038		6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038	6038
Leña	1558		1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558	1558
Bagaso	3439		3439	3439	3439	3294	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439	3439
Coque	3519		3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519	3519
Petrolíferos	97976		97443	97396	98016	98091	97467	97331	98014	98254	98133	96363	97004	97643	97539	97643	97004	97643	97643	97004	97643	97539	97539
GLP	11557		11543	11544	11546	11549	11543	11545	11543	11548	11548	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543	11543
Gasolina	25196		25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196	25196
Kerosinas	4645		4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645	4645
Diesel	16254		16206	16215	16230	16236	16205	16230	16207	16252	16252	16205	16214	16211	16211	16205	16214	16205	16214	16205	16214	16211	16211
Combustóleo	40325		39854	39797	40400	40466	39879	39717	40423	40654	40493	38778	39415	39944	39944	38778	39415	40046	40046	38778	39415	39944	39944
Gas natural	29848		28035	28026	28390	29256	27824	27842	27995	28315	29014	28301	28192	27795	27795	28301	28192	27602	27602	28301	28192	27602	27795
Total	144893		142529	142471	143476	144275	142343	142219	143080	143461	143993	141675	142232	142302	142388	141675	142232	142302	142302	141675	142232	142302	142388

Emisiones (miles de toneladas de carbón)