

Escenarios de bioenergía en México: potencial de sustitución de combustibles fósiles y mitigación de GEI

C.A. García^a, E. Riegelhaupt^b y O. Masera^a

^aCentro de Investigaciones en Ecosistemas, Universidad Nacional Autónoma de México, Antigua Carretera a Pátzcuaro No. 8701 Colonia Ex-Hacienda de San José de la Huerta, 58190 Morelia, Michoacán, Mexico.

^bRed Mexicana de Bioenergía A.C.

Av. San José del Cerrito, 400-51 Col. El Pueblito C.P. 58341 Morelia, Mich., Mexico.

Received 15 April 2013; accepted 25 May 2013

México es un país que depende de los combustibles fósiles para satisfacer sus requerimientos de energía. Los problemas asociados a éstos hacen necesaria la búsqueda de nuevas fuentes de energía. Una de las opciones es la bioenergía, que se obtiene de la biomasa producida por, o constituyente de los seres vivos. En este trabajo investigamos, a partir de la creación de escenarios, el potencial de sustitución de combustibles fósiles y de mitigación de emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) con bioenergía en México aplicando tecnologías comerciales. Partimos de evaluaciones de producción de biomasa que cumplen con varios criterios de sustentabilidad. Los resultados muestran un amplio potencial para generar electricidad, sustituir combustóleo y diesel en la industria, y lograr uso eficiente en el sector doméstico rural. Con excepción del etanol de caña de azúcar, los biocombustibles líquidos estudiados tienen un limitado potencial de sustitución de gasolina y diesel.

Descriptor: Bioenergía; escenarios; mitigación de GEI; energías renovables.

Mexico is a country that relies on fossil fuels to meet its energy requirements. Problems associated to fossil fuels demand the search for new energy sources. One option is bioenergy, defined as energy obtained from organic matter produced by or constituent of living organisms, known as biomass. We investigated, using the scenarios technique, the bioenergy potential for substitution of fossil fuels and GHG emissions mitigation in Mexico, based on assessments of biomass production that meet several sustainability criteria and applying some of existing technologies. Results show a large potential for power generation, the substitution of fuel oil and diesel in the industry sector, and its efficient use in the rural sector. With the exception of ethanol from sugarcane, liquid biofuels studied have limited potential for gasoline and diesel substitution.

Keywords: Bioenergy; scenarios; GHG mitigation; renewable energy.

PACS: 89.20.-a; 89.30.-g; 89.30.A.a; 92.60.Sz

1. Introducción

México es un país que depende de combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades de energía. Para un consumo total de energía primaria de 8,152 PJ en 2010, las fuentes fósiles aportaron el 91.5 %; el petróleo el 65 %, el gas natural el 24.3 % y el carbón el 2.2 % [1].

El amplio uso de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía tiene diversos efectos negativos tales como: emisiones de gases contaminantes y tóxicos en la combustión, junto a otras formas de contaminación al agua y al suelo; emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que son los principales causantes del calentamiento global; agotamiento de recursos finitos como las reservas de combustibles fósiles; y crecientes riesgos para la seguridad energética, entendida como garantía de continuidad del abasto energético, entre otros.

Para garantizar el suministro energético atendiendo las problemáticas mencionadas, se reconoce la importancia de incluir a las energías renovables como parte de un portafolio heterogéneo de fuentes de energía primaria [2]. Una de las energías renovables es la bioenergía, definida como la que se

obtiene de la biomasa producida por, o constituyente de los seres vivos. La bioenergía es una fuente de energía utilizable con tecnologías modernas y también con tecnologías tradicionales (como los fogones de leña).

Se considera que la bioenergía presenta ventajas como fuente de energía alternativa a fuentes fósiles y a otras renovables: a) la biomasa puede ser almacenada, lo que permite planificar y dar certidumbre a su suministro; b) puede ser transformada para aumentar su densidad energética y facilitar su manejo; c) puede ser producida y utilizada local o regionalmente, evitando la necesidad de utilizar transporte de largas distancias. Esta ventaja a veces se malinterpreta como una limitación, afirmando que la bioenergía es una “fuente local” de energía aunque el reciente desarrollo de mercados globales de biodiesel, bioetanol y pellets de madera haya demostrado lo contrario. También se le asocian ventajas ambientales como la mitigación de emisiones de GEI, ya que el CO₂ que emite la biomasa al quemarse, o CO₂ biogénico, es el mismo que se absorbió en la fotosíntesis y no aumenta la concentración de CO₂ en la atmósfera, a diferencia del al CO₂ no-biogénico proveniente de la quema de combustibles fósiles. El uso de la bioenergía también puede generar

beneficios sociales y económicos como diversificar las economías rurales y crear oportunidades de empleo a lo largo de la cadena de producción [3].

A nivel mundial la biomasa aporta cerca del 10 % de la energía consumida [4]. En algunas regiones y países se espera que la bioenergía juegue un papel fundamental en el suministro de energía. El Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) estimó que el potencial de participación de la bioenergía en el sistema energético mundial puede alcanzar los 100 a 300 EJ por año, lo que equivale del 20 % al 60 % del consumo mundial de energía en 2010 [4].

En México la participación de la biomasa en la oferta interna bruta de energía primaria durante el 2010 fue de 4.3 % [1] y en 1965 era de poco más del 15 %. Estos datos sugieren que su participación relativa es decreciente, aunque en términos absolutos el consumo de bioenergéticos (leña, carbón vegetal y bagazo) permanece más o menos constante.

Las biomásas más utilizadas en nuestro país son la leña y el bagazo de caña. La leña es consumida por alrededor de 24 millones de personas en el medio rural, principalmente para la cocción de alimentos [5] y para pequeñas industrias como tabiquerías y tortillerías, mientras que el bagazo de caña se usa como combustible en los ingenios azucareros. Actualmente las tecnologías utilizadas para el aprovechamiento energético de la biomasa en el país son en su mayoría ineficientes, y algunas generan impactos negativos en el ambiente. Tomando en cuenta la experiencia de otros países, se piensa que el uso de la biomasa con tecnologías más eficientes puede ayudar a la diversificación energética del país [6].

Algunas posibilidades y limitaciones para aumentar el rol de la bioenergía como fuente de energía primaria y secundaria y su potencial para reducir las emisiones de GEI son exploradas en este estudio por medio de la creación de escenarios para un conjunto de intervenciones. A diferencia de otros trabajos de prospectiva sobre el potencial de la biomasa en México [7,8], en este artículo los escenarios se construyen a partir de una evaluación de los potenciales de cada una de las fuentes de biomasa considerando criterios de sustentabilidad en su producción o aprovechamiento.

2. Metodología

La metodología se divide en tres partes: en la primera se identifica el potencial de producción o aprovechamiento sostenible de biomasa; en la segunda se define la mitigación de GEI y su forma de calcularla, junto con el ahorro de energía fósil; finalmente la tercera parte describe las intervenciones y se construye sus respectivas línea base y escenarios alternativos.

2.1. Potencial de producción de biomasa en México

La bioenergía ha tenido cuestionamientos en cuanto a su sustentabilidad. Numerosas organizaciones no gubernamentales

e investigadores han alertado sobre los efectos negativos que algunos sistemas de producción de bioenergía pueden tener sobre la biodiversidad, debido al incremento de la deforestación y el monocultivo. También se señala que la producción intensiva de biocombustibles líquidos de primera generación puede amenazar la seguridad alimentaria al competir por el uso de los alimentos o las tierras para la producción de alimentos, y que podría causar o agravar la erosión de suelo y el agotamiento de recursos acuíferos [4,9,10].

En todo caso es necesario que el desarrollo de la bioenergía, como una fuente renovable de energía, se apegue a criterios de sustentabilidad. La evaluación de los potenciales de producción de biomasa realizada para este trabajo se tomó de la Ref. [11] y se basa en el cumplimiento de algunos criterios básicos de sustentabilidad ambiental y económica: a) rangos de lluvia suficientes para evitar el uso de agua de riego; b) uso de suelos con pendientes que permiten controlar la erosión (en un rango de 4 % a 30 %, según la tecnología de manejo y el cultivo); c) período de heladas tolerable por el cultivo; d) exclusión de áreas naturales protegidas y/o de alto valor de conservación; e) exclusión de tierras actualmente cultivadas para alimentos; f) exclusión de tierras con potenciales de producción muy bajos o bajos; g) en bosques nativos, se consideró sólo al crecimiento medio anual de madera sin otros usos de mayor valor, es decir sin afectar el abastecimiento industrial ni reducir los stocks de carbono (Tabla I).

2.2. Ahorro de energía fósil y mitigación de GEI

La mitigación de GEI es la diferencia de emisiones del escenario que usa opciones de bioenergía con la respectiva línea base que sigue la tendencia actual del uso de combustibles fósiles.

$$M_{it} = E_{tf} - E_{tb}, \quad (1)$$

donde, M_{it} es la mitigación total acumulada en megatoneladas de CO_2 equivalentes (MtCO_{2e}), E_{tf} las emisiones acumuladas totales por tecnologías convencionales para cada sector (MtCO_{2e}) y E_{tb} las emisiones acumuladas totales por tecnologías bioenergéticas de cada intervención (MtCO_{2e}).

Las emisiones del escenario base de cada tecnología se calculan, para cada intervención, de

$$E_{tf} = \sum_{2010}^{2035} EU_{tf} * S_{tf\text{anual}}, \quad (2)$$

donde, EU_{tf} son las emisiones de la tecnología tradicional (en $\text{MtCO}_{2e}/\text{dispositivo}$, o $\text{MtCO}_{2e}/\text{kWh}$), igual al producto del factor de emisión de la tecnología ($\text{MtCO}_{2e}/\text{TJ}$) por el consumo Unitario combustible de esta tecnología ($\text{TJ}/\text{dispositivo}$, o TJ/kWh). $S_{tf\text{anual}}$ = número de dispositivos, o nivel de actividad en kWh.

TABLA I. Potencial de bioenergía en México. Fuente: Elaboración propia basada en Ref. 11.

	Unidades	Cantidad producto primario	Superficie Mha	Energía PJ (10 ¹⁵ J)	Disponi- bilidad
Bosques naturales	Mt(Materia seca)/año	101		1515	Actual
Subproductos agro- industriales de cultivos dedicados	Mt(Materia seca)/año	29		431	Potencial
Plantaciones forestales (Eucalipto)	Mt(Materia seca)/año	23	2.9	345	Potencial
Cultivo de caña de azúcar	Mt/año	206	2.9	338	Actual
Subproductos agrícolas, cultivos actuales	Mt(Materia seca)/año	15		227	Actual
Cultivo de sorgo grano	Mt/año	10	2.6	202	Potencial
Cultivo de palma de aceite	Mt/año	13	1.9	121	Potencial
Subproductos agro-industriales	Mt(Materia seca)/año	8		114	Actual
Cultivos dedicados	Mt(Materia seca)/año	6		86	Potencial
Subproductos de origen forestal	Mt(Materia seca)/año	3		63	Actual
Cultivo de <i>Jatropha curcas</i>	Mt/año	3	3.2	57	Potencial
Subproductos pecuarios	Mt/año	35		35	Actual
Desperdicios municipales				35	Actual
Total				3569	

Las emisiones del escenario de mitigación asociadas a la introducción de tecnologías bioenergéticas de cada intervención se calculan de la manera siguiente,

$$E_{tb} = \sum_{2010}^{2035} (EU_{tb} S_{tbanual}) + (EU_{tf} S_{tfres}), \quad (3)$$

donde, EU_{tb} son las emisiones de la tecnología bioenergética (en MtCO_{2e}/dispositivo, o MtCO_{2e}/kWh), que es igual al producto del factor de emisión de la tecnología (MtCO_{2e}/TJ, 1 TJ=10¹²J) por el consumo unitario combustible de esta tecnología (TJ/dispositivo, o TJ/kWh). S_{tfres} está dado por la diferencia

$$S_{tfres} = S_{tfanual} - S_{tbanual}$$

donde $S_{tbanual}$ es el número de dispositivos, o nivel de actividad en kWh.

Los gases considerados son el CO₂, el CH₄ y el N₂O, con potenciales de calentamiento global de 1, 25 y 298 respectivamente.

La mitigación de GEI puede ser de dos maneras, a las cuales les hemos denominado mitigación bruta y mitigación neta. La mitigación bruta es la que se obtiene como diferencia de las emisiones directas originadas en el punto de uso final del escenario de cada intervención de bioenergía, con respecto a las emisiones de su respectiva línea base. Por ejemplo, en el caso de la producción de etanol, las emisiones de CO₂

por su combustión se consideran iguales a cero debido a que el carbono liberado como CO₂ es el mismo que fue absorbido por la planta (caña de azúcar por ejemplo) durante la fotosíntesis, por lo que no existe una emisión efectiva de carbono. Las emisiones de CO₂ de la línea base, es decir, de la gasolina, se deben exclusivamente al contenido de carbono del combustible.

La mitigación neta por su parte es la diferencia entre las emisiones generadas en todo el ciclo de vida del escenario de cada intervención de bioenergía, con respecto a las emisiones en el ciclo de vida de su respectiva línea base. De acuerdo a la Ref. [3], un Análisis del Ciclo de Vida (ACV) involucra una evaluación sistemática de los impactos de un producto a lo largo de su ciclo de vida completo, esto incluye los impactos ambientales (en este caso emisiones GEI) que surgen durante la producción, en el uso y en la disposición final del producto, y todos los procesos asociados (como la producción de materias primas y materiales auxiliares). En el mismo caso del etanol de caña, las emisiones GEI en el ciclo de vida incluyen las debidas al cambio en el uso de suelo (diferencias en el almacenamiento de carbono debido a la transformación de la cobertura vegetal original por un cultivo en el área de producción), el uso de combustibles fósiles para las actividades agrícolas como siembra y cosecha, además de la energía fósil para la producción de los fertilizantes, el transporte, el procesamiento, entre otros. Por su parte, las emisiones del ciclo de vida del combustible fósil (gasolina) incluyen no sólo aquellas por su combustión, sino también aquellas por el uso

de combustibles fósiles para la exploración y extracción del petróleo, el transporte y su refinación.

Debido a la gran cantidad de datos necesarios para la cuantificación de la mitigación neta, en este trabajo calculamos únicamente la mitigación bruta.

Por su parte, el ahorro de combustibles fósiles para cada intervención se calcula por medio de

$$A_{ef} = \text{Energía}_f - \text{Energía}_b \quad (4)$$

donde A_{ef} es el ahorro de energía fósil (TJ). Energía_f es el consumo total de energía fósil por tecnologías convencionales para cada intervención (en TJ). Se calcula por medio de

$$\text{Energía}_f = \sum_{2010}^{2035} EnU_{tf} * ES_{tf} \quad (5)$$

donde EnU_{tf} es el consumo de combustible fósil por dispositivo (TJ/dispositivo, o TJ/kWh); ES_{tf} es el número de dispositivos de tecnología convencional, o actividad en kWh. Por su parte, Energía_b es el consumo total de bioenergía para cada intervención (TJ). Se calcula por medio de la Ec. (6),

$$\text{Energía}_b = \sum_{2010}^{2035} EnU_{tb} ES_{tb}. \quad (6)$$

Aquí EnU_{tb} es el consumo de bioenergía por dispositivo o actividad (TJ/dispositivo, o TJ/kWh) y ES_{tb} es el número de dispositivos de tecnología bioenergética, o actividad en kWh.

2.3. Intervenciones

Para cada intervención se considera una opción tecnológica del uso de bioenergía, que cumple con dos condiciones: a) ser una tecnología comercial, probada y disponible; b) utilizar recursos biomásicos existentes y/o sub-aprovechados, más los que podrían desarrollarse en el corto y mediano plazo. Estas opciones tecnológicas no cubren el potencial total de las tecnologías disponibles, las cuales pueden abordarse en otros estudios.

En todos los casos el escenario base y alternativo se inician en el año 2010 y se proyectan hasta el 2035.

2.3.1. Intervenciones con combustibles sólidos

2.3.2. Estufas eficientes de leña

Esta intervención asume el reemplazo de fogones de leña que se usan en el sector residencial rural, por estufas eficientes. Las estufas eficientes son dispositivos mejorados para cocción y calefacción residencial que por sus características constructivas y funcionales, aumentan la eficiencia del uso de combustible, por lo que se asume que reducen el consumo de leña y la fracción no sustentable de su extracción. Además, las estufas eficientes producen menores emisiones contaminantes a la atmósfera [12].

En el año base se estima existen 4.5 millones de fogones tradicionales, con un consumo energético de 322 PJ [13]. Se asume que son todos usuarios exclusivos de leña y que se mantendrán así durante el periodo de análisis. La renovabilidad inicial del uso de la leña es de 80%; entendiéndose que el 20% de los usuarios usa leña no renovable. Se considera que no existe renovabilidad cuando en un área el consumo de leña es mayor que su incremento anual. La fracción de leña utilizada que es de origen no renovable determina el factor de no renovabilidad o fNRB, según la metodología desarrollada por Ghilardi *et al* [14].

El supuesto de consumo promedio específico de leña de usuarios exclusivos es de 2.17 kgMS/Cap/día [13]. Para la línea base energética utilizamos los datos reportados en la Ref. [13], donde la demanda de leña en la línea base decrece linealmente, debido a una ligera reducción del número de usuarios exclusivos y una mayor penetración del uso dual de leña con otros combustibles.

Se construyó un escenario alternativo de penetración lineal de la tecnología de estufas eficientes que alcanza el 90% de reemplazo al 2035. Se asume que en los hogares con estufas eficientes el consumo de leña disminuye en un 50% en comparación con los que utilizan fogones tradicionales.

Las emisiones del escenario base y los escenarios alternativos tienen dos componentes: a) emisiones debidas a la combustión y b) emisiones debidas a la no renovabilidad de la leña (que aplica sólo al CO₂). Los factores de emisión de las tecnologías tradicionales y eficiente fueron tomados de la Ref. [15]. Cuando la penetración de estufas eficientes llega al 30% de la población usuaria se asume que desaparece el uso no renovable. Se asume que la intervención se prioriza en las zonas en las que la leña se utiliza de forma no renovable en la actualidad y que la segunda fuente de emisiones se hace nula al momento de alcanzar 30% de penetración con estufas eficientes en los hogares usuarios de leña.

2.3.1.2 Hornos eficientes para la producción de carbón vegetal

Esta alternativa propone el reemplazo de hornos tradicionales de tierra (HT) para la producción de carbón vegetal (CV) por hornos de ladrillo más eficientes en la conversión de leña a carbón. Los hornos eficientes de ladrillo (HE) tienen mayor tasa de conversión de leña a carbón que los hornos tradicionales cubiertos con tierra, y por ello, consumen menor cantidad de leña para la misma producción de CV.

La línea base de esta intervención considera que en 2010 la producción de CV fue de 664,400 t con una tendencia de aumento debido al incremento de la población [13].

La eficiencia de conversión de los HT es de 18% (de cada 100 kg de leña se obtienen 18 kg de CV). Se asume un fNRB del uso de la leña para carbón de 0.8 para la línea base porque la producción se realiza actualmente en su mayor parte en áreas de cambio de uso de suelo (desmontes) y la penetración actual de los HE es de sólo 1%.

Se realizó un escenario alternativo que tiene una penetración lineal final de HE de 76 % al 2035. La eficiencia de conversión asumida para los Hornos Eficientes es de 32 %, y se considera que la leña empleada para la producción de CV en HE proviene de boques manejados de forma sustentable. Sin embargo, no todos los HE se ubicarán en áreas que cuenten con un efectivo manejo sustentable de los bosques, por lo cual el fNRB es 0.2 en lugar de cero. Los factores de emisión de los HT y los HE fueron tomados de la Ref. [16].

2.3.3. Carbón vegetal para la siderurgia

Esta intervención propone la sustitución parcial de coque de carbón mineral por carbón vegetal como reductor en dos procesos siderúrgicos: la sinterización del mineral de hierro con finos de CV y la sustitución de coque por CV en la producción de arrabio en altos hornos.

Para poder alimentar a los altos hornos y obtener arrabio o hierro primario, el mineral de hierro debe ser triturado. Como resultado de este proceso, se obtienen trozos y polvo de mineral de hierro. Se puede utilizar el polvo en los altos hornos, si se aglomera para formar pellets en un proceso de sinterización con polvo de coque o de carbón vegetal. Así es posible cargar los altos hornos con mineral de hierro en trozos, pellets sinterizados, y coque de carbón como reductor del mineral de hierro. El sinterizado es un proceso de aglomeración de polvos por acción combinada de calor y presión.

En este escenario se asume una penetración de CV de 20 % en la sinterización y 20 % en mezcla de CV con coque de altos hornos. La participación de CV en el sinterizado no sobrepasa el 20 % para evitar mayores emisiones de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH por sus siglas en inglés) que en el caso de sólo usar coque [17], mientras que en el caso de altos hornos la sustitución por CV está limitada por la resistencia mecánica de la mezcla mineral-reductor dentro del alto horno, ya que el CV es menos resistente que el coque.

En la Tasa Promedio de Crecimiento Anual (TPCA) el consumo de coque para el escenario base está calculada a partir de la demanda estimada partiendo de datos históricos de los últimos 20 años (3.6 %). En el escenario alternativo se alcanza una sustitución del 20 % del coque mineral y se considera una renovabilidad de la leña de 0.8 con producción de CV en HE.

En la producción de CV con HE hay una emisión inevitable de CH₄, que responde por 1.0 tCO_{2e}/tCV [16] y que aplica también para todas las intervenciones con CV. El resto de las emisiones en la producción y uso final de CV corresponden a CO₂ biogénico y pueden ser mitigadas asegurando la renovabilidad del recurso. Las emisiones del coque son de 3.4 tCO_{2e}/t coque [18].

2.3.4. Pellets para sustitución de combustóleo y diesel en la industria

Esta intervención substituiría parte del diesel y combustóleo actualmente consumidos en la industria para la generación de

calor por pellets fabricados a partir de residuos de aserradero. "Pellets" o "pelets" son denominaciones genéricas referidas a pequeñas porciones de materiales sólidos aglomerados o comprimidos.

En el escenario base consideramos el uso de combustóleo y diesel en la industria. Las demandas de combustóleo y diesel se proyectaron de acuerdo a los datos históricos con TCPA de -2.2 % para combustóleo y 1.9 % para diesel.

El escenario alternativo considera la sustitución de diesel y combustóleo utilizado en la industria a partir de la disponibilidad actual de residuos en las industrias de aserrado (lo que incluye aserrín, costeros y corteza; que equivalen a la mitad de la madera en rollo aserrada). Ésta se supone constante en todo el periodo, por extrapolación de la tendencia histórica 1980-2005 [19].

Asumimos plantas de producción de pellets de madera de un tamaño apropiado al tamaño de los aserraderos existentes. Cada planta consume los residuos de cuatro aserraderos (31,680 tMS/año) de pino, o de dos aserraderos de latifoliadas, con una capacidad de producción de 8,448 tMS/año. El número total de plantas de pelletización es de 104 y 83 para pino y latifoliadas respectivamente.

2.3.5. Intervenciones para generación eléctrica

2.3.6. Co-combustión en carboeléctrica Petacalco

Esta alternativa supone la sustitución parcial de carbón mineral importado por leña proveniente del manejo forestal sostenible de selvas bajas, existentes en un radio 300 km alrededor de la planta carbo-eléctrica de Petacalco.

La central de Petacalco es una planta carboeléctrica que tenía una capacidad de 2100 MW. En el año 2010 se aumentó la capacidad a 2,775 MW [20] adicionando una nueva unidad, por lo que a partir del año 2011 su producción de energía se incrementó. Asumimos un factor de planta de 75.5 % y una eficiencia de 37 %, que es típica para plantas de este tipo. La planta quema combustóleo como complemento o sustituto al carbón mineral.

Consideramos la tecnología de co-combustión directa que evita la construcción de un quemador de biomasa independiente al quemador de carbón, aunque limita la participación de biomasa en la mezcla de combustibles. La leña es astillada e incorporada a las bandas transportadoras de carbón mineral, para ser pulverizada en los molinos de carbón ya existentes [21].

Construimos un escenario con una meta de sustitución de carbón mineral por leña (en peso) del 14 %, para resultar en un 10 % de sustitución energética (debido a los diferentes contenidos energéticos de los combustibles). Por razones técnicas asociadas a la molienda conjunta de carbón y madera no es posible exceder este nivel de sustitución. Los factores de emisión de las emisiones GEI fueron obtenidos de la Ref. [22].

2.3.7. *Electricidad de madera de bosque manejado*

El propósito de esta intervención es substituir nuevas centrales eléctricas a gas y a carbón por plantas generadoras que consuman leña de manejo sustentable. Las nuevas plantas de gas y de carbón son las que se construirán para substituir las plantas de combustóleo que salen de operación debido a que agotaron su vida útil dentro del sistema eléctrico nacional de acuerdo a lo proyectado a la Comisión Federal de Electricidad [23].

El Escenario Base o tendencial asume que se sustituye a nuevas plantas de gas natural - ciclo combinado y de carbón supercrítico que entrarían en operación para substituir a las termoeléctricas convencionales dadas de baja (a base de combustóleo). Los factores de planta y los factores de emisión considerados para la construcción del escenario base fueron tomados de la Ref. [24]

De acuerdo al potencial de producción sostenible de biomasa energética en bosques y selvas nativos suponemos la instalación de 8400 MW de potencia total en plantas dendroeléctricas, distribuidos en un 30 % (2,520 MW) en bosques de pinos, 50 % (4,200 MW) en bosques de encinos, y 20 % (1,680 MW) en selvas. Las áreas forestales manejadas son: 6.6 Mha de pinos, 7.6 Mha de encinos y 1.6 Mha de selvas, haciendo un total de 15,7 Mha, lo que equivale a una cuarta parte de los bosques y selvas de México.

Las áreas del país donde se puede implementar el manejo sustentable de bosques y selvas se encuentran ampliamente distribuidas: actualmente están bajo manejo forestal persistente unas ocho millones de hectáreas, de las cuales unos siete millones de hectáreas corresponden a bosques de pino y pino-encino en climas sub-tropicales y templados, y un millón de hectáreas a selvas de climas tropicales. Las metas de expansión del manejo de bosques y selvas prevén el aumento de ocho a 12 millones de hectáreas en el sexenio 2006-2012 con una tasa de crecimiento de 0.75 millones de hectáreas por año. En los escenarios formulados se prevé un área total manejada de 29 millones de hectáreas para el 2035, lo que implica una tasa de aumento de 0.88 millones de ha por año de área forestal manejada, que es ligeramente mayor a la adoptada por la planeación nacional del sector forestal.

Las capacidades de plantas a leña seleccionadas corresponden a radios medios de transporte de 43, 50 y 56 km, que no son limitantes por su costo del transporte [25]. En cambio, la capacidad de planta se supone limitada por la disponibilidad de áreas forestales productivas que pertenezcan a un número manejable de propietarios. Una planta requiere 82 mil ha de selva tropical seca, 110 mil ha de bosque de encino, o 140 mil ha de bosque de pinos, en función de sus productividades medias de leña, que se estiman en 2, 3 y 4 tMS/ha*año, respectivamente. Los factores de capacidad asumidos son de 0.75, 0.80 y 0.85; lo que supone un despacho preferencial de la energía.

Se asume que entre el año 2011 y el 2021 se evitan nuevas plantas de gas natural con ciclo combinado. Del 2021 al 2035 se evitan plantas de carbón supercrítico.

Las eficiencias de las plantas de generación con biomasa se tomaron de la Ref. [26]. La tecnología asumida es turbovapor de presión media (42 bar) y condensación por agua de circuito abierto, sin aprovechamiento de calor residual por ausencia de oportunidades prácticas para cogeneración (no hay demandas de calor de proceso ni de calefacción distrital). Los factores de emisión fueron tomados de la Ref. [22].

2.3.8. *Electricidad de madera de plantaciones*

En esta intervención, el escenario base es idéntico al desarrollado para electricidad de madera de bosque manejado.

El propósito de esta intervención es generar electricidad con madera obtenida de plantaciones forestales. Como este recurso no existe actualmente es necesario establecer las plantaciones y esperar a su maduración antes iniciar la producción de energía.

Las ventajas principales de utilizar madera de plantaciones en vez de bosques nativos son dos:

- reducir el área de abastecimiento y los radios de transporte de biomasa a la planta eléctrica, para lograr así menores costos de logística y menores emisiones y gastos energéticos asociados al transporte;
- crear un nuevo sumidero de carbono, implantando bosques cultivados en terrenos donde actualmente no hay cobertura forestal.

El escenario alternativo prevé 31 plantas de 50 MW. Se asume establecer las plantaciones forestales en tierras de alta aptitud para obtener el mayor rendimiento posible (15 tMS/ha/año). Así es posible seleccionar plantas de capacidad relativamente grande (50 MW) manteniendo una superficie forestada moderada (aproximadamente 16,500 ha plantadas para cada unidad de generación). Esto implica también que el radio de transporte de la madera es reducido y los costos y emisiones asociadas son bajos.

La capacidad total del programa queda limitada por el área de tierras de alta productividad disponibles para establecer plantaciones de eucaliptos de rápido crecimiento, que puedan madurar y ser cosechadas en 10 años. Esta superficie es de aproximadamente 0.54 Mha [11].

2.3.9. *Intervenciones con combustibles líquidos*

2.3.10. *Etanol de caña de azúcar*

Esta intervención considera la sustitución parcial de gasolina y/o MTBE u otros oxigenantes por etanol producido a partir de caña de azúcar. Se considera viable por el gran potencial técnico para la producción de caña de azúcar, el hecho de que el etanol es un biocombustible presente en el mercado global, y a que ya existen políticas y programas de introducción de etanol en el sector transporte [27], en particular el Programa de Introducción de Bioenergéticos.

Para el escenario base se utiliza una TPCA de 3.8 % para el aumento de la demanda de gasolina según los datos históricos en los últimos 20 años.

El escenario alternativo asume un crecimiento del área de cultivo de caña de azúcar que sigue una función logística y se satura en 2.9 millones de hectáreas (Mha) [11], con rendimientos en campo asumidos de 80 t caña/ha porque considera áreas de rendimientos medios a altos.

La producción de caña es suficiente para abastecer 139 fábricas, cada una con producción de 144.5 ML/año, zafra de 180 días/año y requerimiento de 21,717 ha en un radio promedio de 17.5 km. El rendimiento industrial es de 83.2 L/tcaña. Los datos de la capacidad de planta fueron tomados de la Ref. [28] y la relación L etanol / t caña de la Ref. [29]. El factor de emisión de la gasolina fue obtenido de la base de datos de la Ref. [30].

2.3.11. Etanol de sorgo

Esta intervención considera también la sustitución parcial de gasolina y oxigenantes por etanol producido a partir de sorgo grano. Al igual que en el caso de la caña de azúcar se considera viable porque existe un amplio potencial técnico para la producción de sorgo, por el valor de los co-productos en la alimentación animal y humana [31].

El escenario base es el mismo que para el caso del etanol a partir de caña de azúcar. El escenario alternativo asume un crecimiento de el área de cultivo con función logística, que se satura en 2.6 Mha [11]. El rendimiento en campo asumido es de 4 t grano/ha (cultivo en áreas de media y alta aptitud) [32]. La disponibilidad futura de materia prima permite la operación de 25 fábricas, cada una con una producción anual de 152 ML/año y requerimiento de 116,743 ha en un radio promedio de 44 km.

Los datos de la capacidad de planta y la eficiencia de conversión fueron tomados de las Refs. [33,34]. El factor de emisión de la gasolina fue obtenido de la base de datos de la Ref. [30].

2.3.12. Biodiesel de *Jatropha curcas*

En esta intervención se supone la sustitución de diesel por biodiesel a partir de *Jatropha curcas*. Se le considera técnicamente viable debido a la experiencia internacional y a la existencia de un amplio potencial técnico para el cultivo en México.

Para el escenario base se utiliza el una TPCA de 3.5 % para el aumento de la demanda de diesel según los datos históricos de los últimos 20 años.

Para el escenario alternativo se asume un crecimiento de el área de cultivo con una función logística que se satura en 3.2 Mha [11]. Se asume un rendimiento en campo de 0.7 t semilla/ha/año de acuerdo a lo logrado en plantaciones experimentales. No existen valores para plantaciones comerciales plenamente desarrolladas, pero se considera que la productividad plena de las plantaciones se logra alrededor del quinto año. El escenario alternativo asume la construcción de 30 fábricas, cada una con capacidad de procesar 93,759 t semilla/año en 313 días de operación y con requerimiento de

110,078 ha. Los datos del contenido de aceite se obtuvieron de la Ref. [35], la eficiencia de transesterificación utilizada es de 97 % . Los datos de capacidad de producción de la planta fueron tomados de la Ref. [31]. El factor de emisión del diesel fue tomado de la Ref. [30].

2.3.13. Biodiesel de Higuierilla

Esta intervención considera la sustitución de diesel por biodiesel elaborado con aceite de higuierilla. El Instituto Nacional de Investigaciones Forestales Agrícolas y Pecuarias (INIFAP) ha identificado un potencial de tierras aptas para el cultivo de la higuierilla y existen paquetes tecnológicos que permiten alcanzar rendimientos elevados. La línea base es la misma que para el caso de biodiesel de *Jatropha curcas*.

Los escenarios alternativos asumen un crecimiento de el área de cultivo que sigue una función logística y se satura en 3.1 Mha -la mitad del área identificada por el INIFAP como viable para establecer el cultivo-. Se asume que en esta área se cumple con los criterios de sustentabilidad, mismos que para *Jatropha curcas*. Los rendimientos en campo asumidos son de 1.5 t semilla/ha en ambos escenarios. Este potencial permite la construcción de 61 fábricas, cada una con capacidad de 93,759 t semilla/año [31], con 313 días de operación y requerimiento de 51,370 ha. Los valores de contenido de aceite se obtuvieron de la Ref. [36], se supuso una eficiencia de transesterificación del 97 %, los datos de capacidad fueron tomados de la Ref. [37]. El factor de emisión del diesel fue tomado de la Ref. [30].

3. Resultados y discusión

3.1. Intervenciones con combustibles sólidos

3.1.1. Estufas eficientes de leña

El consumo de leña alcanza los 285 PJ al año 2035 en el escenario base, y disminuye a poco más 150 en el escenario alternativo.

La mitigación más importante se logra al comienzo de la intervención siempre que las estufas eficientes se localicen donde predomina el uso no sustentable de leña. Una vez alcanzado el 30 % de saturación se supone que desaparece el uso no sustentable y que la mitigación se debe a la reducción de emisiones de GEIs derivadas de una combustión más completa. La mitigación acumulada es de a 52 MtCO_{2e} en el período 2010-2035.

La efectividad del programa de estufas eficientes para lograr mitigación de emisiones GEI radica en su correcta distribución geográfica y, en menor medida, en la tasa de penetración. Se logra una reducción de emisiones mucho mayor si se sustituyen los fogones tradicionales en áreas que tienen un uso no sustentable de la leña, con índices de renovabilidad bajos. La mitigación real de esta intervención podría ser mucho mayor en caso de que la introducción de estufas eficientes no pudiera eliminar el uso no sustentable de la leña, como

se supone aquí. Para poder determinar la mitigación real es necesario desarrollar trabajos específicos que consideren la dimensión espacial de oferta y demanda de leña.

Existen además muy importantes beneficios a la salud por la adopción y el uso continuo de las estufas eficientes [38], lo que hace importante y atractiva esta intervención.

3.1.2. Hornos eficientes para la producción de carbón vegetal

Existe un ahorro de energía primaria para la producción del CV en el escenario de hornos eficientes. En el escenario base el consumo de energía crece de 100 a 140 PJ. En el escenario alternativo, en cambio, el consumo de energía primaria se reduce levemente a lo largo del período.

En cuanto a las emisiones de GEI el escenario alternativo alcanza una mitigación acumulada de 19.4 MtCO_{2e}. Este escenario requiere para su implementación programas específicos de planeación y monitoreo muy robustos para evitar el uso de leña de origen no sustentable.

3.1.3. Carbón vegetal para siderurgia

El escenario alternativo logra la sustitución de coque de carbón de 19.3 PJ en el año 2035. Además logra una reducción de emisiones GEI de 7.3 MtCO_{2e} en todo el periodo asumiendo una renovabilidad de la leña del 80 %.

3.1.4. Pellets para sustitución de combustóleo y diesel en la industria

En la línea de base, la demanda de diesel y combustóleo para generación de calor en el sector industrial se mantiene prácticamente constante en 140 PJ, con un ligero incremento a partir del año 2026. En el escenario alternativo con pellets, la energía de combustibles fósiles disminuye a 60 PJ en el año 2035, lo que significa una reducción del 57 %.

En el escenario con pellets, las emisiones de GEI bajan de 10.7 MtCO_{2e}/año a 4.7 MtCO_{2e}/año en el año 2035, llegando al máximo de mitigación en el año 2027 cuando están en operación todas las plantas de pelletizado. Se logra una mitigación acumulada de 84.3 MtCO_{2e} entre 2010 y 2035.

3.2. Intervenciones para generación eléctrica

3.2.1. Co-combustión en carboeléctrica Petacalco

Los consumos energéticos de carbón se reducen de 188 PJ/año a 169 PJ/año, con una sustitución de combustibles fósiles de 18 PJ/año.

La mitigación máxima anual se obtiene en el año 2022 con 2.3 MtCO_{2e}/año, que es cuando se alcanza la máxima sustitución de carbón por leña; posteriormente la mitigación es constante.

Si en el programa de expansión de plantas carbo-eléctricas se estableciera que desde su diseño éstas fueran preparadas para co-firing con biomasa, la sustitución máxima podría

llegar al 20 %, duplicando así el efecto de esta intervención. Para esto, sería necesario: modificar la tecnología para poder utilizar pellets (permite hasta 20 %); desarrollar una mayor área para manejo forestal sustentable dentro de un radio máximo de 300 km de la planta Petacalco; disponer de otras áreas de manejo forestal a mayores distancias, con acceso a transporte ferroviario o marítimo a costos menores que el transporte carretero.

3.2.2. Electricidad de madera de bosque manejado

El número final de plantas es de 291 de acuerdo al potencial de biomasa leñera identificado a partir del área disponible para manejo sostenible de bosques y selvas. Esto significa que las plantas estarían distribuidas en casi todo el territorio nacional, y que las distancias de porteo, las pérdidas por transmisión del Sistema Eléctrico Nacional se reducirían significativamente, y que la estabilidad del sistema aumentaría. Estas mejoras reducirían la necesidad de generación bruta en más del 10 % y lograrían una mitigación adicional, no cuantificada en este estudio. Además la generación con biomasa permite generar potencia de base.

En el escenario base, las plantas de gas natural y carbón generan 76 TWh en el año 2035. En el escenario alternativo, la generación con leña llega a los 61 TWh, es decir, que una vez que este desarrollado todo el potencial identificado se podría sustituir el 80 % de la generación con gas natural y carbón supercrítico que reemplazará a las centrales termoeléctricas convencionales.

La mitigación acumulada del escenario alternativo llega a 264 MtCO_{2e}, que corresponde al 42 % de las emisiones acumuladas en el escenario base.

3.2.3. Electricidad de madera de plantaciones

La generación eléctrica del escenario alternativo llega a 11.7 TWh en el año 2035, que corresponde al 15.4 % de la generación en ese año en la línea base.

El potencial final de mitigación acumulada es de 32 MtCO_{2e}/año. El mayor efecto en las emisiones de CO₂ se debe a la generación de un stock estable de carbono capturado en la biomasa de las plantaciones, que es de 19 MtCO_{2e}.

3.3. Intervenciones con combustibles líquidos

3.3.1. Etanol de caña de azúcar

El escenario alternativo sustituye el 9.6 % de la energía fósil de la demanda de gasolina en 2035, al llegar a 424 PJ de participación, contra los 4402 PJ de la línea base. Sus potenciales de sustitución de combustibles fósiles y de mitigación son los mayores entre las opciones de biocombustibles líquidos analizadas.

La mitigación alcanza también el 9.6 % de las emisiones de la línea base en el 2035, en tanto que la mitigación acumulada llega a 475 MtCO_{2e}. En cálculo de la mitigación asumimos que el etanol no genera emisiones de CO₂ en su uso

TABLA II. Mitigación de cada una de las intervenciones de bioenergía (MtCO_{2e}).

Opción	Mitigación en 2020	Mitigación acumulada a 2020	Mitigación en 2035	Mitigación acumulada a 2035	Mitigación %	Acumulado
Etanol de caña de azúcar	12.9	30.7	31.4	475	40 %	40 %
Electricidad de bosque manejado	5.3	27.9	23.3	264	22 %	62 %
Etanol de sorgo	2.6	5.6	6.4	96	8 %	70 %
Pellets para sustitución de combustóleo y diesel industrial	3.1	17	4.7	84	7 %	77 %
Biodiesel de higuierilla	0.7	1.1	6.2	82	7 %	84 %
Estufas Eficientes	2.1	13.2	2.9	52	4 %	89 %
Co-combustión en carboeléctrica Petacalco	1.8	8.9	2.2	43	4 %	92 %
Biodiesel de <i>Jatropha curcas</i>	0.3	0.5	2.7	35	3 %	95 %
Electricidad de plantaciones	0	0	4	32	3 %	98 %
Hornos Eficientes para CV	0.5	3	1.6	19	2 %	99 %
Carbón vegetal para siderurgia	0.2	1	0.6	7	1 %	100 %
TOTAL		108.9		1188		

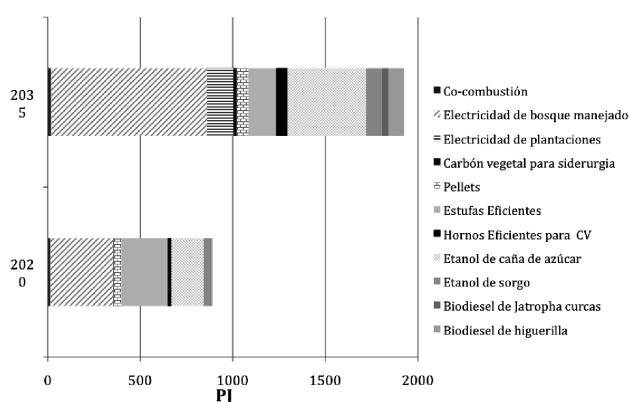


FIGURA 1. Participación de las opciones de bioenergía en el consumo energético.

final, aunque se sabe que existen emisiones de GEI en su ciclo de vida debidas al cultivo, procesamiento y transportes, por lo cual la mitigación real será menor a la estimada en este trabajoⁱ.

3.3.2. Etanol de sorgo grano

El escenario alternativo sustituye el 1.8 % de la energía demandada en 2035. La mitigación acumulada es de 96.4 MtCO_{2e}, mucho menor que la calculada para etanol de caña de azúcar porque el sorgo grano tiene menor producción de etanol por unidad de área cultivada que la caña.

3.3.3. Biodiesel de *Jatropha curcas*

Al 2035 el escenario alternativo sustituye el 1.9 % de la energía fósil, con 36 PJ. La mitigación acumulada de esta intervención contabiliza 35.3 MtCO_{2e}.

Hasta el momento no existen plantaciones comerciales de *Jatropha curcas* que se hayan desarrollado plenamente, y se espera que la producción plena se logre alrededor del quinto año de establecidas, por lo que la mitigación y sustitución energética podrán conocerse con mayor certidumbre una vez que se desarrollen plenamente las plantaciones actuales.

3.3.4. Biodiesel de Higuierilla

El escenario alternativo sustituye el 3.9 % de la energía fósil en 2035 (84 PJ), una vez que se encuentren en operación todas las plantas con la producción identificada en el estudio de potencial. La mitigación acumulada de esta intervención es de 82.5 MtCO_{2e}.

3.4. Integración de los escenarios

El aporte de la bioenergía a la matriz energética nacional, sumadas todas las intervenciones, llega a 1926 PJ en el año 2035, cuando se encuentra plenamente desarrollado su potencial. Esto equivale al 24 % el consumo de energía en 2010. El principal componente es la leña proveniente de bosques manejados de forma sustentable, seguido de la producción de etanol a partir de caña de azúcar.

La mitigación bruta de GEI por la implementación y completo desarrollo de las opciones de bioenergía es de 86 MtCO_{2e} en 2035 (Tabla II), equivalente al 21 % de las emisiones de GEI provenientes del sector energético de México que fueron de 407.3 MtCO_{2e} en el año 2010 [1]. Los mayores potenciales de mitigación bruta los tienen el etanol de caña de azúcar para su uso en el sector transporte, y la electricidad a partir de leña proveniente de bosques manejados de forma sustentable.

Es importante señalar que tanto la mitigación neta como la sustitución de energía fósil son muy sensibles al rendimiento en campo, por lo que el supuesto sobre el rendimiento es un parámetro crítico. Esto aplica para todas las intervenciones de producción de biocombustibles líquidos.

4. Conclusiones

Los potenciales técnicos de bioenergía aquí estimados son importantes para definir políticas orientadas a: a) diversificar las fuentes nacionales de energía; b) promover la transición hacia una matriz energética más renovable; c) “estirar” el horizonte de agotamiento de las fuentes fósiles nacionales, y d) mitigar la mayor cantidad posible de emisiones GEI, antes de que sea tarde para evitar el cambio climático.

El uso de biomasa para generación eléctrica y la producción de pellets permitiría sustituir una parte importante de los combustibles fósiles, equivalentes al 52 % del consumo final de energía eléctrica en 2010 y al 54 % del uso total de diesel y combustóleo consumido por la industria en ese año.

Dejando a un lado el etanol de caña de azúcar, las opciones de producción de biocombustibles líquidos de primera generación (biodiesel, y etanol de sorgo grano) tienen un potencial limitado para sustituir gasolina y diesel debido a: el

alto nivel actual de consumo de estos combustibles, su alta tasa de crecimiento, la baja productividad de biocombustibles por hectárea cultivada y la limitada área disponible para su cultivo.

La mitigación acumulada de todas las intervenciones es de 1188 MtCO_{2e} al 2035. El 62 % del total corresponde a sólo dos intervenciones: etanol de caña y electricidad de leña de bosques nativos. Las opciones de etanol de caña y de sorgo, al igual que las de biodiesel de higuera y *Jatropha curcas*, requieren desarrollar nuevos cultivos e implican cambios de uso del suelo, por lo cual debe analizarse cuidadosamente sus ciclos de vida para poder determinar su potencial neto de mitigación.

Vale destacar que los bioenergéticos líquidos obtenidos de cultivos suelen tener una baja relación entre su mitigación neta y bruta (de 0.3 a 0.5, basado en resultados reportados en la Ref. [3] con este estudio), debido a la existencia de emisiones importantes de GEIs en sus ciclos de vida, mientras que la mayoría de los sistemas de producción de biocombustibles sólidos a partir de residuos tienen una muy alta tasa de mitigación efectiva (0.85 a 0.95). Por esto, las magnitudes de mitigación efectiva podrían ser menores y bastante diferentes a las estimadas en este estudio una vez que sean descontadas las emisiones en el ciclo de vida.

-
- i. Lo mismo aplica para todas las intervenciones de biocombustibles líquidos analizadas.
 1. Secretaría de Energía. Balance Nacional de Energía 2010. México; 2011. pp 17.
 2. IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. pp. 10.
 3. WBGU (German Advisory Council on Global Change. Future Bioenergy and Sustainable Land Use. Earthscan, London 2008). pp.22.
 4. H. Chum *et al.*, *Bioenergy*. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], (Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA).
 5. O. Masera, R. Díaz and V. Berrueta, *Energy Sust. Dev.: Special Issue on Clean Cookstoves* **9** (2005) 25.
 6. REMBIO. La bioenergía en México: situación actual y perspectivas. Cuadernos temáticos sobre Bioenergía. *Red Mexicana de Bioenergía A.C. México. 2011.* pp 5.
 7. O. Masera *et al.*, *La bioenergía en México: La bioenergía como catalizador de desarrollo sustentable. Comisión Nacional Forestal.* (México. 2005).
 8. J. Islas, F. Manzini and O.R. Masera, *Energy* **32** (2007) 2306.
 9. J. van Dam, M. Junginger y A.P.C. Faaij, *Renew. Sust. Energy Rev.* **14** (2010) 2445.
 10. K. Fingerma, G. Berndes, S. Orr, B.D. Richter, y P. Vugteveen, *Biofuels, Bioprod. Bioref.* **5** (2011) 375.
 11. A. Ghilardi, E. Riegelhaupt y G. Guerrero, *Bioenergy Potentials in Mexico* (Informe interno del proyecto MEDEC para el Banco Mundial. 2008). pp. 45-57.
 12. K.R. Smith *et al.*, *Energy Sust. Dev.* **2** (2007) 5.
 13. O. Masera, T. Arias. A. Ghilardi, G. Guerrero y P. Patiño, *Estudio sobre la evolución nacional del consumo de leña y carbón vegetal en México 1990-2024*, (Morelia, México. 2010).
 14. A. Ghilardi, G. Guerrero y O.R. Masera, *Biomass Bioenergy* **31** (2007) 475.
 15. M. Johnson, R. Edwards, C. Alatorre Frenk, y O. Masera, *Atmos. Environ* **42** (2008) 1206.
 16. D.M. Pennise *et al.*, *J. Geophys. Res.* **106** (2001) 143.
 17. T.C. Ooi, D. Thompson, D.R. Anderson, R. Fisher, R. T. Fray, y M. Zandi, *The effect of charcoal combustion on iron-ore sintering performance and emission of persistent organic pollutants.* Combust. Flame doi:10.1016/j.combustflame.2011.01.020.
 18. Lindstad, T. Olsen, S.E. Tranell, G. Færden, y T. Lubetsky, *J. Greenhouse gas emissions from ferroalloy production.* (2006).
 19. R.E. Flores Velázquez, E. Serrano Gálvez, V.H. Palacio Muñoz, G. Chapela, *Madera y Bosques* **13** (2007) 47.
 20. SENER. Sistema de Información energética. <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController>

21. S. van Loo, J. Koppejan, *The handbook of biomass combustion and co-firing* (Earthscan, London. 2008). pp.203-247.
22. Intergubernamental Panel on Climate Change. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2, (Energy. 2006).
23. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025*. (México. 2010).
24. Comisión Federal de Electricidad, (Costos de parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico 2009). (México, 2009).
25. H. Viana, W.B. Cohen, D. Lopes y L. Aranha, *Appl. Energy* **87** (2010) 2551.
26. R.van Den Broek, A. Faaij, y A. van Wijk, *Biomass combustion for power generation. Biomass Bioenergy* **11** (1996) 271.
27. Secretaría de Energía. *Programa de Introducción de Bioenergéticos* (México. 2008).
28. T. Johnson, C. Alatorre, Z. Romo, y F. Liu, *México: Estudio sobre la Disminución de Emisiones de Carbono* (Banco Mundial y Mayol Ediciones. Colombia, 2009).
29. I. Macedo, J. Seabra, y J.E.A.R. Silva, *Biomass Bioenergy* **32** (2008) 582.
30. Stockholm Environment Institute. Long range Energy Alternatives Planning System (LEAP). Base de datos. Versión
31. SENER-BID-GTZ. *Potenciales y viabilidad del uso de bioetanol y biodiesel para el transporte en México* (México, 2006).
32. SAGARPA/FAPRI/AFPC. *Proyecciones para el sector agropecuario de México* (México, 2009).
33. D. Swenson, *Input-Outrageous: The Economic Impacts of Modern Biofuels Production* (2006). Véase: <http://nercrd.psu.edu/Biofuels/Swenson.pdf>
34. BIOGRACE. *Harmonised Calculations of Biofuels Greenhouse Gas Emissions in Europe. Unión Europea*. <http://www.biograce.net/>
35. G. Reindhart *et al.*, *Basic data for Jatropha production and use. IFEU* (CSMCRI y Universidad de Hohenheim. Germany. 2008).
36. D.T. Canvin, *Canadian Journal of Botany* **43** (1965) 63.
37. B. Amigun, F. Müller-Langer, y H. von Blottnitz, *Energy Sust. Dev.* **12** (2008) 5.
38. E. García-Frapolli *et al.*, *Ecol. Econ.* **69** (2010) 2598.