



APOYO A LA OFICINA NACIONAL DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

**Metodología para la elaboración del
inventario de gases de efecto
invernadero asociado al consumo de
energía en México**

Estudio elaborado para el Instituto Nacional de Ecología
Con fondos del Banco Mundial

Reporte Final

Diciembre 2000

*Dra. Claudia Sheinbaum Pardo
Instituto de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México*

Contenido

Presentación

I. Metodología para elaboración del inventario de gases de efecto invernadero asociado al consumo de energía en México

1. Bases metodológicas

- 1.1. Poderes caloríficos
- 1.2. Desagregación del consumo de combustibles

2. Consumo de combustibles en México

- 2.1. El balance nacional de energía
- 2.2. Perfil del consumo de energía en México
- 2.3. Desagregación del consumo de energía por sectores y uso final
- 2.4. Carbono almacenado
- 2.5. Emisiones fugitivas
- 2.6. Bunkers internacionales y transporte aéreo
- 2.7. Biomasa

3. Factores de emisión

- 3.1. Dióxido de Carbono
- 3.2. Gases distintos al Dióxido de carbono

II. Metodología para la elaboración de inventarios regionales de gases de efecto invernadero regionales

- 4. Metodología para los casos regionales
- 5. Metodología para el sector industrial
- 6. Metodología para los sectores residencial, comercial y público
- 7. Sector transporte
- 8. Sector agropecuario

- 8.1. Ganado doméstico
- 8.2. Cultivo de arroz
- 8.3. Quema prescrita de sabanas
- 8.4. Quema en el campo de residuos agrícolas
- 8.5. Suelos agrícolas

- 9. Generación y consumo de electricidad
- 10. Factores de emisión

III. Análisis de costos y beneficios de opciones de mitigación de gases de efecto invernadero

- 11. Estimación de costos
- 12. Análisis Costo – Beneficio
 - 12.1. Evaluación privada
 - 12.2. Evaluación social
- 13. Sistema para la administración de proyectos de mitigación
- 14. Caso de aplicación: Sistema fotovoltaico
 - 14.1. Introducción
 - 14.2. La toma de decisiones
 - 14.3. Criterios económicos del ACB
 - 14.4. Criterios económico – ambientales del ACB
 - 14.5. Resultados
 - 14.6. Conclusiones

IV. Referencias

Presentación

En el presente informe, el Capítulo I presenta la metodología para la elaboración de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero asociados al consumo de energía. Se detalla la metodología de cálculo para los diferentes sectores de consumo final de la energía, adecuando las metodologías del IPCC para el caso de México.

El Capítulo II presenta las metodologías para evaluar los inventarios de emisiones de proyectos específicos o en su caso de regiones o localidades, la forma de estimar la emisión por consumo eléctrico y se detallarán las metodologías para estimar las líneas base a nivel nacional y por proyectos. Asimismo, se presenta el inventario de emisiones de GEI para el caso de México y para algunos casos específicos. Las fuentes de información para el caso se basan en el análisis por sector productivo y la determinación de los factores de emisión regionales.

Para complementar esta introducción, es necesario decir que la mitigación de los efectos negativos de un cambio potencial en el clima de la tierra requerirá de acciones precisas y coordinadas por la comunidad internacional, de acuerdo a sus responsabilidades "comunes pero diferenciadas" (UN, 1992). Una respuesta a estas acciones es el Protocolo de Kyoto publicado en diciembre del 1997 por la Conferencia de las Partes, donde se establece por primera vez una reducción necesaria de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) para los países industrializados (Anexo I) respecto sus niveles de 1990. El protocolo abre también la posibilidad de transferir la reducción de emisiones entre los países del Anexo I y los países en vías de desarrollo (No-Anexo I) a través del llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Bajo estas circunstancias, es clave para los países del No-Anexo I, como México, examinar cuidadosamente la factibilidad técnica y económica de los escenarios de reducción de las emisiones de GEI. Estos escenarios apoyarán la estimación del potencial para México tanto para la reducción del crecimiento de las propias emisiones de GEI como para la posible venta de reducción de emisiones a través del MDL. Para el éxito de estos escenarios y para la participación efectiva de los países del No-Anexo I, es crucial identificar las opciones de mitigación y las futuras vías de reducción de emisiones que simultáneamente contribuyan en el avance de las prioridades de desarrollo propias de estos países.

El caso de México es relevante por diversas razones. Primero, el país contribuye con cerca del 2% de las emisiones mundiales de GEI, se encuentra dentro de los 15 países con la mayor emisión de GEI en el mundo y de seguir la tendencia actual del consumo de energía, se estima que para el año 2010, México estará emitiendo cerca del doble de lo que actualmente emite (Sheinbaum, Masera, 2000). Segundo, desde 1994, México se convirtió en miembro tanto de la OCDE como del

Tratado de Libre Comercio de Norteamérica (TLC) y ha sido sujeto de presiones para poner un límite en sus emisiones futuras de GEI o al crecimiento de las mismas. Sin embargo, al mismo tiempo, México es evidentemente un país en desarrollo en términos de su ingreso promedio per cápita, la carencia de servicios básicos para una porción muy importante de su población, y la cantidad de emisiones per cápita. Finalmente, el país no tiene el capital necesario para realizar inversiones incrementales en las opciones de mitigación para reducir las emisiones de GEI y la Investigación y desarrollo de capacidad en el tema aún sigue siendo limitada.

El objetivo mundial de limitar las emisiones de los gases causantes del Cambio Climático Global, puede desarrollarse buscando beneficios económicos y ambientales regionales. En este sentido es que lo local y lo global se unifican, ya que al reducir el consumo de combustibles no sólo se limita la emisión de gases de efecto invernadero, sino también se obtienen beneficios en la contaminación atmosférica local.

Sin embargo, la reducción de emisiones contaminantes locales no siempre implica la disminución de los principales gases de efecto invernadero como son el bióxido de carbono y el metano. Tal es el caso de tecnologías denominadas de fin de tubo como pueden ser los convertidores catalíticos que si bien disminuyen emisiones de gases que indirectamente pueden ser gases de efecto invernadero, no reducen la emisión de CO₂.

La ZMVM representa el 13% del consumo de energía al nivel nacional y 17% del consumo de electricidad, por lo que la estimación del inventario de gases de efecto invernadero tiene, además de la importancia regional, una importancia cualitativa y cuantitativa a nivel nacional.

Bajo este marco, es particularmente importante analizar las tendencias potenciales en las emisiones de GEI, identificar las fuerzas que guían los cambios en las mismas y evaluar las opciones de mitigación que contribuyan en el avance de las prioridades para el desarrollo del país y sus regiones. Para ello debe partirse del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero. El aspecto regional también cobra importancia cuando observamos la distribución geográfica de las fuentes de emisión y nos damos cuenta que una tercera parte de estas emisiones son generadas en la ZMVM.

Las metodologías de evaluación de opciones de mitigación han tenido un enfoque técnico muy fuerte y aunque las decisiones sobre su implementación tienen base en aspectos económicos y de mercado (barreras de entrada), estos aspectos no han tenido un gran desarrollo metodológico.

En el capítulo III se presenta una metodología para realizar una evaluación Costo – Beneficio de las opciones de mitigación, para lo cual se parte de una estimación de costos; la determinación de los actores involucrados en la implementación de una opción de mitigación constituye un factor fundamental para definir con certeza como es que se reparten los costos y los beneficios. Esto cobra mayor importancia cuando se buscan esquemas de co-beneficios, lo cual ha sido tema de discusión en las últimas reuniones internacionales.

La estimación de beneficios es otro elemento importante en esta metodología y esta no se limita a la estimación, sino que tiene un alcance que permite definir como es la distribución de estos entre los beneficiarios.

La metodología se complementa al establecer un balance entre los Costos y los Beneficios, lo cual marca un indicador para la determinación de la viabilidad de la opción de mitigación.

También se incluyen algunos casos de aplicación de la metodología con el fin de ilustrar resultados obtenidos en estimaciones realizadas en el Instituto de Ingeniería.

CAPITULO I

Metodología para elaboración del inventario de gases de efecto invernadero asociado al consumo de energía en México

1. Bases metodológicas

De acuerdo con el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 1996) la metodología para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) puede dividirse en tres de acuerdo con el nivel de detalle.

- El Nivel 1 se define como la metodología de los factores de emisión medios basados en la producción.
- El Nivel 2 es el llamado método de balance de masas y se diferencia con el Nivel 1 en que se desarrolla con mayor detalle el inventario de emisiones para los gases distintos del CO₂ pues se cuenta con información del tipo de tecnología de combustión o se conocen incluso, los factores de emisión específicos del país.
- El Nivel 3 es el método de evaluaciones rigurosas de fuentes específicas.

Por la información con la que se cuenta en este momento para México, los inventarios nacionales y regionales están constituidos con base en una metodología que está entre el Nivel 1 y el Nivel 2, ya que en muchos casos se conocen las tecnologías de combustión aun y cuando se siguen utilizando factores de emisión internacionales.

La metodología para construir un inventario de gases de efecto invernadero se basa fundamentalmente, en la siguiente ecuación:

$$ET_i = \sum_j \sum_k A_{kj} * C_{jik}$$

Donde: ET_i = Emisiones totales del GEI i

A_{jk} = Actividad energética del sector j para el combustible k

C_{jik} = Coeficiente o factor de emisión del gas i asociada a la actividad j y el combustible k

Las actividades pueden estar dadas en unidades energéticas (por ejemplo, consumo de GLP del sector residencial) y los coeficientes de emisión en unidades físicas por unidades energéticas (t / Joules). En su defecto, la actividad puede estar en unidades físicas (kilómetros totales recorridos por un modo de transporte) y los coeficientes de emisión también en unidades físicas (g / km). La utilización depende en cada caso de la disponibilidad de información y de la forma en que puede alcanzarse menor incertidumbre.

1.1 Poderes caloríficos

El poder calorífico de un combustible puede definirse como una medida de la utilidad de dicho combustible para fines de calefacción (IPCC, 1996).¹ El consumo de combustibles, muchas veces está dado en unidades físicas (barriles, metros cúbicos, litros, toneladas, etc). Para poder convertir el consumo de combustibles de unidades físicas a unidades energéticas se requiere conocer el poder calorífico de los combustibles. Si no se conocen los poderes caloríficos de los combustibles, el Manual de Referencia para Inventarios del IPCC sugiere poderes caloríficos de combustibles para diferentes regiones.

En el caso de México, la Secretaría de Energía publica anualmente los poderes caloríficos de los combustibles mexicanos, por lo que no es necesario recurrir a un valor externo.

1.2 Desagregación del consumo de combustibles para fines del inventario y gases de efecto invernadero

La metodología del IPCC sugiere dividir el consumo de combustibles en seis grandes áreas: energía primaria (producción nacional más importaciones menos exportaciones), energía secundaria (cuidando la doble contabilización), carbono almacenado, emisiones fugitivas, combustible de *bunkers* internacionales, combustibles de biomasa.

La energía primaria, por definición, es aquel recurso energético que no ha sufrido transformación alguna, con excepción de su extracción. En este caso se encuentran el petróleo crudo, el gas asociado o no asociado, etc. **La energía secundaria**, es el recurso que ha sufrido algún proceso de transformación. **El carbono almacenado** que se refiere a los productos energéticos que sirven como materia prima pero que no sufren un proceso de oxidación o combustión (tal es el caso por ejemplo, del gas natural que sirve como materia prima para la elaboración de petroquímicos o del petróleo que es utilizado para la elaboración de lubricantes o plásticos) y la fracción de carbono que no se oxida en el proceso de combustión. **Las emisiones fugitivas** son aquellos gases que se liberan a la atmósfera producto de fugas en la producción, transporte o consumo de combustibles. **Los combustibles de *bunkers* internacionales**, son aquellos combustibles que no se queman en el país, pero que son entregados en *bunkers* internacionales para transporte marítimo o aéreo. **Los combustibles de biomasa** se excluyen de la contabilidad nacional del inventario. Adicionalmente, el combustible utilizado para la aviación, debe ser reportado de una forma más específica de acuerdo a las características de uso y combustión del mismo y siguiendo la metodología de *bunkers* internacionales.

¹ El poder calorífico se define en termodinámica como la energía máxima que puede desprenderse cuando toda el agua en los productos, debida a la combustión, está en estado líquido (poder calorífico superior) o cuando toda el agua como producto de la combustión está en estado gaseoso (poder calorífico inferior).

1.2.1 Gases de efecto invernadero

Los GEI que se deben contabilizar de acuerdo con la metodología del IPCC son: Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Oxido Nitroso (N₂O), Oxidos de Nitrógeno (NO_x), Monóxido de carbono (CO), Compuestos Orgánicos Volátiles Diferentes del Metano (COVDM) y bióxido de azufre (SO₂).

1.2.2 Carbono almacenado

La metodología para calcular el carbono almacenado en productos para cada país es la siguiente:

Carbono almacenado total = Usos no energéticos (TJ) * Factor de emisión (t C/TJ)
* Fracción del carbono almacenado

La fracción de carbono almacenado que se aplica al contenido de carbono de los combustibles utilizados como materia prima toma en cuenta la emisión de carbono del uso o destrucción de los productos en el corto plazo. La tabla 1 muestra la fracción de carbono almacenado estimada por el Manual de referencia del IPCC.

Tabla 1. Fracción de carbono almacenado para diversos productos

Producto/combustible	Fracción de carbono almacenado
Lubricantes	0.5
Bitumen	1.0
Productos de carbón	0.75
Nafta como materia prima	0.75
Gas/diesel como materia prima	0.5
Gas natural como materia prima	0.33
GLP como materia prima	0.8
Etanol	0.8

Fuente: Manual de Referencia IPCC, Tabla 1-5 (1996).

Para el caso de la estimación de carbono que no es oxidado en la quema de combustibles fósiles, se asume, de acuerdo con el IPCC las siguientes fracciones (Tabla 2).

Tabla 2. Fracción de carbono oxidado en los combustibles fósiles

Combustible	Fracción oxidada
Carbón	0.98
Petróleo y productos petrolíferos	0.99
Gas	0.995
Peat para generación de electricidad	0.99

Fuente: Manual de Referencia IPCC, Tabla 1-6 (1996).

1.2.3 Emisiones fugitivas

Durante las diferentes etapas de la cadena energética de un combustible, desde su extracción hasta su consumo, pueden ocurrir fugas de gases, compuestos orgánicos volátiles, o absorción de gases. Esto debe ser reportado en los inventarios. La metodología del IPCC, sugiere dividir estas emisiones en los siguientes apartados: emisión de metano durante la minería y el manejo del carbón y las emisiones fugitivas de actividades relacionadas con la producción y consumo de petróleo y gas natural.

En el caso de México, debido a que la minería del carbón no es tan importante, las emisiones fugitivas más cuantiosas provienen del petróleo y el gas natural. La metodología del IPCC para el cálculo de estas emisiones se reproduce en el Anexo 1.

1.2.4 Bunkers internacionales

La metodología del IPCC substraer las cantidades de combustibles destinadas y consumidas por barcos y aviones para transporte internacional, aun y cuando este combustible haya sido suministrado en el ámbito nacional. De esta forma, las emisiones de CO₂ que provienen de los *bunkers* internacionales no se incluyen en el total nacional y por ello deben ser reportadas por separado.

1.2.5 Biomasa

Las emisiones de CO₂ provenientes del uso de la biomasa se reportan para información. Esto se debe a que en la metodología del IPCC se supone que la cantidad que se quema es igual a la que se regenera. De no ser así, esto debe ser reportado en el inventario relacionado con cambio de uso de suelo. Este no es el caso para las emisiones diferentes al CO₂.

1.2.6 Transporte aéreo

Para fines del inventario de emisiones debe establecerse una distinción entre los vuelos nacionales y los vuelos internacionales, ya que probablemente en las estadísticas del consumo de energía se contabilicen ambos, sin embargo, en los vuelos internacionales, no todas las emisiones son liberadas en un solo país, además de que las emisiones son liberadas a diversas altitudes. De esta forma, los vuelos nacionales incluyen todo el tráfico aéreo de vuelos civiles de pasajeros y carga, es decir, todas las etapas de vuelo entre dos aeropuertos nacionales. Por su parte la aviación internacional incluye todo el tráfico aéreo que entra o sale de un país y las emisiones asociadas a estos vuelos requieren de una metodología distinta.

De acuerdo con el Nivel 2 de la metodología del IPCC, las operaciones de las aeronaves que realizan vuelos internacionales deben dividirse en dos (IPCC, 1996):

- Ciclo de aterrizaje y de despegue (LTO) que incluye todas las actividades en las proximidades de un aeropuerto que ocurren a una altitud inferior a 914 metros (3000 pies). Estas incluyen el rodaje, ascenso y descenso.
- Crucero, que incluye todas las actividades que tienen lugar a altitudes superiores a los 914 metros (3000 pies).

Para emplear el Nivel 2 es necesario conocer los tipos de aviones utilizados en los vuelos nacionales e internacionales, así como el número de ciclos de aterrizaje y despegue para cada tipo de aeronave. Si esta información no está disponible, entonces debe recurrirse al Nivel 1 de la metodología que solamente reporta la aviación nacional sin tomar en cuenta la entrega a *bunkers* internacionales. De acuerdo con el manual de referencia del IPCC, el método del Nivel 2 se divide en cuatro pasos:

1. Estimación del consumo total de combustible para aviación nacional e internacional
2. Estimación del consumo de combustible para los ciclos LTO para cada tipo de avión
3. Estimación del consumo de combustible para las actividades crucero para cada tipo de avión
4. Estimación de las emisiones para cada gas.

En el Anexo 2 se reproduce la metodología del manual de referencia del IPCC para desarrollar cada uno de los pasos descritos anteriormente.

2. Consumo de combustibles en México

2.1 El Balance Nacional de Energía

La fuente de datos para el cálculo del inventario de emisiones al nivel nacional es el Balance Nacional de Energía (BNE), publicado año con año por la Secretaría de Energía. El BNE se presenta en una matriz dividida en tres áreas (por filas): oferta, transformación y consumo final y en dos estados, (por columnas): energía primaria y energía secundaria. A su vez, la energía primaria y secundaria, están divididas en los diversos recursos energéticos. En todos los casos, el consumo de energía está reportado en unidades energéticas. Los poderes caloríficos de los combustibles, para información, se presentan en la Tabla 3.

En el BNE, la oferta de energía presenta ocho apartados. Producción, importación, variación de inventarios, oferta total, exportación, no aprovechada, maquila-intercambio neto, oferta interna bruta. La oferta total es la suma de los tres primeros conceptos (producción, importación, y variación de inventarios); Por su parte, la oferta interna bruta es la oferta total menos los penúltimos tres rubros (exportación, no aprovechada y maquila). La energía no aprovechada se refiere a derrames accidentales o gas natural enviado a la atmósfera.

La transformación de energía dentro del BNE, incluye energía primaria que entra a coquizadoras, refinerías y despuntadoras, plantas de gas y fraccionadoras, centrales eléctricas, consumo propio del sector, diferencia estadística y pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento. Del lado izquierdo del balance se presenta la energía primaria que entra a estos procesos y del lado derecho, los recursos energéticos producto de las actividades de transformación.

En el área de consumo final del BNE, se presentan dos grandes apartados, consumo final no energético, que corresponde a lo que la metodología del IPCC denomina carbono almacenado (combustibles como materia prima que no se oxida) y el consumo final energético que a su vez se divide en los cuatro grandes sectores de consumo: industrial, comercial, residencial y público, transporte, agropecuario e industrial.

Para efectos del Inventario Nacional, los conceptos referentes a centrales eléctricas y consumo propio del sector (se refiere al consumo de combustibles de las empresas energéticas), deben ser contabilizados en el consumo final de energía, ya que son usuarios de combustibles, que generan emisiones. En las Tablas 4 y 5 se presenta el consumo final de energía utilizando el formato del BNE y el requerido para el inventario, para el año 1998.

Cabe señalar, que para efectos del inventario, se asume que en el BNE se incluyen todos los combustibles que utilizan las plantas de cogeneración, por lo que no es necesario contabilizarlas.

Tabla 3. Poderes caloríficos netos

Poderes caloríficos	Unidades	1990	1994	1996	1997	1998
Petróleo Crudo (promedio)	MJ/bb	5993	5872	5811	5860	5856
Condensados	MJ/bb	4002	3784	3944	4184	4194
Gas natural asociado	kJ/m3	42772	41532	39739	39705	38932
Gas natural no asociado	kJ/m3	38099	38069	38619	32526	32292
Carbón térmico	MJ/t	18197	19155	18982	19378	18845
Carbón siderúrgico	MJ/t	23483	23483	23483	23483	23483
Petróleo crudo Maya	MJ/bb	6112	6103	6144	6135	5718
Petróleo crudo istmo	MJ/bb	5853	5890	5857	5912	6032
Petróleo crudo olmeca	MJ/bb	5724	5723	5722	5433	6046
Gasolinas naturales	MJ/bb	4634	4818	4818	4818	4781
Coque de petróleo	MJ/t	29692	29692	30920	31185	31732
GLP	MJ/bb	4182	4185	4147	3996	3996
Gasolinas y naftas	MJ/bb	5183	5305	5262	5255	5264
MTBE	MJ/bb	5125	5262	4272	5190	5185
Querosinas	MJ/bb	5547	5657	5539	5693	5649
Diesel	MJ/bb	5794	5793	5723	5731	5729
Combustóleo	MJ/bb	6346	6393	6394	6397	6392
Asfaltos	MJ/bb	6211	3194	6514	6550	6539
Lubricantes	MJ/bb	6006	5994	6009	5998	6029
Grasa	MJ/bb	6066	6281	6281	6281	5967
Parafinas	MJ/bb	5724	5693	5708	5734	5814
Gas residual	kJ/m3	36547	36513	36784	35217	35021
Azufre	MJ/t	8793	8793	8949	8949	8878
Etano	MJ/bb	2645	2695	2695	2801	2798
Mat.prima p. negro de humo	MJ/bb	6661	6622	6200	6489	6629
Propano-propileno	MJ/bb	3649	3746	3746	3746	3996
Butano-butileno	MJ/bb	4166	5601	5601	5601	3996
Gas residual de exportación	kJ/m3	34791	34934	34934	34934	35458
Gas residual de importación	kJ/m3	34493	33600	33600	33600	34385
Carbón térmico internacional	MJ/t	18360	18360	18360	18360	18360
Carbón siderúrgico internacional	MJ/t	28767	28767	29559	29559	29559
Coque de carbón	MJ/t	26521	26521	26521	26521	26521
Leña	MJ/t	14486	14486	14486	14486	14486
Bagazo de caña	MJ/t	7055	7055	7055	7055	7055
Uranio	MJ/g	3287	3287	3287	3287	3287

Fuente: Secretaría de Energía, Balance Nacional de Energía, 1998

2.2 Perfil del consumo de energía en México

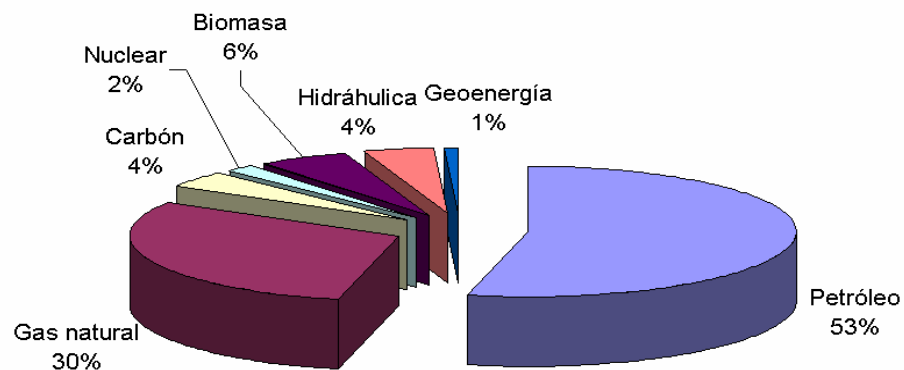
El consumo de energía en México proviene fundamentalmente de los combustibles fósiles. El país produjo en 1998, cerca de 1120.7 millones de barriles de petróleo crudo (6562.9 PJ), de los cuales, el 56% se destinó a exportación. El 53% de la energía primaria proviene de derivados del petróleo, el 30% de gas natural, el 4%

de carbón, el 1.6% de energía nuclear, el 6% de biomasa, el 4% de energía hidráulica y el 1% de energía geotérmica (Figura 1).

La generación de energía eléctrica también proviene principalmente de energía fósil. El 51% de la energía que suministra las plantas termoeléctricas proviene del combustóleo, el 14% de la hidroenergía, el 10% del carbón, el 6% de energía nuclear, el 3% de geoenergía, menos del 1% de energía eólica y el 14% de gas natural (Figura 2).

Esta dependencia de los recursos fósiles hace que México se encuentre entre los quince países de mayor cantidad de emisiones de GEI.

Figura 1. Energía primaria en México (1998)



Incluye importación de combustibles. Total: 6177.6 PJ
Fuente: Balance Nacional de Energía, 1998

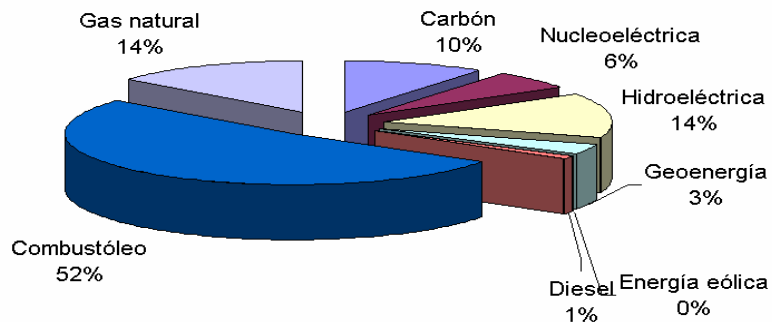
Tabla 4. Balance Nacional de Energía de acuerdo a metodología de la SE

Consumo final total	Leña	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustó- leo	Productos no energéticos	Gas natural	Electricidad
Producción	243.913	99.277									
Importación			15.666	114.821	275.153	4.086	40.69	212.657		51.709	6.138
Variación de inventarios			17.48	-0.666	-5.127	0.78	-1.489	5.932	0.226	0.036	
Oferta total	243.913	99.277	33.146	114.155	270.026	4.866	39.201	218.589	0.226	51.745	6.138
Exportación			-0.019	-6.167	-152.455	-6.17	-17.098	-3.126	-18.106	-11.801	-0.979
No aprovechada		-1.589	33.127								
Maquila-intercambio neto											
Oferta interna bruta	243.913	97.688		107.988	117.571	-1.304	22.103	215.463	-17.88	39.944	5.159
Total transformación			60.511	327.763	959.828	121.673	586.204	150.403	188.238	855.215	615.539
Coquizadoras			58.414								
Refinerías despuntadoras			2.097	41.964	791.442	121.673	605.565	1054.146	103.741	70.692	
Plantas de gas y fraccionadoras				285.799	168.386				84.497	1030.731	
Centrales eléctricas							-19.361	-903.743		-246.208	615.539
Consumo propio del sector			-1.125	-16.464	-35.01	-10.414	-36.568	-93.762	-5.452	-524.595	-34.035
Diferencia estadística										22.892	0.576
Pérdidas											-93.283
Consumo final total	243.913	97.688	92.513	419.287	1042.389	109.955	571.739	272.104	164.906	393.456	493.856
Consumo no energético			4.071	0.131		55.167	0.08		164.906		
Consumo final de energéticos			93.617		419.287	987.222	109.875	571.739	272.104	343.867	493.956
Residencial, comercial y público	243.913		0.131	379.874		1.592	3.428	33.116		12.271	170.564
Transporte			92.382	19.706	987.222	108.119	408.968	2.643			3.6
Agropecuario				1.258		0.4	77.149				27.875
Industrial		93.617	92.382	18.449		0.124	82.194	236.345		331.596	291.917

Tabla 5. Balance Nacional de Energía que incluye combustible para generación eléctrica y consumo propio como uso final

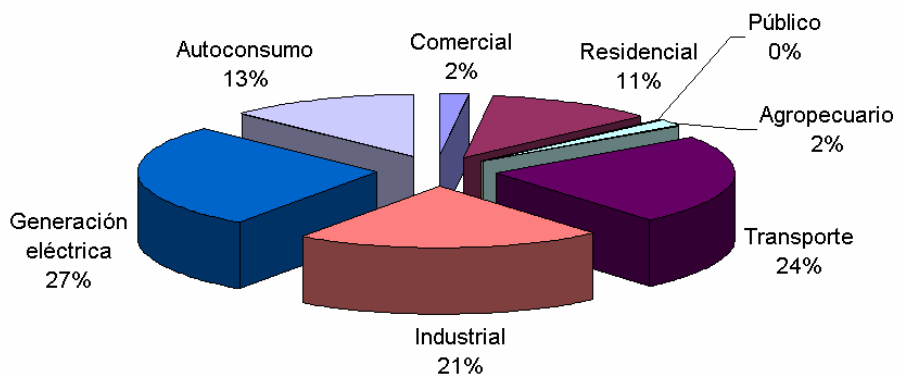
Consumo final total	Leña	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Querosenos	Diesel	Combustó- leo	Productos no energéticos	Gas natural
Producción	243.913	99.277								
Importación			15.666	114.821	275.153	4.086	40.69	212.657		51.709
Variación de inventarios			17.48	-0.666	-5.127	0.78	-1.489	5.932	0.226	0.036
Oferta total	243.913	99.277	33.146	114.155	270.026	4.866	39.201	218.589	0.226	51.745
Exportación			-0.019	-6.167	-152.455	-6.17	-17.098	-3.126	-18.106	-11.801
No aprovechada		-1.589	33.127							
Maquila-intercambio neto										
Oferta interna bruta	243.913	97.688		107.988	117.571	-1.304	22.103	215.463	-17.88	39.944
Total transformación			60.511	327.763	959.828	121.673	586.204	150.403	188.238	855.215
Coquizadoras			58.414							
Refinerías despuntadoras			2.097	41.964	791.442	121.673	605.565	1054.146	103.741	70.692
Plantas de gas y fraccionadoras				285.799	168.386				84.497	1030.731
Centrales eléctricas										
Consumo propio del sector										
Diferencia estadística										22.892
Pérdidas										
Consumo final total	243.913	97.688	94.894	432.508	94.894	130.619	524.254	2030.769	94.894	1553.877
Consumo no energético			4.071	0.131		55.167	0.08		164.906	
Consumo final de energéticos			93.638	416.044	93.638	120.125	468.325	1033.264	5.452	783.074
Consumo propio del sector			1.125	16.464	35.01	10.414	36.568	93.762	5.452	524.595
Centrales eléctricas								19.361	903.743	0
Residencial, comercial y público	243.913		0.131	379.874		1.592	3.428	33.116		12.271
Transporte			92.382	19.706	987.222	108.119	408.968	2.643		
Agropecuario				1.258		0.4	77.149			
Industrial		93.617	92.382	18.449		0.124	82.194	236.345		331.596

Figura 2. Consumo de energía para generación eléctrica (1998)



Fuente: Balance Nacional de Energía, 1998
Energía eólica: 0.003%

Figura 3. Consumo de energía (1998)



Fuente: Balance Nacional de Energía (incluye todos los recursos energéticos)
Sector público: 0.3%

2.3 Desagregación del consumo de energía por sectores y uso final

Para propósitos del inventario de GEI, es necesario tener información del consumo de energía por sector de consumo. Para efectos de un mayor análisis es igualmente importante poder conocer una mayor desagregación del consumo de energía. Este tipo de información permite, por ejemplo, comprender cuales son los subsectores y usos de la energía en donde podrían desarrollarse medidas de mitigación de GEI.

El BNE informa del consumo de energía para los seis sectores principales de consumo de energía: residencial, comercial, público (consumo de energía eléctrica para bombeo de agua potable e iluminación pública), transporte, agropecuario e industrial. A nivel más desagregado, el BNE también reporta el consumo de energía para cuatro modos de transporte (autotransporte, ferroviario, aéreo, marítimo y eléctrico) y para 15 subramas industriales. En la Figura 3 se presenta el consumo de energía por sectores, incluyendo la generación eléctrica y el autoconsumo para 1998.

Para efectos del inventario al Nivel metodológico 2, se requiere mayor detalle en la información, que la que presenta el BNE. Esto es particularmente necesario para el caso del sector transporte, donde los factores de emisión de los gases diferentes al CO₂, dependen críticamente de la tecnología de uso del combustible.

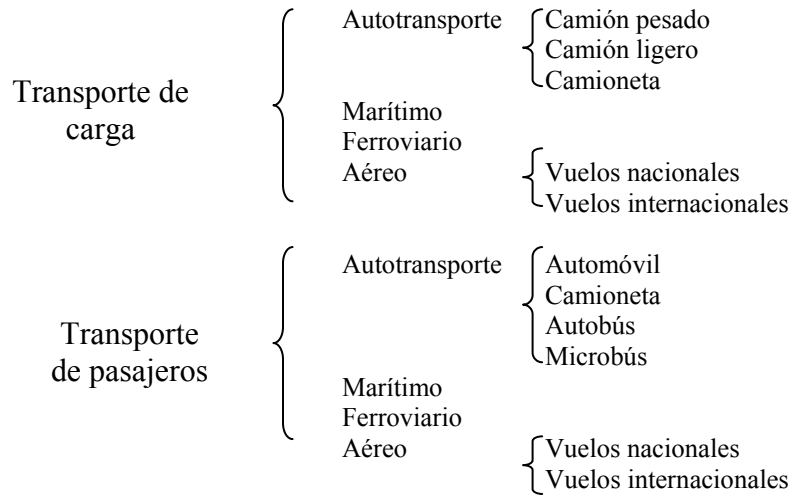
El Instituto Mexicano del Petróleo (Guzmán et al., 1992) y el Instituto de Ingeniería de las UNAM (Sheinbaum et al., 1999) han desarrollado algunas estimaciones para el caso del sector transporte. En el mismo sentido, existen algunos estudios que permiten desagregar el consumo de energía por usos finales para el sector residencial (Maserá et al., 1991, Sheinbaum, 1996, Vázquez, 2000). Menor información existe para los otros sectores de consumo final de la energía.

2.3.1 Sector transporte

El sector transporte, puede dividirse en dos grandes apartados dependiendo de la utilización del mismo: transporte de carga y transporte de pasajeros. La Figura 4 muestra un ejemplo de la desagregación de los diversos modos de transporte.

Cada uno de los modos de transporte descritos en la parte derecha de la Figura 4, puede utilizar diversos recursos energéticos para su funcionamiento (gasolina, diesel, GLP, gas natural, electricidad, etc.) La emisión de los gases diferentes al CO₂ de cada modo de transporte dependerá de la tecnología de control de emisiones y por supuesto, del combustible que utilicen.

Figura 4. Ejemplo de desgargaición por modos de transporte



Para propósitos del inventario sería indispensable conocer para cada modo al menos, el parque vehicular por combustible, la distancia promedio recorrida anualmente y el rendimiento.

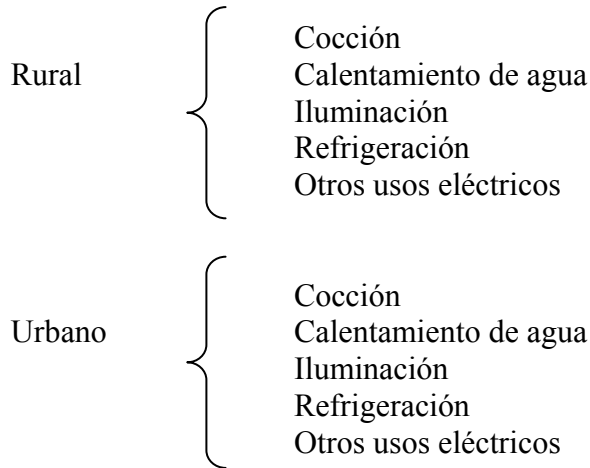
El Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) reporta el parque vehicular, pero no desglosa el tipo de combustible que utilizan estos modos. En el Anexo 3 del presente documento se muestra una estimación de diversos indicadores del sector transporte elaborada por el Instituto de Ingeniería de la UNAM.

2.3.2 Sector residencial

La Figura 5 muestra una desagregación por usos finales para este sector. Para conocer este consumo con detalle, se utilizan dos fuentes de información. La primera es el equipamiento de las viviendas y el número total de viviendas rurales y urbanas, información que proviene de la Encuesta Nacional Ingreso Gasto de los Hogares (ENIGH) que el INEGI realiza cada dos años. La segunda es el consumo unitario de los equipos, información que puede ser estimada a partir de diversas referencias nacionales e internacionales.

Al igual que en el caso del sector transporte, los diversos usos finales pueden ser cubiertos por diferentes combustibles o por electricidad. Así la cocción de alimentos, por ejemplo, puede utilizar una estufa que funcione con gas natural, GLP, electricidad o leña. En el Anexo 4, se presenta una desagregación por usos finales de la energía residencial desarrollada por el Instituto de Ingeniería de la UNAM.

Figura 5. Ejemplo de la desagregación del consumo de energía residencial por usos finales



2.4 Carbono almacenado

El BNE reporta los usos no energéticos de la producción e importación de combustibles en México por destino (Tabla 6). La memoria de labores de Pemex (1999) describe estos productos con mayor detalle (Tabla 7).

Tabla 6. Productos no energéticos por origen (1998)

Origen	Cantidad (PJ)
Refinerías y despuntadoras	103.741
Plantas de gas y fraccionadoras	84.497
Consumo propio del sector	5.452

Fuente: BNE, 1998

Tabla 7. Productos no energéticos –petroquímicos (1999)

Producto	Cantidad (miles de toneladas)
Acetaldeido	196
Amoniaco	1219
Benceno	102
Cloruro de vinilo	180
Etil-benceno	131
Etileno	1153
Oxido de etileno	300
Paraxileno	179
Polietileno alta densidad	165
Polietileno baja densidad	291
Propileno	183
Tolueno	181
Otros	8541
Total	12823

Fuente: Memoria de labores de Pemex (1999)

2.5 Emisiones fugitivas

El cálculo de las emisiones fugitivas en el ámbito nacional ha sido desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo (1994). Las emisiones más cuantiosas provienen principalmente de la liberación de gas natural en los pozos asociados de petróleo. De acuerdo con el BNE, la cantidad de gas natural enviado a la atmósfera es de cerca de 173.893 PJ, las cuales son similares al consumo industrial de gas natural en México (excluyendo el consumo de la industria petroquímica). La Tabla 8 presenta la cantidad de gas natural y condensados no aprovechado (liberados en la producción de petróleo y gas natural de pozos asociados) de 1990 a 1998. La variación entre 1992 y 1993 y entre 1996 y 1997 no está explicada en el balance.

2.6 Bunkers internacionales y transporte aéreo

En el Anexo 5, se muestra con mayor detalle este apartado.

Tabla 8. Gas natural y condensados no aprovechados (1990-1998)

Año	Gas (PJ)	Condensados (PJ)
1990	46.246	86.148
1991	43.401	68.596
1992	45.168	82.430
1993	58.575	0.016
1994	57.950	0.004
1995	86.248	0.011
1996	92.132	0.006
1997	173.863	
1998	173.893	

Fuente: Secretaría de Energía, Balances 1996 y 1998

2.7 Biomasa

Los combustibles provenientes de la biomasa que se consumen en México son principalmente la leña para el sector residencial y el bagazo de caña que se consume en los ingenios azucareros, tanto para usos térmicos como para la generación de electricidad.

En el caso de la leña, existe un debate nacional importante acerca de a cuánto asciende este consumo. De acuerdo con el BNE, en 1998 se consumieron 243.913 PJ de leña. Sin embargo, la metodología de estimación de esta cantidad no es clara. Masera (1996), a diferencia de la Secretaría de Energía, ha desarrollado una metodología más detallada para la estimación de este consumo. Sheinbaum (1999) también ha estimado consumos, basados en estimaciones indirectas de la información de la ENIGH del INEGI. Para fines del inventario nacional, se sugiere se presenten las emisiones basadas en las diversas fuentes de información.

En el caso del bagazo de caña, la fuente de información que se utiliza es la del BNE que reporta un consumo de 93.617 PJ para 1998.

3. Factores de emisión

3.1 Dióxido de carbono

El Dióxido de carbono es un gas que se produce por la quema de combustibles que tienen carbono. Las emisiones varían dependiendo del contenido de carbono de un combustible. De acuerdo con la metodología del IPCC, las emisiones de CO₂ dependen del combustible y no de la tecnología de combustión. Los factores de emisión del CO₂ para los diversos combustibles se muestran en la Tabla 9.

3.2 Gases distintos al CO₂

Las emisiones de estos gases dependen del tipo de combustible utilizado, la tecnología de combustión, las condiciones de funcionamiento, la tecnología de control, del mantenimiento y los años de funcionamiento de los equipos.

3.2.1 Metano (CH₄)

El metano es producido en cantidades pequeñas durante los procesos de combustión. Las incertidumbres asociadas a la emisión de estos gases son altas, debido a la carencia de información respecto a los factores de emisión. La producción de metano depende de la temperatura a la cual se quema el combustible ya sea en estufas, hornos o calderas. En los procesos de combustión de mayor tamaño, la eficiencia es mayor y por lo tanto se produce menos metano. En fuentes más pequeñas de combustión, las tasas de emisión son mayores (como el caso de la combustión residencial).

La combustión de biomasa tiene una alta emisión de metano. Particular importancia tiene por ejemplo, la producción de carbón vegetal por métodos tradicionales, la cual debe ser reportada en las emisiones fugitivas del inventario.

La Tabla 10 muestra los factores de emisión sugeridos por el IPCC para el metano para el Nivel 1 de la metodología del IPCC.

3.2.2 Oxido nitroso (N₂O)

Al igual que el metano, las emisiones de este gas son menores y las incertidumbres son altas. No existen factores de emisión muy consistentes y para algunas fuentes inclusive, no se conocen. Al Nivel 1 de la metodología del IPCC, es suficiente con factores agregados (IPCC, 1996).

El N₂O se produce directamente de la combustión de energías fósiles. Se ha determinado que para temperaturas de combustión menores a los 1200 grados K (927 C), se producen mayores emisiones de este gas, con una producción máxima a los 1000 K (727 C). Para temperaturas de combustión menores a los 800 k y mayores a los 1200 k (525 C y 927 C) las emisiones son despreciables. Los mecanismos de emisión de este gas está relativamente bien entendidas, pero los datos experimentales son limitados.

La Tabla 11. Muestra los factores de emisión de este gas para el Nivel 1 de la metodología del IPCC.

Tabla 9. Factores de emisión de CO₂ por combustible

	t C/TJ)	t CO ₂ /TJ(a)
Combustibles primarios		
Petróleo crudo	20.0	73.3
Líquidos de gas natural	17.2	63.1
Combustibles secundarios		
Gasolina	18.9	69.3
Queros. para a. De reacción	19.5	71.5
Otros tipos de queroseno	19.6	71.9
P. de esquisto bituminoso	20.0	73.3
Gasóleo	20.2	74.1
Combustóleo	21.1	77.4
GLP	17.2	63.1
Etano	16.8	61.6
Nafta (b)	20.0	73.3
Asfalto	22.0	80.7
Lubricantes (b)	20.0	73.3
Coque de petróleo	27.5	100.8
Mat. Primas de refinería(b)	20.0	73.3
Gas de refinería	18.2	66.7
Otros productos de petróleo	20.0	73.3
Fósiles sólidos		
Antrasita	26.8	98.3
Carbón de coque	25.8	94.6
Otro carbón bituminoso	25.8	94.6
Carbón sub bituminoso	26.2	96.1
Lignito	27.6	101.2
Esquisto bituminoso	29.1	106.7
Turba	28.9	106.0
Fósiles gaseosos		
Gas natural (seco)	15.3	56.1
Biomasa		
Biomasa sólida	29.9	109.6
Biomasa líquida	20.0	73.3
Gas de biomasa (a)	30.6	112.2

(a) Obtenido al multiplicar el C por 44/12

(b) Valor de defecto

Fuente: Manual de Referencia, Módulo Energía, IPCC, p- 1.7.

3.2.3 Oxidos de nitrógeno (NO_x)

Los óxidos de nitrógeno son indirectamente, GEI. Su importancia radica en ser un gas precursor del ozono y por sus efectos de acidificación. Las actividades de combustión son la fuente más importante de estos gases. En la formación del NO_x se pueden encontrar dos tipos de mecanismos: formación de NO combustible, de la conversión química del nitrógeno en el combustible, y la formación de NO

térmico por la fijación del nitrógeno atmosférico en el proceso de combustión. La mayor parte del NO emitido por el carbón proviene de la formación de nitrógeno combustible (80 a 90%). El NO_x térmico proviene del NO térmico (menos del 20%) y se produce dependiendo de las temperaturas de combustión. El exceso de aire y las altas temperaturas contribuyen a la formación de NO_x, las cuales dependen del tipo de tecnología. Para el petróleo el porcentaje de NO combustible es menor al 50% y para los combustibles gaseosos sólo se forma el NO térmico.

Para las fuentes móviles, el NO_x emitido depende de la mezcla aire-combustible y de la temperatura de combustión. En general los vehículos a diesel producen menos NO_x. Existen tecnologías que permiten reducir las emisiones de estos gases. La Tabla 12 presenta los factores de emisión de NO_x para el Nivel 1 metodológico del IPCC.

3.2.4 Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono también es indirectamente un GEI. La mayor parte del CO se produce por las fuentes móviles y por la combustión residencial. El CO es un producto intermedio del proceso de combustión. En las fuentes móviles las emisiones son mayores para mezclas ricas de aire-combustible. Existen diversas tecnologías de control de las emisiones de CO, pero las emisiones dependen en gran medida del mantenimiento de los equipos. La Tabla 13 muestra los factores de emisión para el Nivel 1 del IPCC.

3.2.5 Compuestos orgánicos volátiles diferentes al metano (COVDM)

Estos compuestos son también indirectamente GEI. Se producen por combustión incompleta y las principales fuentes son las móviles y la combustión residencial. Las emisiones tienden a decrecer mientras aumenta la eficiencia y el tamaño de las plantas de combustión. La Tabla 14 muestra los factores de emisión para el Nivel 1 del IPCC.

3.2.6 Dióxido de azufre (SO₂)

Las emisiones del SO₂ guardan una relación con los combustibles y no con las tecnologías de combustión. El Nivel 1 de la metodología del IPCC propone el desglose de los combustibles en función de su contenido de azufre. Para ello deben seguirse los siguientes pasos:

1. Estimar el contenido de azufre de cada combustible (expresado como porcentaje, con excepción del gas natural. Para este último debe expresarse en g/m³).
2. Estimar la retención de azufre en la ceniza
3. Estimar la eficiencia de las tecnologías de control

4. Calcular las emisiones de acuerdo a la siguiente ecuación:

Para todos los combustibles con excepción del gas natural:

$$E (t) = A * F/1000$$

Donde A es el consumo de combustible en TJ y F es el factor de emisión en Kg/TJ

A su vez F está dado por:

$$F = 2 * B/100 * 1/E * 10^6 * (100-C)/100 * (100-D)/100$$

Donde:

B = Contenido de azufre en el combustible (%)

E = Valor calorífico neto en (TJ/kt)

C = Retención de azufre en la ceniza (%)

D = Eficiencia de las medidas de reducción de emisiones (%)

5. Como el contenido de azufre del gas natural se expresa en g/m^3 , y no como porcentaje, las emisiones de SO_2 del gas natural deben calcularse mediante el mismo procedimiento pero tomando en cuenta las unidades.

**Tabla 10. Factores de emisión de metano (emisiones sin control)
Nivel 1 de la metodología del IPCC (Kg/TJ)**

	Carbón	Gas natural	Petróleo	Madera y residuos	Carbón vegetal	Otros residuos de biomasa
Industrias energéticas	1	1	3	30	200	30
Industrias manufactureras y construcción	10	5	2	30	200	30
Transporte						
Aviación			0.5			
Autotransporte			Gasolina/diesel 20 / 5			
Ferroviario	10		5			
Navegación	10		5			
Otros sectores						
Comercial	10	5	10	300	200	300
Residencial	300	5	10	300	200	300
Agricultura						
Estacionarias	300	5	10	300	200	300
Móviles		5	5			

Fuente: Manual de Referencia, Módulo Energía, IPCC, Tabla 1.7 .

**Tabla 11. Factores de emisión óxido nitroso (emisiones sin control)
Nivel 1 de la metodología del IPCC (Kg/TJ)**

	Carbón	Gas natural	Petróleo	Madera y residuos	Carbón vegetal	Otros residuos de biomasa
Industrias energéticas	1.4	0.1	0.6	4	4	4
Industrias manufactureras y construcción	1.4	0.1	0.6	4	4	4
Transporte						
Aviación			2			
Autotransporte		0.1	Gasolina/diesel 0.6 / 0.6			
Ferrovionario	1.4		0.6			
Navegación	1.4		0.6			
Otros sectores						
Comercial	1.4	0.1	0.6	4	1	4
Residencial		0.1	0.6	4	1	4
Agricultura						
Estacionarias	1.4	0.1	0.6	4	1	4
Móviles		0.1	0.6			

Fuente: Manual de Referencia, Módulo Energía, IPCC, Tabla 1.8.

**Tabla 12. Factores de emisión óxidos de nitrógeno (emisiones sin control)
Nivel 1 de la metodología del IPCC (Kg/TJ)**

	Carbón	Gas natural	Petróleo	Madera y residuos	Carbón vegetal	Otros residuos de biomasa
Industrias energéticas	300	150	200	100	100	100
Industrias manufactureras y construcción	300	150	200	100	100	100
Transporte						
Aviación			300			
Autotransporte		600	Gasolina/diesel 600 / 800			
Ferroviario	300		1200			
Navegación	300		1500			
Otros sectores						
Comercial	100	50	100	100	100	100
Residencial	100	50	100	100	100	100
Agricultura						
Estacionarias	100	50	100	100	100	100
Móviles		1200	1200			

Fuente: Manual de Referencia, Módulo Energía, IPCC, Tabla 1.9.

**Tabla 13. Factores de emisión monóxido de carbono (emisiones sin control)
Nivel 1 de la metodología del IPCC (Kg/TJ)**

	Carbón	Gas natural	Petróleo	Madera y residuos	Carbón vegetal	Otros residuos de biomasa
Industrias energéticas	20	20	15	1000	1000	1000
Industrias manufactureras y construcción	150	30	15	2000	4000	4000
Transporte						
Aviación			100			
Autotransporte		400	Gasolina/diesel 8000 / 1000			
Ferrovionario	150		1000			
Navegación	150		1000			
Otros sectores						
Comercial	2000	50	20	5000	7000	5000
Residencial	2000	50	20	5000	7000	5000
Agricultura						
Estacionarias	2000	50	20	5000	7000	5000
Móviles		400	1000			

Fuente: Manual de Referencia, Módulo Energía, IPCC, Tabla 1.10.

CAPITULO II

Metodología para elaboración del inventarios regionales de gases de efecto invernadero

4 Metodología para los casos regionales

Como se mencionó en el Capítulo I de este informe, la metodología general para el cálculo de emisiones del sector energético se resume en la siguiente ecuación:

$$ET_i = \sum_j \sum_k A_{kjm} * C_{jikm}$$

Donde:

ET_i = Emisiones totales del GEI i

A_{jk} = Actividad energética del sector j utilizando la tecnología m para el combustible k

C_{jik} = Coeficiente de emisión del gas i asociada a la actividad j , la tecnología m y el combustible k

Aun cuando la metodología de cálculo es sencilla, la dificultad estriba en tener la información disponible.

Para los casos regionales, puede disponerse de diversas fuentes de información que deben ser valoradas y comparadas.

En el caso de la ZMVM, la información se encuentra disponible de fuentes de información muy variadas. La Tabla 1 muestra estas fuentes para el caso del consumo de energía por sector.

Debido a que puede encontrarse carencia de información en diversos sectores, es posible trabajar integrando la metodología "top-down" y "bottom-up". Es decir, construir la base de datos de los sectores industrial, transporte y residencial y comparar la información con fuentes globales y allí es donde se pueden encontrar divergencias que sirven de base para los ajustes que sean necesarios. Una importante base global es el balance regional de energía.

La metodología seguida en cada uno de los sectores a nivel regional tiene base en la metodología indicada arriba y a continuación se presenta la metodología seguida para cada uno de los sectores de uso final de la energía, cuyas diferencias se basan fundamentalmente en las fuentes disponibles de información y en la forma de integrar la información faltante.

5 Metodología para el Sector Industrial

El PUE-UNAM reporta consumo de energía para el sector industrial de la ZMVM como un agregado total (consumo por combustibles). Por otro lado, el INE tiene una base de datos del consumo de energía para más de 3000 industrias para el año de 1996 (Datgen.dbf), con base en la cual se realizó el inventario oficial de la Comisión Ambiental Metropolitana (CAM) para este año.

Para el desarrollo del inventario de gases de efecto invernadero se siguió el siguiente procedimiento.

1. Se modificó la base de datos Datgen.dbf, transformando a unidades energéticas el consumo de combustibles (reportado en unidades físicas en la base de datos), utilizando los poderes caloríficos reportados por la Secretaría de Energía. Además, se clasificó el consumo de energía por combustible para las ramas industriales descritas en la Tabla 2, siguiendo la clasificación de la Agencia Internacional de Energía.
2. A partir de una revisión detallada y de un análisis estadístico de los consumos de energía se depuró información en donde se encontraron inconsistencias de altos consumos, debido a posible error en órdenes de magnitud de las unidades físicas de consumo (Ver anexo 1).
3. Los resultados se compararon con la información proveniente del BE-PUE, CAM, y de la empresa Metrogas (encargada de la distribución de gas natural en la ZMVM a partir de 1999), así como de la consultora Tuvrhenland encargada de las emisiones de GLP en el segundo proyecto de calidad del aire. El resultado de esta comparación fue una inconsistencia en el consumo de GLP y gas natural. El valor del consumo de gas natural derivado de los datos de la encuesta industrial es menor que el reportado por el Balance de Energía. Este último coincide con la información de Pemex.
4. Para ajustar la diferencia en gas natural se aumenta un rubro en industria, que refleja la diferencia entre el consumo proveniente de datgen.dfb y las demás fuentes de información, que es cercano a 18 PJ ("otros-ajuste"). En el caso del GLP, el valor obtenido del procesamiento de datgen.dbf resulta estar entre el dato proveniente de la CAM y el del PUE, por lo que se considera como válida, apuntando sus diferencias con las otras fuentes de información.

6 Metodología para los Sectores Residencial, Comercial y Público

El PUE-UNAM reporta de manera agregada a estos tres sectores. Para objetivos del presente estudio es necesario desagregarlos. Esto se desarrolla de la siguiente forma:

A través de la Encuesta Nacional Ingreso Gasto de los Hogares del INEGI y de estudios del consumo específico de equipos (desarrollados por el Instituto de Ingeniería de la UNAM), se estima el consumo de energía por combustibles del sector residencial; esto se ilustra en la tabla No. 14.

Tabla No. 14.- Consumo de energía por combustible

Viviendas	4,101,829
Estufas GLP (%)	96.9%
Consumo unitario GLP (GJ/viv/año)	12.0
Estufas GN (%)	2.0%
Consumo unitario GN (GJ/viv/año)	12.0
Estufas leña (%)	0.07%
Consumo unitario leña (GJ/viv/año)	40.0
Calentador GLP (%)	61.2%
Consumo unitario GLP	14.0
Calentador GN (%)	2.0%
Consumo unitario GN	14.0
Calentador leña (%)	2.0%
Consumo unitario leña	30.0
Energía (PJ)	
miles ton	
Cocción	48.8
GLP	47.7
GN	1.0
Leña	0.1
Calentamiento de agua	38.7
GLP	35.1
GN	1.1
Leña	2.4
Total	87.5
GLP	82.8
GN	2.1
Leña	2.5

El consumo de energía del sector público corresponde, de acuerdo con el Balance Nacional de Energía al consumo de electricidad para iluminación pública y bombeo de aguas negras y potables. En este caso, la información se tiene disponible por Comisión Federal de Electricidad e INEGI.

Una vez contabilizado el consumo para los sectores residencial y público, el sector comercial se calcula como la resta del total de los tres sectores (PUE) menos los dos primeros.

Tabla 15. Clasificación de ramas industriales

- Minería
- Siderurgia
- Química
 - Química básica
 - Fertilizantes
 - Hule
 - Resinas sintéticas
 - Plásticos
 - Farmacéutica
 - Jabones, detergentes y cosméticos
 - Otras industrial químicas
- Celulosa y Papel (incluye imprentas y editoriales)
- Minerales no metálicos
 - Cemento
 - Vidrio
 - Otras
- Metales no ferrosos
 - Aluminio
 - Cobre
 - Otros
- Productos alimenticios, bebidas y tabaco
 - Cerveza y malta
 - Aguas envasadas
 - Tabaco
 - Otras
- Industria textil
- Madera y Productos de madera
- Maquinaria
- Equipo de transporte
 - Industria automotriz
 - Otros
- Otras ramas

Tabla 16. Fuentes de información para la estimación del Inventario de GEI en el AMCM

	Balance PUE	INEGI	CFE	Empresas privadas de Gas Natural	IMP	Pemex	Datagen-INE	I de I (UNAM)	CAM	COMETRAVI
Residencial	Agregado con comercial y público (1996)	Consumo de electricidad y equipamiento de los hogares (1989, 91, 94,96)	Consumo de electricidad por estados	Consumo de gas natural DF, 1999	Consumo de GLP y fugas de GLP			Desgaregación de equipamiento para AMCM, 1996	Inventario gases locales 1996	
Comercial		Consumo de electricidad (Tarifas 1 y 2) (1990-1997)	Consumo de electricidad por estados	Consumo de gas natural DF para todo menos industrial y residencial, 1999					Inventario gases locales 1996	
Público		Consumo de electricidad (bombeo y alumbrado público) (1990-1997)	Consumo de electricidad por estados							
Transporte	Agregado para autotransporte, y otros modos por combustible (1996)		Consumo metro		Inventario Nal. De GEI			Rendimiento vehicular (estimaciones) a nivel nacional por modo	Inventario gases locales 1996.	Flota vehicular por edad por modo. Rendimientos vehiculares
Industrial	Agregado por combustible (1996)	Censos industriales (no utilizados) Consumo de electricidad por municipio y para el DF.	Consumo de electricidad por estados	Consumo de gas natural para DF, 1999			Consumo de energía en unidades físicas para 3000 industrias, 1996.			
Generación eléctrica	Agregado a sector energético (1996)		Consumo de combustibles y generación bruta							
TOTAL	Total por combustibles y sectores (1996)		Consumo de electricidad por estados			Consumo de combustibles				

7 Sector Transporte

Para el inventario de emisiones del sector transporte, es fundamental conocer para cada modo, el combustible, la flota, el rendimiento vehicular, el tipo de tecnología y la distancia promedio. Parte de esta información puede conocerse a través de la CAM. Una vez obtenida esta información se concilió con el Balance de Energía del PUE-UNAM.

Se obtuvo información de la CAM y COMETRAVI para flota vehicular, kilometraje y rendimiento vehicular por tipo. Se supusieron los rendimientos vehiculares de camiones de carga ligeros y pesado a diesel y gasolina, así como de Ruta 100 y autobuses a diesel, de acuerdo a los valores de consumo de diesel y gasolina totales y a estudios anteriores sobre sector transporte (Sheinbaum et al., 1999). Esta estimación se realiza debido a la carencia de información del rendimiento vehicular de este tipo de transporte. La flota vehicular de camiones a GLP se obtuvo conociendo el consumo de GLP para sector transporte de PUE y Pemex y estimando el mismo kilometraje y rendimiento vehicular que sus pares a gasolina. El poder calorífico del GLP proviene del Balance Nacional de Energía.

8 Sector Agropecuario

En este sector, se consideran fundamentalmente cinco fuentes de emisión:

- a) Ganado doméstico: fermentación entérica y manejo del estiércol
- b) Cultivo de arroz: arrozales anegados
- c) Quema prescrita de Sabanas
- d) Quema en el campo de residuos agrícolas y
- e) Suelos agrícolas

8.1 Ganado doméstico

En este caso se trata fundamentalmente de las emisiones de metano y óxido nitroso procedente de dos fuentes fundamentales:

- 1. La fermentación entérica y
- 2. El manejo del estiércol

El metano procedente de la fermentación entérica en los herbívoros es resultado del proceso digestivo. Tanto los animales rumiantes como algunos no rumiantes producen metano; sin embargo, los rumiantes son la fuente más importante.

El metano procedente del manejo del estiércol obedece a su descomposición en condiciones anaeróbicas. Esas condiciones se presentan por lo general cuando se cría un número elevado de animales en un área confinada.

Para los casos regionales no existen fuentes importantes de información que proporcionen todos los datos necesarios para estimar las emisiones de metano del ganado doméstico. La Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO) publica una serie de anuarios de producción donde se incluye información sobre los censos del ganado y la producción y consumo de productos derivados del ganado. En nuestro país, el INEGI desarrolla periódicamente el Censo Nacional de Producción, donde puede obtenerse la información relativa a cada una de las entidades federativas; para el caso de la ZMVM, las estimaciones de emisiones por ganado doméstico no representan un valor importante, pues la actividad regional en este sector productivo no es relevante. Los únicos datos importantes son los consumos de energía por usos finales en el sector agropecuario, para lo cual se cuenta con la referencia del Balance Regional de Energía elaborado en el PUE-UNAM.

8.2 Cultivo de arroz

La descomposición anaeróbica de la materia orgánica en los arrozales anegados produce escape de metano, debido principalmente a la difusión en la atmósfera procedente de las plantas de arroz durante la estación de crecimiento. En este caso, existen inconsistencias importantes en las estimaciones de escape de metano, pues datos recogidos párale mismo punto en condiciones similares a lo largo de varios años pueden revelar diferencias considerables en los niveles estacionales de las emisiones de metano, por lo que resulta difícil establecer una cifra como nivel de emisión de metano para un campo, y mucho menos a nivel regional o nacional. Por lo tanto, con los conocimientos disponibles en la actualidad, en cuanto a los niveles de emisiones de metano para un país, resulta más realista adoptar un rango de valores observados que una única cifra.

Por otra parte, dado que nuestro país no es un gran productor de arroz, las emisiones derivadas de esta actividad no representan un valor importante a nivel nacional y mucho menos a nivel ZMVM.

8.3 Quema prescrita de sabanas

La quema de sabanas genera emisiones instantáneas de dióxido de carbono . Sin embargo, debido a la subsiguiente regeneración de la vegetación, el dióxido de carbono liberado en la atmósfera se reabsorbe durante el siguiente periodo de crecimiento de la vegetación.

La quema de sabanas también libera otros gases distintos del CO₂, entre ellos metano, monóxido de carbono, óxido nitroso y óxidos de nitrógeno. A diferencia de lo que sucede con el CO₂, éstas son emisiones antropogénicas netas y deben contabilizarse.

En este caso, estas estimaciones son de gran importancia para diversas regiones del país, pues la quema prescrita, intencional y accidental tiene una frecuencia importante y la superficie afectada anualmente es muy amplia.

8.4 Quema en el campo de residuos agrícolas

La quema de los residuos en el campo es una práctica agrícola común, sobre todo en países en vías de desarrollo como el nuestro. Algunos residuos de los cultivos se retiran de los campos y se queman como fuente de energía.

Para este caso, se abordan exclusivamente las emisiones de metano, monóxido de carbono, óxido nitroso, y óxidos de nitrógeno procedentes de los residuos de las cosechas.

Para el caso de la ZMVM existe información muy actualizada sobre los incendios forestales, lo cual es la base para el cálculo de este tipo de emisiones.

8.5 Suelos agrícolas

Actualmente se cuenta con información adecuada para calcular las emisiones de N_2O procedentes de los sistemas agrícolas incluidas las emisiones directas de N_2O procedentes de los suelos agrícolas, de suelos dedicados a la producción animal y emisiones indirectas de N_2O procedentes del Nitrógeno utilizado en la agricultura.

Para el cálculo de estas emisiones, es necesario contar con:

- a) Total de fertilizante sintético utilizado en la región
- b) Número de cabezas de ganado en la región por categoría
- c) Legumbres secas y soya producidas en la región
- d) Producción seca de otros cultivos y
- e) Superficie de los suelos orgánicos cultivados

Para el caso de la ZMVM se cuenta con información disponible en la Comisión de Recursos Naturales y Desarrollo Rural de la Secretaría del Medio Ambiente, donde puede obtenerse gran parte de esta información.

9 Generación y consumo de electricidad

En el caso de la generación eléctrica, se cuenta con información de las plantas de generación que se encuentran en la ZMVM. Debido a que la mayor parte del consumo de electricidad de la ZMVM no se genera en la región, el inventario de GEI debe estimarse de dos formas. La primera considera las emisiones del sector eléctrico desde la generación (solamente las emisiones en la región) y la segunda, estima las emisiones de GEI debidas al consumo de electricidad de la región, pero que fueron emitidas en todo el país. En esta segunda metodología, se hace la suposición de que el consumo de electricidad en la ZMVM tiene el factor de emisión del sistema interconectado nacional (de donde proviene la mayor parte de la energía consumida en la región).

Para conocer el factor de emisión del sistema interconectado nacional, se incluye como factores determinantes la estructura de generación, el consumo de combustibles y la eficiencia neta de la generación eléctrica (Anexo 3).

10 Factores de emisión

Con excepción del transporte, se utilizan los factores de emisión AP42a para CO, NO_x, SO₂, N₂O, debido a que esta es la base de información del inventario de contaminantes locales de la CAM. En todos los casos se consideraron quemadores sin control. Los factores de emisión de CO₂, NMVOC y CH₄ provienen del IPCC.

Para el caso del sector transporte, todos los factores de emisión provienen del IPCC.

CAPITULO III

Análisis de costos y beneficios de opciones de mitigación de gases de efecto invernadero

11 Estimación de costos

Los costos calculados en el modelo incluyen costos de inversión, operación y mantenimiento necesarios para satisfacer los servicios energéticos y forestales en los años establecidos. En comparación con estudios anteriores (Sheinbaum, 1997a, y Sheinbaum *et al.*, 1997-1998), en este caso se consideraron los costos de combustibles. Las proyecciones de los precios de los combustibles son estimados por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, 1998) y la SE (1998).

El concepto de costos nivelados "CN" es recomendado como un estándar para la comparación de cada flujo que ocurre en diferentes puntos en el tiempo (UNEP, 1994). La "nivelización" implica el calcular flujos de efectivo iguales cuyo valor presente neto es igual a aquel flujo dado con flujos de efectivo variables (UNEP, 1994). Bajo este método,

$$CN_i = VPN_i * d / [1 - (1+d)^{-n}]$$

donde CN_i es el costo nivelado y VPN_i es el valor presente neto, calculado a lo largo del periodo desde el primer año de operación de la inversión hasta el término del periodo del escenario (n años) para cada opción de mitigación i , y d es la tasa de descuento. Para este ejercicio, seleccionamos la tasa de descuento usada en proyecciones oficiales (9% en términos reales, CFE, 1994). Se considera la misma tasa de descuento para todas las opciones tecnológicas.

El costo total de abatimiento por opción de mitigación i "CTA $_i$ " se define como:

$$CTA_i = [CN_{mi} - CN_{bl}] / [CO2_{bl} - CO2_{mi}]$$

Donde $[CN_{mi} - CN_{bl}]$ es la diferencia en costos nivelados entre el costo se añadir la opción de mitigación i (CN_{mi}), y el costo del escenario base (CN_{bl}), y $[CO2_{bl} - CO2_{mi}]$ es el total de emisiones evitadas logradas al incorporar la opción i al escenario de referencia.

12 Análisis Costo Beneficio

El Análisis Costo-Beneficio (ACB) es una forma de valorar las ventajas y desventajas de adoptar una decisión entre diferentes alternativas; usando la evaluación privada y la evaluación social en conjugación con el análisis de sensibilidad, el ACB pasa de ser un mero pronóstico a ser un escenario del futuro para la posibilidad de ejecución de un proyecto; por ello, el ACB será la herramienta fundamental para evaluar los resultados esperados de los proyectos de mitigación en términos económicos, ambientales y sociales.

En cuanto a la estimación de criterios para la evaluación económica, se proponen y exponen los criterios de Periodo de Recuperación (PR), Valor Presente (VP), Tasa Interna de Retorno (TIR), Costo Anual Equivalente (CAE) y Costo de la Energía Conservada (CEC).

En cuanto a los criterios ambientales, se propone la incorporación de los beneficios económicos derivados de la comercialización de los bonos de carbonos generados por el proyecto: sin embargo, también debe evaluarse el Costo del Daño Ambiental.

En cuanto a los aspectos sociales, la variable a considerar es la determinación de los beneficios y el reparto de los mismos dentro de los sectores beneficiados.

Con todos los elementos anteriores se está en posibilidad de realizar una comparación al mismo nivel del proyecto "business as usual" contra el proyecto de mitigación, para que a partir de esta comparación se pueda obtener los costos y beneficios globales del proyecto.

El ACB sirve para determinar que tan rentables son los proyectos; esto se logra mediante la comparación de los beneficios y costos que se derivarían de su implementación. De acuerdo con Fontaine "Para la identificación de los costos y beneficios del proyecto que son pertinentes para su evaluación, es necesario definir una situación base o situación sin proyecto (business as usual); la comparación de lo que sucede con proyecto contra lo que hubiera sucedido sin proyecto, definirá los costos y beneficios pertinentes del mismo".

Los puntos críticos fundamentales en la evaluación de un proyecto, que constituyen la base conceptual del ACB son:

a) La utilización de los objetivos de interés nacional.

Para conseguir el equilibrio general de la economía, se requiere de la definición final de una función social de bienestar, que permita hacer coincidir los intereses de los consumidores y los productores. En nuestro país, una de las formas de sustituir la función social de bienestar es a través de un proceso de planeación, en el cual se fijan los objetivos generales para su desarrollo económico en un plazo determinado. Se supone entonces, que el conjunto de objetivos representa lo que para la sociedad representa el

bienestar, es decir, la función social de bienestar.

Por otra parte, el sistema de economía mixta se refleja en el proceso de planeación, ya que los postulados y la dirección en el uso de los recursos es de cumplimientos obligatorios, sólo para las acciones del sector público, y de cumplimiento opcional o inducido para el sector privado. Esto conduce a un análisis dual en la evaluación de proyectos, determinándose dos tipos diferentes de interés, por un lado, el sector público trata directamente de alcanzar los objetivos que se ha propuesto mientras que para el sector privado los interés son generalmente solo institucionales. Sin embargo, en el contexto del ACB, el concepto de evaluación es igualmente aplicable a cualquiera de los dos tipos de inversión. Pero, esto da pauta para que pensemos en dos tipos de evaluación: privada y social, los cuales se describen más adelante.

Esto establece una total congruencia con el Protocolo de Kioto, pues debe buscarse que los proyectos de mitigación apoyen el desarrollo sustentable de los países en vías de desarrollo, lo cual queda definido en los planes nacionales de desarrollo.

b) Indicadores de rendimiento.

Dentro del marco teórico del ACB, el rendimiento de la inversión viene definido por el incremento o disminución del bienestar que se derivaría del uso de los recursos de alguna actividad específica. Este incremento es medido a través del exceso o defecto de los beneficios esperados del proyecto, en comparación con los costos estimados; esta diferencia, traducida a valores de consumo, es lo que representaría el rendimiento de la inversión, ya que en este contexto, el bienestar económico se representa por el incremento en el consumo de bienes y servicios.

El procedimiento consiste en calcular los flujos de beneficios y costos del proyecto a través del horizonte de tiempo respectivo, aunque esta cuantificación permite comparar los costos y beneficios para cada año, pero no entre años diferentes, que es lo que interesa para poder tomar una decisión en el presente. Entonces para poder valorar los beneficios netos derivados del proyecto, traducidos a su valor actual, se debe conocer una medida de la preferencia del consumo a través del tiempo.

Por ejemplo, si la corriente de beneficios de un proyecto es de 100 unidades el primer año, 100 unidades el segundo y 100 unidades el tercero, se requiere saber con qué valor presente de consumo es comparable cada uno de estos valores, bajo el supuesto de que las 100 unidades del primer año no son iguales, en valor, a los de ahora. Esa variación del valor es la tasa en que el consumo presente se prefiere al consumo futuro, o simplemente "Tasa de Descuento".

Otro indicador alternativo del rendimiento de la inversión o de la variación en el valor de los recursos es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual se detalla más adelante dentro del enfoque de evaluación privada.

c) Valoración de Costos y Beneficios.

Los efectos que un proyecto tiene sobre la economía pueden ser: Directos,

indirectos, tangibles e intangibles.

Cuando hay relaciones importantes entre proyectos, ya sea del lado de la oferta o de la demanda, deben tomarse en cuenta todos los costos y beneficios producidos por esa relación; es necesario, pues, considerar todas las posibilidades de interrelaciones entre proyectos relacionados.

Se deben eliminar los costos y beneficios que significan transferencia o distribución, ya que lo que interesa es el valor del incremento de la producción de la inversión y no tanto el incremento del valor de los activos ya existentes en la economía.

Cuando la producción del proyecto tiene valor en el mercado, este valor más los excedentes de los consumidores podrán tomarse como la medida del beneficio derivado del proyecto. Pero en los casos en que la producción no tiene un precio en el mercado, como el agua para riego, es necesario imputar un valor a dicha producción.

La valoración de los costos y beneficios a través del tiempo, en cuanto a la duración de los flujos, dependerán de la decisión sobre la determinación de la vida útil del proyecto, lo cual está en función de variables como: cambios tecnológicos, demanda, productos sustitutos, etc. Con lo que resalta la importancia del análisis de sensibilidad.

Con relación a las formas de valoración, los instrumentos principales del ACB para la valoración económica son: la disposición a pagar y el costo de oportunidad. La disposición a pagar representa lo que los consumidores están dispuestos a pagar por un bien o servicio, del cual esperan obtener una satisfacción equivalente a su gasto. Con relación al costo de oportunidad, lo más común en el ACB, es utilizar el costo de producción o costo de oferta de los bienes y servicios, siempre y cuando con ellos se refleje su valor económico.

d) Los precios a utilizar.

En la evaluación mediante el ACB es necesario realizar un ajuste del conjunto de precios de manera que representen su verdadero valor para el país. A esos precios ajustados se les conoce como Precios Sombra o de Cuenta, y pueden ser diferentes de los Precios de Mercado; lo anterior se debe a que dentro de nuestra economía existen distorsiones e imperfecciones dentro de los mercados que provocan que los precios que se forman, no correspondan a los de libre competencia, y por lo tanto, su uso no garantiza la utilización más eficiente de los bienes y servicios intercambiados. Las distorsiones pueden ser el proteccionismo gubernamental, las políticas regionales, etc.

e) La distribución del ingreso.

En su origen, el ACB como extensión de la economía del bienestar no centraba un interés definido por la distribución del ingreso, ya que la eficiencia económica está definida por el crecimiento, independiente en cierta forma, de la distribución del propio producto. Se afirma que el enfoque debe ser secuencial, primero maximizar el producto total y luego distribuirlo con equidad. En otras palabras, primero lograr una asignación eficiente de los recursos y luego asegurar una distribución justa. En

principio, el ACB propone el análisis por separado de la eficiencia y de la distribución de ingresos, dejando a cada realidad económica sus formas de compensación entre los sectores involucrados por los proyectos de inversión.

Definidos estos puntos críticos, es importante establecer los dos tipos de evaluación, la privada y la social, y sobre la base de sus diferencias, orientar este estudio de la evaluación de costos y beneficios de los PDB.

12.1 Evaluación Privada

Esta evaluación considera una unidad económica concreta donde los costos y beneficios son valorados como resultado de operaciones de mercado. Puede realizarse bajo dos esquemas: la evaluación económica, que asume un financiamiento del proyecto con capital propio, lo que deja fuera el asunto de financiamiento; y la evaluación financiera, en la que interviene el análisis de los instrumentos financieros para determinar la rentabilidad del capital propio.

De los dos esquemas mencionados, el de la evaluación financiera es el que más se maneja, pues una estrategia financiera en la economía actual es el Apalancamiento financiero; esto quiere decir que aunque se cuente con capital propio suficiente para el financiamiento de proyectos, es mejor compartir el riesgo asumido en una inversión que enfrentarlo totalmente con capital propio. Los flujos de costos e ingresos que se generan por efectos del proyecto se deben valorar a precios de mercado.

12.2 Evaluación Social

En esta evaluación tanto los beneficios como los costos se valoran a precios sombra de eficiencia o de cuenta. De acuerdo con Fontaine, "Para la evaluación social interesa el flujo de recursos reales (de los bienes y servicios) utilizados y producidos por el proyecto. Para la determinación de los costos y beneficios pertinentes se definirá la situación de la sociedad afectada con versus sin la ejecución del proyecto. Los costos y los beneficios sociales podrán ser distintos de los contemplados por la evaluación privada económica porque:

- a) Los valores de los bienes y servicios difieren del que paga o recibe el inversionista privado, o
- b) Parte de los costos o beneficios recaen sobre terceros".

Dentro de la evaluación social podemos hablar de la evaluación económica o de eficiencia y de la evaluación social propiamente dicha. La evaluación de eficiencia tiene por objetivo determinar el impacto que el proyecto produce sobre la economía como un todo, la rentabilidad se mide con base en precios de cuenta, que son los que se darían en condiciones de competencia perfecta; entonces, los costos y beneficios del proyecto son considerados independientes. La evaluación social incorpora el problema de la distribución de los beneficios,

por lo que los destinatarios y perceptores de los beneficios ocupan un papel central.

El ABC permite determinar los costos y beneficios a tener en cuenta en cada una de las perspectivas que se están considerando; por otra parte, mediante la actualización, se llega a una convergencia de los flujos futuros de beneficios y costos en un momento dado en el tiempo (VP) tornándolos comparables. Por otra parte, relaciona también los costos y beneficios del proyecto, utilizando indicadores de su grado de rentabilidad (TIR).

En estos términos, es posible definir las etapas básicas para un ACB. En este caso se parte de que se ha realizado una evaluación privada y a partir de esta se tiene:

1. Conocimiento general del proyecto.
Esta actividad consiste en documentar el proyecto en sus diversas partes, tales como: Estudio de mercado, estudio técnico, formulación y preparación, evaluación privada, etc.
2. Revisión de la evaluación financiera.
El propósito de esta etapa es conocer el detalle de las cuentas de ingresos y costos del proyecto, ya que en este sentido cada proyecto puede presentar características particulares de cálculo, tales como la forma de agregar o clasificar costos, las reglas aplicadas de depreciación y de amortización, etc. Es importante revisar las técnicas de cálculo de los indicadores de rendimiento financiero, como la TIR y VPN.
3. Desglose de costos e ingresos
El propósito es desglosar los conceptos de costos e ingresos bajo dos consideraciones: por un lado la desagregación responde a la necesidad de conocer el detalle de la estructura de costos del proyecto, ya que generalmente en el Estado de Resultados estos se agregan en 2, 3 o 4 grandes conceptos, evitando con ello relacionar el estudio técnico con el financiero. Por otro lado la desagregación está orientada a distinguir las ramas de la producción que serán afectadas por el proyecto. El límite de la desagregación está determinado por la importancia relativa de cada concepto de costo, lo cual puede determinarse entre el 1 y 5% de acuerdo con las características del proyecto. En el caso de los ingresos, generalmente se refieren a un solo producto o a varios productos de una sola rama económica, por lo que se mantienen como un solo concepto.
4. Organización de la información.
Al conjunto de costos e ingresos desglosados se les organiza de acuerdo a cuatro grandes rubros: Valor Bruto de la Producción, Consumo Intermedio, Importaciones y Valor Agregado.
5. Conversión de Precios al Consumidor a Precios al Productor.

- Los Precios al Consumidor incluyen los costos de comercialización y transporte, así como los impuestos al consumo tales como el IVA; el Precio al Productor excluye estos costos.
6. Conversión a Precios de Cuenta.
Mediante los precios de cuenta es posible estimar el uso de los recursos de inversión, desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto.
 7. Cálculo preliminar del rendimiento de la inversión.
Esta etapa tiene como propósito calcular el rendimiento de la inversión con base en los resultados de las etapas anteriores, enfocándose en los principales indicadores de rendimiento del ACB, la TIR y el VPN.
 8. Incorporación de Costos y Beneficios secundarios.
Un análisis muy importante es la incorporación de aquellos costos y beneficios secundarios producidos por el proyecto en su entorno, ligados de tal manera que no sucederían si el proyecto no entra en operación, por ello a esta etapa del análisis económico y social se le conoce como "ajustes con y sin proyecto".
 9. Cálculo del Rendimiento Económico y Social del Proyecto de Inversión.
En esta etapa se evalúan nuevamente los indicadores de rendimiento pero con las incorporaciones de la etapa anterior.
 10. Evaluación del proyecto.
Con los resultados obtenidos, así como con los datos de los análisis obtenidos, se realiza la evaluación del proyecto, tanto internamente en cuanto a sus indicadores, como en términos comparativos con otras opciones de inversión. En este análisis es importante la comparación con el estudio financiero realizado previamente a efecto de detectar las principales diferencias y establecer las causas y su justificación desde el punto de vista social.

13 Sistema para la administración de proyectos de mitigación

Dado que uno de los objetivos generales de la OMMGEI es sentar las bases de promoción para cumplir con los compromisos actuales y futuros de México ante la UNFCCC, en este apartado se plantea un sistema de administración de los proyectos de mitigación, para apoyar el proceso de toma de decisiones en cuanto a la gestión de este tipo de proyectos.

El sistema incluye 7 procesos fundamentales:

- 1) Evaluación
- 2) Aprobación
- 3) Criterios de aceptación
- 4) Prioridades locales y consideraciones básicas
- 5) Viabilidad ambiental
- 6) Viabilidad financiera y
- 7) Viabilidad técnica e institucional

1) Evaluación

La OMMGEI deberá integrar un Consejo de Evaluación, integrado por académicos y expertos de reconocida experiencia en el tema de cambio climático; este consejo deberá recibir y evaluar las propuestas de proyectos de mitigación y emitir recomendaciones para que el proyecto pueda alcanzar la aceptación.

Para la evaluación de los proyectos, la OMMGEI deberá establecer un tiempo mínimo de 30 días hábiles posteriores a la fecha de recepción. Los diseñadores del proyecto son mantenidos al tanto de los detalles de la revisión y al mismo tiempo, el Consejo deberá emitir sus observaciones sobre el proyecto antes de que este sea gestionado y promocionado ante un organismo internacional o ante un país interesado en el proyecto; con esto, los diseñadores del proyecto podrán ajustar los detalles y tener mayores garantías de que el proyecto será comprado.

2) Aprobación

Si el proceso de evaluación indica que el proyecto es aceptable, la OMMGEI emitirá un veredicto de aprobación, con lo que los diseñadores del proyecto estarán en posibilidad de hacer la gestión por su cuenta o solicitar a la OMMGEI la promoción del mismo.

3) Criterios de aceptación

La revisión de los criterios de aceptación se considera que es uno de los procedimientos más importantes de la OMMGEI, pues es aquí donde se establecen las características del filtro de evaluación.

Todas las propuestas recibidas, deberán contener suficiente soporte técnico y suficiente información para permitir al Consejo de Evaluación la realización de una evaluación completa de acuerdo con los criterios que se enlista abajo.

El cumplimiento total de estos criterios es un prerrequisito para la aceptación oficial de los proyectos. Los criterios son:

- I. Optimizar criterios. Tan pocos criterios como sean posibles y tantos niveles de consistencia como sean posibles con los Programas Nacionales establecidos por las Naciones Industrializadas.
- II. Atender los actuales estándares internacionales. Debe atenderse a los estándares actuales de las fases piloto establecidos por las Conferencias de las partes de la UNFCCC.
- III. Representar los intereses particulares de la región de impacto. Debe atenderse a las prioridades de desarrollo nacionales y regionales, así como distinguir las consideraciones del país inversionista.
- IV. Definir la distribución de beneficios entre los participantes. Debe realizarse la cuantificación en términos de mitigación de GHG y la evaluación económica de los mismos, definiendo el reparto económico entre compradores y vendedores.

4) Prioridades locales y consideraciones básicas

a) Legalidad

El proyecto debe estar sustentado en el marco legal existente y no atentar contra las bases jurídicas nacionales y regionales

b) Perfil financiero

El proyecto debe ser aceptable por el gobierno de algún país inversionista interesado en el mismo

c) Prioridades Nacionales en Desarrollo Sustentable

El proyecto debe ser compatible y acorde con las estrategias y prioridades de desarrollo y con el medio ambiente incluyendo:

- La conservación de la biodiversidad
- La conservación forestal y al reforestación
- El uso sustentable de suelo
- La protección de las cuencas hidrológicas
- La reducción de la contaminación del agua y el aire
- La reducción del consumo de combustibles fósiles
- El incremento en la utilización de fuentes renovables
- El incremento en la eficiencia energética
- Es acorde con los esfuerzos nacionales para cumplir sus compromisos ante la UNFCCC, la diversidad biológica y la Agenda 21.
- Incrementa las oportunidades de ingreso y la calidad de vida de la sociedad civil.
- Posee un mínimo o un nivel aceptablemente bajo de consecuencias adversas.

- Permite la construcción de capacidad local tal como la transferencia y adaptación del *know-how* y la tecnología.
- d) Soporte local o comunitario
El proyecto debe fomentar la participación comunitaria y generar beneficios en las poblaciones locales

5) Viabilidad ambiental

- a) Adicionalidad por la generación de bonos
El proyecto debe traer beneficios ambientales reales, medibles y de largo plazo relacionados con la mitigación de GHG que no habrían ocurrido en ausencia del mismo; la propuesta deberá incluir bases sólidas o una línea base para los procesos de reducción o secuestro en ausencia del proyecto.
- b) Monitoreo
El proyecto debe contar con un plan de monitoreo que incluya la participación de organizaciones capaces de monitorear exitosamente las etapas del proyecto. El plan de monitoreo deberá incluir las medidas actuales de las emisiones o secuestro del proyecto, con el fin de establecer un buen grado de certidumbre acerca de los beneficios pronosticados que logrará el proyecto.
- c) Verificación
El proyecto debe permitir la verificación progresiva del mismo mediante la inspección por una tercera parte verificadora.
- d) Durabilidad o calidad de los bonos
El proyecto debe contar con amplias posibilidades de que los bonos generados por el mismo se mantengan a lo largo de la vida del proyecto. La propuesta debe incluir un plan de trabajo para la puesta en marcha del mismo, determinar el periodo de vida para la etapa de inicio y de todas las etapas que cubrirá el proyecto, incluyendo estudios de viabilidad, desarrollo e inicio de operaciones e integración de las fases avanzadas del proyecto.

6) Viabilidad financiera

- a) Adicionalidad financiera
El financiamiento del proyecto debe ser adicional a las obligaciones financieras para las Partes Anexo II de la UNFCCC.
- b) Estimación de costos y viabilidad financiera
El proyecto debe incluir una adecuada estimación de todos los costos de operación y beneficios económicos asociados, incluyendo los de las organizaciones y entidades y los de otros participantes diferentes de los oficiales que contribuyen con la operación del proyecto
Debe incluir el costo por tonelada de CO₂ equivalente dejada de emitirse al medio ambiente.
Los desarrolladores del proyecto deben considerar la componente financiera del patrocinador esperado.

El proyecto debe incluir las proyecciones financieras (flujos de caja, rentabilidad, tasas de descuento, relación costo-beneficio, etc.) con y sin la contribución financiera adicional del posible patrocinador
El proyecto deberá considerar el asunto de la repartición del excedente monetario relacionado con el beneficio de mitigación de GHG.

7) Viabilidad técnica e institucional

a) Papel gubernamental e infraestructura institucional

Deberá valorarse si la estructura institucional es suficiente para implementar y administrar el proyecto en términos de supervisión y certificación gubernamental.

b) Seriedad y credibilidad de los participantes en el proyecto

El proyecto debe respaldar la experiencia principal y trayectoria de los socios e intermediarios del proyecto. Deberá ser explícito el papel de cada uno de los socios en el desarrollo e implementación del proyecto.

14 Caso de aplicación: Sistema fotovoltaico

14.1 Introducción

El apoyo al desarrollo del Parque Ecoturístico y de Educación Ambiental Tepozán, por parte del Instituto de Ingeniería, se encuentra enmarcado dentro del **Programa de Mejora Ambiental de la Delegación Tlalpan**, el cual se inscribe dentro de los esfuerzos nacionales en materia de disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La mitigación de GEI puede lograrse mediante la conservación y aumento de las zonas forestales (captura de carbono) y la promoción del uso eficiente y las fuentes renovables de energía (mitigación de emisiones). Por ello, el objetivo mundial de limitar las emisiones de los gases causantes del Cambio Climático Global, puede desarrollarse buscando beneficios económicos y ambientales regionales.

El Programa, cuya duración es de tres años, incluye proyectos piloto de eficiencia energética y de agua en la zona urbana y de restauración ecológica y captura de carbono en la zona forestal.

El programa se desarrolla por el Instituto de Ingeniería de la UNAM, la consultoría internacional Hagler Bailly Inc, el Centro Mexicano para la Producción más Limpia del IPN y con fondos de la Agencia Internacional para el Desarrollo de los Estados Unidos.

Para la zona rural, los objetivos generales del proyecto son:

1. Estimación del potencial de captura de carbono del Ejido de San Andrés Totoltepec, el Parque de la Ciudad de México y el Centro de Educación Ambiental Ecoguardas, todos ubicados en el Ajusco Medio.
2. Establecimiento de un sistema de monitoreo ambiental de la zona.
3. Diseño de proyectos sustentables que permitan conservar y aumentar la superficie forestal.

El Parque "Tepozán" forma parte de este programa y sus objetivos fundamentales son conservar y ampliar la cobertura forestal en la zona, al mismo tiempo que se brinda educación ambiental interactiva.

Con una extensión de más de 100 has., este parque está asentado en un bosque de pino y pino-encino, en las faldas del volcán Xitle, en el kilómetro 10.9 de la carretera Picacho-Ajusco, en una parte de la ampliación del Ejido de San Andrés Totoltepec. Su administración está a cargo de la Sociedad Cooperativa Huehucalli, conformada por cerca de la tercera parte de los ejidatarios de San Andrés Totoltepec.

El parque cuenta con un módulo de servicios administrativos de aproximadamente 300 m² con requerimientos de iluminación y uso de equipos eléctricos de oficina; este módulo incluye aulas de capacitación, oficinas, una tienda y un pequeño restaurante. También se cuenta con un vivero con sistema de riego por aspersión, el

cual incluye requerimientos de bombeo de agua. En general, son muchas más las instalaciones y servicios que se ofrecen, pero para los fines del artículo, sólo se detallan los que tienen requerimientos de energía.

A pesar de que el punto de la red de energía eléctrica de la zona urbana más cercano al parque está a 2.5 km de distancia, los propios fines del parque, así como la normatividad de las zonas de conservación ecológica del D.F., evitan que se piense en una solución que considere la conexión a la red de energía eléctrica. La solución entonces es mediante sistemas de energía renovable.

El objetivo de este artículo es presentar el proceso de toma de decisiones en torno a la selección de un sistema de energía renovable, y una vez seleccionada una alternativa, realizar un Análisis Costo-Beneficio de esta con enfoque a la evaluación privada.

Se presenta entonces, un apartado para el proceso de toma de decisiones y otro para ilustrar los criterios de la evaluación económica, derivados del análisis Costo-Beneficio, para lo que se establece una situación con proyecto y otra situación con proyecto tradicional o convencional (conectarse a la red). Se incluye la medición de los beneficios ambientales y una síntesis de los resultados.

14.2 La toma de decisiones

Para la selección de una alternativa, se recurrió al Análisis de Decisiones de Kepner y Tregoe². Esta técnica, permite filtrar todas las alternativas en una primera etapa, de tal manera que las alternativas que pasan este filtro inicial, son evaluadas de acuerdo con una serie de criterios definidos para el caso específico. Esta técnica permite transformar cuestiones subjetivas en cuestiones cuantitativas, a partir de la clasificación de objetivos y la asignación de pesos para cada uno de ellos. Las etapas fundamentales del Análisis de Decisiones se presentan a continuación:

- ❑ Enunciado de la decisión
- ❑ Establecer todos los objetivos buscados con la selección.
- ❑ Clasificar los objetivos en obligatorios y deseados.
- ❑ Ponderar los objetivos deseados.
- ❑ Revisar si las alternativas disponibles cumplen con los objetivos obligatorios
- ❑ Desechar las alternativas que no cumplan con algún objetivo obligatorio.
- ❑ Evaluar las alternativas no desechadas con relación a cada objetivo deseado, calificándolas de 1 a 10
- ❑ Ponderar la evaluación de cada alternativa con relación a los pesos de cada criterio
- ❑ Seleccionar la alternativa con el máximo nivel de eficiencia.

En la ponderación de los objetivos deseados, se puede consultar aisladamente a expertos en materia y definir un peso específico para cada uno de ellos, de tal

² Kepner Ch., Tregoe B. El Nuevo Directivo Racional. McGRAW-HILL. México 1989

manera que el peso asignado a cada criterio se pondera con el peso que asignamos a cada experto.

La evaluación de cada alternativa también puede ser realizada por cada experto de manera aislada y al final determinar su valor de manera también ponderada.

El nivel de eficiencia se refiere al porcentaje que cada alternativa representa con relación a una alternativa ideal, es decir, una alternativa que obtendría una calificación de 10 en cada uno de los criterios; entonces el nivel de eficiencia se establece como la proporción de la puntuación total obtenida por cada alternativa con relación a la ideal.

14.3 Criterios económicos del ACB

Valor Presente y Valor Presente Neto

El Valor presente (VP), representa el valor actual de todos los costos y beneficios que un proyecto genera en el periodo de vida útil del mismo, incluyendo su valor de recuperación. Recuerde que el dinero es también un producto financiero, y los productos tienen valor diferente en el tiempo. Si en la evaluación consideramos la inversión inicial, el concepto involucrado es el de Valor Presente Neto (VPN). El VP y el VPN los podemos calcular de acuerdo con las expresiones No. 1 y No. 2

$$VP = \sum_{i=1}^n \frac{Y_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad \text{----- (1)}$$

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Y_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad \text{---- (2)}$$

Donde:

n: Es el periodo de vida útil del proyecto

r: Es la tasa de descuento

I_0 : Representa la inversión

Y_i : Es el ingreso en cada periodo i

C_i : Son costos en cada periodo i

Para nuestro caso, se considerará un periodo igual a la vida útil del sistema, el cual estará dado por la garantía en el componente principal, las fotoceldas. La tasa de descuento se tomará idéntica a la tasa de inflación, para ser congruentes con los incrementos globales en precios a nivel nacional. Los costos estarán dados por la inversión, la operación y el mantenimiento del sistema. Los ingresos serán los ahorros por concepto de consumo de energía, pensando en el caso de que los servicios de energía eléctrica hubiesen sido conectados a la red eléctrica más cercana. Se considerará un valor de recuperación del sistema igual a cero, pues cumplida su vida útil, no será posible obtener un ingreso por venta del sistema.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR), representa la tasa de descuento para la que el VPN tiene valor cero, es decir, define la tasa máxima de descuento que soportaría el proyecto sin que el VPN sea negativo. Siendo así, la expresión para calcular su valor es similar que la del VPN y esta dada por la ecuación No. 3.

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{Y_i}{(1 + TIR)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} \text{ ----- (3)}$$

Las variables que intervienen en la expresión ya fueron definidas en las expresiones No. 1 y No. 2.

Las consideraciones en cuanto a periodo de vida útil, ingresos, y costos son las mismas que para el caso del VPN.

Costo Anual Equivalente

El Costo Anual Equivalente (CAE) es el costo uniforme por periodo, resultado de la compra, operación y mantenimiento del sistema de energía; puede entenderse como una extensión del VPN, ya que consiste en convertir el valor de los costos del sistema en el tiempo, a costos uniformes por año o por periodos seleccionados. La expresión No. 4 nos permite calcular su valor.

$$CAE = \frac{VP_c}{FA} \text{ ----- (4)}$$

Donde:

VPc: Es el valor presente de los costos de adquisición, operación y mantenimiento del sistema; su cálculo es de acuerdo con la expresión de Valor Presente.

FA: Es un Factor de Anualidad que se calcula de acuerdo con la expresión No. 5

$$FA = \frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \text{ ----- (5)}$$

Las variables que intervienen ya fueron definidas para las expresiones No. 1 y No. 2

Las consideraciones en cuanto a tasa de descuento y periodo de vida útil, son las mismas que se mencionaron en el criterio de Valor Presente.

Periodo de Retorno de la Inversión

El Periodo de Retorno de la Inversión (PR) es un indicador de la liquidez del proyecto, pues nos indica el tiempo en que el monto de los beneficios se iguala con el monto de la inversión.

Las consideraciones en términos de ingresos son las que ya se han dado para los criterios anteriores.

En esta evaluación no son considerados los costos posteriores derivados de operación y mantenimiento del sistema, pues sólo se busca definir el PR de la inversión inicial.

Costo Nivelado

El Costo Nivelado (CN) se obtiene del costo promedio de la unidad de producción del sistema, en nuestro caso (\$/kWh), considerando el VP de los costos. Es solo una relación Costo/Beneficio, donde los beneficios están dados en términos de unidad de producción y tanto costos como beneficios están descontados por el efecto de su valor en el tiempo. La expresión No. 6 nos permite calcular el valor de este criterio.

$$CN = \frac{VP_c}{\sum_{i=1}^n (P_i)(1+r)^i} \text{----- (6)}$$

Donde:

P_i : Es la producción en cada periodo i

VP_c : Es el Valor Presente de todos los costos del sistema (adquisición, operación y mantenimiento).

i , r y n ya fueron definidas para las expresiones anteriores.

Para la evaluación de este criterio se toman todas las consideraciones anteriores y adicionalmente se considera la pérdida de eficiencia del sistema con el tiempo, de tal manera que la producción anual (P_i) presentará ciclos de pérdida de eficiencia acordes con los períodos de cambio de baterías e inversor.

Costo de la Energía Conservada

El Costo Anual de la Energía Conservada (CEC) se define como el costo anual de implementar una medida de eficiencia energética, dividida por los ahorros anuales que esta genera. El uso del CEC permite definir el costo de ahorrar una unidad monetaria por concepto de consumo de energía. La expresión No.7 nos permite calcular su valor.

$$CEC = \frac{(I_o * r) + \Delta OM}{AAE} \text{----- (7)}$$

Donde:

I_o : Es la inversión en el sistema

r : Es la tasa de descuento

ΔOM : Es el costo incremental de operación y mantenimiento

AAE : Ahorro anual de energía en términos monetarios

Las consideraciones mencionadas para los otros criterios también serán consideradas al evaluar el CEC, solo que en este caso la evaluación de costos en operación y mantenimiento serán solo del primer año.

14.4 Criterios económico – ambientales del ACB

La evaluación de los beneficios ambientales será con base en las emisiones de carbono al medio ambiente que se evitan por la utilización de un sistema de Energía Renovable. La comparación se establecerá con la alternativa de utilizar energía eléctrica de la red urbana, lo que a su vez supondría un mayor consumo de energía quizás hasta en un 25% más, ya de contar con conexión a la red eléctrica, las instalaciones contarían con más lámparas y equipo eléctrico de oficina, el restaurante tendría refrigerador, y equipos eléctricos de cocina adicionales y se pensaría también en lámparas de iluminación de exteriores. De tal manera que al evaluar el equivalente del consumo en emisiones, estas podrán incrementarse en tal proporción con toda justificación.

No se consideran los impactos en el agua y en el uso del suelo, pues su magnitud es insignificante en comparación con los efectos que este sistema tendrá en el aire.

La equivalencia utilizada entre consumo de energía y las emisiones de CO₂ a la atmósfera será de: 7.17 kgCO₂/GWh³

La estimación será para todo el periodo de vida útil del sistema.

14.5 Resultados

Se invitó a tres empresas de la región a participar en la presentación de ofertas para el suministro, instalación y servicio del sistema. El requerimiento de energía del parque era de aproximadamente 50 kWh/mes

Se presentaron tres alternativas de Sistemas de Energía Renovable consistentes de paneles fotovoltaicos, banco de baterías e inversor de corriente para el módulo de servicios administrativos y sistema de bombeo para el riego en vivero. En nuestro caso, el enunciado de la decisión fue: "Selección de un sistema de energía renovable para el parque tepozán".

Se definieron todos los objetivos de la decisión y después de realizar el proceso de clasificación, los objetivos obligatorios fueron:

- A. Garantía mínima de 25 años en las celdas fotovoltaicas.
- B. Garantía mínima de 18 meses en periféricos e instalación.
- C. Presentación de la memoria de cálculo.
- D. Flexibilidad para el crecimiento futuro de un 30% en dos años.

Los objetivos que se clasificaron como deseados fueron:

- 1. Bajo costo
- 2. Soporte posventa
- 3. Calidad de la propuesta
- 4. Tiempo de entrega
- 5. Información técnica de los productos

³ Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 1996 IPCC.

Para definir el peso de cada objetivo deseado se consultó a 5 expertos de manera aislada, definiendo el peso específico de cada uno de ellos y con esto, se definió el peso de cada objetivo deseado. El resultado de este proceso fue el siguiente:

Objetivo Deseado	Peso
1. Costo	10
2. Soporte	8
3. Calidad	6
4. Tiempo de entrega	5
5. Información técnica	3

Los mismos expertos que definieron los pesos de cada criterio deseado, evaluaron las propuestas con relación a cada uno de estos objetivos y con esto se definió el nivel de eficiencia de cada una de las ofertas que pasaron el filtro inicial; los resultados fueron:

Objetivo Deseado	Peso	Empresa A	Empresa B
1	10	8	7
2	8	9	8
3	6	9	10
4	5	10	10
5	3	8	9
Eficiencia	320	280	271

Como puede observarse en la evaluación del cuadro anterior, la eficiencia de la empresa A es de 87.5% (280/320), la cual resulta mayor que la eficiencia de la empresa B que es de 84.7% (271/320). Con base en estos resultados, se elige la opción de la empresa A y se procede a realizar el Análisis Costo-Beneficio de su oferta.

El costo total del sistema elegido, incluyendo el I. V. A. fue de \$246,339.90. Este sistema requiere del cambio de baterías cada 5 años, lo equivale a un cargo de \$4,000.00; también puede esperarse que el inversor requerirá un cambio cada 8 años. Adicionalmente, se requerirá la limpieza de las fotoceldas cada mes, lo cual podrá realizar una persona de mantenimiento del parque, de tal manera que consideremos un cargo anual de \$400.00.

El sistema generará aproximadamente 1,171 kWh/año en los primeros dos años y 1,522 kWh/año el resto del tiempo, por la previsión del incremento. La garantía de las fotoceldas es por 25 años, lo cual será considerado como la vida útil del proyecto.

Dado que la comparación de este sistema se establecerá con relación a un proyecto tradicional de conectar los servicios del parque a la red, es importante mencionar las

características que tendría el proyecto de conectarse a la red. El proyecto incluiría una red de distribución de 2.4 km con un transformador; este proyecto tendría un costo aproximado de \$267,600.00 y las tarifas que se aplicarían serían la Tarifa 2 para los servicios de energía en el módulo de servicios administrativos y comerciales y la Tarifa 9 para el bombeo de agua en el vivero. Con esto, podríamos definir los beneficios del sistema de energía renovable, como los costos de facturación que no se pagarán, es decir, \$1,464.00 los primeros dos años y \$1,902.00 el resto del tiempo.

La tasa de descuento que se usará será del 16% para ser congruentes con las tasas de inflación actual y con el costo que tiene el dinero para las instituciones que financian el proyecto.

Valor Presente Neto

En la evaluación de este indicador se encuentra un número muy pequeño con relación a los montos de inversión del proyecto. Se obtiene un VPN de \$24,616.31 lo que representa tan solo un 10% de la inversión. Ahora, el caso no es analizar las ganancias globales que tendrá el sistema, pues esto tampoco es un objetivo de la implementación de un sistema como este. Lo que sí es importante ilustrar es que la incorporación del sistema no representa pérdidas en términos globales.

Periodo de Recuperación

Recuérdese que el sistema se está comparando con el proyecto de conectarse a la red urbana; en ese sentido, puede decirse que el periodo de recuperación es inmediato, ya que la inversión para el proyecto de conexión a la red es superior a la inversión en el sistema de energía renovable.

Costo Anual Equivalente

El CAE obtenido es de \$34,819.00, lo que representa el costo anualizado de operar y dar mantenimiento al sistema durante toda su vida útil.

Costo Nivelado

El CN es de \$0.024 por cada Watt generado en toda la vida útil del sistema.

Costo de la Energía Conservada

Aunque el valor del CEC es superior a la unidad, \$22 lo cual implica que por cada peso ahorrado por consumo de energía de la red tenemos un costo mayor; esto en realidad no constituye, para nuestro caso, un indicador apropiado ya que no hay una consideración de las dos posibles inversiones que se pueden realizar y sólo se hace referencia al costo del sistema implementado.

Beneficio ambiental

El dejar de consumir energía de la red y hacerlo con energía solar, evita que los servicios de energía emitan al medio ambiente una cantidad aproximada de 0.268 kgCO₂ durante toda la vida útil del sistema. Aunque la cantidad parece insignificante, es importante notar que estos resultados contribuyen directamente con los objetivos principales del Proyecto Tlalpan.

14.6 Conclusiones

En primer término, es posible establecer la importancia de realizar un proceso de selección metodológico y con fundamento en técnicas de planeación para el análisis de decisiones, que permite la transformación de aspectos cualitativos en cuestiones cuantitativas; los resultados por la aplicación de la Técnica de Kepner y Tregoe tienen consistencia por el proceso de evaluación realizado por los expertos y esto a su vez valida esos resultados.

En el Análisis Costo-Beneficio, aunque el proceso parte de la comparación de una situación sin proyecto con otra situación con proyecto, es adecuado establecer la situación sin proyecto como aquella que implicaría la conexión de los servicios de energía del parque a la red urbana más cercana, pues los requerimientos de energía son inevitables y la única opción diferente a la introducción de Sistemas de Energía Renovable es la conexión a la red.

De los criterios propuestos para el análisis es importante remarcar el resultado del Valor Presente Neto, pues al ser positivo nos indica que la inversión tendrá mayores beneficios en comparación con sus costos. Observamos que el valor fue muy pequeño, pero también debemos notar que no se trata de un proyecto lucrativo y sin embargo podemos decir que obtendremos ganancias con su implementación. El Periodo de Recuperación era evidente, pues la inversión en una conexión a la red resulta superior a la inversión en el sistema.

La rentabilidad (TIR) no fue un indicador adecuado, pues los ahorros en todo el periodo de vida útil presentaron cierto equilibrio con los costos de operación y mantenimiento del sistema y además se parte del ahorro que representó no invertir en la conexión a la red eléctrica, entonces no se encuentra valor alguno para la TIR. El valor del CAE es un indicador que servirá a la Cooperativa del parque para realizar su proceso de presupuestación anual y considerar este valor como parte de los costos anuales de operación del parque.

El Costo Nivelado aplicado al sistema a pesar de su escala en cuanto a la generación de energía, permite saber cual es la eficiencia económica del sistema a partir del costo por Watt-hora, pero en consideración de la generación en el tiempo, es decir, aplicando las tasas de descuento a la capacidad de generación anual del sistema.

El Costo de la Energía Conservada no constituyó un buen indicador, pues este no considera la inversión que se tendría en ausencia de este sistema, la cual equivale a un monto superior a la inversión que se realizará en el sistema.

En términos sociales, el impacto de la incorporación de este sistema es muy favorable, pues el caso de la conexión a la red muy probablemente generaría conflictos al operar una línea de distribución que tendría que pasar por terrenos que actualmente están invadidos y esto provocaría el robo de energía eléctrica, lo mismo que favorecería la invasión de otros terrenos protegidos.

En síntesis, la introducción de Sistemas de Energía Renovable en lo Parques como el "Tepozán", debe resultar de un proceso de selección que incluya todos los aspectos subjetivos que deban considerarse y por otra parte, los beneficios económicos, ambientales y sociales resultan mayores que sus costos.

CAPITULO IV

Referencias

- [1] Fernández L. Notas del curso: "Evaluación de sistemas energéticos". DEPFI-UNAM. México. 1997
- [2] Kepner Ch., Tregoe B. "El Nuevo directivo racional". McGRAW-HILL. México. 1989
- [3] López M. Notas del Módulo VI "Costos y Beneficios del Diseño Bioclimático" del Diplomado en Diseño Bioclimático. Cd. Juárez. Noviembre de 1999.
- [4] Ross, Westerfield y Jaffe. "Corporate Finance". McGRAW-HILL. 4ta. Edición. U.S.A. 1996
- [5] Sapag, Ch., Sapag Ch. "Preparación y Evaluación de Proyectos". 3ra Edición. McGRAW-HILL. Colombia. 1995

Anexo 1

Emisiones de metano de las actividades del petróleo y del gas natural

1 Introducción

Las emisiones fugitivas de metano procedentes de las actividades de petróleo y gas representan aproximadamente entre 30 y 70 teragramos de las emisiones anuales de metano en todo el mundo. Esta categoría incluye todas las emisiones procedentes de la producción, procesamiento, transporte y uso de petróleo y gas natural, y de la combustión no productiva. Excluye el uso del petróleo y el gas o de los productos derivados de los combustibles para proporcionar energía para uso interno, en el procesamiento y transporte de la producción de energía, dado que estas últimas se consideran quema de combustibles. Sin embargo, las emisiones fugitivas incluyen las emisiones resultantes de la combustión del gas natural durante las operaciones de quema en mechurrios.

Las fuentes de emisiones en los sistemas de petróleo y gas incluyen:

- Las emisiones durante el funcionamiento normal, como son las emisiones relacionadas con la ventilación y quema en mechurrios durante la producción de petróleo y gas, las fugas crónicas o las descargas de las chimeneas de proceso.
- Las emisiones durante las reparaciones y el mantenimiento; y
- Las emisiones debidas a problemas y accidentes en sistemas

Para calcular las emisiones de metano procedentes de las actividades de petróleo y gas en el país, se requieren los siguientes datos energéticos:

Petróleo:

Número de pozos perforados
Cantidad de petróleo producido
Cantidad de petróleo refinado

Gas:

Cantidad de gas producido
Cantidad de gas consumido

En ambos casos se requerirán los factores de emisión correspondientes.

2 Fuentes de los datos

Siempre que sea posible, deben emplearse los datos disponibles a nivel local. La Agencia Internacional de Energía y la División de Estadísticas de las Naciones Unidas publica también los datos energéticos para un gran número de países.

Además de los datos energéticos, se requieren los factores de emisión por defecto y otros supuesto de los cuales se hablará mas adelante de este documento.

Para realizar el cálculo de las emisiones nacionales, el usuario del método tiene la libertad de sustituir cualquiera de esos supuestos o recomendaciones si disponen de otra información más precisa. Siempre que se utilice otra información distinta de los valores recomendados en esta metodología, deberá incluirse una nota y adjuntarse documentación sobre las fuentes de la información.

El usuario de la metodología debe verificar que los datos utilizados en esta sección concuerdan con los que se anotaron en los cálculos correspondientes a la producción de CO₂ procedente de la energía.

3 Metodología

La metodología puede tener tres diferentes niveles de detalle para el cálculo de estas emisiones:

Nivel I	Método de los Factores Medios de Emisión basados en la producción
Nivel II	Método del balance de masas
Nivel III	Método de Evaluaciones Rigurosas de Fuentes Específicas

Nivel I

Para la aplicación de esta metodología a este nivel, es necesario reunir los datos de la actividad (producción, etc.) para nuestro país, seleccionando los factores de emisión a partir de la información de las tablas de valores regionales típicos (o de datos disponibles localmente), y multiplicando ambos para obtener estimaciones de las emisiones de las principales subcategorías.

Definiciones regionales

Las regiones se identifican reconociendo las limitaciones de los datos sobre los factores de emisión y los niveles de actividad, así como las diferencias en las actividades de petróleo y gas en todo el mundo. Se recomiendan las siguientes cinco regiones:

Estados Unidos y Canadá.

Antigua URSS y Europa Oriental: Esta región incluye los países que integran la antigua URSS(que es sin lugar a dudas el mayor productor de petróleo y gas de la región) Albania, Bulgaria, Repúblicas Checa y Eslovaca, Hungría, Polonia, Rumania y las repúblicas de la antigua Yugoslavia.

Europa Occidental: Esta región incluye a Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Gibraltar, Grecia, Holanda, Irlanda, Islandia, Islas Faroe, Italia, Luxemburgo, Malta, Noruega, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Suecia y Suiza.

Otros países exportadores de petróleo: Se incluye a los principales países productores de petróleo, considerando a los once miembros de la OPEP (Arabia Saudita, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela), además, Ecuador, Gabón y México.

Resto del mundo: Se incluye a los restantes países de Asia, África, Oriente Medio, Oceanía y Latinoamérica.

La metodología puede desarrollarse de manera organizada con la ayuda de la hoja de trabajo que se presenta a continuación.

Hoja de trabajo para la aplicación de la metodología

Categoría	A Actividad	B Factor de emisión	C Emisiones de CH ₄ (kg CH ₄)	D Emisiones de CH ₄ (Gg CH ₄)
			$C = (A \times B)$	$D = (C/106)$
PETRÓLEO				
Exploración (Facultativo si se contara con datos a nivel local) ^(a)	Número de pozos perforados	Kg CH ₄ /pozos perforados		
Producción ^(b)	PJ petróleo producido	Kg CH ₄ /PJ		
Transporte	PJ petróleo cargado en buques tanques	Kg CH ₄ /PJ		
Refinación	PJ petróleo refinado	Kg CH ₄ /PJ refinado		
Almacenamiento	PJ petróleo refinado	Kg CH ₄ /PJ refinado		
TOTAL DEL CH₄ PROCEDENTE DEL PETRÓLEO				
GAS				
Producción ^(b) / procesamiento	PJ gas producido	Kg CH ₄ /PJ		
Transmisión y distribución	PJ gas consumido	Kg CH ₄ /PJ		
Otras fugas	PJ gas consumido Gas no residencial consumido (PJ) Gas residencial consumido			
TOTAL DEL CH₄ PROCEDENTE DEL GAS				
Venteo y quema en mechurrios procedentes de la producción de petróleo y gas ^(c)	PJ petróleo y gas producido Petróleo Gas Combinación	Kg CH ₄ /PJ		
TOTAL DE EMISIONES DE CH₄ PROCEDENTES DEL PETRÓLEO Y EL GAS				

(a) No se presentan factores de emisión

(b) Si se emplean factores de emisión por defecto, estas categorías incluirán las emisiones procedentes de la producción, excepto las correspondientes al venteo y la quema de mechurrios

(c) Si se emplean factores de emisión por defecto, las emisiones procedentes del venteo y la quema en mechurrios correspondientes al total de la producción de petróleo y gas deberán anotarse aquí.

El procedimiento para aplicar la metodología con el apoyo de la hoja de trabajo es:

1. Anotar en la columna A las cifras para cada tipo de actividad de producción de petróleo y gas.
Verificar que los datos que se van a usar concuerdan con los datos de la actividad utilizados para calcular las emisiones de CO₂ procedentes de fuentes energéticas ya calculadas.
2. Para cada tipo de actividad, indicar el factor de emisión en la columna B. Utilizar los datos locales disponibles o los de la tabla 1. Se debe señalar que en la Tabla 1 se presenta una gama de valores para dar cuenta de la incertidumbre implícita en el método. El usuario debe utilizar el juicio para seleccionar un único valor de la gama que se presenta en la tabla. También se recomienda presentar, junto con las cifras, una estimación de la incertidumbre.
3. Multiplicar las cantidades de petróleo y gas correspondientes a cada actividad (Columna A) por el Factor de Emisión (Columna B) para obtener las emisiones de CH₄ en kg de CH₄. Anotar los resultados, en kilogramos, en la Columna C.
4. Dividir las emisiones de CH₄ dadas en kilogramos (Columna C) entre 10⁶ para realizar la conversión a gigagramos. Anotar los resultados en la columna D, en gigagramos de CH₄ y llenar las casillas correspondientes a los totales.

Factores de emisión por región

Factores regionales revisados de emisión de metano procedentes de los sistemas con actividades de petróleo y gas (kg/PJ)						
Tipo de fuente	Base	Europa Occidental	EEUU y Canadá	Antigua URSS, Europa Central y Oriental	Otros países exportadores de petróleo	Resto del mundo
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS						
Emisiones fugitivas y otras emisiones durante el mantenimiento de la producción de petróleo	Petróleo producido	300 - 5000	300 - 5000	300 - 5000	300 - 5000	300 - 5000
Emisiones fugitivas y otras emisiones durante el mantenimiento de la producción de gas	Gas producido	15000 - 27000	46000 - 84000	140000 - 314000	46000 - 96000	46000 - 96000
Venteo y quema en mechurrios de la producción de petróleo y gas	Petróleo y gas producido ^(a)	-	3000 - 14000	-	-	-
	Petróleo producido	1000 - 3000	-	-	-	-
	Gas producido	-	-	6000 - 30000	758000 - 1046000	175000 - 209000
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y REFINACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO						
Transporte	Petróleo transportado en buques tanque	745	745	745	745	745
Refinación	Petróleo refinado	90 - 1400	90 - 1400	90 - 1400	90 - 1400	90 - 1400
Tanques de almacenamiento	Petróleo refinado	20 - 250	20 - 250	20 - 250	20 - 250	20 - 250
PROCESO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL						
Emisiones procedentes del proceso, transporte y distribución	Gas producido	-	-	288000 - 628000	288000 elevado ^(b)	288000 elevado ^(b)
	Gas consumido	72000 - 133000	57000 - 118000	-	118000 (bajo) ^(c)	118000 (bajo) ^(c)
Fugas en plantas industriales y centrales eléctricas	^(d) Gas no residencial consumido	-	-	175000 - 384000	0 - 175000	0 - 175000
Fugas en sectores residenciales y comerciales	^(e) Gas residencial consumido	-	-	87000 - 192000	0 - 87000	0 - 87000

(a) En Estados Unidos y Canadá, las emisiones se basan en la producción total de petróleo y gas

(b) El factor de emisión de 288000 kg/PJ de gas producido se emplea solamente para la estimación de las emisiones elevadas

(c) El factor de emisión de 118000 kg/PJ de gas consumido se emplea solamente para la estimación de las emisiones bajas

(d) Consumo de gas por las empresas de servicios públicos y las industrias

(e) Consumo de gas por los sectores residencial y comercial

Anexo 2

Emisiones procedentes del transporte aéreo

1 Introducción

Las emisiones procedentes del transporte aéreo obedecen a la utilización de queroseno para aviones de reacción y de gasolina de aviación para otros tipos de aviones. Las emisiones de gases distintos del CO₂ varían considerablemente dependiendo del modo de operación y del diseño de los motores. Las estimaciones fiables de los gases distintos del CO₂ procedentes del transporte aéreo requieren de un análisis detallado de las características de la flota, el tipo y cantidad de combustible consumido y el Tiempo en el Modo (TIM) de las flotas de aviones que utilicen los aeropuertos nacionales.

Esta metodología se refiere al Nivel 2 y se aplica sólo al combustible para reactores consumido por los motores a reacción. La gasolina de aviación se utiliza solamente por los aviones muy pequeños y por lo general representa menos del 1% del consumo de combustible de la aviación.

Para los fines del inventario de emisiones, se establece una distinción entre los vuelos nacionales y los internacionales.

Aviación nacional (I A 3 a ii) incluye todo el tráfico nacional civil de pasajeros y carga de un país. Todas las etapas de vuelo entre dos aeropuertos dentro de un país se consideran interiores, independientemente de la nacionalidad del transportista o el destino posterior del avión. Si un avión viaja de un aeropuerto de un país a otro en el mismo país y más tarde despegue con rumbo a un tercer aeropuerto en otro país, la primera etapa de vuelo se considera nacional, y la segunda, un vuelo internacional. Por otra parte, el tipo de actividad (LTO, crucero, nacional, internacional) es independiente de la nacionalidad del transportista. Ese tratamiento de los vuelos nacionales e internacionales difiere del recomendado a los estados por la Organización de la Aviación Civil Internacional (OACI, 1994). La OACI define como interiores todas las etapas del vuelo entre puntos nacionales por una aerolínea registrada en ese estado y, por lo tanto, excluye los vuelos entre puntos nacionales por una aerolínea realizados por aerolíneas extranjeras.

Aviación internacional (I A 3 a i) incluye todo el tráfico aéreo que entra o sale de un país. Se da por supuesto que el número de salidas es igual al número de llegadas.

Ciclos de aterrizaje y despegue (LTO) se clasifican (interior o internacional) atendiendo a la etapa de vuelo a la que pertenecen. Como la mayoría de los vuelos se consideran vuelos de ida y vuelta, el combustible utilizado durante el aterrizaje y el despegue se considera equivalente a un despegue y un aterrizaje.

Las operaciones de las aeronaves se dividen en dos partes:

Ciclo de aterrizaje/despegue (LTO) que incluye todas las actividades en las proximidades del aeropuerto que ocurren a una altitud inferior a 914 metros (3000 pies). Estas incluyen el rodaje, ascenso y descenso. Algunas estadísticas contabilizan el aterrizaje o el despegue como una operación. Sin embargo, la definición de la operación de LTO incluye tanto el despegue como el aterrizaje tomados en su conjunto.

Crucero, que incluye todas las actividades que tienen lugar a altitudes superiores a los 914 metros (3000 pies). No se fija un límite superior.

2 Fuentes de los datos

Siempre que sea posible, deben emplearse los datos disponibles a nivel local. El consumo de combustible y la información sobre los LTO pueden obtenerse de los aeropuertos nacionales. Las aerolíneas pueden suministrar información sobre el número total de aeronaves por tipo y clase de motores. En la metodología de Nivel 2, los factores de emisión están basados en la flota aérea nacional específica y en el TIM del aeropuerto típico (ICAO Engine Exhaust Emissions Databank, Organización de la Aviación Civil Internacional) Pueden consultarse también otras fuentes como: US EPA (1985): Compilation of air pollutant emissions factors, Vol. II: Mobile sources, 4ª edición, y US Office of Environment and Energy (1991) FAA Aircraft Emission Database User´s Manual.

3 Metodología

Esta metodología se limita al Nivel 2, por lo que es necesario conocer los tipos de aviones utilizados en los vuelos nacionales e internacionales, así como el número de ciclos de aterrizaje y despegue para cada tipo de aeronave. Si esta información no está disponible para cada tipo de avión, entonces se deberá utilizar el método de Nivel 1.

De acuerdo con la metodología que aquí se describe, el cálculo de las emisiones procedentes del transporte aéreo se divide en cuatro pasos:

- Paso 1: Estimación del consumo total de combustible por la aviación nacional e internacional.
- Paso 2: Estimación del consumo de combustible para los ciclos LTO para cada tipo de avión
- Paso 3: Estimación del consumo de combustible para las actividades de crucero para cada tipo de avión
- Paso 4: Estimación de las emisiones para cada gas

La metodología puede simplificarse mediante el uso de las hojas de trabajo que se presenta a continuación.

Hoja de trabajo para realizar el paso 1 de la metodología

	A	B	C
	Cantidad total de combustible vendido para todo el transporte aéreo (kt)	Cantidad total de combustible vendido para los vuelos nacionales (kt)	Cantidad total de combustible vendido para los vuelos internacionales (kt)
			$C = (A - B)$
Combustible vendido			

Hoja de trabajo para realizar los pasos 2 y 3 de la metodología

	Paso 2			Paso 3		
	D	E	F	G	H	I
	Número total de LTO por tipo de avión	Consumo de combustible por LTO (t/LTO)	Consumo de combustible en las actividades de LTO (t)	Total del combustible vendido (t)	Consumo total de combustible para las actividades de crucero (t)	Consumo total de combustible para las actividades de crucero (t)
AVIACIÓN NACIONAL			$F = D \times E$		$H = G - F$	$I = H \times (D_a / D_{Tot\ ala})$
a ₁						
.						
.						
.						
a _n						
Total _a		Total _a		$G = B \times 1000$		
AVIACIÓN INTERNAC						$I = H \times (D_b / D_{Tot\ alb})$
b ₁						
.						
.						
.						
b _n						
Total _b		Total _b		$G = C \times 1000$		

Hoja de trabajo para realizar el paso 4 de la metodología⁴

Paso 4					
	J	K	L	M	N
	Factor de emisión por LTO	Emisiones de los ciclos de LTO	Factor de emisión por combustible consumido para actividades de crucero	Emisiones de las actividades de crucero	Total de emisiones de la aviación
	(kg/LTO)	(t)	(kg/t)	(t)	(Gg)
AVIACIÓN NACIONAL		$K=(D \times J)/1000$		$M=(I \times L)/1000$	$N=(K+M)/1000$
a_1					
.					
.					
.					
.					
a_n					
	Total _a		Total _b		
AVIACIÓN INTERNAC					
b_1					
.					
.					
.					
.					
b_n					
	Total _b		Total _b		

4 Procedimiento para el llenado de las hojas de trabajo

PASO 1

1. Anotar en la columna A la Cantidad Total de Combustible Vendido para todos los vuelos (en kt).
2. Indicar en la columna B la Cantidad Total de Combustible Vendido para los vuelos nacionales (en kt).
3. Calcular la Cantidad Total de Combustible vendido para los vuelos internacionales restando el total del combustible vendido para los vuelos nacionales (Columna B) del total del combustible vendido (Columna A); anotar el resultado en la columna C.

PASO 2

El procedimiento de llenado que se describe a continuación deberá realizarse por separado para la aviación nacional e internacional.

⁴ Esta hoja de trabajo debe realizarse para cada tipo de gas: CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, COVDM y SO₂

1. Anotar en la Columna D el total de LTO para cada tipo de avión ($a_1...a_n$) y ($b_1...b_n$)
2. Indicar en la Columna E el consumo de combustible por LTO (en t/LTO).
3. Calcular el consumo de combustible en actividades de LTO para cada tipo de avión ($a_1...a_n$) y ($b_1...b_n$) en toneladas, multiplicando el combustible utilizado en cada ciclo de aterrizaje y despegue (Columna E) por el número de LTO para ese tipo específico de avión (Columna D); indicar los resultados en la Columna F.
4. Calcular el total del combustible utilizado en actividades de aterrizaje y despegue sumando los resultados correspondientes a cada tipo de avión en la Columna F; anotar los resultados en las casillas correspondientes a $Total_a$ y $Total_b$ de la Columna F.

PASO 3

El procedimiento de llenado que se describe a continuación deberá realizarse por separado para la aviación nacional e internacional.

Para la realización de este paso, el método parte del supuesto de que la proporción del combustible consumido en modo crucero por tipo de avión será en gran medida proporcional al número de ciclos LTO de ese tipo de avión. Se reconoce que el empleo de este método podría no dar cuenta cabalmente de la contribución de los aviones de mayor tamaño. Sin embargo, se ha adoptado este supuesto simplificado para reducir al mínimo la cantidad de datos específicos sobre los aviones necesarios para los cálculos del método de Nivel 2.

1. Anotar en la Columna G la cantidad total en toneladas del combustible vendido para vuelos nacionales (Columna B multiplicada por 1000) y la cantidad total en toneladas del combustible vendido para la aviación internacional (Columna C multiplicada por 1000)
2. Calcular el consumo total de combustible para las actividades de crucero restando el total de combustible vendido (Columna G) la cantidad total de combustible utilizado en actividades de aterrizaje y despegue (total de la Columna F); indicar los resultados en la Columna H.
3. Calcular el consumo de combustible correspondiente a las actividades de crucero para cada tipo de avión como sigue: total del combustible utilizado en actividades de crucero (total de la Columna H) x (número de ciclos de aterrizaje y despegue para cada tipo de avión (Columna D)) / (número total de ciclos de aterrizaje y despegue (total de la Columna D)); indicar el resultado en la Columna I.

PASO 4

El procedimiento de llenado que se describe a continuación deberá realizarse por separado para la aviación nacional e internacional. Además, deberá utilizarse una hoja de trabajo por cada tipo de gas (CO_2 , CH_4 , N_2O , NO_x , CO , CO_2DM y SO_2).

1. Indicar en la Columna J los factores de emisión por ciclo de aterrizaje y despegue para cada tipo de avión (en kg/LTO).
2. Calcular las emisiones procedentes de los ciclos de aterrizaje y despegue para cada tipo de avión (en toneladas) multiplicando el número total de ciclos LTO por tipo de avión (Columna D) por el factor de emisión por LTO (Columna J) y dividiendo entre 1000. Anotar los resultados en la Columna K.
3. Indicar en la Columna L los factores de emisión por combustible consumido en las actividades de crucero para los diferentes tipos de aviones (en kg/t)
4. Calcular las emisiones procedentes de las actividades de crucero para cada tipo de avión (en toneladas) multiplicando el combustible utilizado en las actividades de crucero (Columna I) por el factor de emisión por combustible consumido en actividades de crucero (Columna L) y dividiendo entre 1000; anotar los resultados en la Columna M.
5. Calcular el total de las emisiones por cada tipo de avión (en Gigagramos) sumando las emisiones de las actividades de aterrizaje y despegue (Columna K) y las emisiones de las actividades de crucero (Columna M) y dividiendo entre 1000. Indicar los resultados en la Columna N.
6. Calcular el total de las emisiones procedentes de l transporte aéreo sumando los resultados para cada tipo de avión en la Columna N; indicar los resultados en las filas correspondientes a Total_a y Total_b de la Columna N

Anexo 3

Metodología seguida en la construcción de la base de datos del sector transporte para el modelo energía economía y medio ambiente (eema)*

*Este anexo constituyó un informe a la Secretaría de Energía por parte del Instituto de Ingeniería
Septiembre 1999

Contenido

1. Número de unidades (1984-1996)
 2. Número de pasajeros-Kilometro o toneladas-Kilometros (1984-1996)
 3. Kilometraje recorrido anual (1984-1996)
 4. Rendimiento de combustible (1984-1996)
 5. Factores de ocupación o de carga (1984-1996)
 6. Consumo de energía (1984-1996)
 7. Factores de ocupación o de carga (1997-2020)
 8. Rendimiento de combustible (1997-2020)
- Participación de combustible (1997-2020)

A continuación se describe el procedimiento empleado, cuando fue necesario, para la estimación de las diferentes variables necesarias para el cálculo del consumo de energía en el sector transporte.

1 Número de unidades (1984-1996)

El número de unidades correspondiente a cada tipo de vehículo para el periodo 1984-1996 se tomó del Anuario estadístico de los Estados Unidos Mexicanos (AEEUM, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) o en su defecto, se estimó de acuerdo al procedimiento descrito para cada tipo.

1.1 Transporte de pasajeros

- Automóvil (dato INEGI)

Se asume que todos los automóviles funcionan con gasolina únicamente

- Automóvil Urbano

Se hace la suposición de que todos los autobuses urbanos funcionan con gasolina o con diesel.

Autobús Urbano (gasolina)

El número de autobuses urbanos a gasolina se determina a través del residuo entre el total de autobuses y la suma del número de autobuses a diesel, con la expresión:

$$NAuc, = N - NAUD - NAID$$

Donde:

NAUG,: Número de autobuses urbanos a gasolina N: número total de autobuses

N: Número total de autobuses

NAUD: Número de autobuses urbanos a diesel

NAID: Número de autobuses interurbanos a diesel

Autobuses Urbano (diesel)

El número de autobuses urbanos a diesel se determinara con base en su consumo de energía, de su kilometraje anual y de su rendimiento de combustible, de acuerdo a la expresión:

$$NAUD = E * 159 / (KM * n * PC)$$

Donde:

NAUD:	Número de autobuses urbanos a diesel
E:	Consumo de energía de este tipo de vehículos (PJ)
10E09:	Factor de conversión: 10e09 MJ/PJ
159:	Factor de conversión: 159 litros/barril
KM:	Kilometraje anual recorrido por este tipo de vehículos
N:	Rendimiento de este tipo de vehículos (litros/km)
PC:	Poder calorífico del diesel (MJ/litro)

- Autobus interurbano (diesel) (dato INEGI)

Se supone que todos los autobuses interurbanos funcionan con diesel.

- Motocicletas (datos INEGI)

Se considera que todas las motocicletas consumen sólo gasolina.

- Ferroviario (datos INEGI)

El INEGI sólo informa sobre el número de locomotoras en uso sin distinguir entre las empleadas para transporte de pasajeros y las destinadas al transporte de carga. Se realizó la siguiente estimación:

$$NPAS=2*PPAS*N$$

Donde:

NPAS:	Número de locomotoras para pasajeros
PPAS:	Participación de transporte de pasajeros en el consumo de diesel
N:	Número total de locomotoras

- Aéreo (datos INEGI)

Se refiere al número de aeronaves comerciales de empresas nacionales

- Marítimo

El INEGI no reporta información alguna sobre el número de embarcaciones para el transporte de pasajeros.

1.2 Transporte de carga

- Camión urbano

Se supone que todos los camiones urbanos consumen gasolina o gas licuado y se hace una estimación de la participación de cada combustible en el consumo total de este tipo de vehículos.

Camión urbano (gasolina)

El número de camiones urbanos a gasolina se calcula con base en el número total de camiones, el número de camiones interurbano y la participación de la gasolina en el consumo total de este tipo de vehículos:

$$N_{cuc,} = (N - N_{cID}) * P_G,$$

Donde:

N _{cuc} G:	Número de camiones urbanos a gasolina
N:	Número total de camiones urbanos
N _{cID} :	Número de camiones interurbanos a diesel
P _G :	Participación de la gasolina en el consumo total de este tipo de vehículos

Camión urbano (GLP)

Asimismo, el número de camiones urbanos a GLP se calcula con base en el número total de camiones, el número de camiones interurbano y la participación del GLP en el consumo total de este tipo de vehículos:

$$N_{CUC,LP} = (N - N_{EID}) * P_{GLP}$$

Donde:

N _{euGLP} :	Número de camiones urbanos a GLP
N:	Número total de camiones urbanos
N _{cID} :	Número de camiones interurbanos a diesel
P _{GLP} :	Participación del GLP en el consumo total de este tipo de vehículos

- Camión interurbano (truck) (dato INEGI)

Se asume que todos los camiones interurbanos únicamente consumen diesel

- Ferroviario (dato INEGI)

El número de locomotoras empleadas para el transporte de carga se estimó de la siguiente manera:

$$\text{NCAR} = \text{N} - \text{NPAS}$$

Donde:

NCAR : Número de locomotoras para carga,
 N : Número total de locomotoras
 NPAS: Número de locomotoras para pasajeros

- Marítimo

El INEGI no reporta información alguna sobre el número de embarcaciones para el transporte de carga.

2 Número de Pasajero–Kilómetro o Toneladas-Kilómetro (1984-1996)

El número de pasajero-kilómetro o tonelada-kilómetro correspondiente a cada tipo de vehículo para el periodo 1984-1996 se tomó del Anuario-estadístico de los Estados Unidos Mexicanos (AEEUM, publicado por el (INEGI) o en su defecto, se estimó de acuerdo al procedimiento descrito para cada tipo de vehículo.

2.1 Transporte de pasajeros

- Automóvil

El número de pas-km para el automóvil es función del número de automóviles, el kilometraje recorrido y el factor de ocupación:

$$\text{PAS-KMA} = \text{N} * \text{KM} * \text{FO}$$

Donde:

PAS-KMA: Número de pas-km para el automóvil
 N: Número de automóviles
 KM: Kilometraje anual de un automóvil
 FO: Factor de ocupación (se consideró constante para el periodo e igual a 1.6)

- Autobús Urbano (gasolina)

El número de pas-km para el autobús urbano a gasolina depende igualmente del número de autobuses, el kilometraje recorrido y el factor de ocupación:

$$\text{PAS-KMAUC,} = N * \text{KM} * \text{FO}$$

Donde:

PAS-KMAUC,:	Número de pas-km para el autobús urbano a gasolina
N:	Número de autobuses urbanos a gasolina
KM:	Kilometraje anual de un autobús urbano a gasolina
FO:	Factor de ocupación (se consideró constante para el periodo e igual a 20)

- Autobús Urbano (diesel)

El número de pas-km para el autobús urbano a diesel se determinó a partir del número de autobuses, el kilometraje recorrido y el factor de ocupación:

$$\text{PAS-KMAUD} = N * \text{KM} * \text{FO}$$

Donde:

PAS-KMAUD:	Número de pas-km para el autobús urbano a diesel
N:	Número de autobuses urbanos a diesel
KM:	Kilometraje anual de un autobús urbano a diesel
FO:	Factor de ocupación (se consideró constante para el periodo e igual a 40)

- Autobús interurbano (diesel) (dato INEGI)
- Ferroviario (dato INEGI)
- Aéreo (dato INEGI)
- Marítimo

Se hizo una estimación del número de pas-km con base en el número total de pasajeros transportados.

2.2 Transporte de carga

- Camión urbano (gasolina)

El número de ton-km para el camión urbano a gasolina depende del número de camiones, el kilometraje recorrido y el factor de carga:

$$\text{TON-KMCUC,} = N * \text{KM} * \text{FC}$$

Donde:

TON-KMCUG:	Número de ton-km para el camión urbano a gasolina
N:	Número de camiones urbanos a gasolina
KM:	Kilometraje anual de un camión urbano a gasolina
FC:	Factor de carga (se consideró constante para el periodo e igual a 0.5 ton)

- Camión urbano (GLP)

El número de ton-km para el camión urbano a GLP es función igualmente del número de camiones, el kilometraje recorrido y el factor de carga

$$\text{TON-KMCUG,Lp} = N * \text{KM} * \text{FC}$$

Donde:

TON-KMCUGLP:	Número de ton-km para el camión urbano a GLP
N:	Número de camiones urbanos a GLP
KM:	Kilometraje anual de un camión urbano a GLP
FC:	Factor de carga (se consideró constante para el periodo e igual a 0.5)

- Camión interurbano (truck) (dato INEGI)
- Ferroviario (dato INEGI)
- Marítimo

Se hizo una estimación del número de pas-km con base en el número total de toneladas transportadas.

3. Kilometraje recorrido anual (1984-1996)

El kilometraje recorrido anual para cada modo de transporte se calculó en el periodo 1984-1996 como se describe a continuación:

- Terrestre

La estimación del kilometraje recorrido anual para los distintos tipos de vehículos se basa en números promedio para el área metropolitana de la ciudad de México. Se considera constante en el periodo 1984-1996 para los siguientes tipos de vehículos:

Automóviles:	15,000 km por año
Motocicletas:	10,000 km por año
Autobuses urbanos a gasolina:	50,000 km por año
Autobuses urbanos a diesel:	50,000 km por año
Camiones urbanos a GLP:	30,000 km por año

Para autobuses interurbanos a diesel, camiones interurbanos a diesel y camiones urbanos a gasolina, la distancia recorrida es utilizada como una variable para ajustar el consumo de energía por tipo de combustible, con base en los siguientes valores para el año 1984:

Autobuses interurbanos a diesel: 100,000 km por año
Camiones interurbanos a diesel: 110,000 km por año
Autobús urbano a gasolina: 24,500 km por año

Para los demás modos de transporte, el INEGI no reporta el kilometraje recorrido para los modos ferroviario y marítimo pero sí para el aéreo.

- Ferroviario

El kilometraje anual recorrido por las locomotoras, tanto de pasajeros como de carga se estimó de acuerdo a:

$$KM = (KMTOTAL * P) / N$$

Donde:

KM : Kilometraje anual recorrido por cada locomotora
KMTOTAL : Kilometraje total para este modo de transporte (pasajeros + carga)
P : Participación del transporte de pasajeros (o de carga) en el consumo total de diesel
N: Número de locomotoras para pasajeros (o carga)

- Aéreo

El cálculo del kilometraje anual para este modo de transporte se determinó de acuerdo a la siguiente expresión:

$$KM = KMTOTAL / N$$

Donde:

KM: Kilometraje anual recorrido por un avión
KMTOTAL : Kilometraje total (dato INEGI)
N: Número de aeronaves comerciales

- Marítimo

EL INEGI no reporta kilometraje para transporte marítimo ni de carga ni de pasajeros.

4. Rendimiento de combustible (1984-1996)

El rendimiento de combustible para los diferentes modos de transporte para el periodo 1984-1996 se determinó como sigue: -

- Terrestre

El rendimiento de combustible para los automóviles se tomó de un estudio reciente (Mar, 1997) cuyos resultados arrojaron rendimientos de 1/6 litros/km en 1984 y 1/8.5 litros/km en 1994.

Para los años intermedios se utilizó valores interpelados linealmente entre los dos valores de 1984 y 1994, y extrapolados para los años 1995-96, es decir:

$$11 t @ 11 t- 1 - (TI 1984 - Ti 1994)In$$

Donde:

Nt:	Rendimiento en el año t (litros/km)
Nt -1:	Rendimiento en el año t- 1 (litros/km)
N 1984:	Rendimiento en el año 1984 (litros/km)
N 1994:	Rendimiento en el año 1994 (litros/km)
n:	1994-1984

Para los demás tipos de vehículos se usaron los siguientes valores (litro/km):

Autobús urbano (gasolina):	0.3	(constante en el periodo 1984-1996)
Autobús urbano (diesel):	0.35	(constante en el periodo 1984-1996)
Autobús interurbano:	0.4	(constante en el periodo 1984-1996)
Motocicletas:	0.06	(constante en el periodo 1984-1996)
Camión urbano (gasolina):	0.15	(constante en el periodo 1984-1996)
Camión urbano (gasolina):	0.15	(constante en el periodo 1984-1996)
Camión interurbano:	0.45	

Se consideró un mejoramiento del rendimiento a una tasa del 2.2% anual.

- Ferroviario

El rendimiento de combustible (litros/km) se determinó, tanto para pasajeros como para carga, de la siguiente manera:

$$N = E/KM/N$$

Donde:

N:	Rendimiento de combustible (litros/km)
E:	Consumo de energía para el transporte de pasajeros o de carga (diesel, litros)

KM: Kilometraje recorrido anual por una locomotora de pasajeros o de carga

N: Número de locomotoras de pasajeros o de carga

- Aéreo

El rendimiento de combustible para las locomotoras, tanto de transporte de pasajeros como de carga, se estimó como:

$$n = E / KMTOTAL$$

Donde:

n: Rendimiento de combustible (litros/km)

E: Consumo total de energía para este modo de transporte (litros)

KMTOTAL : Kilometraje recorrido total anual para este modo de transporte (INEGI)

- Marítimo

Se carece de información acerca del rendimiento para este modo de transporte.

5 Factores de ocupación de carga (1984-1996)

Los factores de ocupación o de carga se supusieron constantes en el periodo 1984-1996, o se estimaron de acuerdo al siguiente esquema:

5.1 Transporte de pasajeros

- Automóvil

- Autobús urbano (gasolina) 20
- Autobús urbano (diesel) 40
- Autobús interurbano

Se determinó de acuerdo a:

$$FO = PAS-KM / (N * KM)$$

Donde:

FO: Factor de ocupación (pasajeros/vehículo)

PAS-KM: Número de pasajero-kilómetro (dato INEGI)

N: Número de autobuses interurbanos

KM: Kilometraje recorrido anual

- Motocicletas

Se consideró igual a 1.

- Ferroviario

El factor de ocupación para este modo de transporte se detenninó de acuerdo a la siguiente expresión:

$$FO = N * NA$$

Donde:

- FO: Factor de ocupación
- N: Número de carros para pasajeros arrastrados en promedio por una locomotora
- NA: Número de asientos por carro de pasajeros

- Aéreo

El factor de ocupación para este modo de transporte se determinó de acuerdo a:

$$FO = \frac{PAS-KM}{KMTOTAL}$$

Donde:

- FO: Factor de ocupación
- PAS-KM: Número total de pasajeros-Kilometro para este modo de transporte
- KMTOTAL: Kilometraje total recorrido por este modo de transporte

- Marítimo

Se carece información sobre el factor de ocupación para este modo de transporte.

5.2 Transporte de carga

- Camión urbano (gasolina) 0.5
- Camión urbano (GLP) 0.5
- Camión interurbano

Se encontró a través de:

$$FC = \frac{TON-KM}{N * KM}$$

Donde:

FC: Factor de carga (pasajeros/vehículo)
TON-KM: Número de tonelada-kilómetro (dato INEGI)
N: Número de camiones interurbanos
KM: Kilometraje recorrido anual

- Ferroviario

El factor de carga para este modo de transporte se encontró a través de:

$$FC = N * NT$$

Donde:

FC: Factor de carga
N: Número de carros de carga arrastrados en promedio por una locomotora
NT: Número de toneladas transportadas (capacidad) por carro de carga

- Marítimo

Se carece información sobre el factor de carga para este modo de transporte.

6. Consumo de energía (1984-1996)

El consumo de energía para cada tipo de vehículo se determinó en el periodo 1984-1996, de acuerdo a:

6.1 Transporte de pasajeros

- Automóvil

El consumo de energía para el automóvil se calculó con la siguiente expresión:

$$E = N * KM * n * PC / 159 / 10 / 6$$

Donde:

E: Consumo de energía (PJ)
N: Número de automóviles
KM: Kilometraje anual de los automóviles
n: Rendimiento de combustible de los automóviles
PC: Poder calorífico de la gasolina (GJ/barril)
159: Factor de conversión, 159 litros/barril
10/6: Factor de conversión, 10/6 GJ/PJ

- Autobús urbano (gasolina)

El consumo de energía para el autobús urbano a gasolina se determinó de acuerdo a:

$$E = N * KM * 11 * PC / I 59 / 10 / 6$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de autobuses urbanos a gasolina
- KM: Kilometraje anual de los autobuses urbanos a gasolina
- n: Rendimiento de combustible de los autobuses urbanos a gasolina
- PC: Poder calorífico de la gasolina (GJ/barril)
- 159: Factor de conversión, 159 litros/barril
- 01/6: Factor de conversión, 01/6 GJ/PJ

- Autobús urbano (diesel)

El consumo de energía para el autobús urbano a diesel se determinó de acuerdo a:

$$EAUD = ETD - EAI - ECI$$

Donde:

- EAUD: Energía consumida por los autobuses urbanos a diesel (PJ)
- ETD: Energía total consumida (diesel) (PJ)
- EAI: Energía consumida por los autobuses interurbanos a diesel (PJ)
- ECI: Energía consumida por los camiones interurbanos a diesel (PJ)

- Autobús interurbano

El consumo de energía para el autobús interurbano se encontró a través de:

$$E = N * KM * PC / I 59 / 10 / 6$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de autobuses interurbanos
- KM: Kilometraje anual de los autobuses interurbanos
- n: Rendimiento de combustible de los autobuses interurbanos
- PC: Poder calorífico del diesel (GJ/barril)
- 159: Factor de conversión, 159 litros/barril
- 10/6: Factor de conversión, 1016 GJ/PJ

- Motocicletas

El consumo de energía para las motocicletas se calculó con la expresión:

$$E = N * KM * n * PC / I 59 / 10 / 6$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de motocicletas
- KM: Kilometraje anual de las motocicletas
- n: Rendimiento de combustible de las motocicletas
- PC: Poder calorífico de la gasolina (GJ/barril)
- 159: Factor de conversión, 159 litros/barril
- 10/6: Factor de conversión, 10/6 GJ/PJ

- Ferroviario

El consumo de energía para el transporte ferroviario de pasajeros se estimó de acuerdo a:

$$EPAS = ETOTAL * PPAS$$

Donde:

- EPAS: Consumo de energía por el transporte ferroviario para pasajeros (PJ)
- ETOTAL: Consumo total de energía por el transporte ferroviario (PJ)
- PPAS: Participación del transporte de pasajeros en el consumo total

- Aéreo (datos INEGI)
- Marítimo

El consumo de energía para el transporte marítimo de pasajeros de acuerdo a:

$$EPAS = ETOTAL * PPAS$$

Donde:

- EPAS: Consumo de energía por el transporte marítimo de pasajeros (PJ)
- ETOTAL: Consumo total de energía por el transporte marítimo (PJ)
- PPAS: Participación del transporte de pasajeros en el consumo total de energía

6.2 Transporte de carga

- Camión urbano (gasolina)

El consumo de energía para el camión urbano a gasolina se encontró con:

$$E=N* KM* n* PC/159/10/6$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de camiones urbanos a gasolina
- KM: Kilometraje anual de los camiones urbanos a gasolina
- n: Rendimiento de combustibles de los camiones urbanos a gasolina
- PC: Poder calorífico de la gasolina (GJ/barril)
- 159: Factor de conversión, 159 litros/barril
- 10/6: Factor de conversión, 10/6 GJ/PJ

- Camión urbano (GLP)

El consumo de energía para autobús urbano a gasolina se determinó con:

$$E=N* KM* n* PC/159/10/9$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de camiones urbanos a GLP
- KM: Kilometraje anual de los camiones urbanos GLP
- N: Rendimiento de combustibles de los camiones urbanos a GLP
- PC: Poder calorífico del GLP (MJ/barril)
- 159: Factor de conversión, 159 litros/barril
- 10/9: Factor de conversión, 10/9 MJ/PJ

- Camión interurbano

El consumo de energía para el autobús interurbano se encontró con:

$$E= N* KM* n* PC/159/10/6$$

Donde:

- E: Consumo de energía (PJ)
- N: Número de camiones interurbanos
- KM: Kilometraje anual de los camiones interurbanos
- N: Rendimiento de combustibles de los camiones interurbanos
- PC: Poder calorífico del diesel (GJ/barril)

159: Factor de conversión, 159 litros/barril
10/6: Factor de conversión, 10/6 GJ/PJ

- Ferroviario

El consumo de energía para el transporte ferroviario de carga se estimó de acuerdo a la expresión:

$$ECAR=ETOTAL*PCAR$$

Donde:

ECAR: Consumo de energía por el transporte ferroviario para carga (PJ)
ETOTAL: Consumo total de energía por el transporte ferroviario (PJ)
PCAR: Participación del transporte de carga en el consumo total

- Marítimo

El consumo de energía para transporte marítimo de carga se determinó según:

$$ECAR=ETOTAL*PCAR$$

Donde:

ECAR: Consumo de energía por el transporte marítimo de carga (PJ)
ETOTAL: Consumo total de energía por el transporte marítimo (PJ)
PCAR: Participación del transporte de carga en el consumo total de energía

7. Factores de ocupación o de carga (1997-2020)

- Autobús y camión interurbanos

El factor de ocupación de los autobuses interurbanos y el de carga de los camiones interurbanos durante el periodo 1984-1996 osciló alrededor de cierto valor, por lo que para el periodo 1997-2020 se supuso constante e igual al promedio del periodo 1984-1996.

- Transporte aéreo

El factor de ocupación para el transporte aéreo se considera constante durante el periodo 1997-2020 se supuso constante e igual al periodo 1984-1996.

- Transporte ferroviario

El factor de ocupación o de carga para este modo de transporte se considera constante para el periodo 1997-2020 e igual al promedio de los años 1984-1996.

- Transporte marítimo

EL INEGI no proporciona información acerca del número de kilómetros recorridos totales por este tipo de transporte, por lo cual no fue posible determinar el factor de ocupación o de carga para esta modo durante el periodo 1984-1996, el cual se puede encontrar a través de la expresión:

$$FO = \text{TON-KM} / \text{KM-TOT}$$

Donde:

FC: Factor de ocupación o de carga
 TON-KM: Número total de tonelada-kilómetro
 KM-tot: Kilometraje recorrido total

Para el periodo 1997-2010 se puede determinar a través de la misma expresión. Haciendo estimaciones sobre el número de pas-km o ton-kmy kilometraje recorrido total para este periodo, o se podría considerar constante e igual al promedio obtenido durante el periodo anteriores.

8. Rendimiento de combustible (1997-2020)

El rendimiento de combustible para los distintos tipos de transporte terrestre, se supuso que aumentaba de acuerdo a la relación:

$$N_t = n_{t-1}(1-r)$$

Donde:

N_t: Rendimiento en el año t (litros/km)
 N_{t-1}: Rendimiento en el año t-1 (litros/km)
 R: Tasa de mejoramiento del rendimiento

La tasa de mejoramiento del rendimiento de combustible se considero constante e igual a 1%

Para el transporte ferroviario y aéreo se supuso constante e igual al año 1996.

Se carece de información acerca de los rendimientos de combustible (litros/kilómetro) para el transporte marítimo.

9. Participación de combustible (1997-2020)

9.1 Transporte de pasajeros

- Automóvil

La participación futura de otros combustibles dependerá de las políticas que se adopten por las autoridades correspondientes en cuanto a la diversificación y penetración de los combustibles alternos, como gas natural, electricidad gas licuado, etc.

- Autobús urbano

La participación futura de otros combustibles dependerá de las políticas que se adopten por las autoridades correspondientes en cuanto a la diversificación y penetración de los combustibles alternos, como gas natural, electricidad, gas licuado, etc.

- Autobús interurbano (diesel)

Se supone que todos los autobuses interurbanos funcionan con diesel durante el periodo 1997-2020.

- Motocicleta (datos INEGI)

Se considera que todas las motocicletas consumen sólo gasolina durante el periodo 1996-2020.

- Ferroviario (datos INEGI)

La participación por tipo de combustible para el transporte ferroviario se considera constante en el periodo 1997-2020, utilizándose únicamente diesel. Debido a que no existen planes para la introducción de trenes eléctricos en el futuro mediano, no se consideró la posible participación de la electricidad en este tipo de transporte.

- Aéreo (datos INEGI)

La participación por tipo de combustible para el transporte aéreo se considera constante en el periodo 1997-2020, utilizándose únicamente dos combustibles: jetfuel y gasolina, debido a que es improbable un cambio tecnológico en el futuro cercano en el que se pueden utilizar otros tipos de combustible en el transporte aéreo. La participación de cada combustible para los años 1997-2020 se consideró constante y se determinó con base en el promedio con que cada combustible que participó durante el periodo 1984-1996.

- Marítimo

Actualmente se utiliza combustóleo y diesel para impulsar el transporte marítimo. La participación del combustóleo en este tipo de transporte se ha visto disminuida significativamente en los años recientes, por lo que para el periodo 1997-2020, se supone que su participación tiende a reducirse hasta cero. Con base en una tasa de decrecimiento promedio de la participación del combustóleo durante el periodo 1984-1996. Se va reduciendo su participación hasta aproximarse a cero durante 1997-2020.

9.2 Transporte de carga

- Camión urbano

La participación futura de otros combustibles dependerá de las bases políticas que se adopten por las autoridades correspondientes en cuanto a la diversificación y penetración de los combustibles alternos, como gas natural, electricidad, gas licuado, etc.

- Camión interurbano (truck) (datos INEGI)

Se asume que todos los camiones interurbanos únicamente consumen diesel.

- Ferroviario (datos INEGI)

La participación por tipo de combustible para transporte ferroviario se considera constante en el periodo 1997-2020, utilizándose únicamente diesel. Debido a que no existen.

Anexo 4

BASE DE DATOS DEL RESIDENCIAL

FUENTES DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS

La información relativa a las saturaciones de los diversos equipos, el número de equipos por vivienda, los niveles de electrificación de las zonas urbanas y rurales, el número de viviendas en dichas zonas, el ingreso y el gasto de las viviendas, así como el resto de la información demográfica, se obtuvo del procesamiento de las bases de datos del Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), correspondientes a las Encuestas Nacionales de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) de los años 1984, 1992, 1994 y 1996.

El procesamiento de la información se hizo a partir de las bases de datos originales de las ENIGH ya que en los resultados publicados por el INEGI sólo se reporta si los hogares tienen o no determinado equipo más no el número de equipos con que cuenta la vivienda. Sobre el manejo de dichas bases de datos es importante destacar las siguientes características relevantes para este trabajo:

- Las bases de datos de las ENIGH están divididas en cuatro secciones: gasto, ingreso, población y vivienda. En este estudio se trabajó con las bases de datos correspondientes a ingreso, gasto y vivienda. Esta última contiene diversos campos de información relativos a la ubicación geográfica, tipo de vivienda, servicios y equipamiento. Los campos de interés para este trabajo fueron equipamiento doméstico, servicios, subsector al que pertenece la vivienda, urbano o rural, y el ponderador o factor de expansión.
- El número de encuestas realizadas por el INEGI para el equipamiento de los hogares fué de 4735 hogares y 4673 viviendas en 1984 ; 10530 hogares y 10482 viviendas para 1992 ; y 12579 viviendas en 1994.
- El INEGI define como hogar al conjunto de personas, unidas o no por lazos de parentesco, que residieron habitualmente en la misma vivienda y que se sostuvieron de un gasto común para comer, mientras que la vivienda es el espacio delimitado por paredes y techos de cualquier material de construcción donde viven, duermen, preparan alimentos, comen y se protegen de las inclemencias del tiempo una o más personas, es decir puede existir más de un hogar por vivienda.
- Cada uno de los hogares en las muestras del INEGI está seleccionado de acuerdo con una división nacional por estado, por subsector (urbano o rural), por municipio y por Área Geográfica Estadística Básica (AGEB). La representatividad nacional de cada hogar encuestado se expresa mediante un ponderador o factor de expansión. El ponderador es el inverso de la probabilidad de que cada hogar encuestado represente el universo estadístico. Así el ponderador es el número de hogares que un hogar encuestado representa.
- Es importante destacar que es imposible hacer análisis regionales, ya que las

muestras no son representativas a ese nivel, con excepción de algunas regiones. Los resultados son representativos sólo a escala nacional.

- El INEGI establece como localidades rurales aquellas que cuentan con menos de 2500 habitantes, las localidades que cuentan con 2500 o más habitantes se consideran urbanas.

Es importante mencionar que para saber si una vivienda cuenta con electricidad, los encuestadores del INEGI no preguntaron a los habitantes si "pagan recibo de luz", sino que observan si la vivienda tiene conexión a la red de servicio eléctrico. De esta forma, las viviendas que se conectan de manera ilegal a la red aparecen como viviendas que si cuentan con servicio eléctrico.

Para la estimación de los consumos unitarios y del tipo de energéticos consumidos por los equipos considerados en este trabajo se recurrió a estimaciones de expertos basadas en trabajos experimentales (Friedmann, 1993 ; Maserá et. al., 1991 ; Campero, 1991, De Buen, 1993 ; Schipper et. al. 1991 ; Sheinbaum et. al., 1996 (1), Sheinbaum et. al., 1996 (2)).

Con toda la información obtenida se elaboró un modelo del consumo de energía por usos finales en el sector residencial, tanto para las zonas urbanas como rurales, para cada uso final y para cada energético consumido.

La validación de esta metodología se obtuvo al comparar los consumos globales obtenidos para cada energético con los reportados en el Balance Nacional de Energía de la Secretaría de Energía de 1984 a 1997.

En este anexo se presentan los resultados para los años 1984 y 1996.

Saturación de equipo doméstico para 1984, 1994 y 1996 a partir de la ENIGH

LA SIGUIENTE TABLA MUESTRA LA SATURACIÓN DE EQUIPO DOMÉSTICO PARA 1984 Y 1996

Appliance saturation by private monetary expenditure decile

Year	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96	84	96
Decil	NaI	NaI	I	I	II	II	III	III	IV	IV	V	V	VI	VI	VII	VII	VIII	VIII	IX	IX
Appliance saturation																				
Refrigerator	50%	65%	7%	16%	15%	34%	22%	47%	32%	54%	43%	67%	56%	72%	67%	81%	79%	86%	83%	94%
TV set	58%	86%	19%	41%	39%	68%	43%	84%	61%	87%	65%	91%	70%	94%	72%	97%	75%	98%	74%	99%
Iron	83%	86%	51%	43%	66%	72%	74%	85%	83%	86%	89%	90%	89%	91%	93%	97%	95%	98%	95%	99%
Cloth washer	31%	44%	2%	5%	5%	15%	9%	21%	17%	28%	20%	39%	30%	46%	41%	57%	50%	66%	62%	75%
Fan	26%	43%	5%	14%	9%	28%	14%	37%	20%	37%	23%	45%	30%	44%	35%	51%	43%	56%	40%	60%
AC	2%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	2%	6%	2%	6%	3%	10%	5%	16%
LPG stove	70%	75%	34%	40%	48%	70%	64%	83%	70%	80%	78%	83%	78%	83%	86%	85%	86%	84%	88%	84%
NG stove	6%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	10%	10%
LPG water heater	16%	27%	2%	4%	3%	11%	5%	13%	4%	11%	6%	17%	11%	24%	18%	35%	23%	38%	45%	57%
NG water heater	6%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	10%	10%
Fuelwood	24%	19%	66%	60%	52%	30%	36%	17%	25%	15%	14%	9%	14%	9%	6%	7%	4%	6%	2%	6%
Appliances per dwelling																				
Refrigerator	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
TV set	1.1	1.4	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.1	1.0	1.2	1.0	1.2	1.1	1.2	1.0	1.3	1.0	1.4	1.1	1.6
Iron	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1
Cloth washer	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Fan	1.3	1.6	1.0	1.4	1.2	1.3	1.1	1.4	1.3	1.4	1.2	1.4	1.2	1.5	1.3	1.6	1.3	1.6	1.4	1.8
AC	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
LPG stove	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
NG stove	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
LPG water heater	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
NG water heater	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Fuelwood	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Number of dwellings 1984: 13,977 thousands; 1996: 20,199 thousands

ESTIMACION DE LOS CONSUMOS UNITARIOS

Equipos eléctricos (GWh/año)	UEC
Refrigerador	500.0
TV	130.0
Plancha	70.0
Lavadora de ropa	130.0
Ventilador	88.0
Aire acondicionado	1600.0
Iluminación	400.0
Otros equipos (GJ/año)	
Estufa GLP	13.0
Estufa GN	13.0
Calentador agua GLP	15.5
Calentador agua GN	15.5
Leña	50.0

CONSUMO DE ENERGÍA POR USO FINAL

Energy consumption by end use (1984 and 1996)

Energy consumption (PJ)	1984	1996
Refrigerator	12.6	24.3
TV set	4.0	11.0
Iron	3.1	4.7
Cloth washer	2.1	4.2
Fan	1.5	4.5
AC	2.1	10.0
Lighting	13.5	22.1
LPG stove	128.1	209.8
NG stove	10.8	16.4
LPG water heater	35.4	86.6
NG water heater	12.9	18.9
Fuelwood	172.5	193.6
Other electricity	9.55	21.7
Other LPG	27.1	14.9
Other NG	2.03	10.5
Other fuelwood	54.7	51.7
Total	491.8	705.0

Referencias

- Friedmann, R. 1993. "Mexico'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. Wilhite (eds.). The European Council for an Energy Efficient Economy, Oslo, Norway.
- Instituto Nacional de Geografía Estadística e Informática, INEGI, 1984. Base de datos de la Encuesta Nacional Ingreso Gasto de los Hogares. Mexico DF.
- INEGI, 1984. Base de datos de la Encuesta Nacional Ingreso Gasto de los Hogares. Mexico DF.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC),: 1995, *Guidelines on GHG inventory*. V.4. UNEP, WMO, OECD, IEA, London.
- Dutt, G., Navia J. and C. Sheinbaum 1989. "Tecnología Apropriada para Cocinar con Leña". *Revista Ciencias* No.15. pp.43-47.
- Masera, O.R. and Navia J, 1997. "Fuel Switching or Multiple Cooking Fuels: Understanding Interfuel Substitution Patterns in rural Mexican Households". *Biomass and Bioenergy* V12:5 pp. 347-361.
- Masera, O.R., O. de Buen, y R. Friedmann, 1992. "Consumo Residencial de Energía en México: Estructura, Impactos Ambientales y Potencial de Ahorro", in J. Quintanilla (ed.), *Energía y Medio Ambiente en el Sector Residencial Mexicano*, Energy and Resources Group, University of California Berkeley-Programa Universitario de Energía-UNAM, Mexico City ; pp 73-96.
- Mendoza, Y. y P. Macías. 1991. Oferta de Combustibles Domésticos y Política de Precios en México. in J. Quintanilla (ed.), *Energía y Medio Ambiente en el Sector Residencial Mexicano*, Energy and Resources Group, University of California Berkeley-Programa Universitario de Energía-UNAM, Mexico City ; pp 73-96.
- Secretaria de Energía (SE).: 1996, Balance Nacional de Energía, SE, Mexico City.
- Secretaria de Energia (SE).: 1998, Prospectiva del gas natural en Mexico, SE, Mexico City.
- Sheinbaum C., and Dutt G., 1996. The structure of residential energy consumption in the Mexico City metropolitan Area. *Energy for Sustainable Development*, VIII, No. 1 pp 43-48.
- Sheinbaum C., 1996. Consumo de energía residencial en México. UNAM, México DF, 1996.