

CAPÍTULO 4. PROGRAMAS QUE COMPRENDEN MEDIDAS PARA MITIGAR EL CAMBIO CLIMÁTICO

4.1 Introducción

En el país se presta atención al ahorro y uso racional de la energía desde la creación del Consejo Técnico Asesor de la Academia de Ciencias de Cuba en la década del 80 del siglo pasado, entidad que derivó posteriormente en la Comisión Nacional de Energía del Consejo de Estado, y luego en la Dirección de Energética del Ministerio de Economía y Planificación. Esta Dirección, en coordinación con las organizaciones especializadas del Ministerio de Energía y Minas, ha desarrollado e implementado programas y proyectos de ahorro, eficiencia, uso racional, apoyo y promoción de las fuentes renovables de energía (FRE), donde el tema de mitigación de las emisiones contaminantes adquiere gran relevancia. La Tabla 4.1 resume las direcciones estratégicas del desarrollo energético nacional.

Tabla 4.1 Direcciones del desarrollo energético nacional.

Programas de Eficiencia Energética	<ul style="list-style-type: none"> • Sustitución de luminarias y equipos electrodomésticos e industriales ineficientes • Normalización y regulación en el uso de la electricidad y los equipos que la consumen • Mejoras técnicas y comerciales para reducción de pérdidas en transmisión y distribución de energía • Cambio de horario • Modificación de tarifas
Fortalecimiento del Sistema Electroenergético y desarrollo de nuevas tecnologías en redes de transmisión y distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de nuevas estructuras que soporten las redes de transmisión y distribución • Cierre de circuitos en redes magistrales • Construcción de redes soterradas, automatización y esquemas confiables de generación, transmisión y distribución
Eficiencia en la generación de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • Nuevas tecnologías con menores índices de insumos y mayores niveles de eficiencia (ciclos combinados con turbinas de GN, CTE de biomasa cañera, gasificación de biomasa forestal en la generación de electricidad)
Uso de las FRE	<ul style="list-style-type: none"> • Biomasa (cañera y forestal) • Eólica • Fotovoltaica y solar térmica • Hidroenergía
Optimización del uso de los combustibles en la maquinaria, transporte, los servicios y procesos industriales	<ul style="list-style-type: none"> • Remotorización y reordenamiento del transporte • Uso de mezclas (biodiesel y alcohol) • Uso de biogás • Uso de FRE en acondicionamiento de locales e iluminación
Modernización de los procesos productivos	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de aditivos en la producción de cemento • Modernización de procesos en la industria productora de alimentos, la química y metalúrgica
Sustitución de portadores energéticos más contaminantes por GN y FRE	<ul style="list-style-type: none"> • Sustitución de crudo nacional, fuel oil y diesel por gas natural, biogás y FRE
<p><i>Fuente: Tomado de la presentación de Ing. Matos, L.: Dirección de Política y Estrategia Energética Nacional, Ministerio de Energía y Minas en "IX Taller sobre Energía en Apoyo a la Toma de Decisiones".</i></p>	

Como resultados de los esfuerzos que el país viene realizando en el campo de la energía, y la mitigación, la PCN identificó un grupo de acciones, en especial relacionadas con la política de ahorro y uso racional de la energía, que pocos años después fueron incorporadas al Programa de la Revolución Energética (2006). Este Programa tuvo un significativo efecto en la economía y en el bienestar de la población, dado que en el período comprendido entre 2006 y 2009, en el sector residencial se entregaron/vendieron alrededor de 2.6 millones de refrigeradores eficientes, unos 9 millones de bombillos ahorradores, aproximadamente 9 millones de utensilios de cocción, 240 mil televisores eficientes y otros 285 mil equipos modernos de aire acondicionado. Otro importante esfuerzo, que data de la década del 60 del pasado siglo, es un programa de reforestación que ha permitido aumentar la superficie boscosa en unos 15 000 kilómetros cuadrados, lo que supone un importante sumidero de carbono.

Los resultados presentados en este capítulo se basan en los trabajos iniciales de construcción de escenarios energéticos y de impacto ambiental (Somoza et al., 2002), los estudios prospectivos al sector energético (Somoza y Álvarez, 2003) y en los resultados del proyecto científico-técnico *Escenarios energéticos en apoyo a la toma de decisiones* (Somoza et al., 2010).

Además de hacer la evaluación de los impactos de las medidas de mitigación que el país implementó a partir del 2006 como parte de la Revolución Energética, se evalúa un grupo de opciones que no integran aún las acciones que se emprenden, pero que pudieran implementarse cuando las condiciones sean propicias, sin que estas constituyan compromisos o metas.

Se evaluaron 35 opciones de mitigación para los siguientes sectores: residencial, generación de electricidad, transporte, industrial y agropecuario, forestal y desechos, para lo cual se consideraron los resultados presentados en la PCN y en el Inventario de Emisiones y Remociones de Gases de Efecto Invernadero correspondientes al año 2002 (López et. al., 2009a) y los valores reportados preliminarmente para el año 2004 (López et. al., 2009b).

Las medidas identificadas fueron diseñadas siguiendo las orientaciones metodológicas publicadas por la CMNUCC, (UNFCCC, 2008) y adaptadas a las circunstancias y condiciones nacionales.

Con el estudio de las nuevas opciones de mitigación, se intenta señalar (con el grado de incertidumbre implícito en los datos y la evolución de los mercados energéticos), lo que sucedería en diferentes ámbitos si éstas se adoptaran. Los resultados constituyen un paso de avance con relación a las evaluaciones realizadas en la PCN, en cuanto al mayor grado de precisión de los potenciales del país para contribuir a mitigar las emisiones de GEI, en buena medida por la incorporación a este estudio de nuevas herramientas para la cuantificación y el análisis multicriterio de las opciones identificadas.

4.2 Eficiencia y uso racional de la energía

En el transcurso de los años 90 del siglo pasado e inicios de la primera década del presente, tuvo lugar un conjunto de eventos de diferente signo, cuyo saldo resultó

en un cambio en la estructura de la producción que presumiblemente favoreció la eficiencia energética de la economía. Entre los más importantes se pueden citar:

- La crisis financiera que sufrió el país, al interrumpirse los vínculos y las condiciones de intercambio y suministro con su principal socio comercial hasta entonces (Europa del Este y, en especial, la Unión Soviética). Esto repercutió inmediatamente en una reducción sustancial de la importación de portadores energéticos y en consecuencia, en una significativa reducción de los niveles de actividad productiva y de servicios.
- La reestructuración de los programas sectoriales de ahorro y uso racional de energía asociados inicialmente al Programa Nacional de Ahorro de Electricidad de Cuba (PAEC), y posteriormente del Programa de Ahorro de Combustibles.
- Los esfuerzos nacionales en el desarrollo de un programa renovado de inversiones para la prospección, extracción y consumo de petróleo y gas natural, que supliera parte del déficit provocado por la reducción en la importación de portadores energéticos y garantizara un cierto nivel compatible con los intereses de la seguridad nacional. Tales programas, en un inicio de alcance bastante limitado, se convierten en la piedra angular del “Programa de Revolución Energética”.
- El redimensionamiento de la agroindustria de la caña de azúcar, que no solo impactó en la estructura y volumen de las exportaciones de bienes, sino además, en la estructura de la oferta total de energía primaria y la participación de la biomasa en la generación de electricidad del país.

La Revolución Energética representa, ante todo, un cambio radical en la concepción de funcionamiento del sistema energético nacional en la dirección de la creación de un sistema descentralizado, más robusto y flexible, cuyo elemento distintivo lo constituye la decisión de invertir en capacidades de generación con grupos electrógenos que consumen combustible diesel o fuel oil, con el fin de resolver el déficit de capacidad de generación eléctrica que hizo crisis a finales del 2004 e inicio del 2005.

Como resultado de la combinación de factores estructurales relacionados con la organización y producción sectorial, entre los que se destaca una reducción del peso relativo de actividades con alta intensidad energética, y la consolidación de una serie de medidas de ahorro energético, se disminuyó la intensidad energética de la economía cubana, manteniéndose una tendencia sostenida a la reducción. Los aspectos más significativos de la evolución de este sector pueden resumirse de la manera siguiente:

- Período de recuperación (1994-2000) caracterizado por: i) paso a una estructura energéticamente “menos pesada” como resultado de un modesto cambio en la estructura del producto y ii) notable influencia de las medidas de eficiencia sobre el consumo global de la economía.
- Crecimiento del consumo resultante de la expansión productiva (2000-2004), donde la economía “salta” hacia una estructura energéticamente más “ligera” y a una franca mejoría de la eficiencia.

- Disminución de la intensidad energética entre 1989 y 2004: que cayó aproximadamente en un 4% anual, de 0.318 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por cada mil pesos de Producto Interno Bruto (PIB) a 0.179, como resultado de: i) cambios en la estructura del PIB (especialmente por el aumento de los servicios; ii) recuperación capacidades y aprovechamiento de las economías de escala; y iii) maduración de programas de ahorro y uso racional de energía, implementados a finales de la década de los 90.

En el 2007 se establece el “Grupo Permanente de Atención a las Energías Renovables, la Cogeneración, el Ahorro y la Eficiencia Energética”, atendido directamente por el titular del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS), hoy de Energía y Minas (MINEM). En la actualidad, este Grupo está integrado por 16 grupos de trabajo, abarcadores del amplio espectro de las fuentes renovables de energía (FRE) y muy especialmente el tema del ahorro, la eficiencia y el uso racional de la energía, la cogeneración, la fabricación de partes y piezas, y la actividad de investigación y desarrollo e Innovación tecnológica (I+D+i), con la incorporación de la Industria y los centros de investigaciones y universidades⁸.

En los últimos años, una característica distintiva en el área de la energía ha sido la implementación de un conjunto de medidas en el campo tecnológico, inversionista y organizativo, enfocadas a eliminar las interrupciones en el servicio eléctrico, reducir la vulnerabilidad e incrementar la flexibilidad y vitalidad del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) ante la incidencia de eventos extremos u otras contingencias, incrementar el ahorro, la eficiencia en la generación y consumo de energía, así como a la elevación de las condiciones materiales y los estándares de vida en los hogares.

Aunque la generación de electricidad ha dado un salto notable en el mejoramiento de la eficiencia con la incorporación de los grupos electrógenos, el costo del kWh generado se encarece, tanto por el incremento del precio de los hidrocarburos y el cambio en la mezcla de combustibles utilizados en la generación, como por el incremento de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de los grupos electrógenos (GE), con respecto a las centrales termoeléctricas (CTE).

Como estrategia de desarrollo del SEN, estos GE, de conjunto con el resto de las opciones de generación descentralizadas a largo plazo (generación eólica y fotovoltaica, entre las más atractivas) y los ciclos combinados a gas natural, solo constituyen una parte de la solución a la problemática de la generación eléctrica. Sin embargo, a corto plazo estarán garantizando la vitalidad del sistema ante situaciones de emergencia, y permitirán estabilizar el ciclo de mantenimiento de las CTE, alterado por el uso del crudo nacional o sus mezclas.

⁸ Los 16 Grupos Nacionales son: Hidroenergía-UNE-Empresa Hidroenergía-MINBAS; Energía Eólica -INEL-UNE-MINBAS; Geotermia - Geominera-MINBAS; Eficiencia Energética- DURE-UNE-MINBAS; Biogás -Unión Porcina-MINAG; Biomasa Forestal -MINAG; Biomasa Cañera -MINAZ; Biocombustibles -MINAZ; Energía Solar Fotovoltaica -Ind. Electrónica MIC; Energía Solar Térmica - Grupo RC-SIME; Const. partes, piezas y equipos para las ER - SIME; Eficiencia del Transporte -MITRANS; Hidrógeno- IMRE-UH; Acumulación- CIPEL-CUJAE; Cogeneración- UCLV; y Energía del Mar. UCLV.

La expansión futura del sistema se sustentará básicamente en capacidades de generación eléctrica en ciclos combinados a gas natural, cuyas perspectivas de incremento de las reservas y producción son halagüeñas, y en el aumento de la participación de las FRE en la generación de electricidad, donde el énfasis se está haciendo en tres direcciones priorizadas: los sistemas eólicos, los solares fotovoltaicos y la biomasa.

También existen otros programas basados en FRE que en la actualidad están siendo promovidos por el gobierno, como es el caso de la hidroenergía. Se fomenta el incremento de la participación de la generación hidráulica a base de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHE), y la recuperación de las mini y micro hidroeléctricas, que en estos dos últimos casos favorece una mayor participación de la industria mecánica nacional en los programas de desarrollo energético⁹. A la vez, se promueve la expansión de la generación fotovoltaica para el abastecimiento de las zonas aisladas y de difícil acceso.

Todos los esfuerzos que, por el “lado de la oferta”, se están ejecutando, se complementan con un cambio revolucionario y radical en el consumo de energía y, muy especialmente, de electricidad, así como por otras medidas en el campo legal-regulatorio, con énfasis en el diseño de un cuerpo legal y tarifario que incentive el ahorro y uso racional de la energía. En este sentido destacan los Programas de Sustitución de Equipos Electrodomésticos y de luminarias, así como el Programa de Cocción, el cual contempla el paso general y paulatino hacia el uso de la electricidad como principal energético en el calentamiento del agua, en sustitución de los insumos hasta ahora utilizados, especialmente el queroseno. Hasta 2010 se habían sustituido solo en el sector residencial, unos 9,4 millones de focos incandescentes por luminarias ahorradoras; 4,4 millones de equipos electrodomésticos; y unos 3 millones de módulos de cocción eléctrica, lo que significa el paso a esta modalidad de 75% de los hogares del país.

En el sector no residencial, las principales medidas implementadas para la demanda consistieron en la sustitución de equipos de bombeo en las principales fuentes de abasto de agua del país; la sustitución de casi un millón de luminarias industriales; el mejoramiento del control y el monitoreo del consumo energético en unos 1 700 servicios con gran peso en el consumo de energía; remotorización y reordenamiento del transporte de carga y pasajeros; entre otras medidas de carácter técnico, organizativas y de educación y comunicación, que incluye acciones en toda la gama de los medios masivos de comunicación¹⁰.

4.3 Escenarios de mitigación de las emisiones de GEI

En este estudio se utilizaron tres escenarios: un escenario Base (de Referencia o BAU); un escenario de Mitigación, y un escenario alternativo al de Mitigación:

⁹ En el caso de la expansión de las capacidades hidroenergéticas de generación de electricidad, deberían acometerse estudios más profundos que evalúen el riesgo de afectación a mediano y largo plazo por los impactos del cambio climático y su influencia en la reducción del régimen de precipitaciones esperado en el país.

¹⁰ En este sentido se distingue el Programa Nacional de Educación Energética o PAEME, del Ministerio de Educación.

Escenario Base (de Referencia o BAU): parte del supuesto de que las tendencias en el ámbito socioeconómico y ambiental se mantengan sin notables cambios en el período de análisis. A pesar de desarrollarse bajo un contexto de crecimiento económico, existe una situación de sostenibilidad ambiental limitada, provocada por patrones de producción y consumo no sostenibles, que se manifiesta en la degradación del entorno natural con impactos sociales y económicos negativos.

Escenario de Mitigación: en el cual se integran todas las opciones de mitigación identificadas y evaluadas en los diferentes sectores económicos. Parte del supuesto de que las variables macro y microeconómicas (precios claves, estructura económica) y demográficas se mantienen invariables, con el fin de poder aislar los efectos sobre las emisiones de GEI resultantes de las variaciones de la eficiencia y la intensidad energética, la sustitución de portadores energéticos, la penetración de las FER, los cambios en los patrones de uso, entre otros efectos, en concordancia con la adopción de diversas opciones de mitigación.

Escenario alternativo (Intensivo en el uso de FRE): que presenta las implicaciones en cuanto a costos, eficiencia energética y emisiones de GEI resultantes de aprovechar al máximo el potencial de FRE identificado en el país, básicamente, biomasa, energía fotovoltaica y eólica, para cubrir la misma demanda de electricidad que se produce en el escenario de Mitigación.

En las opciones valoradas, el Potencial de Mitigación estimado (emisiones en Escenario de Referencia menos emisiones en Escenario de Mitigación) se encuentra en el orden de los 715 millones tCO₂eq acumuladas entre el 2004 y el 2050 (Tabla 4.2)¹¹, de los cuales unos 521 millones de tCO₂eq corresponden a la quema de combustibles (sectores de Demanda y Generación) y el resto a sectores no energéticos (procesos industriales, pinturas y solventes, agricultura, forestal y desechos). En el 2050 la reducción con relación al escenario de Referencia es de aproximadamente 40 millones de tCO₂eq.

Tabla 4.2 Potencial de mitigación de emisiones de GEI. Millones de tCO₂eq acumuladas en el 2050.

Sector	2050	Sector	2050	Sector	2050
Demanda	-444,2	Transformación	-76,8	Sector No Energético	-194,1
Agricultura	-6,5	Carboneras	NE	Agropecuario	-0,3
Comercio Servicios	-4,9	Cogeneradores	-2,7	Cambio uso tierra	-1,6
Construcción	NE	Destilerías	0,7	Desechos	-0,1
Industrial	-352,1	Fábrica de Gas	NE	Industrial	-6,0
Residencial	-16,4	Generación Eléctrica	-74,9	Pinturas y solventes	NE
Transporte	-64,2	Refinación Petróleo	NE	Silvicultura	-182,0
		Total	-715,1		

Nota: NE significa "no estimado" Fuente: LEAP (2010)

En el escenario de Referencia las emisiones de GEI, si bien atenúan el ritmo de expansión, presentan una tendencia firme de crecimiento, hasta alcanzar niveles

¹¹ Los resultados reportados en la PCN indicaban un potencial de mitigación de emisiones de GEI del orden de 230 millones de tCO₂eq, en unas 23 opciones y en un marco temporal de 1999 al 2020.

superiores próximos a los 80 millones de tCO₂eq. Por otro lado, en los escenarios de Mitigación y de uso intensivo de las FRE, las tendencias son a la reducción de las emisiones en niveles absolutos producto del uso de tecnologías y procesos, tecnológicos y energéticos más eficientes (transporte, producción de cemento, equipamiento electrodoméstico), la sustitución de combustibles fósiles por otros fósiles menos contaminantes (por ejemplo gas natural en lugar de fuel oil), la utilización más o menos acelerada de las FRE (en especial biomasa, viento y sol), y finalmente, por una tendencia sostenida hacia una estructura productiva menos intensiva en el uso de la energía.

Los costos acumulados de inversión en maquinarias y equipos (costo de capital), actualizados al año 2004, del escenario de Mitigación con respecto al de Referencia, ronda los 34 billones de dólares (constantes de 1997), lo que representa el 2,1% del Producto Interno Bruto (PIB) acumulado y actualizado entre el 2004 y el 2050¹². Estudios internacionales presentan resultados que se sitúan en un rango entre el 1 y el 3% del PIB. Para evaluar la pertinencia de una política de mitigación activa, se estima que las pérdidas del PIB global por el costo de “no acción” ante el cambio climático, representa entre un 5 y 20% del producto global (Stern, 2006).

Los costos de inversión del escenario intensivo en el uso de las FRE, se diferencian tanto con relación al escenario de Referencia como al de Mitigación, en la magnitud de las inversiones en la actividad de generación eléctrica. Los costos de capital acumulados del subsector eléctrico en los escenarios de Mitigación e Intensivos en el uso de FRE, en el año 2050 exceden los correspondientes al escenario de Referencia en 3,1 y 5,2 billones de dólares respectivamente, mientras que el diferencial de costos acumulados entre los escenarios de Mitigación es de 2,1 billones de dólares a favor del escenario Intensivo en FRE.

En 1989 las FRE representaron el 23% de la Oferta Total de Energía (OTE), la mayor parte en forma de biomasa cañera utilizada en la generación de electricidad, con muy baja eficiencia, y con una potencia instalada del orden de los 820 MW (20% de la capacidad instalada en el país). Con ello se generaba alrededor de 2 mil GW h, aproximadamente el 12% de la energía eléctrica producida en el país. En ese año, la producción de azúcar de caña alcanzó uno de los niveles más elevados de la etapa revolucionaria en Cuba. Con la reestructuración de la industria azucarera, la participación de las FRE en la OTE y en la producción de electricidad, se redujo dramáticamente, de tal forma que en el año base de los escenarios que se presentan en este trabajo (2004), la energía eléctrica generada representó apenas el 6% de la generación total del país.

Bajo las condiciones del escenario de Referencia en el 2050, las FRE llegan solamente al 10% de la OTE, con una capacidad instalada de casi 1 400 MW (11% de la capacidad de generación total del país), responsable del 17% de la electricidad total generada. Mientras, en el escenario de Mitigación, las FRE

¹² Todos los análisis económicos financieros fueron realizados en términos reales, esto es, en pesos o dólares constantes del año 1997, utilizando la tasa oficial de cambio (para las empresas y las relaciones con el exterior), de 1 peso cubano igual a 1 dólar norteamericano; y una tasa de descuento del 5%. Por otra parte, a falta de coeficientes de emisión propios, se utilizaron los sugeridos por las Guías del IPCC para la elaboración de los inventarios de emisiones y remociones de GEI.

alcanzan una participación similar a la del año 1989, con el 20% de la OTE, pero con una notable diferencia en cuanto a la participación en la capacidad de generación instalada, 39% de la potencia total del país (unos 7 300 MW), responsable del 31% de la producción total de electricidad (26 mil GWh).

En un escenario más radical en cuanto al uso de las FRE en la generación de electricidad, lo que significa, aprovechamiento de la biomasa, el potencial eólico y solar, uso de los residuos sólidos urbanos, energía hidroeléctrica (el 75% de la energía generada en el 2050), el potencial de mitigación de GEI es del orden de los 435 millones de tCO₂eq, mientras que desde el punto de vista de la inversión de capital es superior al escenario de Mitigación en unos 2 300 millones de dólares. En este escenario, en el 2050, la capacidad de generación instalada con FRE representa el 91% de la potencia total del sistema eléctrico; genera el 89% de la electricidad e insume el 81% de la energía necesaria para la generación de electricidad (unos 11 millones de tep), que a la vez representan el 55% de la OTE. El 19% de la energía invertida en la generación correspondiente a combustibles fósiles, unos 784 Mtep (solo el 6%), corresponden a derivados del petróleo, en este caso, al diesel de los grupos electrógenos interconectados al sistema; el resto corresponde al gas natural.

Por otra parte, en el escenario de Mitigación, el uso del gas natural representa el 41% de la OTE, mientras que en el de Referencia, apenas alcanza el 14%, lo que también explica la reducción de emisiones de GEI y de la factura energética acumulada al 2050.

El comercio de energía arroja resultados favorables en cuanto a la reducción de la factura y de la dependencia energética. En el escenario de Mitigación, las importaciones acumuladas se reducen en unas 53 MMtep (12 billones de dólares actualizados al 2004); mientras que las exportaciones de crudo y derivados se incrementan en 66 MMtep, unos 21 billones de dólares. En 2050 la importación de energía se reduce unos 4 millones de tep; equivalente a unos 800 millones de dólares.

Buena parte de las opciones identificadas pueden integrar la cartera nacional de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto. Si la mitad del Potencial de Mitigación identificado (357 Millones de tCO₂eq) pudiera ser incluido en la cartera de proyectos MDL, los ingresos estarían en el orden de los 5 billones de dólares, equivalentes al 8% de la inversión acumulada en el escenario de Mitigación, al 24% del incremento de las exportaciones acumuladas de energía, y el 42% de las exportaciones de Bienes y Servicios reportadas en el 2009, unos 11,9 billones de dólares constantes de 1997.

Desde el punto de vista de los consumos y emisiones específicas, los resultados indican reducciones importantes en el escenario de Mitigación con relación al de Referencia. Por ejemplo, aunque tanto en el escenario de Referencia como en el de Mitigación se consiguen importantes reducciones de la intensidad energética entre el 2004 y el 2050, en este último se alcanza un nivel de consumo final de energía por cada mil pesos de producto agregado (PIB a precios constantes de 1997) un 8% inferior al correspondiente al mismo período en el escenario de Referencia. Esto significa que en este escenario se necesitarían 10 kilogramos

equivalentes de petróleo (kgep) menos para producir 1 000 pesos de PIB que en el escenario de BAU. De igual forma ocurre con las emisiones específicas. Las emisiones per cápita en el escenario de Mitigación (2,52 tCO₂eq), para el año 2050, son 3,6 tCO₂eq inferiores a la del escenario de Referencia, y casi 2 tCO₂eq menos que las emisiones del año base (4,49 tCO₂eq).

Por otra parte, la intensidad de las emisiones se reduce en el escenario de Mitigación con respecto al de Referencia tanto con relación al producto agregado, como a la energía eléctrica generada. En el primer caso en un 46% (de 0,327 tCO₂eq por cada mil pesos de producto agregado en el escenario de Referencia a 0,150 en el escenario de Mitigación); mientras que en el segundo, la reducción fue del 50% (de 0,5 MtCO₂eq/GWh en el escenario de Referencia a 0,25 en el de Mitigación). Ambos indicadores son sustancialmente menores que los estimados para el año base del estudio.

Los resultados indican que en ambos escenarios se estiman reducciones importantes de la intensidad energética y de las emisiones de GEI en un contexto de expansión de la utilización de la energía final por habitante. El consumo per cápita de energía final en el 2004 es de apenas media tonelada equivalente de petróleo, uno de los más modestos de Latinoamérica y el Caribe, al igual que en el 2050 se estima que éste alcance la cifra de 1,6 tep/hab en el escenario de Referencia y 1,4 tep/hab en Mitigación. Estos resultados se sustentan por importantes ganancias de eficiencia energética, generación del uso de la electricidad y de FRE y una estructura productiva dinámica y favorable a actividades de menores requerimientos energéticos.

El análisis multicriterio integrado de las opciones de mitigación estudiadas se realizó teniendo en cuenta 6 criterios, que arrojaran mayor grado de discriminación para el ordenamiento de las opciones. Se hizo énfasis en aquellos donde se definiera claramente la reducción de emisiones y el costo (beneficio) por unidad de emisiones evitadas, ambos cuantitativos, y en 4 criterios cualitativos que resumieran la aceptación social y tecnológica de cada opción.

Los resultados ubican como opción más “preferida” la sustitución de focos ahorradores por lámparas LEDs (opción que en el análisis sectorial se sitúa en el séptimo lugar). Al mismo nivel aparece el cambio del tráfico de carga por carretera a ferroviario (última de las opciones en el orden de prioridad resultante del análisis del sector del Transporte). Se sitúan a continuación las opciones correspondientes al uso de CTE de biomasa cañera; la sustitución del tráfico de pasajeros por ómnibus a ferrocarril; las turbinas de gas con ciclo combinado; y la sustitución de refrigeradores existentes por equipos más eficientes (Tabla 4.3).

Tabla 4.3 Costos de las opciones “preferidas”.

Opción	Miles de toneladas de CO ₂		USD/tCO ₂
	Potencial de la opción	Mitigación acumulada	Costo del CO ₂ evitado
LEDs	80	80	- 433.00
Pasajeros FFCC	10	90	- 392.00
Carga FFCC	1 446	1 536	- 289.00
Refrigeradores	290	1 826	- 224.00
TGNCC	452	2 278	- 113.00
CTE de biomasa cañera	993	3 271	- 98.00
Cobertura Forestal	1 200	4 471	1.40
Remotorización	18	4 489	235.00

4.4 Opciones de mitigación

4.4.1 Sector residencial

En este sector se evaluaron nueve opciones de mitigación de emisiones de GEI: 1) sustitución del alumbrado por lámparas LED; 2) Introducción de calentadores solares de 90 litros de capacidad; 3) introducción de cocinas de inducción; 4) sustitución de televisores por otros más eficientes; 5) sustitución de refrigeradores por otros más eficientes; 6) reemplazo de equipos de climatización por otros más eficientes; 7) reemplazo de cocinas de queroseno por módulos de cocción en los hogares; 8) Introducción de hornos microondas; y 9) introducción de purificadores de agua.

Sustitución del alumbrado por lámparas LED. Existe un potencial de 15 millones de lámparas fluorescentes para sustitución por LED. Se utilizarían lámparas LED de 6 W en formato de lámparas fluorescentes de 20 W. Cada lámpara LED tiene un costo de 20 dólares. El tiempo de vida útil es de 50 mil horas. Los resultados obtenidos son: 84,9 ktCO₂eq evitadas anualmente; costo del CO₂ dejado de emitir - 433,51 USD/tCO₂eq.

Calentadores solares. Se propone introducir 833 mil calentadores solares de 90 litros de capacidad a costo de 180 USD cada uno para sustituir a los calentadores eléctricos. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 85,3 ktCO₂eq a un costo de -321,65 USD/tCO₂eq.

Cocinas de inducción. Se sugiere introducir 0,5 millones de cocinas de inducción a un costo unitario que varía entre los 469 y los 866 USD. La tecnología de inducción reduce el consumo de electricidad en casi un 71% con respecto al de la hornilla eléctrica modelo HACEB. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 42,8 ktCO₂eq a un costo de 210 USD/tCO₂eq.

TV eficientes. Se propone sustituir cerca de 1,5 millones de televisores de diferentes marcas aún existentes en el país, por otros aparatos más eficientes. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 17,5 ktCO₂eq a un costo de - 501,95 USD/tCO₂eq.

Refrigeradores eficientes. Se propone la sustitución de casi 2,6 millones de refrigeradores, introducidos entre 2007-2009, por equipos con mejor desempeño, a un costo unitario de 225,6 USD. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 291,6 ktCO₂eq a un costo de - 224,1 USD/tCO₂eq.

Equipos eficientes para acondicionamiento del aire. Entre 2007 y 2009 se sustituyeron por equipos eficientes unos 78 mil equipos de climatización. Los equipos nuevos cuentan con un consumo anual promedio de 2098 kWh; mientras que el correspondiente a los existentes era de 4032 kWh. Esta opción tiene un potencial de mitigación de GEI de 42,3 ktCO₂eq anuales a un costo de - 462 USD/tCO₂eq.

Módulo de cocción eléctrico. Hasta el año 2009 se produjo el reemplazo de cocinas de queroseno por módulos de cocción en 3,2 millones de hogares. Las viejas cocinas consumían unos 8 GJ/año, con una eficiencia del 30% y un costo de 5 USD; a diferencia del módulo eléctrico (olla arrocera, olla multipropósito y hornilla), que tiene una demanda de potencia de 2,5 kW, una eficiencia del orden del 90% y un costo de 52,6 USD. Esta opción tiene un potencial de mitigación de GEI de 1233 ktCO₂eq anuales a un costo de - 117,7 USD/tCO₂eq.

Hornos microondas. Se propone introducir 1,5 millones de hornos microondas a un costo promedio de 35 USD cada uno. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 30,3 ktCO₂eq a un costo de - 342,31 USD/tCO₂eq.

Purificadores de agua. Para llegar al 20,5 % de los hogares cubanos se introducirían 0,5 millones de purificadores de agua a un costo unitario de 1,40 USD (el de zeolita con zinc). Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 29,1 ktCO₂eq a un costo de - 526,6 USD/tCO₂eq.

4.4.2 Sector generación de energía eléctrica

En el sector de generación de electricidad se evaluaron nueve opciones de mitigación: 1) introducción de la gasificación de biomasa cañera y forestal; 2) uso de la biomasa cañera en termoeléctricas; 3) generación de energía eólica; 4) incremento de la generación de electricidad por medio de la hidroenergía; 5) empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red; 6) ciclos combinados con gasificadores de carbón integrado; 7) utilización del gas natural en las termoeléctricas; 8) utilización del gas natural en ciclo combinado de gas; y 9) generación de electricidad con carbón.

Utilización de biomasa cañera y forestal en ciclo combinado. La gasificación de la biomasa y su utilización en turbinas de gas es una práctica común, pero con baja eficiencia. Debido a que en Cuba existe un potencial importante de biomasa para este propósito, se evalúa esta alternativa como opción de mitigación respecto a una termoeléctrica convencional. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 553,5 ktCO₂eq a un costo de -103.41 USD/tCO₂eq.

Biomasa cañera en termoeléctricas. Hoy funcionan en el país un grupo de centrales azucareros que aportan una capacidad de cogeneración de 498 MW, en su conjunto. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 993 ktCO₂eq a un costo de - 98.06 USD/tCO₂eq.

Generación de energía eólica. Actualmente existen en el país 4 parques eólicos (20 máquinas) que totalizan 11.7 MW. Por la intermitencia del viento, esta opción de mitigación se compara con motores diesel operando con fuel oil, garantizando un nivel de generación equivalente. Con ella, las emisiones evitadas ascienden a 142,6 ktCO₂eq anualmente a un costo de - 47.19 USD/tCO₂eq.

Generación de electricidad por medio de la hidroenergía. Cuba dispone de 62 MW instalados en 180 hidroeléctricas. Las centrales hidroeléctricas que se proponen para la mitigación, considerando la intermitencia de la fuente en diferentes épocas del año, reemplazarán una generación equivalente de grupos electrógenos que utilizan fuel oil. Con la implementación de esta opción, las emisiones evitadas ascienden a 251,6 ktCO₂eq anualmente a un costo de -65.42 USD/tCO₂eq.

Empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red. Actualmente existen instalados en el país unos 96 miles paneles fotovoltaicos. La radiación solar diaria promedio del país permite instalar 100 MW conectados a la red. Las centrales solares que se construyan para esta opción de mitigación reemplazarán una cantidad equivalente de grupos electrógenos que utilizan fuel oil para generar electricidad. Las emisiones evitadas con la implementación de esta opción ascienden a 261,4 ktCO₂eq anualmente a un costo de - 13.78 USD/tCO₂eq.

Ciclos combinados con gasificadores de carbón integrado. Se sugiere sustituir todas las turbinas de gas natural con la introducción de ciclos combinados en los esquemas de turbinas de gas con gasificación de carbón. Los ciclos combinados con gasificadores de carbón integrados tienen una eficiencia del 50%, mientras, las turbinas de gas natural reemplazadas tendrían una eficiencia térmica del 20%. Como resultado del diferencial de eficiencia favorable a la tecnología de gasificación de carbón y ciclo combinado, las emisiones de GEI evitadas anualmente serían del orden de las 44 ktCO₂eq; sin embargo, el costo sería de alrededor de 900 USD/tCO₂eq evitada.

Utilización del gas natural en las termoeléctricas existentes. Se propone la utilización del gas natural en sustitución del fuel oil en 300 MW instalados. Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 407 ktCO₂eq a un costo de - 40,9 USD/tCO₂eq.

Utilización del gas natural en ciclo combinado de gas. Los ciclos combinados comenzaron a utilizarse en la generación de electricidad en 1998, con la creación de la empresa mixta ENERGAS. En estos momentos se encuentran instalados 375 MW en total, de los cuales 180 MW corresponden a un ciclo combinado (3 turbinas de gas de 35 MW y 1 turbina de vapor de 75 MW) (ONE, 2011). Con esta opción se dejarían de emitir anualmente a la atmósfera 451,9 ktCO₂eq a un costo de - 112,99 USD/tCO₂eq.

Generación de electricidad con carbón. Los costos de inversión para las plantas de carbón con gasificadores integrados y ciclos combinados, duplican a los asociados a las turbinas de gas natural con ciclos combinados, aunque en las primeras se esperan incrementos sustanciales en la eficiencia térmica y reducciones significativas en las emisiones de gases, lo que unido a la dinámica de los precios del gas natural y del carbón favorecerán la introducción de las plantas de carbón con gasificadores integrados y ciclos combinados en los mercados energéticos. La opción presentada evita anualmente la emisión a la atmósfera de casi 9 ktCO₂eq. Por otra parte, se evitarían anualmente erogaciones por concepto de gastos de combustible del orden de los 20 millones de dólares; sin embargo, los costos

totales anuales de esta opción son notablemente mayores que el resto de las opciones evaluadas, unos 7 mil USD/tCO₂eq evitada.

4.4.3 Sector transporte

La evaluación en el sector del transporte se realizó tomando en consideración las perspectivas de desarrollo del sector en su conjunto, teniendo en cuenta las actuales emisiones de GEI y la evolución prevista de la demanda de transporte por parte de la economía y la sociedad cubanas para diferentes escenarios socioeconómicos hasta 2050. Fueron evaluadas seis opciones de mitigación: 1) remotorización; 2) reordenamiento; 3) uso de mezcla alcohol-gasolina; 4) Paso de carga a ferrocarril; 5) Paso del tráfico de pasajeros de ómnibus a ferrocarril; y 6) Utilización del biodiesel en el transporte por carretera.

Remotorización. Hasta el año 2010, en el país se han remotorizado más de 3500 camiones, propiciando un ahorro mensual de 2,4 millones litros de combustible. En el futuro la relación de vehículos que utilizan gasolina y diesel se revertirá con respecto a la proporción actual; esto es, de una relación gasolina - diesel de 54 % y 46 % pasaría a una de 44 % gasolina y 56 % de equipos diesel, con la virtual eliminación de los camiones, cuñas y ómnibus que utilizan gasolina. Con la implementación de esta opción se estima que sean evitadas unas 2,03 tCO₂ por unidad remotorizada.

Reordenamiento. La alternativa del reordenamiento del transporte es viable, al permitir un cambio de combustible, lograr disminuir los valores del consumo total, y por tanto, los costos anuales y las emisiones de GEI, expresadas en CO₂ equivalente. La mayor parte de los vehículos pesados de gasolina que no hayan sido remotorizados y que no se empleen para labores de carga pueden ser sustituidos por camionetas Diesel, con un menor consumo específico (8 litros/100km), lo que facilita que se eviten 3,85 tCO₂ por unidad.

Uso de mezcla alcohol – gasolina. El alcohol anhidro en mezcla al 10 % en volumen con gasolina pasaría a usarse en todos los tipos de vehículos que circulan en el país, con independencia de su envejecimiento. Por experiencia internacional, se conoce que la eficiencia se mantiene con el empleo o no del alcohol; por tanto, se asume que el poder energético de la mezcla de combustibles empleada en los vehículos será el mismo que en el año base. Con esta opción la cantidad de combustible fósil empleado decrece, lo cual favorece la disminución de los costos.

Traspaso del tráfico de carga de transporte automotor a ferroviario. Durante los próximos años se favorecerán las cargas por ferrocarril. Esta opción reporta importantes beneficios, tanto por el nivel de actividad como por su efectividad en la disminución de 1,4 millones de tCO₂ equivalente al año y sus costos asociados.

Paso del tráfico de pasajeros de ómnibus a ferrocarril. A partir del año 2025, se estima que el tráfico de pasajeros a larga distancia crezca, y parte de las transportaciones que en la actualidad se realizan por ómnibus pasen al ferrocarril. De este modo se incrementaría el tráfico anual en este medio de transporte en 1,1 millones de pasajeros-km, lo cual requeriría la adquisición de 10 vagones de pasajeros y 1 locomotora por formación. De no realizarse el traspaso, se requiere la adquisición de 30 ómnibus.

Utilización de biodiesel en el transporte por carretera. En el 2050, el 30% del tráfico de pasajeros por ómnibus urbanos se realizará utilizando biocombustibles. La eficiencia de los motores que utilizan biodiesel es ligeramente superior a la de los motores convencionales, mientras que los costos de los motores no se diferencian mucho de los motores a diesel “fósil”. Por otra parte, para igual fecha, el 70% del tráfico de pasajeros por ómnibus interurbanos se realizará utilizando biocombustible en sustitución del diesel “fósil”. También para el 2050, el 70% del tráfico de carga carretero (ligero y pesado), se realizará utilizando biodiesel en sustitución del diesel tradicional. En resumen, la introducción del biodiesel en el tráfico de pasajeros por ómnibus y de carga por carretera permite la identificación de un potencial de mitigación de emisiones de GEI del orden de los 20 millones de tCO₂eq.

4.4.4 Sector industrial y agropecuario

En este sector se evaluaron siete opciones de mitigación: 1) producción de cemento; 2) producción de biogás a partir de los mostos de destilerías de alcohol; 3) producción de biogás a partir de los desechos en instalaciones porcinas; 4) reducción de emisiones de CH₄ de la fermentación entérica del ganado vacuno; 5) reducción de emisiones de CH₄ en el cultivo de arroz seco; 6) uso del estiércol del ganado vacuno para la producción de biofertilizantes; y 7) cambio de la agricultura de altos insumos a la de conservación.

Producción de cemento. El uso de zeolita como aditivo en la industria cementera nacional constituye una de las medidas mitigación de emisiones de GEI identificadas en este sector. El uso de aditivos reduce la cantidad de emisiones de CO₂, a partir de la reducción de la cantidad de clinker (responsable fundamental de las emisiones en la industria, debido al proceso de descarbonización de la caliza), necesario para la producción de cemento. El cambio en la estructura productiva a favor de los cementos aditivados Portland Puzolánico (PP 35) y Portland (PZ 25), reduce las emisiones de CO₂ de 1,8 a 1,5 millones de toneladas anuales, para un potencial de reducción anual de 300 ktCO₂, unos 6 millones de tCO₂ en 20 años.

Producción de biogás a partir de los mostos de destilerías de alcohol. Un programa de expansión de capacidades a partir de nuevas destilerías, tendría como objetivos además de lograr la flexibilidad productiva en las producciones de azúcar–alcohol carburante–electricidad, según el mercado, obtener nueva fuente de ingreso de divisas. Las instalación de capacidades de destilación en 7 fábricas de azúcar, incorporaría una producción de alcohol a razón de 1,9 millones de litros diarios que equivaldrían, a unos 11.4 millones de litros de mostos al año, cuyo procesamiento anaeróbico evitaría la emisión de 21 ktCO₂eq al año, con un costo de tCO₂eq del orden de los 0.8 USD.

Producción de biogás a partir de los desechos en instalaciones porcinas. En el sector empresarial porcino especializado las evaluaciones realizadas por el Grupo de Bioenergía de CUBAENERGIA, han identificado unas 100 unidades industriales que agrupan unas 450 mil cabezas, la cuarta parte de la existencia total de cerdos en el 2009. Podrían producirse y procesarse anaeróbicamente unas 200 mil toneladas de excretas al año, evitando emisiones por unas 143 ktCO₂eq al año, a un costo de 0.5 USDtCO₂eq evitada.

Reducción de emisiones de CH₄ de la fermentación entérica del ganado vacuno.

Se le presta especial atención a la fermentación entérica, pues al cierre del 2002 su participación en las emisiones directas de metano alcanzó el 89%. La reducción de estas emisiones en un 10%, a partir de estrategias alimenticias que constituyen acciones que reduce exitosamente las emisiones de metano para esta fuente en particular, significaría niveles de mitigación anuales del orden de las 355 ktCO₂eq. En este caso no se logró cuantificar los costos de la tCO₂eq evitada.

Reducción de emisiones de CH₄ en el cultivo de arroz en secano “favorecido”.

Entre 2004 y el 2050 se pasan 194 kha de arroz cultivado por el método de aniego a secano. Se logran de esta forma niveles de mitigación del orden de los 147 ktCO₂eq al año, con beneficios adicionales (costos negativos) a los 2,7 USD/tCO₂eq evitada.

Uso del estiércol del ganado vacuno para la producción de biofertilizantes.

De acuerdo al crecimiento estimado del rebaño, en el 2050 el país contaría con una masa ganadera de unas 7,8 millones de cabezas por lo que tanto la producción de estiércol como las emisiones de CH₄ resultantes se duplicarían, alcanzando niveles de emisión anuales del orden de los 42,3 ktCH₄. Con el procesamiento de los desechos vacunos en humus de lombriz y compost se reducirían las emisiones de este gas a la mitad, a un costo promedio por tonelada de abono orgánico del orden de los 16 a 30 USD. De esta forma es posible obtener reducciones anuales de emisiones de metano en el orden de los 341 ktCO₂eq a un costo por tCO₂eq de 82 USD.

Cambio de la agricultura de altos insumos a la de conservación. 220 mil ha en el periodo 2004-2050, pasarán de la forma de explotación actual o agricultura de altos insumos, a agricultura de conservación, con impactos muy positivos en ahorro de combustible, fertilizante, agua y mano de obra, con una mejora sustancial para el suelo y el incremento de la captura de carbono. Anualmente se mitigan unas 387 ktCO₂eq, con un beneficio adicional (costos negativos) de 60.1 USD/tCO₂eq evitada.

4.4.5 Sector forestal

En este sector se evaluaron dos opciones de mitigación: incremento de la cobertura forestal hasta el 35% para el 2050 y el cambio de categoría de bosques de productivos a conservación. Las opciones evaluadas arrojan un potencial de mitigación del orden de las 1223 ktCO₂eq al año, a un costo promedio de la tCO₂eq evitada de 1.9 USD.

Forestación. Se alcanza, en el 2050, un 35% de cobertura forestal, lo cual representa tener reforestadas 3 846 Mha, o sea, incrementar 615,36 Mha a partir del 2015. Teniendo en cuenta que en el 2009 la retención de carbono por los bosques estaba en el orden de 1,87 t/ha, para el año 2050 la remoción de CO₂ de la atmósfera ascendería a 26 403,8 Mt, diferenciándose en 6 629,59 Mt de las que fueron removidas en el 2009 y en 4 252,3 Mt de la remoción esperada en el 2015. Anualmente se mitigan unas 1200 ktCO₂eq, a un costo de 1.36 USD/tCO₂eq evitada.

Cambio de categoría de bosque (de productivo a protector). Esta opción considera que con el cambio de categoría de bosques productores a bosques de conservación, se incrementa el carbono retenido en esas áreas debido a que las talas se circunscribe solamente a las establecidas por el plan de manejo para esta

categoría, y hace que el bosque mejore su rendimiento y salud. En este sentido, en la Empresa Forestal Integral (EFI) Victoria de Girón se recategoriza en sus funciones y pasa de entidad productiva a área protegida de la Empresa de Flora y Fauna. El paso de 115.4 kha de bosque productor a protector hace posible la mitigación de unas 23.5 ktCO₂eq anualmente en esa empresa forestal, a un costo la tCO₂eq evitada de 29.3 USD.

4.4.6 Sector desechos

En el Sector de los desechos se evaluaron dos opciones de mitigación: recuperación del CH₄ mediante la gestión de desechos sólidos municipales (DSM) y generación de electricidad por incineración de los DSM.

Gestión de desechos sólidos municipales (DSM). A partir de las proyecciones de la población urbana y de la generación y disposición de DSM en los Sitios de Disposición de Desechos Sólidos (SDDS), se estima que la gestión de los desechos sólidos municipales permita mitigar 640 ktCO₂eq por año. Dada la heterogeneidad de los procedimientos y las tecnologías involucradas no fue posible estimar los costos de la tCO₂eq evitada.

Generación de electricidad a partir de la incineración de desechos sólidos municipales (DSM). De acuerdo con los estimados de crecimiento demográfico, en el 2050 la población urbana del país estará cercana a los 8,4 millones de personas, las cuales generarán unas 2,8 millones de toneladas de residuos sólidos, cuyo manejo en rellenos sanitarios liberarán unas 112,8 ktCH₄. En el 2020 se pondrá en explotación los primeros 25 MW de potencia a partir de la incineración de los desechos sólidos. El potencial de mitigación de emisiones de CH₄ estimado entre el 2020 y el 2050, en términos de potencial de calentamiento equivale a 11,5 millones de tCO₂eq. El costo estimado por tonelada de metano evitada es de 0,35 dólares.

4.5 Resultados del Mecanismo de Desarrollo Limpio

Como resultado del trabajo de las empresas y las estructuras creadas para implementar en Cuba el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), al finalizar el año 2013 se disponía de 4 proyectos: 2 en fase de expedición de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER) de Gases de Efecto Invernadero, 1 en fase de validación y 1 en fase de revisión (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Proyectos listos para implementar el MDL.

Proyecto	Fase en ejecución	CERs esperados (tCO ₂ eq/año)
ENERGAS Varadero: conversión de ciclo abierto a ciclo combinado	Expedición de CER	342 235
Captura y destrucción de CH ₄ en el vertedero de Calle 100, en La Habana; y Gascón, en Santiago de Cuba	Expedición de CER	123 162
ENERGAS Jaruco: conversión de ciclo abierto a ciclo combinado	Validación	607 335
Reducción de las emisiones de CO ₂ en la producción de cementos con aditivos en Cementos Cienfuegos S.A. Cuba	Revisión	66 000

En la actualidad, 8 ideas de proyecto conforman la carpeta de proyectos MDL del país. Dichas ideas se encuentran publicadas en el Bazar MDL, en el sitio web de PNUMA-Risoe, en la siguiente dirección electrónica: <http://www.cdmbazaar.net>.

4.6 Acciones de mitigación realizadas por comunidades de base

Con el apoyo financiero del Programa de Pequeñas Donaciones (PPD) del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) se han desarrollado proyectos que contribuyen a la mitigación del cambio climático, en varias comunidades del país. Su selección ha respondido a las prioridades recogidas en la Estrategia Ambiental Nacional, con especial atención a los ecosistemas de montaña, llanura y costeros.

Estas acciones han estado vinculadas a:

- La reforestación y la Introducción del cálculo del secuestro de carbono en plantaciones.
- El fomento de nuevas fuentes renovables de energía (fotovoltaica e hidráulica), que han permitido la electrificación de 716 viviendas en zonas aisladas, fundamentalmente en ecosistemas de montaña; y la introducción de cocinas eficientes, que permiten un ahorro aproximado de 16 000 m³ de leña /año,
- La introducción de la tecnología de biodigestores de membrana en las instalaciones de 34 criadores de cerdo para el manejo de las excretas, y la utilización del biogás resultante en la cocción de alimentos, reportando una disminución del uso de electricidad por este concepto.
- La implementación de otras acciones relacionadas con mejores prácticas agrícolas para la conservación de los suelos.

4.7 Consideraciones finales

La evaluación efectuada constituye una notable oportunidad para explorar las posibles consecuencias de diferentes sendas de desarrollo sobre el sistema socioeconómico y ambiental. Aunque su objetivo es identificar las opciones de mitigación de emisiones de GEI y el potencial a éstas vinculadas, pone en evidencia los impactos sobre el uso, el comercio exterior, la eficiencia y los costos de tales escenarios. Por otra parte, llama la atención sobre la importancia de incorporar metodologías y técnicas de evaluación para los estudios de mitigación, en especial, la importancia de contar con escenarios robustos, y muy en especialmente con un escenario Base o de Referencia bien estructurado y que incorpore las tendencias del sistema socioeconómico y ambiental, y las medidas y políticas identificadas en proceso de implementación, de tal forma que no constituya solo una extrapolación de datos actuales hacia el futuro.

En las seis opciones priorizadas por el análisis multicriterio integrado se concentra la tercera parte de las emisiones evitadas anualmente, con beneficios que están en

el orden de los 66 dólares por tCO₂ evitadas, algo inferiores al promedio de las opciones evaluadas.

En la Tabla 4.5 se presenta un resumen de las opciones evaluadas de mitigación con las emisiones de CO₂ dejadas de emitir (en miles de tCO₂eq/año), sus costos asociados y los criterios cualitativos utilizados sobre barreras tecnológicas, aceptación pública, capacidad de implementación e impacto positivo.

Tabla 4.5 Resumen de las opciones de mitigación.

Opciones de Mitigación	Emisiones de CO ₂ dejadas de emitir (miles de tCO ₂ eq/año)	Costo (USD/tCO ₂ eq)	Barreras Tecnológicas	Aceptación Pública	Capacidad de Implementación	Impacto Positivo
Sector Residencial	1.857	-174				
Alumbrado por lámparas LED	85	-433	Alta	Alta	Alta	Alto
Calentadores eléctricos por solares	85	-321	Baja	Alta	Alta	Alto
Cocinas de inducción	43	210	Alta	Alta	Media	Alto
Televisores eficientes	18	-501	Baja	Alta	Alta	Alto
Refrigeradores eficientes	292	-224	Baja	Alta	Alta	Alto
Equipos de climatización más eficientes	42	-482	Baja	Alta	Alta	Alto
Módulos de cocción	1.233	-118	Baja	Alta	Alta	Medio
Hornos microondas	30	-342	Alta	Alta	Media	Alto
Purificadores de agua	29	-526	Baja	Media	Media	Alto
Sector Generación de Electricidad	3.115	-54				
Biomasa cañera y forestal en ciclo combinado	554	-103	Baja	Alta	Baja	Medio
Biomasa cañera en termoeléctricas	993	-98	Media	Alta	Alta	Bajo
Energía eólica	143	-47	Media	Alta	Media	Bajo
Hidroenergía	252	-65	Media	Alta	Alta	Bajo
Energía solar fotovoltaica conectada a la red	261	-14	Media	Alta	Media	Bajo
Ciclos combinados con gasificadores de carbón	44	918	Media	Media	Alta	Bajo
Gas natural en las termoeléctricas	407	-41	Alta	Alta	Alta	Bajo
Gas natural en ciclo combinado de gas	452	-113	Media	Alta	Alta	Bajo
Generación de electricidad con carbón	9	7.272	Media	Media	Alta	Bajo
Sector Transporte	1.679	-228				
Remotorización	18	235	Media	Alta	Media	Alto
Reordenamiento	38	163	Media	Alta	Media	Alto
Uso de mezcla alcohol – gasolina	7	-345	Alta	Media	Baja	Medio
Paso de carga a ferrocarril	1.446	-289	Media	Media	Alta	Alto
Paso del tráfico de pasajeros a ferrocarril	10	-392	Media	Alta	Alta	Alto
Biodiesel en el transporte por carretera	160	189	Alta	Media	Baja	Medio
Sector Industrial y Agropecuario	1694					
Producción de cemento	300	1	Alta	Media	Alta	Medio
Biogás de los mostos de destilerías de alcohol	21	1	Alta	Media	Media	Alto
Biogás de los desechos en instalaciones porcinas	143	1	Alta	Media	Media	Alto
CH ₄ de la fermentación entérica del ganado	355	NE	Media	Media	Alta	Alto
CH ₄ en el cultivo de arroz seco	147	-3	Alta	Alta	Baja	Alto
Estiércol del ganado vacuno para biofertilizantes	341	82	Baja	Media	Media	Alto
Agricultura de Conservación	387	-60	Media	Alta	Media	Alto
Sector Forestal	1.224	2				
Forestación	1.200	1	Media	Alta	Alta	Medio
Cambio de bosque productivo a protector	24	29	Media	Alta	Media	Medio
Sector Desechos	890	0				
Gestión de desechos sólidos municipales (DSM)	640	NE	Media	Alta	Media	Alto
Incineración de DSM	250	0	Alta	Alta	Baja	Alto
TOTAL	10.459	-86				