Mitigación

Experiencia en Cuba

Del Cambio Climático

Contribución de la Universidad de La Habana y del Grupo Nacional de Expertos sobre Mitigación a la Segunda Comunicación Nacional de la República de Cuba a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático

Junio 2013 (revisión y edición Octubre 2016)

COORDINADORES

DR. JUAN F. LLANES REGUEIRO
DR. JOSÉ SOMOZA CABRERA
MSC. YUSIMIT BETANCOURT ALAYÓN

AUTORES Y COLABORADORES CIENTÍFICOS

Autores Principales: José Somoza[1], Yusimit Betancourt[1], Juan F. Llanes[1], Belkis Soler[2], Juan F. Zúñiga[2], Martha Amarales[3], Alicia Mercadet[4], Arnaldo Álvarez[5], Mercedes Marrero[6], Mario Riverol[7], Francisco Martínez[7], Francisco Cruz[8]; Valentín Fernández[9], Carlos López[9].

Otros Autores: Ilse Berdellans[2], Ileana López[2], David Pérez[2], José Villarroel[3], Osiris Ortiz[4], Arlety Ajete[4], Leufrido Yero[4], Elsa Cordero[4], Juana Teresa Suárez[4], Wofhan A. Richelme[7], Raúl Rangel[10], Hakna Ferro[11], Adriana Valdés[9], Maritza Petersson[6].

Colaboradores Científicos: Dr. Ramon Pichs Madruga[12], Dr. Jose Febles González[1], Dr. Alfredo Curvelo[2], Dra. Barbara Garea[13], Ing. Yamila Navarro Sosa[14], Ing. Dannae Carreras García[14], Ing. Lázaro Valentín Rabelo Parra[15], Lic. Tomas González[16], Ing. Isis Zulueta[4], Yolanis Rodríguez Gil [4], Ing. Ivonne Diago Urfé[4], Dr. Juan Manuel García Delgado[4], Ing. Aguedo Cárdenas Marín[4], Ing. Rolando Padrón[4], Inv. Auxiliar. Ramón Chao Espinosa[17], Lic. Ma. Tamara Cruz Silbeto[17], Dr. Roberto Sosa Cacéres[17] & Ing. Yasser M. Díaz Capdesuñer[17].

[1] Centro de Estudios de Medio Ambiente. Universidad de La Habana. [2] CUBAENERGIA. CITMA. [3] CETRA. MITRANS. [4] Instituto de Investigaciones Agro-Forestales. MINAG. [5] MINAG. [6] Universidad de Matanzas. [7] Instituto de Suelos. MINAG. [8] Instituto de Granos. MINAG. [9] Instituto de Meteorología. CITMA. [10] Instituto de Geografía Tropical. CITMA. [11] Instituto de Ecología y Sistemática. CITMA. [12] CIEM. [13] INSTEC. [14] MINBAS. [15] UNE. [16] ONE. [17] Instituto de Investigaciones Porcinas.

Agradecimientos

Los autores quieren expresar su más profundo agradecimiento *a los de siempre: a los que nos animan, presentes y ausentes, que si ellos nada es posible, y a los "otros", que levantaron enormes barreras para la materialización de los estudios que componen este texto y su publicación final. Estos otros aportaron la fuerza necesaria para hacer que perseveráramos en el intento y que finalmente lográramos sacar "Mitigación; E x p e r i e n c i a e n C u b a Del Cambio Climático".*

Agradecimientos particulares al Grupo Coordinador de la Segunda Comunicación Nacional, en las personas de Vladimir Guevara, Tomás Gutiérrez, Luis Paz y Eduardo Plano; a Nancy y María del INSMET, que tanto corrieron con los trámites conexos; al staff del PNUD/Cuba, en especial a Grisel Acosta; a Idania y Glen de la Editorial Academia por el primer e importante impulso a la edición de este material; a Vilma y Annia de la UH, cuyos entusiasmos y buenos oficios hicieron posible recuperar los tres años "perdidos"; y a Baujín, director de la Editorial UH, que estuvo dispuesto a poner todos los recursos técnicos y humanos en función de la feliz culminación de este libro, en un momento bien tenso para la Editorial.

Prologo

Los estudios de mitigación – estudios para determinar opciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero- constituyen uno de los tres pilares fundamentales de los estudios relacionados con los efectos del cambio climático en cada país, especialmente de las Comunicaciones Nacionales que cada uno de los países firmantes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, UNFCCC, por sus siglas en inglés, tienen la obligación de presentar a la Convención.

Para Pequeños Estados Insulares, que no poseen compromisos de reducción de emisiones, los estudios de mitigación constituyen un importante soporte para explorar los vínculos entre el cambio climático ocasionado por el hombre, las posibles opciones de reducción de emisiones y todos los aspectos; desde la eficiencia en el uso de combustibles fósiles hasta el uso de energía no comercial y la introducción de energía solar en sus diversas manifestaciones.

Explorar el futuro mediante estos estudios constituye una suerte de adaptación a las difíciles y cambiantes situaciones que se avecinan, para lo cual deben utilizarse todas las posibilidades disponibles

El presente libro constituye un profundo estudio desarrollado por expertos de la Universidad de La Habana de conjunto con especialistas de diversos organismos y centros de investigación, en conjunto más de veinte expertos nacionales que dedicaron tres años de trabajo para presentar estos resultados, una síntesis de los cuales, forman parte de la Segunda Comunicación Nacional de Cuba a la UNFCCC.

Los autores esperan que este libro sea de utilidad para los actuales y futuros investigadores y expertos en estos temas pues se hace necesario ampliar el ámbito de estos estudios en todos los sentidos.

La Habana, 2016

Presentación

El libro que se presenta, Mitigación E x p e r i e n c i a e n C u b a Del Cambio Climático, es el resultado de los estudios que en el marco de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, fueron realizado por un importante grupo de especialistas pertenecientes a las principales instituciones involucradas con este tema, todos de primer nivel de calidad. El contexto se aprovechó para incorporar un conjunto de conceptos, guías metodológicas y experiencias de la adaptación de las mismas a las especificidades nacionales y la disponibilidad de información pública para abordar tanto la tarea de evaluación de opciones de mitigación como para el resto de las tareas involucradas en los estudios de Cambio Climático y los impactos sobre la sociedad.

En este sentido, el trabajo sigue una estructura clásica compuesta por un Resumen Ejecutivo, tres capítulos y un cuerpo de conclusiones y recomendaciones. Finalmente se presentan 15 anexos, en los cuales se presentan los resultados de la cuantificación de los escenarios elaborados y dos anexos finales que tratan sobre los temas que recientemente han sido objeto de atención relacionada con los instrumentos regulatorios y de promoción del uso de las Fuentes Renovables de Energía (FRE), las experiencias más exitosas en el ámbito internacional y las lecciones aplicables para Cuba; y el tema de los costos de generación eléctrica provocados por la intermitencia características de las FRE en contexto de altos niveles de penetración en sistemas basados en el uso de combustibles fósiles, tema relevante y poco tratado desde una óptica económica dentro de los aspecto teóricos y de investigación priorizados por la academia y las instituciones involucradas en la Política de Desarrollo Energética recientemente aprobada por la Asamblea Nacional.

En el libro se tratan con amplitud (Capitulo 1), los conceptos claves sobre la actividad de Mitigación, por ejemplo, porqué es importante el estudio de la Mitigación, la estrecha relación con la tecnología y los ciclos de vida de la inversión en las mismas; cómo diseñar un estudio de Mitigación (las herramientas disponibles), la importancia de estos a nivel internacional y finalmente las barreras y oportunidades a las que se enfrentan los investigadores a acometer estos estudios.

El Capítulo 2, se dedica por entero a mostrar las experiencias nacionales acumuladas en la elaboración de las dos comunicaciones nacionales a la Convención. Se presentan los antecedentes de los estudios de mitigación en el país, los potenciales actuales de mitigación identificados; las metodologías empleadas para la identificación y evaluación de las opciones y los resultados de este ejercicio en el marco de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención.

En este sentido, se identificaron 35 opciones que en su conjunto significa un potencial de mitigación acumulado entre el 2010 y el 2050 del orden de los 700 millones de t CO_2 eq; cuyos costos de implementación estarían rondando los 34 billones de dólares (constantes del 2010), equivalente al 2.1% del valor del Producto Interno Bruto acumulado hasta el 2050, actualizados al 2010. Las 35 opciones se agrupan en dos grande grupos, las opciones relacionadas con la extracción/almacenamiento, transformación, y uso final de la energia, que en esta ocasión están referidas a la generación de electricidad y uso final en los hogares y el transporte, en este acápite se incluyen la producción de biogás a partir de la digestión anaeróbica de desechos agropecuarios (porcinos) e industriales (destilerías de alcohol); y en las actividades no Energéticas como la actividad forestal, la agropecuaria, desechos, y procesos industriales, en particular la fabricación de cemento.

En el Sector Residencial, se identificaron 9 opciones con un potencial anual de mitigación que asciende a los 1850 ktCO_2 eq, con beneficios promedio (costos promedios de las opciones negativos) de 174 US$/t$CO_2$ eq evitada. Por su parte, en la Generación de Energía Eléctrica se identificó un potencial de mitigación del orden de las 3907 ktCO_2 eq anuales. Las 9 opciones evaluadas arrojan, como promedio, beneficios (costos negativos) del orden de los 53.7 US$ por tCO_2 eq evitada.

Hay que hacer notar que los beneficios (costos negativos de la tonelada de CO_2 eq evitada) de las opciones de mitigación identificadas tanto en el sector de los hogares como en la generación de electricidad es el resultado de los niveles de consumo especifico de energía mucho menores en las opciones identificadas con relación a las tecnologías existente, resultado de los elevados niveles de obsolescencia del plantel tecnológico existente, la reducción de los costos por concepto de eficiencia y/o sustitución de combustibles más que compensan los incrementos en los costos de inversión de las nuevas tecnologías.

En cuanto a la producción de biogás, se presentan los potenciales de mitigación identificados en el procesamiento de desechos biodegradables tanto en la actividad porcina como en actividades industriales, en particular del procesamiento de los mostos de destilarías de producción de alcohol. En ambas opciones evaluadas se identifica un potencial de mitigación anual de 164 ktCO_2 eq, a costos promedios de 0.54 US$/tCO2 eq evitada, en el primer caso se mitigan unas 143 kt CO_2 eq al año, a un costo de 0.5 US$/t CO2 eq evitada, y en el caso de la degradación de los mostos de destilerías, unas 21 ktCO_2 eq año a un costo de 0.8 US$/t CO_2 eq evitada.

En el Sector Transporte, las 6 opciones evaluadas arrojan un potencial de mitigación anual del orden de las 1679 $ktCO_2$ eq, y beneficios adicionales promedio (costos negativos) de 228 US$/$tCO_2$ eq evitada.

Por su parte, en el Sector Forestal las dos opciones evaluadas arrojan un potencial de mitigación del orden de las 1223 $ktCO_2$ eq al año, a un costo promedio de la tCO_2 eq evitada de 1.9 US$. Por ejemplo, el incremento de la cobertura vegetal hasta un 35%, arrojó un potencial de mitigación del orden de los 1200 $ktCO_2$ eq,, a un costo de 1.36 US$/$tCO_2$ eq evitada. Mientras que el Cambio de Categoría de Bosque, paso de 115.4 kha de bosque productor a protector, hace posible la mitigación de unas 23.5 $ktCO_2$ eq anualmente en la Empresa Forestal Integral (EFI) Victoria de Girón, a un costo de la tCO_2 eq evitada de 29.3 US$.

En el Sector agropecuario, se identificó un potencial de mitigación de 1230 $ktCO_2$ eq anuales, con un beneficio promedio de las 4 opciones evaluadas (costos negativos) del orden de los 41.2 US$/$tCO_2$ eq evitada.

La Gestión de desechos sólidos municipales, se puede mitigar una cantidad de emisiones de 640 $ktCO_2$ eq., por año, sin embargo, dada la heterogeneidad de los procedimientos y las tecnologías involucradas no fue posible estimar los costos de la tCO_2 eq evitada.

Incremento de la producción de cementos con alta componente de aditivos activos en base a zeolita. El potencial de mitigación de la industria del cemento, bajo el supuesto de que la misma alcance capacidad de producción de los 3,3 millones ante el cambio en la estructura productiva a favor de los cementos aditivados PP 350 y PZ 250, reduce las emisiones de CO2 de 1,8 millones de toneladas a 1,5, para un potencial de reducción anual de 300 mil t CO2, anual, a un costo de 1.1 US$/tCO2 eq evitada.

Finalmente, el potencial de mitigación de la industria del cemento, bajo el supuesto de que la misma alcance capacidad de producción de los 3,3 millones ante el cambio en la estructura productiva a favor de los cementos aditivados PP 350 y PZ 250, reduce las emisiones de CO2 de 1,8 millones de toneladas a 1,5, para un potencial de reducción anual de 300 mil tCO2, anual, a un costo de 1.1 US$/tCO2 eq evitada.

Habría que significar el hecho que los resultados de cada sector fueron sometidos a un análisis multicriterio, (utilizando el Nayade), con el fin de establecer un ranking de prioridades, habida cuenta de ayudar a los responsables de política en la toma de decisiones de inversión. En este sentido

es importante esclarecer que las opciones que forman parte de este ejercicio, no suponen compromisos formales de implementación, ni forman necesariamente parte de programas, o proyectos específicos, no obstante el hecho de que muchas de ellas sean valoradas como opciones deseables, y sean ejecutadas en algún momento, cuando existan condiciones técnicas y financieras favorables. Las magnitudes de las opciones no suponen asimismo compromisos o metas. El estudio de las opciones y por tanto la construcción de los escenarios correspondientes (Referencia, Mitigación y uso Intensivo de FRE), intenta señalar (con el grado de incertidumbre implícito en los datos, la evolución de los mercados energéticos y el avance del conocimiento científico técnico vinculado a este tema), lo que sucedería en diferentes ámbitos si se adoptan las opciones estudiadas, posiblemente bajo diferentes condiciones, como sucedió con una parte de las opciones propuestas en la Primera Comunicación Nacional.

Por su parte, el Capítulo 3, se reservó para presentar en detalle el proceso prospectivo de la construcción de escenarios. En este caso, se trató de resumir la experiencia acumulada por los autores en la construcción de escenarios energéticos y de mitigación durante casi 20 años de trabajo en los temas de economía de la energia y la aplicación del herramental prospectivo en apoyo a la elaboración de políticas en este campo, y más recientemente, en el uso de modelos econométricos y de coeficientes técnicos como es el caso del LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), ahora en su versión con optimización de la generación eléctrica incorporada.

En el capítulo se hace énfasis en la conveniencia de construir un escenario socioeconómico único para medir los efectos resultantes de la introducción de las opciones de mitigación identificadas, y en definitiva de los diferentes escenarios energéticos considerados, esto es, tanto en el escenario de Referencia como en el de Mitigación se 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 energética, la intensidad en el uso de la energía, el cambio de energéticos, la penetración de las fuentes renovables de energía (FER), los cambios en los patrones de uso, entre otros efectos, a consecuencia de la adopción de las opciones de mitigación identificadas.

El Escenario Base o de Referencia (BAU en sus siglas en inglés), parte del supuesto de que las tendencias más “pesadas” 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. Por otra parte, en el Escenario de Mitigación, se parte del supuesto de que las variables macro - microeconómicas y demográficas se mantienen invariables, y se incorporan las opciones de mitigación identificadas, cuyo contraste con el Escenario de Referencia, permite determinar el potencial de mitigación absoluto y acumulados y sus costos, de las opciones evaluadas. Es posible, además extender el análisis de largo plazo de los escenarios a otros aspectos muy relevantes de la economía de la energia y la mitigación de emisiones de GEI.

Por ejemplo, se tiene que 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 superiores próximos a los 80 millones de t CO_2 eq. 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 (transporte, producción de cemento, equipamiento electrodoméstico), más eficientes, la sustitución de combustibles fósiles por otros fósiles menos contaminantes (por ejemplo gas natural en lugar de fuel oil), la penetración 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.

En el escenario de Mitigación, los costos acumulados en 2050 alcanzan los 34 billones de pesos y representan el 2,1% del valor presente del PIB en los 46 años que median entre 2004 y 2050. 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 como consecuencia del cambio climático incontrolado esto es, el costo de “no acción”, representa entre un 5 y 20% del producto global (Informe Stern, 2006).

En cuanto a los costos de inversión del Escenario Intensivo en el uso de las FRE, éstos 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 Cuba. Con la reestructuración de la industria azucarera, la participación de las FRE en la OTE y en particular en la producción de electricidad se redujo de tal forma que en 2004, año base de los escenarios, la energía eléctrica generada representó apenas el 6% de la generación total del país.

En el escenario de Referencia, la participación de las FRE en el 2050 llega solamente al 10% de la OTE, con una capacidad instalada de casi 1400 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 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 7300 MW), responsable del 31% de la producción total de electricidad (26 mil GW.h).

El dominio de estos fundamentos metodológicos y técnicas de cuantificación a partir de la economía financiera y modelos de optimización, evaluación de mitigación a partir del ciclo de vida de la inversión e impactos de la intermitencia de las FRE sobre los costos de generación del sistema eléctrico, revisten una importancia particular para afrontar los retos futuros en el estudio de estos temas, y profundizar en el conocimiento y comprensión de los temas vinculados a la energia y las ciencias del Cambio Climático. Es más relevante cuando se conoce que las direcciones priorizadas del Desarrollo Energético Nacional a mediano y largo plazo, están estrechamente relacionadas con la mitigación del Cambio Climático en la medida que la implementación de la estrategia tiene fuertes impactos positivos sobre la eficiencia energética y la penetración de las fuentes renovables y consecuentemente, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

De hecho, en la recién aprobada Estrategia de Desarrollo Energético hasta el 2030, se prevé un importante esfuerzo en instalación de nuevas capacidades de generación eléctrica sobre la base de tecnologías que utilizan FRE que incluyen 750 MW de CTE bioeléctricas en 19 fábricas de azúcar, 700 MW de energía fotovoltaica conectados a la red, 633 MW de energía eólica, en 13 parques y 56 MW hidroeléctrica. El monto de inversión de estas capacidades alcanzará los 3 mil millones de US$, que unido al financiamiento para garantizar la vitalidad del sistema totalizaría unos 6600 millones de US$. Tal estrategia está enfocada

para lograr una participación de las FRE en la generación eléctrica total del país del 24% y lograr la reducción de los costos de la electricidad entregada a los consumidores en un 13% con relación a los costos actuales (Murillo, 2014).

El libro pretende aportar a la comprensión de los fenómenos socioeconómicos y energéticos y ambientales relacionados con la mitigación de emisiones de GEI factor de la mayor importancia en el calentamiento global y el Cambio Climático. También pretende de servir de texto de consulta en la docencia de pre y postgrado de nivel superior, y en los estudios futuros para la elaboración de las siguientes Comunicaciones Nacionales a la Convención. Sin embargo, no cabe duda de la necesidad de seguir mejorando el contenido de este libro a partir de la incorporación de los nuevos conocimientos y las nuevas experiencias acumuladas en la investigación y desarrollo de los nuevos procesos productivos bajo en emisiones, las nuevas tecnologías y los nuevos métodos de valoración económica. Ojala que este libro al menos sirva para avivar el debate académico y alertar a los responsables de política sobre el tema de la mitigación y algunas sutilezas de su evaluación económica y construcción de escenarios como forma de planificación de largo plazo.

Índice.

Índice. ___ ***0***

Resumen ejecutivo. ___ ***14***

Introducción. ___ ***22***

Capítulo 1: Conceptos claves sobre la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. ___ ***25***

1.1 ¿Por qué es importante la mitigación? ___ **25**

1.2 Mitigación, tecnología y ciclo de inversión. ___ **30**

1.3 ¿Cómo diseñar un estudio de mitigación? ___ **33**

1.3.1 Herramientas de modelación para las evaluaciones de mitigación. ___ 39

1.4 Mitigación en el contexto internacional. ___ **40**

1.5 Barreras y oportunidades. ___ **45**

Capítulo 2: Mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. ___ ***47***

2.1 Antecedentes de los estudios de mitigación en Cuba. ___ **47**

2.2 Situación actual: potencialidades de mitigación. ___ **48**

2.3 Metodología empleada para la evaluación de las opciones de mitigación identificadas . Supuestos generales. ___ **50**

2.4 Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el Sector Energético. ___ **51**

2.4.1 Opciones del sector residencial. ___ 52

2.4.1.1 Potencialidades de mitigación actuales del sector. ___ 54

2.4.1.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. ___ 54

Sustitución del alumbrado por lámparas LED. ___ 55

Hornos microondas. ___ 56

Cocinas de inducción. ___ 57

Calentadores solares. ___ 59

Purificadores de agua. ___ 60

Televisores eficientes. ___ 61

Aires acondicionados eficientes. ___ 61

Refrigeradores eficientes. ___ 62

Módulo de cocción eléctrico. ___ 63

2.4.1.3 Barreras y oportunidades. ___ 64

2.4.1.4 Evaluación multicriterio del sector. ___ 65

2.4.1.5 Consideraciones finales. ___ 70

2.4.2 Opciones de los sectores de transformación energética. ___ 72

2.4.2.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector. ___ 73

2.4.2.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. ___ 74

Utilización del gas natural en las CTE existentes. ___ 75

Utilización del gas natural en ciclo combinado de gas. ___ 76

CTE bagaceras. ___ 77

Introducción de los ciclos combinados con gasificación de biomasa (cañera y forestal). 79
Incremento de la generación de electricidad por medio de la hidroenergía. 80
Penetración de la energía eólica. 81
Penetración de una central electronuclear. 82
Empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red. 83
Generación con carbón: CTE carboneras y turbinas de gas con gasificación de carbón integrados y ciclo combinado. 84
Turbinas de gas con gasificadores de carbón integrado y ciclo combinado. 87
2.4.2.3 Barreras y oportunidades. 89
2.4.2.4 Evaluación multicriterio del sector. 90
2.4.2.5 Consideraciones finales. 96
2.4.3 Otras opciones del sector energía. Generación de biogás. 97
2.4.3.1 Producción de Biogás en la Agricultura. 97
2.4.3.2 Destilerías de alcohol y producción de biogás de los mostos. 99
2.4.4 Opciones de mitigación del sector transporte. 101
2.4.4.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector. 104
2.4.4.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. 104
Reordenamiento. 105
Remotorización. 106
Mezcla de alcohol – gasolina. 108
Paso de carga a ferrocarril. 109
Paso de pasajeros a ferrocarril. 110
Utilización de biodiesel en sustitución del diesel en el transporte carretero de carga y pasajeros. 111
Utilización de biodiesel en sustitución del diesel en el transporte carretero de carga y pasajeros. 114
2.4.4.3 Barreras y oportunidades. 116
2.4.4.4 Evaluación multicriterio del sector. 117
2.4.4.5 Consideraciones finales. 118

2.5 Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el sector no energético. 119

2.5.1 Opciones para el sector forestal. 120
2.5.1.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector. 122
2.5.1.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. 123
Aumento de la cobertura vegetal hasta un 35%. 123
Cambio de categoría de bosque. 124
2.5.1.3 Barreras y oportunidades. 126
2.5.1.4 Evaluación multicriterio del sector. 127
2.5.1.5 Consideraciones finales. 128
2.5.2 Opciones para el sector agricultura. 128
2.5.2.1 Potencialidades actuales dentro del sector. 128
2.5.2.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. 129
Paso a la agricultura de conservación. 129
Análisis de las potencialidades de la rama pecuaria. 132
Reducción de las emisiones de CH_4 por manejo de riego en el arroz. 135
Producción de fertilizantes orgánicos mediante la lombricultura y el compostaje a partir de las excretas vacunas. 138
2.5.2.3 Barreras y oportunidades. 140
2.5.2.4 Evaluación multicriterio del sector. 141

2.5.2.5 Consideraciones finales. 143
2.5.3 Opciones para el sector de desechos. 144
2.5.3.1 Potencialidades actuales dentro del sector. 145
2.5.3.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. 145
2.5.4 Sector de procesos industriales: Incremento de la producción de cementos con alta componente de aditivos activos en base a zeolita. 167
2.5.4.1 Potencialidades actuales dentro de los sectores. 168
2.5.4.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación. 169
2.5.4.3 Barreras y oportunidades. 170
2.5.4.4 Consideraciones finales. 170

Capítulo 3. Análisis de los Escenarios Socioeconómicos. 172

3.1 Premisas para la elaboración de los escenarios. Antecedentes. 172
3.1.2 Situación actual: potencialidades de mitigación. Potencial de las Fuentes Nacionales de Energía. 173

3.2 Metodología empleada. 178

3.3 Eficiencia y uso racional de la energía: evolución reciente. 187

3.4 Escenario de referencia. Definición y descripción. 191
3.4.1 Aplicación del instrumental cuantitativo prospectivo. 191
3.4.1.1 Resultados del MICMAC. 193
3.4.1.2 Los Actores. 196
3.4.1.3 Resultados del SMIC - EXPERT. 201
Síntesis y cómputo de los resultados del SMIC - EXPERT. 202
3.4.1.4 Análisis de Sensibilidad. 204

3.5 Escenarios de mitigación. Definición y descripción. 219

3.6 Discusión de los resultados. Indicadores. 220

3.7 Ejercicio multicriterio integrado de las diferentes opciones de mitigación. 233
3.7.1 Discusión de los resultados. 234
3.7.2 Consideraciones finales. 235

Comentarios finales. 237

Bibliografía. 244

Anexos. 252

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencial de Mitigación de emisiones de GEI. Millones de t CO_2 eq Acumuladas……20

Tabla 2. Resumen de opciones y criterios de evaluación………………………………..……….24

Tabla 3 Emisiones en CO_2 eq por categorías de fuentes para los principales GEI directo………………………………………………………………………………………..54

Tabla 4. Comparación de las ventajas y desventajas de los LED………………………………………..61

Tabla 5. Resultados para la opción sustitución del alumbrado por lámparas LED…………………………..….61

Tabla 6. Resultados para la opción incremento del uso de los hornos microondas……………………………..….62

Tabla 7. Resultados para la opción introducción de las cocinas de inducción……………………………………….63

Tabla 8. Resultados para la opción introducción del calentamiento de agua con energía solar……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..…65

Tabla 9. Resultados para la opción empleo de purificadores de agua…………………………………………………..65

Tabla 10. Resultados para la opción sustitución de TV de alto consumo energético…………………………….66

Tabla 11. Resultados para la opción sustitución de aires acondicionados ineficientes…………………………..67

Tabla 12. Resultados para la opción sustitución de refrigeradores ineficientes……………………………………..68

Tabla 13. Resultados para la opción introducción módulo de cocción eléctrico…………………………………..69

Tabla 14. Criterios a considerar en la evaluación multicriterio del sector residencial…………………………..72

Tabla 15. Matriz de evaluación de las alternativas……..……………………………………………73

Tabla 16. Umbrales para cada relación de preferencia…………………………………………...74

Tabla 17. Resultados finales de la evaluación de cada opción de mitigación…………………………………………76

Tabla 18. Resumen de reducción anual del consumo de electricidad……………………………………………………77

Tabla 19. Potenciales estimados de las energías renovables en Cuba en el 2010…………………………………..80

Tabla 20. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia…………………..81

Tabla 21. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación………………82

Tabla 22. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia……………….…..83

Tabla 23. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación………………………………….83

Tabla 24. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia……………………84

Tabla 25. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación ……..………84

Tabla 26. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia ……85

Tabla 27. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……..……..……..……..……..……..……..……..……..……86

Tabla 28. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..……..86

Tabla 29. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……87

Tabla30. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia……87

Tabla 31. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……88

Tabla32. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia……89

Tabla 33. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……89

Tabla 34. Descripción técnica y económica de la opción de mitigación y la de referencia……90

Tabla 35. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……90

Tabla 36. Parámetros técnicos y económicos de diferentes tecnologías de generación de electricidad……...92

Tabla 37. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……....93

Tabla 38. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación……93

Tabla 39. Criterios para la evaluación multicriterial del sector generación de electricidad……97

Tabla 40. Resultados de la opción ……112

Tabla 41. Costos de la opción de mitigación ……..……..……113

Tabla 42. Comportamiento del parque automotor……...114

Tabla 43. Costos de la opción de mitigación……...115

Tabla 44. Costos de la opción de mitigación……..…116

Tabla 45. Costos de la opción de mitigación……...117

Tabla 46. Biocombustibles……119

Tabla 47. Costos nivelados de los biocombustibles para el transporte……..……120

Tabla 48. Cuba: estructura de la superficie…….……122

Tabla 49. Criterios del análisis multicriterio utilizando NAIADE……124

Tabla 50. Matriz de Impacto: Criterio vs. Alternativa…….……..124

Tabla 51. Cantidad de CO_2 removido por las plantaciones teniendo en cuenta el logro. ……...130

Tabla 52. Estimaciones del aumento de la retención de C y costos de la alternativa en la Empresa Victoria ……132

Tabla 53. Estimaciones del aumento de la retención de C y costos de la alternativa para un 5% nacional de bosque productor que pasaría a bosque protecto.……132

Tabla 54. Resultados de la evaluación de la opción de agricultura de conservación ……..…...139

Tabla 55. Opciones agrícolas para reducir los flujos de CH_4 basado en Cole et al. (1996) …...141

Tabla 56. Manejo del riego en el arroz…….……144

Tabla 57. Combinaciones de humus de lombriz y fertilizantes minerales recomendados para diferentes……..…146

Tabla 58. Residuales vacunos ……..……147

Tabla 59. Fuerzas motrices identificadas por su importancia para el comportamiento futuro de las emisiones de CH_4 derivadas de los DSM en Cuba ……156

Tabla 60. “Narrativas” de los escenarios combinados de gestión ambiental - mitigación para simular el comportamiento futuro (plazo corto y medio) de las emisiones de CH_4 de los DSM a nivel general en Cuba. ……...……158

Tabla 61. Metas principales referentes a la captura del CH_4 generado en SDDS y su destrucción en antorchas o su aprovechamiento energético, adoptadas para cada escenario…….....…160

Tabla 62. Metas principales referentes a la “minimización, reducción en origen y reutilización” consideradas para cada escenario de gestión ambiental - mitigación……..…….163

Tabla 63. Metas principales referentes a la separación en origen y la recogida selectiva de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario combinado de gestión ambiental – mitigación…….…165

Tabla 64. Tendencias actuales y futuras de la utilización de los desechos orgánicos……167

Tabla 65. Metas principales referentes al reciclado de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario combinado de gestión ambiental – mitigación……..…168

Tabla 66. Metas principales referentes a la preparación de compost a partir de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario de gestión ambiental - mitigación……..169

Tabla 67. Metas principales referentes a las fracciones de los DSM generados dispuestos por tipos de SDDS y escenarios de gestión ambiental - mitigación……..…..171

Tabla 68. Resumen de los cambios (%) en las emisiones de CH_4 con relación a los años base (1990 y 2000) y de referencia (2010) como consecuencia de la implementación de las opciones técnicas y prácticas de gestión de los DSM y sus metas, consideradas en los escenarios de gestión ambiental – mitigación[(1)]…..……..…172

Tabla 69. Resumen de los cambios en las emisiones de CH_4 que se derivan de la implementación de las opciones y prácticas de gestión de los DSM y mitigación de las emisiones de CH_4 consideradas en los escenarios combinados de gestión ambiental – mitigación…….....173

Tabla 70. Producción de cemento (Mt) y aprovechamiento de la capacidad instalada ..……176

Tabla 71. Potencial energético de los residuos biodegradables ……..……...181

Tabla 72. Potencial energético de las Fuentes Renovables de Energía……..…182
Tabla 73. Variables Internas……..……..198
Tabla 74. Variables Externas……..199

Tabla 75. Variables Explicativas ……..200

Tabla 76. Variables Autónomas ……200

Tabla 77. Variables de Enlace ……..……201

Tabla 78. Variables Dependientes. ……..……201

Tabla 79. Relación de los Principales Actores. ……..202

Tabla 80. Actores Institucionales agrupados. ……..……202

Tabla 81: Objetivos del sector eléctrico. ……..203

Tabla 82. Coeficientes de Fuerza entre actores……..……204

Tabla 83. Escenarios con mayores probabilidades de ocurrencia……..……209

Tabla 84. Análisis de sensibilidad. Elasticidades (Resultados estandarizados) ……...210

Tabla 85. Escenario de Referencia. Indicadores demográficos y macroeconómicos. ……213

Tabla 86. Desagregación del Producto Interno Bruto. ……..213

Tabla 87. Estructura sectorial del Producto Interno Bruto (%).……213

Tabla 88. Escenario de Referencia. Población. ……214

Tabla 89. Viviendas. ……214

Tabla 90. Escenario Referencia. ……..……214

Tabla 91. Máxima Demanda. Escenario de Referencia.…… ….216

Tabla 92. Transporte Escenario de Referencia……..216
Tabla 93. Transporte\Carga Total. Escenario de Referencia……217

Tabla 94. Emisiones de GEI del sector no energético (Miles t CO_2 eq)…… ……218

Tabla 95. Potencial de Mitigación de emisiones. Millones de t CO_2eq Acumuladas……220
Tabla 96. Escenario de Mitigación, Costos de Capital……...222
Tabla 97. Importaciones. Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004……227
Tabla 98. Exportaciones. Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004……..…….227
Tabla 99. Indicadores ……..……..228
Tabla 100. Indicadores. …… 229
Tabla 101. Resumen de criterios de evaluación. ……..231
Tabla 102. Resumen de los resultados del análisis multicriterio por sectores……..…232
Tabla 103. Descripción de los criterios utilizados para el análisis integrado de todas las opciones ……233
Tabla 104. Opciones preferidas según los resultados del análisis multicriterio integrado …….235
Tabla 105. Tipos y fuentes de las Barreras y Oportunidades……..241

Índice de Anexos

Anexo 1. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2004 (Mtep). 252
Anexo 2. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2020 (Mtep) 252
Anexo 3. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2050 (Mtep).....253
Anexo 4. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: MITIGACIÓN, Año: 2020 (Mtep) 254
Anexo 5. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: MITIGACIÓN, Año: 2050 (Mtep) 254
Anexo 6. Demanda: Demanda Final de Energía. (Mtep.....255
Anexo 7. Demanda: Demanda Final de Energía (Mtep) 256
Anexo 8. Escenarios de Generación Eléctrica (GW.h.....256
Anexo 9. Insumo de energía para generación de electricidad (Mtpe) 256
Anexo 10. Insumo de energía para generación de electricidad (Mtpe) 256
Anexo 11. Capacidad Instalada (MW) 257
Anexo 12. Escenario de Mitigación. Costos Domésticos/Foráneos. (Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004) 257
Anexo 13. Escenario Tierra_viento_sol. Costos Domésticos/Foráneos. (Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004) 257
Anexo 14. Marcos regulatorios, políticas y estrategias de promoción de las FRE en los balances energéticos nacionales; la experiencia internacional acumulada ……262
Anexo 15. Impactos de la intermitencia sobre los costos de generación: "estado del arte", y experiencias para los estudios de mitigación en Cuba ……286

Índice de Figuras

Figura 1. Etapas de una Evaluación de Mitigación……38

Figura 2. Estructura de una evaluación de mitigación ……..40

Figura 3. Curva de Costo……42

Figura 4. Resultados del análisis multicriterio para el sector residencial ……75

Figura 5. Curva de costos para todas las opciones analizadas en el sector residencial……..77

Figura 6. Estructura de la generación de electricidad en el año 2010……..79

Figura 7. Cantidad de toneladas de CO_2 equivalente evitadas por cada una de las opciones……94

Figura 8. Aporte porcentual de cada opción en el total de emisiones evitadas……95

Figura 9. Curva de costos de las opciones de mitigación evaluadas……95

Figura 10. Evaluación de las opciones de mitigación en cada criterio……..101

Figura 11. Ordenamiento de las opciones de mitigación según análisis multicriterio……102

Figura 12. Resultados del análisis multicriterio para opciones del sector transporte……124

Figura 13. Criterios y opciones del sector agropecuario……..149

Figura 14. Resultados del análisis multicriterio para las opciones del sector agropecuario……150

Figura 15. Ubicación de las variables según motricidad-dependencia……...199

Figura 16. Gráfico de Convergencias Objetivos-Actores……206

Figura 17. Distancia entre objetivos ……207

Figura 18. Emisiones de GEI acumuladas en términos de potencial de calentamiento..……220

Figura 19. Escenarios de emisiones de GEI……221

Figura 20. Variación de Capacidad instalada Escenario Mitigación versus Escenario de Referencia ... .223

Figura 21. Generación Bruta de electricidad en el Escenario de Mitigación ……223

Figura 22. Insumos de energía para la generación de electricidad en el Escenario de Mitigación……...224

Figura 23. Variación de la Capacidad Instalada de generación de electricidad Escenario Intensivo en FRE VS Referencia……224

Figura 24. Variación de la Capacidad Instalada de generación de electricidad Escenario Intensivo en FRE VS Mitigación ……225

Figura 25. Generación de electricidad en el escenario Intensivo en FRE……225

Figura 26. Insumos para la generación Escenario Intensivo en FRE……226

Figura 27. Capacidad Instalada Escenario Intensivo en FRE ……226

Figura 28. Resultados del análisis multicriterio integrado ……234

Figura 29. Curva de costos de opciones «preferidas» al 2050 ……236

Acrónimos

AIE: Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés)

ALBA: Alternativa Bolivariana para las Américas

BAU: Bussines As Usual

CC: Ciclo Combinado

CE: Comercio de Emisiones

CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático

CN: Comisiones Nacionales

CTI: Cambio Tecnológico Inducido

CTCN: Centro de Tecnologías del Clima y Redes (por sus siglas en inglés)

COP: Conferencia de las Partes

CUBAENERGIA: Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía

CUP: Pesos cubanos

CUC: Pesos cubanos convertibles

CTE: Centrales Termoeléctricas

CNE: Comisión Nacional del Energía

CETRA: Centro de Investigaciones del Transporte

CUPET: Cuba Petróleo

CITMA: Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente

CPN: Combinado Porcino Nacional

CAME: Ayuda Mutua Económica

DDF: Delegaciones Distrito Federal

ETSAP: Programa de Análisis de Sistemas de Tecnología Energética

ENPEP: Programa de Evaluación de Energía y Potencia

EFI: Empresas Forestales Integrales

ECCEM: Empresarial del Cemento y su Comercializadora

EUA: Estados Unidos de América

FRE: Fuentes Renovables de Energía

FAO: United Nations Food Organization

FLAR: Foro Arrocero Latinoamericano

FFCC: Ferrocarriles de Cuba

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GNL: Gas Natural Licuado

Ge: Gasolina equivalente

GEAM: Grupo Empresarial de Agricultura de Montaña

INIE: Instituto Nacional de Investigaciones Económicas

I&D: Investigación y Desarrollo

IPCC: Panel Intergubernamental de Cambio Climático (por sus siglas en inglés)

IEE/Fundación Bariloche: Instituto de Economía Energética

IJ: Actividades Implementadas Conjuntamente

INSMET: Instituto de Meteorología

IMRE: Instituto de Ciencia y Tecnología de los Materiales

ISPJAE: Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría

LEAP: Long Range Energy Planning System (Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo)

LEDs: diodos emisores de luz

LULUCF: Land Use Land Use Change and Forestry

LFG: Emisión de Gas de Vertedero

MICMAC: Matriz de impactos cruzados y multiplicación aplicada a una clasificación
MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

MARKAL: Modelo de Asignación de Mercado

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

MINAZ: Ministerio del Azúcar

MITRANS: Ministerio del Transporte

MINAG: Ministerio de la Agricultura

MINBAS: Ministerio de la Industria Básica

MACTOR: Método de actores, objetivos y correlación de fuerzas
NAMAS: National Appropiate Mitigation Actions

NAIADE: Enfoque Novedoso de Evaluación y Decisión sobre Ambientes Imprecisos

OIEA: Organización Internacional de Energía Atómica

OTE: Oferta Total de Energía

OECD: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

ONE: Oficina Nacional de Estadística (actualmente ONEI: Oficina Nacional de Estadística e Información)

O&M: Operación y Mantenimiento

ONUDI: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial

PNUMA: Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente

PIB: Producto Interno Bruto

PCN: Primera Comunicación Nacional

PyM: Programas y Medidas

PAEC: Programa de Ahorro de Electricidad de Cuba

PAC: Programa de Ahorro de Combustible

PNUD: Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo

PAJ: Proceso de Análisis Jerárquico

PP: cemento Portland Puzolanico

PZ: cemento Pórtland

PCHE: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

PAEME: Programa Nacional de Educación Energética

RETScreen: Tecnologías Revisión del Sistema

RSM: Residuos Sólidos Municipales (DMS por sus siglas en inglés)

SCN: Segunda Comunicación Nacional

SDDS: Sitios de Disposición de Desechos Sólidos

SMIC: Matriz de formulación de hipótesis para la construcción de escenarios

TEC: Comité Ejecutivo de Tecnología (por sus siglas en inglés)

TNAs: Evaluación de Necesidades de Tecnología (por sus siglas en inglés)

TIMES: Sistema Integrado MARKAL EFOM

TUMA: Teoría de la Utilidad Multiatributo

TGCC: Turbina de Gas en Ciclo Combinado

TICs: Técnicas Informáticas de Comunicación

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

UNE: Unión Nacional Eléctrica

WTI: West Texas Intermidie

ZZ: Zeolita con Zinc

Factores de conversión para la energía más frecuentemente utilizados

Factores de conversión para la energía más frecuentemente utilizados					
Convertir en: A partir de:	TJ	Gcal	Mtep	MBTU	GW.h
Multiplicar por:					
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtep	4.1868×10^{4}	10^{7}	1	3.968×10^{7}	11630
MBTU	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GW.h	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

Nota: J, Joule; cal, caloría; tep, tonelada equivalente de petróleo; BTU, unidad térmica británica; W.h, watt por hora

Prefijos para las unidades físicas básicas

Prefijos para las unidades físicas básicas		
atto	a	10^{-18}
femto	f	10^{-15}
pico	p	10^{-12}
nano	n	10^{-9}
micro	μ	10^{-6}
mili	m	10^{-3}
centi	c	10^{-2}
deci	d	10^{-1}
deca	da	10
hecto	h	10^{2}
kilo	k	10^{3}
mega	M	10^{6}
giga	G	10^{9}
tera	T	10^{12}
peta	P	10^{15}
exa	E	10^{18}

Resumen ejecutivo

La Primera Comunicación Nacional (PCN) de la República de Cuba, a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), marcó un hito en los estudios ambientales, socioeconómicos, científico-tecnológicos integrados, para dar cumplimiento al compromiso contraído por el Gobierno ante dicha Convención. No solo por la importancia de los resultados obtenidos para las autoridades nacionales en el proceso de toma de decisión, y el alto nivel científico presentado a la comunidad internacional, sino también por las capacidades "reveladas" de las instituciones nacionales para incorporarse a un proceso de la mayor complejidad y rigor científico, y de asimilar e incorporar al quehacer científico nacional el nuevo conocimiento y aportar experiencias al país en el campo de la protección de los recursos naturales.

Los estudios abordados en el capítulo de Mitigación de la PCN identificaron un grupo de acciones en diferentes campos, en especial, relacionadas con la política de ahorro y uso racional de la energía, que pocos años después fueron incorporados al programa de la Revolución Energética.

Los antecedentes de esta Segunda Comunicación Nacional (SCN) se sitúan en los trabajos iniciales de construcción de escenarios energéticos y de impacto ambiental vinculados a los esfuerzos de cuantificación para la PCN, año 2002 (Somoza, García, Pérez, López, Zúñiga, Llanes y Torres), y en la propia PCN como documento de trabajo básico.

Para este ejercicio se toman como base los resultados obtenidos de los estudios prospectivos al sector energético (Somoza y Álvarez, 2003) y que culminó con el proyecto científico técnico ramal Escenarios energéticos en apoyo a la toma de decisiones (Somoza, 2010). También se suma la participación en talleres de modelación y seminarios de formulación de política energética, tales como los seminarios talleres del MAED (2003) y del LEAP (2010), resultados de las relaciones con la OIEA por una parte, y del IEE/Fundación Bariloche y del Stockholm Environment Institute de Boston, instituciones que se sitúan en la frontera del conocimiento prospectivo aplicados al tema de la energía y el medio ambiente.

Los resultados aquí presentados se corresponden con la identificación, análisis y cuantificación de opciones para la mitigación del cambio climático, llevado a cabo en el marco de la SCN a la CMNUCC, con apoyo financiero del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Estos 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 gases de efecto invernadero (GEI), en buena medida por la incorporación a este estudio de las nuevas herramientas para la cuantificación y el análisis multicriterio de las opciones identificadas y para la construcción de los escenarios de Referencia o "business as usual" (BAU), y Mitigación.

En este estudio se evaluaron 35 opciones de mitigación (15 más que en la PCN), correspondientes a los sectores de energía, residencial, transporte, agropecuario, forestal y desechos, para lo cual se han tomado en consideración los resultados presentados en la PCN y del Inventario de Emisiones y Remociones de Gases de Efecto Invernadero correspondientes al año 2002[1] y los valores reportados preliminarmente para el año 2004[2].

Las medidas de mitigación identificadas fueron diseñadas siguiendo las orientaciones metodológicas publicadas por el PNUMA en UNFCCC Resource Guide for preparing the National Comunications of Non Annex I Parties, Module 4: Measures to Mitigate Climate Change, adaptadas a las circunstancias y condiciones nacionales.

Algunas de las medidas incluidas en este estudio se corresponden con opciones identificadas en la PCN (por ejemplo, luminarias, refrigeración doméstica, sustitución de televisores y aire acondicionados), implementadas posteriormente en el 2006, en el marco de la llamada "Revolución Energética", con el fin de, a la luz de la aplicación de metodologías y herramientas de cuantificación, determinar los impactos que las mismas tuvieron en la reducción de emisiones de GEI, el ahorro energético, así como para la estimación de los costos de implementación.

En este estudio se presentan tres escenarios alternativos, un escenario Base, de Referencia o BAU, un escenario de Mitigación, en el cual se integran todas las opciones de mitigación identificadas y evaluadas en los diferentes sectores económicos, y un último escenario, alternativo al de Mitigación, que presenta las implicaciones en cuanto a costos, eficiencia energética y emisiones de GEI resultante de aprovechar al máximo el potencial de Fuentes Renovables de Energía (FRE) identificado en el país, básicamente, biomasa, energía

[1] López, C., P. V. Fernández, R. W. Manso, A. Valdés, A. León, A. V. Guevara, C. González, M. E. García, G. Legañoa, T. M. González, J. Dávalos, R. Biart, I. López, D. Pérez, H. Ricardo, S. F. Pire, J. M. Ameneiros, A. Mercadet, A. Álvarez (2009a). República de Cuba. Inventario Nacional de Emisiones y Remociones de Gases de Invernadero. Reporte Actualizado para el Período 1990 – 2002, CITMA/AMA/Instituto de Meteorología. La Habana, 338 pp.

[2] López, C., P. V. Fernández, R. W. Manso, A. Valdés, A. León, A. V. Guevara, C. González, M. E. García, G. Legañoa, T. M. González, J. Dávalos, I. López, D. Pérez, H. Ricardo, S. F. Pire, J. M. Ameneiros, A. Mercadet, A. Álvarez (2009b). Emisiones y Remociones de Gases de Invernadero en Cuba. Reporte Preliminar para el Año 2004 y Actualización para el Período 1990 – 2002, CITMA/AMA/Instituto de Meteorología. La Habana, 37 pp.

fotovoltaica y eólica (escenario Intensivo en el uso de FRE), para cubrir la misma demanda de electricidad que se produce en el escenario de Mitigación.

El escenario Base, parte del supuesto de que las tendencias más "pesadas" 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.

Por su parte, en el escenario de Mitigación se partirá del supuesto de que las variables macro y microeconómicas (precios claves y 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 FRE, los cambios en los patrones de uso, entre otros efectos, resultantes de la adopción de las opciones de mitigación identificadas.

Los resultados globales indican que existe un potencial de mitigación de emisiones de GEI entre el 2004 y el 2050, del orden de los 715 millones de t CO_2 eq, de los cuales unos 521 millones de t CO_2 eq le corresponde a la quema de combustibles (sectores de Demanda y Generación), y el resto a los sectores no energéticos: procesos industriales, pinturas y solventes, agricultura, forestal y desechos (ver Tabla 1).

Tabla 1. Potencial de Mitigación de emisiones de GEI. Millones de t CO_2 eq Acumuladas.

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[3].

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 superiores próximos a los 80 millones de t CO_2 eq. Por su parte, 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 (transporte, producción de

[3] Long-range Energy Alternatives Planning System, LEAP (2010): "version 008"; Stockholm Environment Institute of Boston.

cemento, equipamiento electrodoméstico), más eficientes; la sustitución de combustibles fósiles por otros fósiles menos contaminadores (por ejemplo, gas natural en lugar de fuel oil); la penetración 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 en 2050, en el escenario de Mitigación, alcanzan los 34 billones de pesos, y representan el 2,1% del valor presente del Producto Interno Bruto (PIB) en los 46 años que median entre 2004 y 2050. 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 como consecuencia del Cambio Climático incontrolado esto es, el costo de "no acción", representa entre un 5 y 20% del producto global (Informe Stern, 2006).

En cuanto a los costos de inversión del escenario intensivo en el uso de las FRE, éstos 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 en el año 2050 del subsector eléctrico en los escenario de Mitigación e Intensivos en el uso de FRE exceden los del escenarios de Referencia en un rango de 3,1 y 5,2 billones de dólares respectivamente, mientras que el diferencial de costos acumulados entre los escenarios de mitigación se estima en 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, con muy baja eficiencia, en la generación de electricidad, con una potencia instalada del orden de los 820 MW (20% de la capacidad instalada en el país), con la cual 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. Con la reestructuración de la industria azucarera, la participación de las FRE en la OTE y en particular en la producción de electricidad se redujo dramáticamente, de tal forma que en el 2004, año base de los escenarios que se presentan en este trabajo, la energía eléctrica generada por esta fuente representó apenas el 6% de la generación total del país.

En el escenario de Referencia, la participación de las FRE alcanzan en el 2050, solamente el 10% de la OTE; con una capacidad instalada de casi 1400 MW (11% de la capacidad de generación total del país), responsable del 17% de la electricidad total generada; mientras

que en el escenario de Mitigación, las FRE 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 7300 MW), responsable del 31% de la producción total de electricidad (26 mil GW.h.).

En un escenario más radical en cuanto a la penetración de las FRE en la generación de electricidad, esto es, aprovechamiento de la biomasa, el potencial eólico y solar identificado, uso de los residuos sólidos urbanos, energía hidroeléctrica (se alcanza el 75% de la energía generada en el 2050), el potencial de mitigación de GEI es del orden de los 435 millones de t CO_2 eq, mientras que desde el punto de vista de la inversión de capital es superior al escenario de Mitigación en unos 2300 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, (toneladas equivalentes de petróleo)), que a la vez representan el 55% de la OTE. Del 19% de la energía insumida en la generación correspondiente a combustibles fósiles, solo el 6%, unos 784 Mtep, 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.

En efecto, 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 actualizado 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 combustibles fósiles 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 de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto o las actuales NAMAS. Si la mitad del Potencial de Mitigación identificado (357 Millones t CO_2 eq) 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.

Finalmente, desde el punto de vista de los consumos y emisiones específicas, los resultados indican reducciones importantes en el escenario de Mitigación con relación al escenario 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 que se alcanza para el mismo período en el escenario de Referencia, esto significa que en este escenario se estaría necesitando 10 kilogramos equivalentes de petróleo (kg ep) menos para producir 1000 pesos de PIB, que en el escenario BAU.

De igual forma ocurre con las emisiones específicas. Las emisiones per cápita en el escenario de Mitigación (2,52 t CO_2 eq), para el año 2050, son 3,6 t CO_2 eq inferiores a la del escenario de Referencia, y casi 2 t CO_2 eq menos que las emisiones del año base (4,49 t CO_2 eq).

Por su parte, la intensidad de las emisiones tanto con relación al producto agregado como a la energía eléctrica generada, se reducen en el escenario de Mitigación con relación a la línea base, en el primer caso en un 46%, de 0,327 t CO_2 eq/mil pesos en el escenario de Referencia a 0,185 en el escenario de Mitigación, mientras que en el segundo, la reducción fue del 50%, desde los 0,5 Mt CO_2 eq/GW.h. en el escenario de Referencia a 0,25 en 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 0,5 tep, uno de los más modestos de la región latinoamericana y caribeña, mientras 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. Resultados que se sustentan por importantes ganancias de eficiencia energética, penetración del uso de la electricidad y de FRE en la generación de la misma y una estructura productiva dinámica y favorable a actividades de menores requerimientos energéticos.

Finalmente, el análisis multicriterio integrado de las 35 opciones identificadas se realizó teniendo en cuenta 6 criterios, que arrojan mayor grado de ordenamiento de las opciones. Se hizo énfasis en criterios que definan claramente el objetivo del trabajo, a saber, la reducción de emisiones, y el costo (beneficio) por unidad de emisiones evitadas, ambos cuantitativos, y en 4 criterios cualitativos que resuman la aceptación social y tecnológica de cada opción.

Los resultados del análisis multicriterio integrado ubican como opción más "preferida" la de sustitución de focos ahorradores por lámparas LEDs (diodos emisores de luz), opción que en el análisis sectorial se ubica en el séptimo lugar. Al mismo nivel que la opción LEDs, aparece la del cambio del tráfico de carga por carretera a ferroviario (última de las opciones en el orden de prioridad resultante del análisis del sector Transporte). Se sitúan a continuación las opciones correspondientes al uso de Centrales Termoeléctricas (CTE) bagaceras, a la sustitución de tráfico de pasajero por ómnibus a ferrocarril; las turbinas de gas con ciclo combinado, y la sustitución de refrigeradores existentes por equipos más eficientes.

En la Tabla 2, se presenta de forma resumida los criterios cuantitativos y cualitativos utilizados para evaluar y ordenar las 35 opciones de mitigación de emisiones de GEI.

El subsector eléctrico sigue siendo el que mayor potencial de mitigación de emisiones. El mismo presenta una reducción de alrededor de 3,9 millones de t CO_2 eq al año, con unos beneficios que si bien son 4 veces menores que los del sector transporte, no son nada despreciables, -54 USD/t CO_2 eq evitado.

De los sectores no Energéticos, las opciones identificadas tanto en el sector agropecuario con el forestal aportan cantidades significativas al esfuerzo de mitigación, en conjunto se evitan o remueven de la atmósfera unas 2,4 millones de t CO_2 eq. al año.

Un comentario final para el sector residencial, cuya contribución a la mitigación es indirecta, pero donde las opciones estudiadas tienen un impacto positivo en el mejoramiento del nivel de vida de la población. Todas las opciones mejoran el nivel de vidas de los hogares y reflejan una relación de costos favorables a la instrumentación de las mismas con excepción de la introducción de las cocinas de inducción, evidentemente por los elevados precios que aun presentan.

Tabla 2. Resumen de opciones y criterios de evaluación

Opciones de mitigación	Costo del CO_2 evitado $/ton	Emisiones evitadas miles t CO_2 eq	Barreras tecnológicas	Aceptación pública	Capacidad de implementación	Impacto positivo s/ otros sectores
LEDs	-433,00	80,00	alta	alta	alta	alta
Calentadores solares	-321,00	90,00	baja	alta	alta	alta
Hornos microondas	-342,00	30,00	alta	alta	media	alta
Cocinas inducción	210,00	40,00	alta	alta	media	alta
Purificadores/agua	-526,00	30,00	baja	media	media	alta
Televisores	-501,00	20,00	baja	alta	alta	alta
Refrigeradores	-224,00	290,00	baja	alta	alta	alta
Aires acondicionados	-482,00	40,00	baja	alta	alta	alta
Módulos cocción	-118,00	1230,00	baja	alta	alta	medio
Total Residencial	**-174,42**	**1850,00**				
Ciclo Combinado Turbinas de Gas	-113,00	452,00	media	alta	alta	bajo
Gas Natural en CTE	-40,92	407,00	alta	alta	alta	bajo
Biomasa Gasificada Ciclo Combinado	-103,41	554,00	baja	alta	baja	medio
CTE biomasa	-98,00	993,00	media	alta	alta	bajo
Central Electronuclear	-93,00	791,00	alta	baja	baja	medio
Eólica	-47,00	143,00	media	alta	media	bajo
Hidroeléctrica	-65,42	252,00	media	alta	alta	bajo
Solar Fotovoltaica red	-14,00	261,00	media	alta	media	bajo
CTE carbón	7272,00	10,00	media	media	alta	bajo
TG GCI CC	917,80	44,00	media	media	alta	bajo
Total Generación	**-53,66**	**3907,00**				
Remotorización	235,00	18,00	media	alta	media	alto
Reordenamiento	163,00	38,00	media	alta	media	alto
Mezcla alcohol	-345,00	7,00	alta	media	baja	medio
Carga a FFCC	-289,00	1446,00	media	media	alta	alto
Pasajeros a FFCC	-392,00	10,00	media	alta	alta	alto
Biodiesel	189,00	160,00	alto	medio	bajo	medio
Total Transporte	**-228,45**	**1679,00**				
Agricultura conservación	-60,10	387,00	media	alta	media	alto
Arroz secano	-2,70	147,00	alta	alta	baja	alto
Biofertilizantes	82,00	341,00	baja	media	media	alto
Fermentación entérica	NE	355,00	medio	medio	alta	alto
Total agricultura	**-41,23**	**1230,00**				
Cobertura forestal	1,36	1200,00	media	alta	alta	medio
Cambio categoría bosque	29,30	23,50	media	alta	medio	medio
Total Forestal	**1,90**	**1223,50**				
Incineración DSM	0,35	250,00	alta	alta	baja	alta
SDDSM a/	NE	640,00	media	alta	medio	alta
Cemento	1,10	300,00	alta	medio	alta	medio
Biogás alcohol	0,80	21,00	alta	medio	medio	alto
Biogás porcino	0,50	143,00	alta	medio	medio	alto
Otras opciones b/	**0,708**	**714,00**				
Total Opciones	-85,71	10623,50				

Nota: a/ Cantidad de emisiones de CH_4 evitadas en el Escenario Alto (respecto al BAU) como resultado de la aplicación de medidas y acciones contempladas en los grupos I, II, y III, en términos de CO_2 eq.

b/ se refiera a la agregación de la reducción de emisiones de las opciones producción de cementos aditivados y la producción de biogás tanto de los desechos de la destilación del alcohol como de la "digestión" de los residuos porcinos.

Fuente: elaboración de los autores.

Introducción.

El efecto invernadero es un fenómeno natural que mantiene un promedio de temperatura en la tierra de aproximadamente 15°C. Este es causado por gases en la atmósfera que absorben la energía calórica proveniente del sol los cuales se conoce como Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin el efecto invernadero la tierra sería inhabitable y la temperatura media estaría sobre los - 18°C.

Sin embargo desde el comienzo de la Revolución Industrial a principios del siglo XIX la humanidad ha estado incrementando los niveles de GEI en la atmósfera, debido fundamentalmente a la combustión de combustibles fósiles y a la deforestación. El aumento de las concentraciones de estos gases (de 280 ppmv a 400 ppmv) por tanto ha modificado significativamente el ciclo natural del carbono en la tierra reforzando el calentamiento global. De ahí la importancia de entender el papel del hombre en el desencadenamiento de este fenómeno, que aunque devenido también por causas naturales, encuentra hoy en las emisiones acumuladas de GEI por acciones antropogénicas el principal catalizador del cambio climático.

Los 6 GEI relacionados en el Protocolo de Kyoto son: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hexafluoruro de azufre (SF_6), hidrofluorocarbonos (HFCs) y perfluorocarbonos (PFCs). Estos también son conocidos como GEI directo pues otros como el monóxido de carbono (CO), los óxidos de nitrógeno (NO_x), los compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM) y el dióxido de azufre (SO_2) se reconocen como GEI indirectos dado el papel de estos como precursores de GEI. El incremento del CO_2 se debe principalmente al ritmo de uso de los combustibles fósiles y al cambio de uso de la tierra mientras que el aumento del CH_4 y el N_2O está dado fundamentalmente por la actividad agrícola. El CO_2 es el GEI antropogénico más importante, y constituye más del 70% de las emisiones totales de los distintos GEI.

Para un mejor entendimiento de la influencia de la actividad humana en la emisión de estos gases se establecen fuentes que se identifican de manera global en los diferentes sectores de la economía. Estos se recogen en los siguientes sectores: Forestal, Agricultura, Desechos, Procesos Industriales, Transporte, Energía y el sector Residencial. Entre estos la mayor contribución la tiene el sector de la Energía.

La mitigación significa la acción contra las causas del cambio climático y la inacción o acción insuficiente tendrá un impacto negativo en el clima del planeta que a su vez no se

reflejará por igual en las diferentes áreas geográficas del globo. Para la mitigación de las emisiones de GEI a nivel internacional se estableció la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) la cual entró en vigor en 1994 y fue ratificada por 192 países. Su principal objetivo es la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera a niveles que puedan prevenir interferencias antropogénicas peligrosas al sistema climático.

La preparación, actualización periódica, publicación y transmisión a la CMNUCC de las Comunicaciones Nacionales (CN) es uno de los compromisos contraídos por todas las Partes de esta Convención. Las CN comprenden un amplio informe que abarca desde los Inventarios Nacionales de Emisiones antrópicas por las fuentes y de las absorciones por los sumideros de todos los GEI, los estudios de mitigación de emisiones de GEI, los de vulnerabilidad y adaptación al cambio climático y otros temas de la mayor importancia. Estos últimos se relacionan con la identificación de las lecciones aprendidas y las limitaciones y posibles estudios a emprender para mejorar las bases informativas y la mejor comprensión de las interrelaciones sociedad/ medio ambiente.

Para cumplimentar este compromiso y también como parte clave de las actividades de gestión de la calidad del aire, en el país se desarrolla desde hace años la vigilancia sistemática de las emisiones de estos gases. Esta actividad la desarrolla el "Equipo Técnico del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Invernadero" coordinado por el Instituto de Meteorología con la participación de diferentes instituciones y organismos del país. Igualmente participan un gran número de especialistas en los otros aspectos de los que trata el informe.

Especial atención se le presta al elemento de la mitigación, pues aunque Cuba no es un gran contribuyente a las emisiones de GEI a la atmósfera, la identificación de los potenciales de mitigación así como el diseño y evaluación de opciones específicas en este campo constituyen importantes acciones encaminadas al desarrollo socioeconómico del país. Además de que brinda un abanico de opciones por los distintos sectores antes mencionados que en el propio proceso de evaluación, el cual se hace bajo los preceptos de la Convención, permite el esclarecimiento de elementos de juicio en la toma de decisiones a nivel gubernamental.

Según los criterios que establece la CMNUCC la acción de mitigación significa la implementación de políticas y medidas para reducir emisiones y ampliar sumideros como objetivo especial. Específicamente se reconocen medidas de eficiencia, cambio tecnológico

ya sea la penetración de una nueva tecnología o las modificaciones en la estructura de los procesos que reducen insumos y emisiones por unidad de producto. Aunque también se realizan acciones de carácter tecnológico, económico y social que pueden contribuir indirectamente en la reducción de emisiones no son reconocidas aún como opciones de mitigación.

Capítulo 1: Conceptos claves sobre la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

1.1 ¿Por qué es importante la mitigación?

Cada día se convierte en un mayor reto socioeconómico y ambiental a nivel mundial el enfrentamiento al cambio climático. Los científicos han identificado las crecientes concentraciones de dióxido de carbono (CO_2) así como de otros gases en la atmósfera como resultado de las actividades humanas y su consecuente calentamiento debido a un efecto invernadero añadido al reconocido como natural. Estas evidencias hoy se afianzan amén de que exista en la actualidad un debate científico ante las causas del cambio climático, desde luego sesgado por intereses políticos, económicos y de sometimiento –se conoce que la ciencia no es neutral-, hacia una posición contraria: la ocurrencia del fenómeno de manera natural sin estar vinculado al incremento de los GEI por origen antropogénico.

Sin embargo la información paleoclimática apoya la interpretación de que el calentamiento de la última mitad del siglo XX es inusual en al menos los 1300 años anteriores. El calentamiento del sistema climático es inequívoco, lo que resulta evidente a partir del incremento promedio global observado en las temperaturas del aire y los océanos, el derretimiento generalizado de los hielos y el crecimiento medio global del nivel del mar (IPCC, 2007).

De mantenerse las tendencias actuales el rango de incremento de la temperatura global para la última década del siglo XXI, según los escenarios evaluados por el Informe del IPCC (2007), oscilaría entre 1,1˚C y 6,4˚C (con un rango de mejores estimados entre 1,8˚C y 4,0˚C) tomando como referencia el promedio de las últimas dos décadas del siglo XX. Para escenarios más pesimistas el incremento a los altos valores extremos arrojaría a consecuencias devastadoras para el planeta. Y aunque uno de los temas más controvertido es la propuesta de limitar el incremento de la temperatura con relación al período preindustrial (1750) a menos de 2˚C no puede obviarse que aún un incremento de este nivel tendría efectos muy adversos para las regiones y países más vulnerables.

En el Informe Planeta Vivo del 2010 se refleja que si todas las personas del mundo vivieran como un ciudadano medio de los Estados Unidos, se necesitaría una biocapacidad equivalente a más de 4,5 planetas Tierra para poder mantener el consumo de la humanidad y las emisiones de CO_2; además señala que de mantenerse las tendencias actuales, para

2030 la humanidad necesitará la capacidad de dos planetas Tierra para absorber los desechos de CO_2 y mantener el consumo de recursos naturales.

En medio de este contexto y teniendo en cuenta que cada vez se hacen más escabrosas las negociaciones y el establecimiento de metas de reducción de emisiones, donde los compromisos de los países desarrollados ante dichas metas se "relajan" en correspondencia con el "Acuerdo de Copenhague" alejándose de las reducciones necesarias para un acuerdo efectivo y ya se presentan naciones de las incluidas en los países No Anexo I que han presentado a la Convención acciones de mitigación el curso de los acontecimientos indica que es mejor tomar acciones desde luego apelando al principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas. Además es importante desde el punto de vista de la toma de decisiones en política ambiental el potencial de acciones a acometer que puede aportar un estudio de mitigación a partir de las opciones identificadas y evaluadas.

Hay al menos cuatro razones para efectuar estudios de esta índole:

1. Según los principios y objetivos de la Convención, en su artículo 4, todas las partes deben realizar estudios y precisar medidas y programas para reducir las emisiones de GEI.

2. Mostrar a los decidores una evaluación de las políticas y medidas que contribuyen a la reducción de emisiones y a los objetivos de desarrollo económico y social del país.

3. Coadyuvar a entender los retos y oportunidades que ofrecen las diferentes alternativas de reducción de emisiones

4. Identificar posibles proyectos, programas, medidas vinculadas al desarrollo de inversiones y programas nacionales de desarrollo.

De ahí la importancia del término mitigar, las labores que conlleva y su estrecho vínculo con la elaboración de escenarios a futuro para una proyección de la realidad e incidir sobre las consecuencias, pues los niveles de concentraciones de estos gases acelerados por la actividad humana nos llevan inexorablemente a tomar acciones ante el fenómeno. Sirva este libro hacia dos direcciones lo cual se concreta en su estructura: ofrecer una guía general de cómo se realiza este tipo de estudio y mostrar la experiencia cubana en este campo.

En el contexto de la CMNUCC[4] la labor de mitigar se esgrime como aquellas acciones que representan un cambio tecnológico y substitución que reduce insumos y emisiones por unidad de producto. Aunque diferentes medidas de carácter tecnológico, económico y social pueden contribuir a la reducción de emisiones, con relación al cambio climático, mitigación significa la implementación de políticas y medidas para reducir emisiones y ampliar sumideros como objetivo especial.

Esto significa que se excluyen del concepto de mitigación políticas y acciones de carácter demográfico y cultural cuyo resultado pudiera ser la reducción de la fertilidad[5] y cambios en los estilos de vida, producción y consumo aunque indirectamente puedan tener su influencia en los niveles de emisión de GEI a la atmósfera.

Las Partes de la CMNUCC están supuestas a "tomar las medidas preventivas para anticipar, prevenir o minimizar las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos" (Artículo 3.3). Además las Partes tienen "responsabilidades comunes pero diferenciadas" sobre la base de sus circunstancias nacionales (Artículo 3.1 y 4.1). Cada Parte se compromete a:

- Reunir y compartir la información sobre emisiones de GEI, las políticas nacionales y buenas prácticas.
- Formular estrategias para abordar las emisiones de GEI y la adaptación a los impactos esperados.
- Cooperar en la preparar para la adaptación al impacto del cambio climático.

Las sociedades pueden responder al cambio climático reduciendo emisiones de GEI y aumentando sumideros y reservas. La capacidad de hacer depende de las circunstancias socioeconómicas y ambientales y la disponibilidad de la información y la tecnología. Con ese fin, una gran variedad de políticas e instrumentos están asequibles a los gobiernos para crear los incentivos para acción de mitigación. La mitigación es esencial para cubrir el

[4] La Convención es adoptada el 9 de mayo de 1992 siendo firmada por un total de 154 países. Entra en vigor el 21 de marzo de 1994. Es un marco de referencia dentro del cual los gobiernos podrán colaborar para aplicar nuevas políticas y programas, que tendrán amplias repercusiones en la manera en que viven y trabajan los seres humanos. Su objetivo último es la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático (Artículo 2). La Conferencia de las Partes es la más alta autoridad dentro de la Convención.

[5] Es notorio que la República Popular China desarrolla una política de control demográfico cuyo resultado ha sido la reducción de la fertilidad y consecuentemente la natalidad, lo que ha significado una reducción de los nacimientos en más de 300 millones en los últimos 30 años (2002), equivalentes a una reducción de emisiones del orden de 150 MMt de carbono por año.

objetivo de la CMNUCC de estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera. Entre otros, la Convención:

- Exige que todas las Partes, teniendo en cuenta sus responsabilidades y capacidades, formulen e implementen programas que contengan medidas para mitigar el cambio climático.
- Requiere, además, que todas las Partes desarrollen y actualicen periódicamente los inventarios nacionales de emisiones de GEI y las remociones.
- Compromete a que todas las Partes promuevan y cooperen en el desarrollo, aplicación y difusión de las tecnologías amigables con el clima.
- Exige que los países desarrollados asuman políticas nacionales y medidas para limitar las emisiones de GEI y proteger y aumentar los sumideros y reservorios.
- Plantea que la extensión a la que los países en vías de desarrollo implementarán sus compromisos dependerá de recursos financieros y transferencia de la tecnología.

No obstante, en cuanto a las obligaciones dentro de la Convención, ésta establece diferencias entre las Partes agrupándolas en tres grupos diferentes:

- Países Anexo I que lo constituyen aquellas naciones eran miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) en 1992 así como países con economías en transición incluyendo la Federación Rusa, el Estado del Báltico y algunos Estados de Europa Central y del Este.
- Países Anexo II que comprende a los miembros de la OECD del Anexo I. Son exigidos a proveer recursos financieros para permitir que los países en vías de desarrollo emprendan las actividades de reducción de emisiones de GEI bajo la Convención y a ayudarlos en la adaptación a los efectos adversos del cambio climático. Además, tienen que "Tomar todos pasos practicables" para promover el desarrollo y la transferencia de tecnologías amigables con respecto al medio ambiente hacia los otros países. La financiación proveída por este grupo de países es canalizada principalmente a través del mecanismo financiero de la Convención.
- Países No Anexo I que son principalmente los países en vías de desarrollo. Cierto grupo de países en vías de desarrollo son reconocidos por la Convención por ser

especialmente vulnerable a los impactos adversos del cambio climático, incluyendo países con áreas costeras bajas y aquellos propensos a la desertificación y la sequía. Existen otros (países que dependen de la producción de combustible fósil y el comercio) que se sienten más vulnerables a los impactos económicos potenciales de las medidas de respuesta al cambio climático. La convención enfatiza las actividades que prometen responder a las necesidades especiales y las incumbencias de estos países vulnerables, como la inversión, el seguro y la transferencia de tecnología.

En los estudios de mitigación se utilizan diferentes instrumentos, perspectivas y técnicas de análisis, que en ocasiones son altamente sofisticadas. Esto se debe a que prácticamente está involucrada toda la economía y las perspectivas son de muy largo plazo. Entre estos cabe mencionar:

1. Modelos macroeconómicos y agregados de largo plazo, así como técnicas econométricas y de optimización, que permiten estimar comportamientos futuros de los principales indicadores de este tipo, además de posibilitar la estimación de rangos de los costos directos futuros de determinadas políticas de mitigación referidas al PIB. Este tipo de instrumento es utilizado principalmente por países del Anexo I, o sea países desarrollados.

2. Escenarios de emisiones utilizados por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (siglas en inglés IPCC) y algunos países para estimar posibles trayectorias de emisiones de GEI, evolución de las tecnologías, u otros elementos. Los escenarios constituyen descripciones de cómo pudiera evolucionar el futuro a partir de determinadas consideraciones, fuerzas motrices y factores internamente consistentes. Los escenarios no constituyen predicciones o pronósticos.

3. Modelos Top-down utilizados para estimar con mayor detalle los efectos y costos de políticas de mitigación, utilizados generalmente para la economía en su conjunto y para determinados sectores claves (los cuales permiten captar determinados efectos que pasan por alto las acciones y proyectos de carácter aislado). Se sustentan en aplicaciones de la teoría macroeconómica, econometría y técnicas de optimización para agregar variables económicas.

4. Modelos Bottom-up o proyectos y medidas individuales con objetivos y plazos precisos. Son modelos que representan la realidad agregando características de

actividades y procesos específicos, considerando detalles tecnológicos, ingenieriles y de costos. Comprende tres tipos básicos: de optimización, simulación y accounting frameworks.

1.2 Mitigación, tecnología y ciclo de inversión.

En las próximas décadas será necesario alcanzar una reducción de emisiones de gran volumen para reducir los riesgos del cambio climático. Para lograr esta transformación la gran mayoría de los científicos le concede un papel crítico a la tecnología. Vale destacar que ha de asociarse también a otros factores propios de la percepción humana pero sin dudas ciencia y tecnología están en el centro del proceso.

El IPCC define tecnología como "la aplicación del conocimiento para alcanzar determinados objetivos que emplean tanto artefactos técnicos (equipamiento, hardware), como información (software y know-how para la producción y el uso de artefactos".

Además, define transferencia de tecnología como "el intercambio tanto de conocimiento, hardware y software asociados, como medios financieros y productos entre diferentes agentes, que conducen a la diseminación de tecnologías para la mitigación y la adaptación. El término incluye la difusión de tecnologías y la cooperación tecnológica dentro y entre países."

Esta política conceptual de mitigación se sustenta en la tradición económica occidental que prefiere tratar estos temas con medidas tecnológicas al final del proceso (end of the pipe), es decir en el punto de emisión o descarga, en lugar del punto de extracción del recurso, mediante impuestos o cargos a la extracción, cuotas de agotamiento o cualquier otro instrumento que regule la extracción de recursos en la minas, pozos, canteras o lugar de origen. Sobre el tema existe un largo debate teórico que parte de la interpretación aprehendida de la problemática ambiental y su reconocimiento, pero que no ha de escapar de la necesidad de la combinación de políticas ante la complejidad presentada.

El IPCC sustenta por lo tanto sus políticas en el optimismo tecnológico, bajo el supuesto que la adopción de nuevas tecnologías permitirá reducir las emisiones por unidad de producto o captar la energía solar a costos competitivos, superando el aumento del consumo que se prevé por el crecimiento de la población y la mejora en los niveles de vida. La variante media de evolución de la población de naciones unidas supone para 2050 una población mundial de 9 100 millones de habitantes en el planeta. El reporte Stern es

también optimista y pronostica aumentos anuales del orden del 2 y 4% hasta 2050 en el PIB respectivamente para países desarrollados y en desarrollo. Estos supuestos establecen una fuerte tensión para el desarrollo tecnológico, además que desafía ampliamente al comportamiento humano.

Debido al papel que desempeña la tecnología en su concepción de mitigación, el IPCC le presta ingente atención a este aspecto[6], así como numerosos países e instituciones que investigan los elementos que coadyuvan a la aceleración de la investigación y difusión de nuevas tecnologías, y al problema de los ciclos de inversión.

Especial atención se dedica actualmente al cambio tecnológico inducido (CTI) y como la política climática puede influir sobre el tema. El CTI se define como el "desarrollo tecnológico adicional que puede ser inducido por medio de políticas dirigidas a este fin". Este tipo de política tecnológica es adicional a otras ya conocidas:

- Investigación y desarrollo (I&D).
- "Aprender haciendo".

¿Cómo se puede ilustrar esto? El establecimiento de un impuesto a las emisiones de CO_2 constituye una política de CTI. La puesta en práctica de este instrumento representa indirectamente un incentivo para aumentar los gastos en investigación y desarrollo, debido a que el impuesto hace más competitiva la adopción de nuevas tecnologías, permite lograr de manera más flexible la meta ambiental y reducciones en el pago por el impuesto. Los modelos investigan si una política de impuestos "anunciada" es más favorable que una política de "sorpresa".

El objetivo de estas investigaciones es dar respuesta a cuál es el momento óptimo de inicio en una reducción de emisiones a gran escala, adicional a la que se obtiene por el desarrollo tecnológico convencional. Los resultados de las investigaciones indican que:

- La presencia de un CTI es favorable para una reducción de costos.
- Altera la senda óptima de reducción de emisiones.
- Pueden esperarse reducciones más altas que en ausencia de esta política.

[6] El centro de referencia del IPCC para temas tecnológicos y de escenarios es el IIASA (Instituto Internacional de Investigación de Sistemas Aplicados, radicado en Laxenburg, Austria).

- La política de anunciar medidas es más favorable pues se obtienen reducciones importantes de costos con relación a la política de sorpresa.

- Se requiere utilizar diversos instrumentos de CTI para lograr mayores reducciones de los costos.

- El esfuerzo de reducción de emisiones debe comenzar de inmediato.

En el estímulo de lograr el objetivo fundamental de la mitigación se definen fórmulas alternativas internacionales de política climática que se dividen en políticas de presión directa o de presión tecnológica como muestra el recuadro.

Alternativas de política climática.

Políticas de presión directa	Políticas de presión tecnológica
• Impuestos al carbono • Cuotas de emisión • Sistema de permisos o cuotas con comercio. • Subsidios a la reducción de emisiones	• Subsidios a la I&D • I&D en el sector público • Concursos públicos con premiación financiados por el gobierno • Normas más severas y políticas más restrictivas de patentes

Aunque no es un elemento puramente tecnológico, el tema de los ciclos de inversión ejerce una influencia conflictiva y restrictiva sobre la mitigación. La infraestructura de capital físico (fábricas, plantas eléctricas, infraestructura de transporte, etc.) sobre la cual se sustenta la vida económica, son fuertes emisoras de GEI, pueden operar muchos decenios y son costosas de sustituir.

La experiencia indica que estas instalaciones poseen una vida útil superior a la prevista en la evaluación de proyectos. Por lo tanto, posterior a la amortización de los costos de capital, pueden seguir operando a muy bajo costo (la Kalamazoo Paper Company fue inaugurada en Estados Unidos al final de la guerra civil y funcionó 132 años hasta el final del siglo XX) efectuando innovaciones en productos en lugar de en tecnología. En los países en desarrollo, los problemas financieros son la principal restricción a los ciclos de inversión y capital.

En este sentido las investigaciones sobre cambio climático apuntan hacía la necesidad de formular propuestas de instrumentos económicos, ambientales y legales para forzar el retiro de infraestructura obsoleta pero que por razones varias continúan operando.

La promoción y aumento del movimiento cooperativo nacional e internacional sobre el desarrollo y la transferencia de tecnologías sanas con respecto al medio ambiente hacia los países en vías de desarrollo Partes de la CMNUCC son medios críticos para respaldar las acciones de mitigación y adaptación actualmente, hasta y más allá de 2012, en orden de conseguir el objetivo final de la Convención.

El nuevo Mecanismo de Tecnología, establecido por los Acuerdos de Cancún en diciembre de 2010, representa un paso más allá del enfoque convencional para la transferencia de tecnologías que bajo la Convención ha tenido lugar en varios años pasados, basado esencialmente en capacidad constructiva y en la evaluación de necesidades tecnológicas. Este constituye un acuerdo más dinámico dirigido a fomentar la colaboración pública-privada, promover la innovación, catalizar el uso de mapas de carreteras de tecnologías o planes de acción, movilizar centros de tecnologías y redes a nivel nacional, regional y global y facilitar conjuntamente las actividades de I&D. el Mecanismo de Tecnología consta con un Comité Ejecutivo de Tecnología (por sus siglas en inglés, TEC) y un Centro de Tecnologías del Clima y Redes (por sus siglas en inglés, CTCN).

El TEC facilita la puesta en práctica eficaz del Mecanismo de Tecnología, así como el componente de política del mecanismo, compatible con sus funciones. El TEC también implementa el marco de transferencia de tecnología, con especial atención para soportar un esfuerzo en curso importante por los países en vías de desarrollo de identificar y priorizar sus necesidad de tecnología a través del proceso de Evaluación de Necesidades de Tecnología (por sus siglas en inglés, TNAs) soportado bajo el programa estratégico Poznan sobre transferencia de tecnología. El CTCN también facilita una efectiva implementación del mecanismo de acuerdo a sus funciones. Tanto el TEC como el CTCN son responsables ante la COP y operan bajo la orientación de ésta.

1.3 ¿Cómo diseñar un estudio de mitigación?

Una evaluación de mitigación, según la CMNUCC, es un análisis de nivel nacional de las diversas tecnologías y prácticas que tienen la capacidad de mitigar el cambio climático. Se incluyen la gestión del sector energético, forestación, agricultura, tierras de pastoreo y residuos sólidos. Además de que también se puede agregar el análisis del impacto de las opciones en la macroeconomía. Al considerar políticas y programas puede alentar la adopción de tecnologías y prácticas de mitigación.

Como beneficio primario de la mitigación está la disminución de emisiones de GEI lo cual se traduce en la mitigación del cambio climático global. Aparejado a esto se presentan una serie de beneficios secundarios que son efectos colaterales o secundarios de las políticas de mitigación del cambio climático, tales como mejoras en el transporte, agricultura, prácticas de aprovechamiento de la tierra, preservación de la biodiversidad, potencial para una mayor seguridad en el empleo, el ingreso y las fuentes. La mitigación de GEI puede estar basada en un planeamiento energético sólido: pilar de las buenas políticas de desarrollo.

Vale destacar que las evaluaciones de mitigación deben estar relacionadas con otras como las Evaluaciones de Vulnerabilidad y Adaptación y con los Inventarios de GEI. De manera que sean compatibles los datos e hipótesis que se utilicen en cada una de ellas. De manera particular aunque la adaptación tiene el potencial de reducir los efectos adversos del cambio climático y puede producir beneficios secundarios no puede prevenir todos los daños. Una mayor mitigación facilitará la adaptación, pero es probable que no pueda prevenir por completo el cambio climático así como confiar solamente en la adaptación podría conducir a un cambio climático de gran magnitud, al cual sería muy difícil y costoso adaptarse.

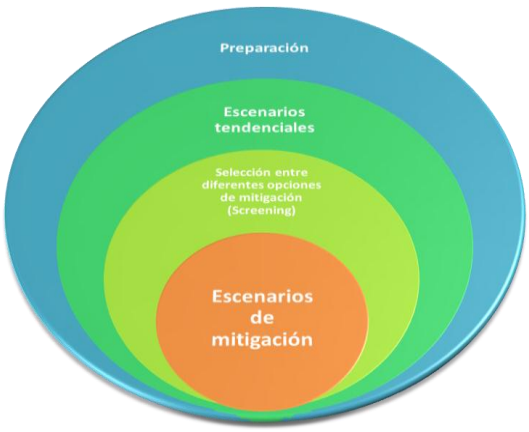


Figura 1. Etapas de una Evaluación de Mitigación.

El grupo de acciones que se llevan a cabo dentro de una Evaluación de Mitigación se pueden dividir en cuatro momentos de trabajo clave tal y como muestra la Figura 1. Es importante decir que los mismos están ampliamente relacionados. A continuación se describen en qué consiste cada una de estas etapas y sus interrelaciones.

1. Preparación

Dentro de esta etapa se hallan un conjunto importante de definiciones como son las del marco temporal, el alcance (demanda y oferta energética, agricultura, aprovechamiento de la tierra, desechos sólidos, almacenamiento geológico), los participantes y las principales partes involucradas (encargados de formular las políticas, comunidad científica, organizaciones no gubernamentales) y finalmente los resultados esperados.

Con respecto al marco temporal debe ser preferentemente de largo plazo, de manera que refleje la vida útil económica y el potencial para la rotación de existencias de las principales tecnologías (por ej., 30-40 años en el sector energético). Aunque teniendo en cuenta que las proyecciones de largo plazo son bastante inciertas, especialmente en los países en desarrollo, las evaluaciones de más corto plazo (10-20 años) pueden resultar más prácticas. Éstas se podrían complementar con evaluaciones más agregadas de las tendencias de más largo plazo.

Por otra parte las evaluaciones de mitigación requieren la activa cooperación de un variado rango de actores involucrados. Será necesario involucrar a ministerios de energía, ambiente y economía. Algunas tareas podrán ser realizadas por consultores externos o la comunidad académica. Los expertos que se necesitan comprenden estadísticos, expertos en políticas energéticas, ingenieros, diseñadores de modelos y escritores técnicos. Las evaluaciones de mitigación no son simples ejercicios tecnocráticos: requieren juicios acerca de cómo pueden encuadrarse las actividades de mitigación dentro de las prioridades nacionales de desarrollo.

Luego continúa un proceso de selección de metodologías compatibles con los datos y experiencia disponibles y de estandarización de los parámetros principales (año base, año final, tasa de descuento, etc.). Por último se definen los límites del proyecto (compatible con el enfoque utilizado para desarrollar los inventarios de emisiones) y los escenarios (por lo menos dos: “escenario tendencial” y “mitigación”).

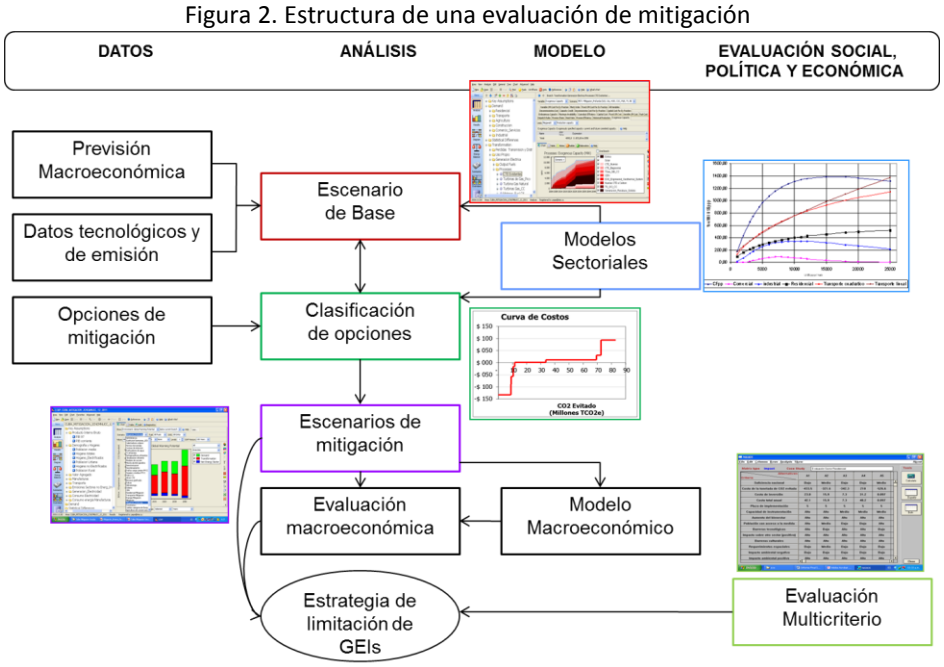
Las acciones que se llevan a cabo para mitigar el cambio climático a menudo harán que los recursos económicos se desvíen de los usos alternativos. Las evaluaciones de mitigación pueden calcular el valor de estos recursos usando análisis de costo-beneficio. Los costos incrementales se miden con relación a una situación de “no acción” (escenario base). En la medida de lo posible, las evaluaciones deberían tratar de incluir todos los costos. Algunos costos pueden ser negativos (“no regrets”).

Los pasos para una evaluación de mitigación son comunes a todas las evaluaciones, aunque dependen de los objetivos, alcance y sectores, de manera general se describen a continuación:

1. Recolectar los datos.
2. Recopilar datos del año base/año histórico sobre actividades, tecnologías, prácticas y factores de emisión.
3. Calibrar el año base según las estadísticas estandarizadas, tales como balance energético nacional o inventario de emisiones.
4. Preparar el/los escenario(s) tendencial(es).
5. Seleccionar opciones de mitigación.
6. Preparar los escenarios de mitigación y análisis de sensibilidad.
7. Evaluar impactos (sociales, económicos, ambientales).
8. Desarrollar una Estrategia de Mitigación.
9. Preparar los informes.

Un esquema general del diseño de estudios de mitigación muestra que estos pueden ser muy complejos, aunque en la práctica pueden efectuarse estudios más sintéticos. De manera general se estructuran como plantea el esquema de la Figura 2.

Figura 2. Estructura de una evaluación de mitigación



Fuente: UNEP Economics of Greenhouse Gas Limitations Guidelines (1999)

2. Elaboración de los Escenarios Tendenciales

Es importante conocer que estos constituyen descripciones factibles y coherentes de cómo un sistema podría evolucionar hacia el futuro en ausencia de nuevas políticas explícitas de mitigación de GEI, además de que no deben ser considerados como una predicción de lo que va a pasar, sino más bien como un escenario probable.

Se recomienda que se deben construir, preferentemente, escenarios tendenciales múltiples para reflejar las incertidumbres (análisis de sensibilidad). Es vital no perder de vista que cada escenario tendencial requiere su propio análisis de mitigación.

Otro señalamiento muy congruente con las características anteriores es que sean razonables, puesto que los escenarios de mitigación se juzgan sobre la base de costos y beneficios incrementales relativos al escenario tendencial. Así como no deben ser una simple extrapolación de las tendencias actuales: deben considerar la posible evolución de las actividades asociadas a fuentes y sumideros de GEI.

3. Seleccionar entre diferentes Opciones de Mitigación

En este momento se hará una evaluación general de la factibilidad potencial de las opciones pues se apoya en el Screening, y este proporciona la oportunidad de considerar en forma explícita un conjunto integral de opciones, en tanto reduce el nivel de esfuerzo requerido por los análisis de mitigación más profundos así como reduce la probabilidad de pasar por alto opciones importantes.

Es particularmente importante cuando se usan metodologías de abajo hacia arriba (bottom-up), en que se necesita considerar una amplia gama de tecnologías y políticas. Puede incluir una evaluación cuantitativa del potencial de mitigación (t CO_2) y el costo del carbono ahorrado ($/t C) para cada opción. También puede incluir factores cualitativos.

Las curvas de costo, como se ejemplifica en la Figura 3, constituyen una técnica para evaluar y clasificar opciones de mitigación de GEI. Éstas trazan la reducción acumulativa de GEI a partir de opciones de mitigación sucesivas (por ej., toneladas de CO_2 evitadas) en relación con el costo por unidad de reducción de GEI (ej., $/tonelada).

El área debajo de la curva da el costo total de las emisiones evitadas. Se debe tener cuidado de considerar las inter-dependencias entre opciones (ej., beneficios tales como cambios de fuentes en el sector eléctrico se pueden reducir por medio de programas de eficiencia de consumo final).

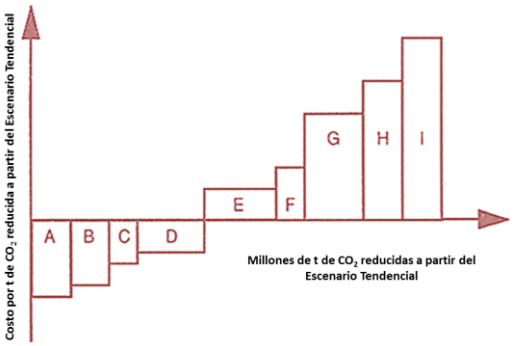


Figura 3. Curva de Costo

Los criterios de evaluación (screening) deben ser compatibles con el marco general del escenario de mitigación.

Criterios de evaluación
• Potencial para un gran impacto en las emisiones de GEI. • Compatibilidad con los objetivos nacionales de desarrollo. • Compatibilidad con los objetivos ambientales nacionales, tales como: contaminantes locales, biodiversidad, protección del suelo, manejo de cuencas. • Efectividad potencial de las políticas puestas en práctica. • Sustentabilidad de una opción. • Disponibilidad de datos para la evaluación. • Consideraciones institucionales tales como capacidad institucional requerida, factibilidad política, replicabilidad. • Criterios específicos del sector.

4. Elaboración de los Escenarios de Mitigación

Estos no van a ser más que aquellas descripciones de un futuro en que se adoptan políticas y medidas explícitas para reducir las fuentes (o aumentar la capacidad de los sumideros) de GEI, o sea no deben simplemente reflejar los planes actuales sino que deben evaluar lo que podría ser alcanzado hipotéticamente sobre la base de los objetivos del escenario.

También deben tomar en consideración las responsabilidades comunes pero diferenciadas de las partes y las prioridades de desarrollo, objetivos y circunstancias específicos tanto nacionales como regionales.

Pasos para la construcción de escenarios de mitigación
• Establecer el marco para la selección de opciones. • Crear portafolios de opciones (identificar opciones sinérgicas y/o mutuamente excluyentes y doble contabilización), calcular índices de penetración. • Construir escenarios integrados usando la metodología de modelación elegida. • Calcular los costos, beneficios y potencial de mitigación de GEI generales.

1.3.1 Herramientas de modelación para las evaluaciones de mitigación.

El modelado de las opciones de mitigación es un componente central de una Evaluación de Mitigación. Existen una serie de enfoques disponibles para el modelado del sector de la energía en una evaluación de la mitigación de GEI, y por lo general puede dividirse en cualquiera de los enfoques de arriba hacia abajo o de abajo hacia arriba. Las directrices de la Convención para las Comunicaciones Nacionales no especifican cuál es el enfoque más apropiado y ambos pueden aportar datos útiles sobre la mitigación.

- Los modelos descendentes (Top-down) son muy útiles para el estudio de las políticas macroeconómicas y fiscales para la mitigación, tales como carbono u otros impuestos ambientales.

- Los modelos ascendentes (Bottom-up) son de gran utilidad para el estudio de opciones que tienen implicaciones sectoriales y tecnológicas específicas. Los modelos Bottom-up comprenden 3 tipos básicos: de optimización, de simulación y accounting frameworks.

La falta de modelos de arriba hacia abajo y el enfoque de los estudios de mitigación en la identificación de proyectos potenciales (por ejemplo, financiación futura para MDL) ha hecho que, hasta la fecha, la mayoría de los estudios de mitigación llevados a cabo utilizan enfoques de abajo arriba. Por esta razón, se incluye un resumen de cuatro herramientas populares que se pueden utilizar en una evaluación de mitigación de GEI en el sector energético. Éstas cumplen con:

- Haber sido ampliamente aplicadas en una serie de estudios del ámbito internacional.

- Han sido fuertemente probadas y generalmente dadas a ser creíbles.

- Estarse desarrollando activamente y son apoyadas profesionalmente.

- Ser compatibles con las herramientas de Microsoft Windows con interfaces fáciles de usar para la entrada de datos y presentación de informes.

Las cuatro herramientas son:

- El Programa de Evaluación de Energía y Potencia (ENPEP), desarrollado por el Laboratorio Nacional de Argonne y la Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA).
- Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (LEAP), desarrollado por el Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo.
- El Modelo de Asignación de Mercado (MARKAL) y su sucesor TIMES (Sistema Integrado MARKAL EFOM), desarrollado por el Programa de Análisis de Sistemas de Tecnología Energética (ETSAP) de la Agencia Internacional de Energía (IEA).
- La energía renovable y de eficiencia energética Tecnologías Revisión del sistema (RETScreen), desarrollado por Natural Resources Canada.

Una amplia variedad de métodos de modelación se puede utilizar para examinar la mitigación en sectores no energéticos. La mayoría de estos modelos se centran en temas de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y la silvicultura (LULUCF). Entre ellos se incluyen:

- Modelo de crecimiento de árboles.
- Modelos Forestales de brecha.
- Modelos Bio-geográficos.
- Modelos de procesos de ecosistemas.
- Modelos terrestres de circulación de carbono.
- Modelos de cambio de Uso de la Tierra.
- Modelos de hoja de cálculo.

1.4 Mitigación en el contexto internacional.

De alguna manera ya se ha esbozado como objetivo primordial de la Convención la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera. La estabilización a los niveles que se establezcan de manera que no causen interferencias peligrosas se alcanzará por

medio de políticas de mitigación. Para ello la misma contiene compromisos diferenciados para todas las partes.

Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto de la CMNUCC fue adoptado en la tercera sesión de la Conferencia de las Partes (COP) en 1997, en Kyoto, Japón. Este acuerdo contiene compromisos vinculantes adicionales a los ya existentes en la Convención. Los países incluidos en el anexo B del protocolo acuerdan reducir las emisiones antropogénicas de GEI en al menos 5% por debajo de los niveles de 1990 en el período comprendido entre 2008 al 2012.

El protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005. En él se establece que las actividades contempladas en los "mecanismos de Kyoto" (comercio de emisiones e implementación conjunta) son adicionales (supplemental) a las acciones y políticas domésticas adoptadas por los países desarrollados para reducir sus emisiones. Esto supone que los países desarrollados tienen restricciones en cuanto a la utilización de los mismos para alcanzar sus objetivos de reducción, aspecto este que continúa sujeto a negociación y precisión.

Dichos mecanismos, también llamados "mecanismos de flexibilidad", son instrumentos económicos sustentados por experiencias de mercado que pueden utilizar los países firmantes del protocolo para atenuar el impacto económico potencial derivado de los compromisos de reducción de emisiones. Estos instrumentos son la "implementación conjunta" (IJ, artículo 6), el "mecanismo de desarrollo limpio" (MDL, artículo 12) y el "comercio de emisiones", (CE, artículo 17).

La IJ (también conocida como actividades implementadas conjuntamente) es un esquema de mercado con una fase piloto definida por el articulo 4.2ª de la Convención que permite la elaboración de proyectos de reducción de emisiones entre países desarrollados y sus corporaciones, para obtener experiencias en proyectos implementados conjuntamente, las reducciones que se logren serán acreditadas al país inversor. En la fase piloto no existen créditos de reducción de emisiones, por lo que una decisión al respecto se tomará en el futuro relacionada con el protocolo, posiblemente, como una forma de comercio de emisiones.

El MDL intenta alcanzar dos objetivos: (1) asistir a las partes no incluidas en el Anexo I en alcanzar el Desarrollo Sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención y (2) asistir a las partes incluidas en el Anexo I en alcanzar sus objetivos en cuanto a los límites

de emisiones y compromisos de reducción. Las "unidades certificadas de reducción de emisiones" alcanzadas por medio de proyectos MDL en países no Anexo I, pueden ser atribuidas al país que efectúa la inversión una vez certificada esta por medio de "entidades operacionales designadas" por la COP.

Los proyectos aprobados bajo el mandato del MDL requieren de la aprobación explícita del Buró MDL, una vez que se cuenta con una metodología apropiada de medición de la reducción de emisiones y se demuestra la "adicionalidad" del proyecto, que es un requerimiento específico a demostrar (de conjunto a la contribución del proyecto a las metas del Desarrollo Sostenible) en el sentido de que la reducción es adicional a aquellas que ocurrirían en la ausencia del proyecto. Este requisito surge debido a que los países en desarrollo no cuentan con metas específicas, directas e indirectas de reducción de emisiones.

La idea original del comercio de emisiones y de "permisos transferibles o negociables" data de 1968. Es un mecanismo a través del cual se estable la compra-venta de créditos de carbono entre los países del Anexo 1.

Mitigación en el contexto Post- Kyoto[7]

El proceso de negociación para alcanzar acuerdos en el marco de la CMNUCC ha sido largo y laborioso. Esta Convención ofrece un marco adecuado para continuar las negociaciones en torno a una política climática universal que permita alcanzar los objetivos propuestos por ella en un plazo adecuado. El Protocolo de Kyoto constituye un primer paso alentador en torno a la reducción y consecuente estabilización de las emisiones de GEI.

Con vistas e elaborar una propuesta universal para lograr la estabilización de las emisiones en el plazo más breve posible se ha creado un grupo de trabajo de la CMNUCC, encargado de elaborar propuestas para una etapa post-Kyoto.

En el plano internacional, se han elaborado múltiples propuestas (conocidas, más de 60) que abordan el tema de establecer un régimen climático a partir del 2012.

En general estas propuestas parten de considerar que el régimen climático es un tema independiente de otros problemas apremiantes del desarrollo económico y social tales

[7] Sobre la base de un estudio académico relacionado con el tema y enviado a la publicación científica "Mitigation and Adaptaation Strategies for Global Change" para su publicación en idioma inglés bajo el título: "The future of our climate: an Outlook on the Proposals towards a new Climate Regime and a global and equitative response".

como: la erradicación de la pobreza, la evolución de la población mundial, el problema de la deuda externa y los subsidios al comercio. Temas que indirectamente pudieran influir favorablemente sobre una política climática que permita encauzar el desarrollo económico y social por vías más cercanas a los objetivos de la Convención.

Un elemento central para comprender este proceso es que el cambio climático y su respuesta económica y social, la política climática, constituyen un aspecto importante a tomar en consideración en las políticas nacionales debido al carácter penetrante de sus efectos, que interrelaciona los problemas de energía y seguridad energética, seguridad alimentaria y gestión del agua pero además, establecen vínculos con las políticas tecnológicas, de uso del espacio nacional y de población, bajo nuevas perspectivas.

Los principales aspectos y conclusiones de las propuestas examinadas son los siguientes:

Es necesario continuar los esfuerzos internacionales mancomunados para alcanzar los objetivos de la Convención.

Estos esfuerzos pueden realizarse bajo los auspicios de la CMNUCC, pero existen variantes que difieren de esta concepción, incluyendo sugerencias para que este proceso sea dirigido por el FMI o simplemente accionado por medio de acuerdos bilaterales o multilaterales.

El 80% de las propuestas consideran que la participación de los países en desarrollo es imprescindible en el esfuerzo de reducción de emisiones para lograr la estabilización de las mismas. Estas propuestas se sustentan en varios hechos importantes:

En el futuro, posiblemente después del 2020, las emisiones corrientes de los países en desarrollo sobrepasarán la de los países desarrollados, aunque en cuanto a las emisiones acumulativas, esto no sucederá hasta un momento alrededor del 2050.

La intensidad de emisiones de las economías de los países en desarrollo es muy superior (1,06 kg CO_2-eq/US$ PIB ppp contra 0,68 kg) por lo tanto, los costos de reducción serían inferiores si todas las reducciones de emisiones se efectuarán en esos países. Este elemento parte del supuesto que las economías de estos países estarán en expansión.

Una fórmula prácticamente aceptada por todas las propuestas es el "comercio de emisiones", lo que constituye la vía para efectuar reducciones menos costosas en los países en desarrollo que puedan ser transferidas comercialmente a los países desarrollados. La cantidad de reducciones de los países desarrollados que pueden efectuarse de esta forma

está regulada en el Protocolo de Kyoto, pero no está claro si existirá una regulación al respecto en un nuevo acuerdo.

La participación en un sistema general de "comercio de emisiones" supone que los países participantes deben establecer metas específicas de reducción de emisiones (a diferencia de la IC y el MDL) para evitar fugas. Las metas pueden ser específicas (reducciones sobre la base de no sobrepasar un nivel absoluto) o de intensidad de emisiones referidas al PIB u otra medida. Se propone comenzar con metas flexibles, que se convertirían en metas cuantitativas más estrictas en función del tiempo y la experiencia. Se proponen instrumentos como las "válvulas de seguridad" que permiten evitar los inconvenientes de que por determinadas circunstancias no puedan alcanzarse las metas previstas.

Las propuestas establecen categorías para diferentes países sobre la base del PIB. La división esencial continúa siendo países desarrollados/países en desarrollo, pero se establece una diferenciación entre estos últimos. Esta distinción por países cambiará y se ajustará en función de los niveles de desarrollo que se alcancen. Ya se conoce informalmente un nuevo grupo de países "híbridos" con alto nivel de población, emisiones y tendencias favorables en el crecimiento económico (India, China, Brasil, México, Sudáfrica y Turquía)

La mayor parte de las propuestas consideran importante la introducción de Programas y Medidas (PyM) (Policies and Measures) nacionales que van desde sistemas nacionales de "comercio de emisiones" hasta normas de eficiencia de emisiones (para sectores como generación de electricidad, transporte automotor), pasando por impuestos y regulaciones específicas.

El tema de la adaptación ha sido relegado, de más de 50 propuestas revisadas, solamente unas 11 establecen vínculos directos para afrontar estos problemas, las demás no mencionan este aspecto. Se sobreentiende que en general se estimula la participación de todos los países en el esfuerzo de reducción de emisiones y posiblemente el tema del financiamiento a la adaptación esté en función de estos resultados. Cabe incidir que si bien la mitigación facilitará la adaptación, es probable que no pueda prevenir por completo el cambio climático.

Aunque pocas propuestas hacen referencia concretas a países específicos, la versión elaborada por el Wuppertal Institute de Alemania en 2004, "North-South Dialog" sugiere una clasificación por países donde ubica a Cuba de conjunto con Corea del Sur en un grupo

de “nuevos países industrializados” a continuación de los países Anexo 1, con compromisos vinculantes de reducción de emisiones. La propuesta fue elaborada sobre la base del Ingreso per cápita, el Índice de desarrollo humano y otros indicadores[8].

1.5 Barreras y oportunidades.

Existen muchas tecnologías y políticas para reducir las emisiones de GEI las cuales se acompañan de un significativo progreso tecnológico. No obstante, aún persisten diferentes barreras que acrecientan los costos de implementación y reducen el potencial alcanzable. Éstas pueden ser técnicas, económicas, políticas, culturales, sociales e institucionales.

Una barrera es un obstáculo para alcanzar un potencial que puede ser superado por una política, programa o medida. Por otra parte una oportunidad es una situación o circunstancia para disminuir la brecha entre el potencial de mercado de una tecnología o práctica y el potencial económico, socio-económicos o tecnológico. El potencial del mercado indica el nivel de mitigación se espera ocurra bajo las condiciones del mercado pronosticadas. Mientras, el potencial técnico describe el máximo monto de mitigación alcanzable a través de la difusión de tecnología (si todas las tecnologías técnicamente viables fueran usadas en todas aplicaciones relevantes, sin considerar su costo o la aceptabilidad por parte del usuario). Finalmente, el potencial económico representa el nivel de mitigación de GEI que puede ser alcanzado si todas las tecnologías que son costo-efectivas desde el punto de vista del consumidor fueran implementadas.

Las barreras y oportunidades tienden a ser específicas del contexto, y pueden cambiar con el tiempo y varían según los países. Las políticas, programas y medidas se pueden utilizar para ayudar a superar las barreras. Entre los tipos y fuentes de las barreras y/o oportunidades se encuentran las diferentes áreas: i) Precios; ii) Financiación; iii) Comercio y medio ambiente; iv) Estructura del mercado; v) Marcos institucionales; vi) Suministro de información; y vii) Las normas sociales, culturales y de comportamiento y aspiraciones.

[8] Sobre la base de entrevistas personales efectuadas al autor principal, Dr. Hermann Ott y a autores participantes de países en desarrollo: Harald Winkler, Africa del Sur, Jiaua Pan, República Popular China y Youba Sobona, Senegal, por Juan Llanes.

Cuadro 1. Tipos y fuentes de las Barreras.

Fuente de la Barrera y/u Oportunidad	*Ejemplos del mercado y/o fallos institucionales (oportunidades subsecuentes)*	*Ejemplos de barreras sociales y culturales (oportunidades subsecuentes)*
Precios	• *Mercados perdidos (la creación del mercado)* • *Precios distorsionados precios (justificación de precios, reglamentaciones ambientales e impuestos)*	
Financiación	• *Fallos del mercado financiero (Reforma del sector o reestructuración de la economía)* • *Restricciones de la ayuda oficial para el desarrollo ODA (retirar atado a ayuda y/o mejor apuntar a ODA)*	
Comercio y Medio Ambiente	• *Aranceles sobre equipos importados y regulaciones restrictivas (justificación de aranceles de la aduana)*	
Estructura de mercado y funcionamiento		• *Circunstancias requieren amortización rápida (Subsidios de combustible)* • *Debilidades del proveedor en la investigación de mercados (Constituir asociaciones para respaldar la investigación de mercados)*
Marco institucional	• *Costos de transacción* • *Derechos de propiedad inadecuados (Mejorar el cargo en propiedad de la tierra)* • *Pérdida de incentivos* • *Incentivos distorsionados*	• *Estructura institucional y diseño (Reestructuración de firmas)* • *Estilos de políticas nacionales (Balance de cambio de la autoridad)* • *Falta de organismos reguladores eficaces (Regulación informal)*
Suministro de información	• *Naturaleza de la información sobre bienes públicos (Incremente asociaciones públicas)* • *Adopción de externalidades (Desarrollar proyectos de demostración)*	
Normas sociales, culturales y de comportamiento y aspiraciones		• *Consideración inadecuada de las motivaciones humanas y objetivos en la mitigación del clima (Modificación del comportamiento social)* • *Hábitos individuales (centrarse en la publicidad)*

Fuente: CMNUCC, Resource Guide. Module 4: Measures to mitigate climate change.

Capítulo 2: Atenuación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

2.1 Antecedentes de los estudios de mitigación en Cuba.

Para Cuba a pesar de no ser un gran contribuyente a los niveles de emisiones globales de los GEI, pues sus emisiones apenas representan el 0,1% de las emisiones de GEI a nivel mundial, sí constituye una gran oportunidad la evaluación y puesta en práctica de opciones de mitigación. Más allá de la obligación contraída por el gobierno ante la CMNUCC estos estudios constituyen una buena oportunidad de apoyar los procesos de modernización de un conjunto de actividades estratégicas para el desarrollo nacional por sendas de la sostenibilidad, e incorporar y aportar al nuevo conocimiento que sobre la problemática se gesta a nivel internacional.

El Gobierno Cubano es firmante de la CMNUCC, a la cual pertenece desde el 5 de abril de 1994, y aunque no tiene compromiso de reducción de emisiones de GEI por no pertenecer al grupo de naciones del Anexo I, sí tiene la obligación de presentar a la Convención las Comunicaciones Nacionales sobre el estado del medio ambiente.

Por ello desde finales del siglo pasado y comienzos de éste se empezaron a realizar estudios específicos y experiencias en acciones de mitigación. Estos respondieron a los trabajos para la preparación de la Primera Comunicación Nacional (PCN) a la CMNUCC. Lo cual dejó un saldo positivo en la formación de capacidades de los especialistas que los llevaron a cabo y obviamente responder a las exigencias de la PCN.

Para la PCN, donde no se determinó todo el potencial, las emisiones evitadas ascendían a unas **480 millones de toneladas hasta el año 2030**, siendo este el horizonte de tiempo en que se estimaron las proyecciones. Se efectuaron las primeras estimaciones de posibles escenarios futuros de emisiones de GEI muy influidos por la información y la coyuntura económica de la época, así como estimaciones de una línea base.

Se exploraron opciones de mitigación en el sector de generación de electricidad y residencial, donde se obtuvieron los mejores resultados y precisiones, así como en los sectores transporte, industrial y forestal. Estos resultados se plasmaron en medidas de mitigación que especificaban el sector, tipo de acción, costo de inversión y de operación, emisiones evitadas, costo por tonelada de emisión evitada, y plazo de ejecución. En el texto de la PCN se incluyó solamente una descripción de las diferentes medidas estudiadas sin

ofrecer plazos y datos cuantitativos debido a la incertidumbre en cuanto a estas magnitudes.

Posteriormente ante la necesidad de ganar en experiencia y elevar la confiabilidad de los estudios de mitigación en 2002-2003 se efectuaron nuevas acciones consistentes en diseñar escenarios con mayor precisión y fundamentación, diseñar instrumentos analíticos propios y comenzar la evaluación técnico-económica del uso de energías renovables desde la óptica de la mitigación. En estos trabajos participó un grupo de expertos provenientes de la Universidad de La Habana, el Instituto Nacional de Investigaciones Económicas (INIE), Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGIA), y el Observatorio Nacional de Ciencia y Tecnología. En estos estudios no fue posible incorporar elementos del sector forestal.

Luego, con la experiencia adquirida y en la incesante búsqueda de realizar acciones que fortalezcan al país se dieron lugar una serie de medidas, específicamente dentro de la Revolución Energética, que dieron fe de la importancia y empuje de este tipo de estudios. Investigaciones y proyectos que no cesaron se unen a la reanudación a partir del 2009 del grupo de trabajo para evaluar las potencialidades de mitigación en el país para dar respuesta a los requerimientos de la Segunda Comunicación Nacional (SCN).

2.2 Situación actual: potencialidades de mitigación.

En las condiciones de Cuba los estimados de población a largo plazo están en el orden de los 11,2 millones de habitantes, lo que comparado con la información del último censo de población realizado en el país (2002) implica una discreta tasa de decrecimiento anual que estaría en el orden de los 0,4 puntos porcentuales. Población que es su gran mayoría tiene acceso a servicios básicos de energía, agua potable, educación y salud. Ante esto no deben esperarse aumentos explosivos de las emisiones derivadas de estos servicios, no así en otros sectores como la energía, el transporte y la industria donde la reanimación y expansión de la economía propiciará el aumento de las emisiones.

En la Tabla 3, se presenta un resumen de los inventarios de emisiones/absorciones de GEI desde 1990 hasta el 2002, último inventario realizado en el país y los estimados para el 2004 publicados en el Anuario Nacional de Estadísticas del 2010. Lo primero que se puede observar es la caída en las emisiones brutas entre 1990 y 2004 como resultado de la contracción general de la actividad económica resultante de la crisis de los 90. Por ejemplo, en el sector energía las emisiones de GEI se reducen en un 24% entre 1990 y 2004, mientras que su participación en las emisiones brutas totales crecen como resultado de una

mayor contracción de las emisiones resultantes del resto de los sectores no energéticos. Respecto a esto último, por ejemplo, las emisiones provenientes de los procesos industriales entre 1990 y 2004 se reducen casi en 2/3 partes, mientras que en la agricultura las emisiones estimadas del 2004 apenas son el 30% de las ocurridas en 1990.

Tabla 3. Emisiones en CO_2 eq por categorías de fuentes para los principales GEI directo (Considerando las emisiones brutas).

Sector	**Emisión (Gg CO_2-e)**						
	1990	**1994**	**1996**	**1998**	**2000**	**2002**	**Estimado 2004**
Energía	33705,84	22912,14	26577,23	27200,70	26924,26	26996,81	25666,01
Procesos Industriales	3335,51	993,33	1216,79	988,49	991,88	1117,11	1202,72
Uso de Solventes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2192,5
Agricultura	23125,63	11126,72	10273,59	8206,62	5843,51	11727,66	6876,05
Desechos	2460,58	2279,32	2123,29	1958,03	2188,45	2481,84	2684,66
Total	**62627,56**	**37311,51**	**40190,90**	**38353,84**	**35948,10**	**42323,43**	38621,94
Sector	**Contribución relativa (%)**						
	1990	**1994**	**1996**	**1998**	**2000**	**2002**	**2004**
Energía	53,80	61,40	66,10	70,90	74,80	63,80	66,45
Procesos Industriales	5,40	2,70	3,00	2,60	2,80	2,60	3,11
Uso de Solventes (1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,68
Agricultura	36,90	29,80	25,50	21,40	16,30	27,70	17,80
Desechos	3,90	6,10	5,40	5,10	6,10	5,90	6,95
Total	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**	**100,00**

Fuente: López et al, 2009 y ONE, 2010.

En el caso del sector energía la reducción de las emisiones también obedecen a los efectos positivos resultantes de la implementación de un grupo de acciones en apoyo al uso racional de la energía, cuyo referente más conocido lo constituyó el Programa de Ahorro de Electricidad de Cuba (PAEC), el cual se extendió a la mayoría de los sectores económicos del país como Programa de Ahorro de Combustible (PAC), y el cambio de la estructura productiva a favor a actividades de servicios con menores exigencias en la demanda de energía.

Solo el sector de desechos presenta una tendencia firme a la recuperación de los niveles de emisiones registrados en 1990. En resumen, los inventarios indican que las emisiones brutas de GEI se reducen, entre 1990 y el estimado para el 2004, en unos 24 millones de t CO_2 eq, esto es, un 38% de los niveles reportados en el inventario de 1990.

Por lo tanto, se espera que la principal fuente del aumento de emisiones futuras, venga dado por el incremento de la actividad económica y el consumo de la población. Como lo demuestran los resultados de los escenarios, es previsible que este crecimiento pueda

alcanzarse con una reducción de la intensidad de emisiones del PIB, lo cual es respaldado por el potencial de mitigación que ofrece la penetración y ampliación de las Fuentes Renovables de Energía (FRE) y de tecnologías y procesos más eficientes en el uso de la energía y los recursos de todo tipo, que aminorarán las emisiones de GEI con un mayor potencial de calentamiento.

Por otra parte, también se destaca el aporte a la mitigación proveniente del aumento de la superficie cubierta de bosques, el cambio de categoría de bosques -de productivos a conservación-, el manejo de la masa ganadera y sus desechos, la producción de biogás a partir del procesamiento de residuales agresivos al medio ambiente -como los mostos de la producción de alcohol y los desechos agroindustriales de la actividad pecuaria-, el paso de parte de superficie agrícola manejada por los métodos intensivos en el uso de maquinaria e insumos hacia procedimientos de conservación lo que permite la captura y almacenamiento de carbono.

2.3 Metodología empleada para la evaluación de las opciones de mitigación identificadas de la SCN. Supuestos generales.

Para la evaluación de las opciones de mitigación se afianzaron los contactos con los diferentes expertos que ya tenían una experiencia acumulada de los trabajos anteriores. En reuniones de trabajos y talleres se fueron presentando las perspectivas de los distintos sectores reunidos (Agricultura, Desechos, Industria, Generación de Electricidad, Residencial y Transporte). Conjuntamente se fue orientando el trabajo por el grupo coordinador y desarrollándose acciones que reforzaron las habilidades y conocimientos de los más de 20 expertos que trabajaron en la evaluación de las opciones de mitigación dentro de la SCN y en la proyección de los escenarios socioeconómicos con un horizonte temporal hasta el año 2050.

Para ello se capacitó en el Programa “Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas a Largo Plazo” (LEAP) con la asistencia de dos expertos internacionales de la Fundación Bariloche, acciones que se recomiendan por PNUD para la realización de este tipo de estudios. Además se tuvo la oportunidad de entrenar al equipo en el Programa “Enfoque Novedoso de Evaluación y Decisión sobre Ambientes Imprecisos” (NAIADE) con el objetivo de realizar evaluaciones multicriteriales tan importante en esta clase de trabajos, en general donde existe incertidumbre y no es posible cuantificar todos los criterios que han de ponerse sobre la mesa a la hora de la toma de decisiones. Éstas fueron las principales herramientas técnico-analíticas que se emplearon para la evaluación y diseño de las

opciones propuestas estudiadas, a partir de un grupo de acciones que se describen a continuación por paso:

- Definición del año base (2004) y proyecciones al escenario de referencia.
- Definición del escenario de referencia.
- Identificación de la opción.
- Recopilación de los datos: denominación de la opción de mitigación; determinación de parámetros claves para la evaluación técnica económica a saber: tiempo de vida útil, penetración de la opción, costos unitarios de inversión, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía utilizada, tasa de retorno de la inversión, coeficientes de emisiones de los diferentes GEI, valores calóricos y precios de la energía, otros indicadores específicos según las opciones identificadas (emisiones/absorciones por hectáreas, por toneladas de productos, desperdicios, excretas entre otros).
- Cálculo en el Screening.
- Entrada de datos y corrida en el Modelo de Simulación LEAP para la cuantificación del escenario de Referencia o línea Base.
- Definición del escenario de mitigación.
- Evaluación multicriterio (Software NAIADE).

2.4 Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el Sector Energético.

La reducción de los niveles de emisión por el uso de la energía es de vital importancia para el país, más si tenemos en cuenta que de seguir un escenario "bussines as usual" (BAU) estas representarían aproximadamente las ¾ partes de las emisiones netas nacionales.

Para una mejor comprensión de la participación de los diferentes subsectores se tratará a continuación cada uno por separado analizando sus antecedentes y potenciales actuales de mitigación. Se explican las opciones concretas que se evalúan y se analizan las barreras y oportunidades para sus aplicaciones. Además se incluyen los resultados individuales que se obtienen en sus respectivas evaluaciones multicriterio.

2.4.1 Opciones del sector residencial.

Los antecedentes de este estudio se remontan a los esfuerzos que desde mediado de la década de los 90 del siglo pasado emprendió el gobierno con el fin de ahorrar energía y sustituir portadores importado por fuentes nacionales con énfasis en el uso de las FRE y que resultó en la implementación de un conjunto de acciones enmarcadas en un programa que se conoció como PAEC, de 1994 (Grupo Nacional de Cambio Climático, 2001). Algunas de las opciones implementadas en este programa fueron evaluadas como opciones de mitigación para la PCN a la CMNUCC y formarían parte de lo que constituyó el Programa de la "Revolución Energética" puesto en ejecución en el 2005.

Las actividades preparatorias de la PCN comenzaron con el soporte financiero y técnico del Programa CC:TRAIN en su segunda fase (programa implementado por UNITAR y patrocinado conjuntamente por el PNUD y el FMAM). La ejecución de este proyecto contribuyó al desarrollo de una masa crítica de expertos nacionales y al fortalecimiento institucional.

En el año 1999, con el apoyo técnico y financiero del programa CC:TRAIN se realizó el primer análisis de opciones para la mitigación del cambio climático, cuyos resultados fueron una primera aproximación al potencial de Cuba para contribuir a mitigar el calentamiento global provocado por las emisiones de GEI. Uno de los sectores analizados dentro del sector energético fue el sector residencial.

Las medidas de mitigación diseñadas en esa ocasión para el sector residencial se sustentaron en lo esencial en el PAEC, además contenían algunas que otras variaciones y medidas adicionales. Estas opciones que se conformaron luego de un estudio sectorial integral y completo, demuestran el significativo impacto favorable que tienen sobre el bienestar de la población. Las medidas de mitigación fueron las siguientes:

- ***Sustitución de todos los bombillos incandescentes por bombillos ahorradores compactos o luminarias con lámparas fluorescentes eficientes.*** Suponía la sustitución de las lámparas incandescentes de diferentes tipos por lámparas de mayor eficiencia y durabilidad. En esa ocasión se estimó que el número de lámparas incandescentes utilizadas por la población ascendía a más de 10 MM de unidades.

- ***Sustitución de todas las juntas defectuosas de los refrigeradores domésticos.*** El PAEC determinó que era necesario sustituir 1,4 millones de juntas defectuosas de refrigeradores domésticos en todo el país. Con esta medida se puede reducir el

consumo de energía eléctrica entre 20 - 30% y se alarga adicionalmente la vida útil del equipo.

- ***Promover formas y hábitos de uso más eficiente de todos los equipos electrodomésticos como forma de ahorrar energía, alargar su vida útil y disminuir la demanda pico.*** El PAEC implementó, mediante el Proyecto Docente–Educativo y el Proyecto de Motivación al Ahorro, una campaña divulgativa y educativa con vistas a reducir los consumos y crear hábitos de uso racional de la electricidad.

- ***Elevar paulatinamente la eficiencia energética de la carga de refrigeración en uso doméstico, garantizando que todos los equipos nuevos y los motocompresores para la reparación de refrigeradores que se introduzcan en el mercado sean más eficientes.*** Como promedio los refrigeradores utilizados eran de 180 W, trabajaban 14 horas diarias y consumían 907 KW.h al año. La medida pretendía sustituir esos refrigeradores por otros mucho más eficientes. Se propusieron las dos variantes siguientes: i) refrigeradores que consumen 551 KW.h al año con 8.5 horas diarias promedio de trabajo; y ii) refrigeradores que consumen 290 KW.h al año con 4.5 horas diarias promedio de trabajo.

- ***Sustitución del 50% de las cocinas eléctricas existentes en el país por cocinas de gas licuado o manufacturado según corresponda.*** Esta fue una opción de mitigación que se propuso para un corto plazo debido a que en ese momento los factores de emisión de electricidad eran altos ya que gran parte de las cocinas eléctricas disponibles eran de tecnología muy atrasada.

- ***Comercialización de televisores a color o en blanco y negro de muy bajo consumo para poder sustituir los equipos existentes de alto consumo.*** Antes del año 2006 (año de la Revolución Energética en Cuba) gran parte de la población cubana por lo general disponía de televisores en blanco y negro de 80 W de potencia que consumían anualmente 160 KW.h. En el año 1997 el consumo de energía eléctrica de estos televisores fue de 213 GW.h. Con esta medida se pretendía sustituir dichos televisores por equipos de 30 W de potencia que consumen anualmente 60 KW.h.

- ***Sustitución de las cocinas de keroseno por cocinas de gas licuado o manufacturado.*** Antes del año 2006 predominaba el keroseno como combustible

doméstico en el sector residencial; tomando en consideración el diferencial de emisiones, se sugirió en esa oportunidad la sustitución de 1.2 millones de cocinas de keroseno por cocinas de gas licuado.

Las opciones estudiadas en la PCN permitieron identificar un potencial de mitigación de emisiones de GEI del orden de los 2 millones de t CO_2 eq, por reducción del consumo de energía (el ahorro de unos 5 millones de tep acumuladas al 2005), y una reducción de los costos de inversión y energía estimada en 689 millones de pesos.

2.4.1.1 Potencialidades de mitigación actuales del sector.

El sector residencial constituye uno de los principales consumidores de energía en el país. El déficit de portadores energéticos y la necesidad de cubrir determinadas necesidades básicas como la cocción de alimentos han hecho que en este sector el consumo de portadores energéticos sea elevado al no realizarse de la forma más eficiente. Por otro lado aumenta la tenencia de equipos electrodomésticos cada año, su utilización y el alumbrado debido entre otras cosas al mejoramiento de las condiciones de vida lo que hace que el consumo de energía eléctrica en el sector crezca paulatinamente.

En el año 2009 el consumo de energía eléctrica del sector residencial fue de 6425.8 GW.h, utilizando el 42.3 % de la energía eléctrica total generada (sin considerar las pérdidas ni los insumos). Se espera que para los próximos años el consumo de energía eléctrica del sector aumente. De ahí la importancia de buscar opciones para reducir el consumo sin afectar los servicios eléctricos que reciben y las necesidades básicas, ya que son esenciales para el bienestar hogareño de las familias cubanas.

Por otra parte el sector residencial consumió en el año 2009, además de electricidad, los siguientes portadores energéticos: leña 28,2 Mm^3, gas licuado de petróleo 64,90 Mt, gas manufacturado 140,2 MMm^3, keroseno 78,4 Mt, alcohol 181,5 Mhl y carbón vegetal 13,5 Mt (Convención para Cambio Climático, 1998).

2.4.1.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

Las opciones evaluadas tienen como principal característica que la mitigación de emisiones de GEI no ocurre, en la mayoría de ellas, en el propio sector residencial y sí como resultado del mejoramiento de la eficiencia en el subsector eléctrico.

Como en el resto de los sectores los datos básicos utilizados para la evaluación fueron, costos de inversión, precios de la energía y los equipos electrodomésticos, ventas-entregas de equipos electrodomésticos, estructura del consumo de energía en el sector residencial,

por portador energético y por usos finales de la energía, la estructura de generación de electricidad (participación de cada fuente energética en la generación eléctrica), factores de emisión, y la tasa de descuento para la evaluación económica de cada opción.

Sustitución del alumbrado por lámparas LED.

Una **Lámpara LED** es una lámpara de estado sólido que usa Diodos Emisores de Luz (LEDs) como fuente luminosa. Debido a que la luz capaz de emitir un LED no es muy elevada, para alcanzar la intensidad luminosa similar a las otras lámparas existentes como las incandescentes o las fluorescentes compactas, las lámparas LED están compuestas por agrupaciones de LED, en mayor o menor número, según la intensidad luminosa que se desee alcanzar.

Actualmente las lámparas LED se pueden usar para cualquier aplicación comercial, desde el alumbrado decorativo hasta el de viales y jardines, presentado ciertas ventajas, entre las que destacan su considerable ahorro energético y su mayor vida útil, pero también con ciertos inconvenientes como son su elevado costo inicial. Los LED no tienen filamentos u otras partes mecánicas sujetas a rotura ni a fallos por "fundido", no existe un punto en que cesen de funcionar, sino que su degradación es gradual a lo largo de su vida.

Se considera que aproximadamente a las 50 mil horas es cuando su flujo decae por debajo del 70 % de la inicial, eso significa aproximadamente 6 años en una aplicación de 24 horas diarias 365 días/año. Esto permite una reducción enorme de costos de mantenimiento ya que no se necesita reemplazarlas, por lo que el Costo de Iluminación es mucho menor.

Asimismo, por su naturaleza el encendido se produce instantáneamente al 100% de su intensidad sin parpadeos ni períodos de arranque, e independientemente de la temperatura. A diferencia de otros sistemas no se degrada por el número de encendidos.

La vida de un LED es muy larga en comparación con los demás sistemas de iluminación, pudiendo llegar a tener 100 mil horas de funcionamiento, en contraste con las lámparas fluorescentes que solo trabajan 20 mil horas. Por otra parte, la fiabilidad de un LED es también mucho mayor, ya que la degradación de la luz es mínima en relación a la de halógenos y fluorescentes, mientras que los LED a las 45 mil horas de funcionamiento solo pierden un 20 % de luminosidad, las lámparas fluorescentes y los halógenos lo hacen a las 5 000 y 1500 horas de funcionamiento respectivamente. En la Tabla 4 se presentan las ventajas y desventajas de las lámparas LED.

Tabla 4. Comparación de las ventajas y desventajas de los LED.

Ventajas	Desventajas
Bajo consumo Baja tensión Baja temperatura Pequeña anchura espectral Amplia banda espectral Mayor rapidez de respuesta Luz más brillante Sin fallos de iluminación Mayor duración y fiabilidad	El mayor inconveniente que tiene el LED sin duda es su **precio**, pero si evaluamos sus múltiples e inmejorables condiciones de funcionamiento, y sobre todo su larga vida en comparación con los demás sistemas de iluminación, estamos en condiciones de afirmar que es la inversión más sensata, eficaz y rentable que podemos hacer

Fuente: elaboración de los autores.

Existe un potencial de 15 millones de lámparas normales fluorescentes para sustitución por LED. Se supone que las lámparas se utilicen 4 horas diarias. Se propone utilizar 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 50 000 horas como promedio (27 años).

En la Tabla 5, se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta opción, donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -433,51 \$/t CO_2 eq.

Tabla 5. Resultados para la opción sustitución del alumbrado por lámparas LED.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	20	5	15
Vida útil (años)	27	5	
Inversión anualizada	2	1	0
Costo total de inversión	23,856,863	18,047,590	5,809,273
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	18,260,178	60,867,259	(42,607,082)
Costo Total Anual	42,117,041	78,914,850	**(36,797,809)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	36,096	120,321	84,224
N_2O	0	1	1
CH_4	1	3	2
Total CO_2 equiv.	36,379	121,263	**84,884**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,01
\$/Ton CO_2 eq			**\$ (433,51)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Hornos microondas.

En un horno de microondas, un magnetrón produce un haz de microondas que el ventilador difunde por el interior del horno. Las microondas atraviesan fácilmente la mayoría de los materiales, pero son absorbidas por el agua y otras sustancias de los alimentos. Por tanto, éstos se cocinan desde dentro, a diferencia de un horno convencional en el que se calientan desde fuera por lo que tardan más en cocinarse.

Se propone introducir 1,5 millones de hornos microondas hasta el año 2015. El costo promedio de un horno microondas es de 35 dólares (en el puerto) y su vida útil de 10 años.

Se estima que la introducción de los hornos microondas reduzca unos 6 kW.h el consumo mensual por hogar. Se considera 1 horno microondas por vivienda. En la Tabla 6 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -342,31 $/t CO_2 eq.

Tabla 6. Resultados para la opción incremento del uso de los hornos microondas.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	35	10	25
Vida útil (años)	10	8	
Inversión anualizada	5	2	3
Costo total de inversión	7,302,996	2,463,559	4,839,437
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	-	15,216,815	(15,216,815)
Costo Total Anual	7,302,996	17,680,374	**(10,377,378)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	30,080	30,080
N_2O	-	0	0
CH_4	-	1	1
Total CO_2 equiv.	-	30,316	**30,316**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,02
$/Ton CO_2 eq			**$ (342,31)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Cocinas de inducción.

Una **cocina de inducción** es un tipo de cocina vitrocerámica que calienta directamente el recipiente en vez de calentar la vitrocerámica y luego transferir el calor al recipiente. Estas cocinas utilizan un campo magnético alternante que magnetiza el material ferromagnético del recipiente en un sentido y en otro. Este proceso tiene pérdidas de energía que, en forma de calor, calientan el recipiente. Los recipientes deben contener un material ferromagnético al menos en la base, por lo que los de aluminio, terracota, vidrio o cobre no son utilizables con este tipo de cocinas.

Actualmente el costo de la tecnología de inducción dobla al de una vitrocerámica tradicional, pero las elevadas prestaciones así como su mayor eficiencia energética la convierten en una inversión atractiva. El costo de la producción de esta tecnología se centra en la electrónica de potencia necesaria para su funcionamiento.

Las cocinas de inducción son un tema que siempre levanta polémica, aparentemente todo son malas noticias para este tipo de cocinas: son más caras, requieren cacerolas especiales, un mayor cuidado. Sin embargo, la respuesta es más que rápida y clara, con un precio casi del doble, en la mayoría de los casos, las cocinas de inducción se sitúan con un **ahorro energético cercano al 30% respecto a una cocina convencional vitrocerámica** y lo que es más importante se muestran como claras vencedoras a la hora de calentar alimentos, de

esta forma **el agua se puede calentar en la mitad del tiempo que sería necesario en** una cocina de "vitro" tradicional.

El "secreto" está en la escasa o nula pérdida de energía en forma de calor. Mientras que las cocinas vitrocerámicas poseen una resistencia que calienta un cristal el cual a su vez calienta la olla y posteriormente el alimento, las de inducción son mucho más simples en su funcionamiento. Estas cocinas utilizan un campo magnético para dar calor directamente a los metales y posteriormente a los alimentos, **por lo que no tendremos que calentar ninguna superficie para realizar un cambio de estado.**

Con un consumo residual cercano a los **7,2 kW,** las cocinas de inducción aparentan ser unas "gastonas" pero nada que ver con la realidad, puesto que su rapidez le otorga un menor consumo en el balance final. **En un período de poco más de un año se puede amortizar su precio extra** gracias a su reducido consumo y puesto que es con diferencia uno de los electrodomésticos que más se usa en toda la vivienda. En general y como en la mayoría de los casos en los electrodomésticos, comprar algo más caro se termina amortizando gracias a su menor consumo.

Se propone introducir 500 mil cocinas de inducción hasta el año 2015. La tecnología de inducción reduce el consumo de electricidad en casi un 71% con respecto al de la hornilla eléctrica modelo HACEB (307 kW.h/año). El tiempo de vida útil de la cocina de inducción es de 10 años, la demanda de potencia 7,2 kW, el costo varía ente los 469 y los 866 USD. La potencia de la hornilla eléctrica HACEB es 1200 W, su precio de compra es de 10 USD aproximadamente y consume unos 432 kW.h por hogar al año, considerando 1 hora diaria de uso como promedio.

En la Tabla 7 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a 210,05 \$/t CO_2 eq, o sea un costo positivo.

Tabla 7. Resultados para la opción introducción de las cocinas de inducción.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	450	10	440
Vida útil (años)	10	8	
Inversión anualizada	63	2	61
Costo total de inversión	31,298,555	821,186	30,477,369
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	8,947,487	30,433,630	(21,486,143)
Costo Total Anual	40,246,042	31,254,816	**8,991,226**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	17,687	60,160	42,473
N_2O	0	0	0
CH_4	0	2	1

Total CO_2 equiv.	17,826	60,631	**42,806**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,09
$/Ton CO_2 eq			**$ 210,05**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Calentadores solares.

En el mundo, el calentamiento solar de agua es una tecnología madura, con capacidad instalada de 88 GW térmicos, el cual ha mantenido un crecimiento sostenido en los últimos años (en el año 2005 creció un 14 %). China es el país líder en esta tecnología con el 63 % de la capacidad instalada.

En un estimado grueso y conservador, en Cuba se gasta entre 529 y 791 GWh/año en calentar agua, que representa un 4,5 – 7 % de la generación nacional de electricidad, equivalente a 146 – 291 Mton de combustible (40,2 – 60 millones de dólares). Una cantidad considerable de este consumo se concentra en el horario pico, hora de bañarse y cocinar de la mayoría de la población.

Finalizado el año 2006, año de la Revolución Energética en Cuba, se decide por la dirección del país hacer una prueba con alrededor de 1300 calentadores solares de tubos al vacío de tecnología China, con vista a evaluar el ahorro energético y el impacto en el horario pico que pueden tener estos equipos. Este calentador usa el principio físico de funcionamiento por termosifón. Los tubos de vidrio al vacío, componente clave del calentador, absorben cualquier tipo de radiación solar, lo que permite lograr en días muy soleados temperaturas superiores a los 95 ^{0}C y en días nublados temperaturas superiores a los 40 ^{0}C. La eficiencia de estos calentadores es superior a la de los anteriormente conocidos cuando la temperatura asciende a más de 60 ^{0}C.

A consecuencia de esta prueba, la cual dio resultados positivos, se decidió construir en el país una fábrica de calentadores solares de tubos al vacío, la cual se encuentra actualmente en funcionamiento. Se pudo comprobar que la introducción del calentamiento de agua con energía solar reduce el consumo de energía de energía eléctrica.

Se propone introducir 833 mil calentadores de 90 litros de capacidad (1 millón de m^2 de superficie colectora). El costo unitario asciende a 180 USD; y se estima un ahorro diario por cada calentador solar instalado de 1 kW.h (365 kW.h/año). El tiempo de vida útil de un calentador solar es igual a 15 años. Estos calentadores solares sustituirán los calentadores eléctricos, los cuales tienen un tiempo de vida útil de 5 años, demandan una potencia de 1000 W y tienen un costo de 2,79 USD.

En la Tabla 8 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -321,65 $/t CO_2 eq.

Tabla 8. Resultados para la opción introducción del calentamiento de agua con energía solar.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	180	3	177
Vida útil (años)	15	5	
Inversión anualizada	19	1	18
Costo total de inversión	15,952,911	559,475	15,393,436
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	-	42,855,981	(42,855,981)
Costo Total Anual	15,952,911	43,415,457	**(27,462,545)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	84,716	84,716
N_2O	-	1	1
CH_4	-	2	2
Total CO_2 equiv.	-	85,380	**85,380**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,10
$/Ton CO_2 eq			**$ (321,65)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Purificadores de agua.

El empleo de purificadores de agua se presenta como una solución atractiva ya que contribuye a la disminución del consumo eléctrico en las viviendas si tenemos en cuenta que en muchos casos se utiliza la electricidad por gran parte de población para hervir el agua para tomar y asearse, y más cuando se trata de niños. Por tanto se propone el empleo de purificadores de agua en las viviendas con niños menores de 14 años (20.5 % de los hogares cubanos) para una introducción de 500 000 purificadores en sus diferentes variantes hasta el año 2015 en estas viviendas. Se utilizarán 3 tecnologías (2 con filtros estándar, 1 con ozono, 1 con rayos ultravioletas). Para uno de los tipos de purificadores propuestos, el de Zeolita con Zinc (ZZ), se tiene que el costo del purificador más 1 kg de ZZ es igual a 1.40 USD.

En la Tabla 9 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta opción donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -526,60 $/t CO_2 eq.

Tabla 9. Resultados para la opción empleo de purificadores de agua.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	1	10	(9)
Vida útil (años)	10	8	
Inversión anualizada	0	2	(1)
Costo total de inversión	97,373	821,186	(723,813)
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	-	14,733,892	(14,733,892)
Costo Total Anual	97,373	15,555,079	**(15,457,706)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	29,126	29,126
N_2O	-	0	0

CH_4	-	1	1
Total CO_2 equiv.	-	29,354	**29,354**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,06
$/Ton CO_2 eq			**$ (526,60)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Televisores eficientes.

Actualmente en el país existen televisores de alto consumo energético (230 kW.h), que consumieron en el año 2009 el 7,3 % de la energía eléctrica del sector residencial. Teniendo en cuenta que este consumo anual se puede continuar disminuyendo empleando televisores muchos más eficientes con consumos anuales por debajo de 180 kW.h, entonces esta opción se presenta como atractiva para tener en cuenta. Se propone sustituir 1 439 800 televisores de diferentes marcas aún existentes en el país que consumen anualmente más de 230 kW.h por otros aparatos más eficientes existentes en el mercado cuyo consumo alcanza como promedio apenas los 187 kW.h año.

En la Tabla 10 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -501,95 $/t CO_2 eq.

Tabla 10. Resultados para la opción sustitución de TV de alto consumo energético.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	125	125	-
Vida útil (años)	15	15	
Inversión anualizada	13	13	-
Costo total de inversión	19,140,842	19,140,842	-
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	37,975,895	46,739,563	(8,763,668)
Costo Total Anual	57,116,737	65,880,405	**(8,763,668)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	75,070	92,393	17,324
N_2O	1	1	0
CH_4	2	2	0
Total CO_2 equiv.	75,657	93,117	**17,459**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,01
$/Ton CO_2 eq			**$ (501,95)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Aires acondicionados eficientes.

Entre los años 2007 y el 2009 se sustituyeron unos 78 mil aires acondicionados tipo BK (1500 y 2500) existentes por equipos eficientes, lo que contribuyó a reducir el consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Los equipos nuevos que se introdujeron tienen un consumo anual promedio de 2098 kW.h y un costo promedio de 155 USD, mientras que los existentes tenían un consumo anual promedio de 4032 kW.h. En el año 2009 el consumo de los aires acondicionados representó el 8,2 % del total consumido por el sector residencial.

En la Tabla 11 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -462,23 $/t CO_2 eq.

Tabla 11. Resultados para la opción sustitución de aires acondicionados ineficientes.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	155		155
Vida útil (años)	10	10	
Inversión anualizada	22	-	22
Costo total de inversión	1,680,633	-	1,680,633
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	23,041,189	44,281,256	(21,240,067)
Costo Total Anual	24,721,822	44,281,256	**(19,559,434)**
Emisiones de GEI (tons) 2030	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	45,547	87,534	41,987
N_2O	0	1	0
CH_4	1	2	1
Total CO_2 equiv.	45,904	88,219	**42,316**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,54
$/Ton CO_2 eq			**$ (462,23)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Refrigeradores eficientes.

Entre los años 2007 y el 2009 se sustituyeron unos 2 581 142 refrigeradores existentes por equipos eficientes, lo que permitió reducir considerablemente el consumo de energía eléctrica en el sector residencial. Los equipos nuevos que se introdujeron tienen un consumo anual promedio de 288 kW.h, mientras que los existentes tenían un consumo anual promedio de 690,4 kW.h. En el año 2009 el consumo de los refrigeradores representó el 11,8 % del total consumido por el sector residencial. Se estima que en la actualidad quedan no menos de 238 000 refrigeradores de diferentes marcas.

Se propone la sustitución de los casi 2,6 millones introducidos entre 2007-2009 por equipos con mejor performance, los cuales tienen consumos promedio de 288 kW.h/año (versus los 690 kW.h/año de los equipos existentes). Los nuevos equipos eficientes cuestan unos 225,6 USD y tienen una vida útil de unos 10 años.

En la Tabla 12 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -224,13 $/t CO_2 eq.

Tabla 12. Resultados para la opción sustitución de refrigeradores ineficientes.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	226		226
Vida útil (años)	10	10	
Inversión anualizada	31	-	31
Costo total de inversión	80,997,854	-	80,997,854
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	104,738,026	251,080,324	(146,342,298)
Costo Total Anual	185,735,881	251,080,324	**(65,344,444)**

Emisiones de GEI (tons) 2030	Mitigación	Referencia	Incremento
CO_2	207,043	496,328	289,285
N_2O	2	4	2
CH_4	5	13	7
Total CO_2 equiv.	208,664	500,215	**291,550**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,11
$/Ton CO_2 eq			**$ (224,13)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Módulo de cocción eléctrico.

El sector residencial además de consumir energía eléctrica consume otros portadores energéticos, entre los que se encuentra el keroseno el cual es utilizado para la cocción de los alimentos. Por ejemplo, el comportamiento del consumo de keroseno en el sector residencial en el período 2000 – 2009, tiene un pico en el año 2004, unas 250 mil toneladas, disminuyendo posteriormente hasta alcanzar un nivel de entrega en el año 2009 de 78 mil toneladas.

Como parte de la Revolución Energética iniciada en el año 2006 se remplazaron gran parte de las cocinas de keroseno por el módulo de cocción eléctrico. Dicha medida contribuyó en buena medida a la disminución de la factura energética del país al sustituir portadores energéticos más caros (keroseno en lo fundamental y ciertas cantidades de GLP), que el combustible insumido para generar la electricidad (crudo nacional, fuel oil y diesel) utilizada en la cocción.

Hasta el año 2009, se reemplazaron cocinas de queroseno por módulos de cocción en 3 213 105 hogares. Las cocinas de keroseno consumen unos 8 GJ/año, con una eficiencia del 30% y un costo de 5 USD, comparado con el módulo eléctrico (olla arrocera, olla reina y hornilla) que tiene una demanda de potencia de 2,5 kW, una eficiencia del orden del 90% y un costo de 52,57 USD. La vida útil del módulo es de 8 años mientras que para las de keroseno se toman 5 años.

En la Tabla 13 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de esta medida donde se aprecia que el costo del CO_2 evitado es igual a -117,68 \$/t CO_2eq.

Tabla 13. Resultados para la opción introducción módulo de cocción eléctrico.

Costos Anuales ($)	Mitigación	Referencia	Incremento
Costo de inversión unitario ($/HH)	53		53
Vida útil (años)	8	5	
Inversión anualizada	8,63	-	8,63
Costo total de inversión	27,741,803	-	27,741,803
O&M anuales	-	-	-
Costo anual de combustibles	335,344,471	508,172,446	(172,827,975)
Costo Total Anual	363,086,274	508,172,446	**145,086,172**

Emisiones de GEI (tons) 2030	Mitigación	Referencia	Incremento
CO_2	662,899	1,847,321	1,184,422
N_2O	5	15	10
CH_4	17	180	163
Total CO_2 equiv.	668,090	1,900,936	**1,232,846**
$/Ton CO_2 eq.			**$ (117,68)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

2.4.1.3 Barreras y oportunidades.

Las principales **barreras** para la implementación de las opciones de mitigación propuestas en el sector residencial son:

1. La existencia de dualidad monetaria conspira contra la determinación transparente de precios y costos de los diferentes servicios vinculada a la comercialización de los equipos electrodomésticos, y a la emisión de señales claras para los diferentes agentes involucrados, desde importadores y productores nacionales hasta los bancos (crédito), mayoristas y reguladores. Altos precios con relación al precio del trabajo (salarios), para los equipos electrodomésticos en el mercado en divisa (CUC), y los equipos comprendidos en los programas de la Revolución Energética, en pesos cubanos (CUP).
2. Disponibilidad de capital.
3. Los hábitos individuales de las personas en el uso de los equipos electrodomésticos.
4. Limitaciones sociales y culturales en el uso de determinados equipos electrodomésticos.
5. Los aranceles sobre los equipos importados y restrictivas regulaciones.
6. No existencia de infraestructura para la fabricación de equipos electrodomésticos.

Las **oportunidades** que se presentan para el sector residencial son las siguientes:

1. Introducir en el país tecnología eficiente para la cocción de alimentos y la iluminación.
2. Racionalización de los aranceles aduanales.
3. Modificar el comportamiento social en cuanto al uso de los equipos electrodomésticos.
4. Racionalización de los precios, las regulaciones ambientales y los impuestos.

5. Mejorar el nivel de vida de la población.

6. Creación en el país de la infraestructura necesaria que garantice la fabricación, el mantenimiento y la reposición de los equipos electrodomésticos.

2.4.1.4 Evaluación multicriterio del sector.

Es difícil cuantificar el efecto del cambio climático, pues existen muchos factores inciertos. Aunque exista un consenso global, existen todavía incertidumbres sobre la magnitud de los cambios que puedan ocurrir debido a los plazos de tiempo y el comportamiento inestable de las variables estudiadas.

En la actualidad la mayoría de los debates se han llevado a cabo en términos de un análisis de costo-beneficios, no obstante, existe la necesidad de reconocer los límites de este método. Si bien se trata de un marco esencial que respalda cualquier proceso racional de toma de decisiones, contiene grandes restricciones en el ámbito del cambio climático y no puede, por sí solo, resolver cuestiones éticas fundamentales. Las dificultades a la hora de aplicar un análisis costo-beneficios son:

- El horizonte de tiempo.
- La utilización de las tasas de descuento.
- Costos y beneficios que no pueden ser cuantificados.

La toma de decisiones con tales incertidumbres y riesgos puede apoyarse en otras técnicas, como son los **métodos multicriterio** los cuales contribuirán a la gestión del medio ambiente y la consecuente resolución de los conflictos caracterizados por juicios de valor de tipo técnico, socioeconómico, medioambiental y político. La mayor ventaja de los métodos multicriterio es que permiten considerar un amplio número de datos, relaciones y objetivos, que generalmente están presentes en un problema de decisión, de tal modo que el problema de decisión a manejar, puede ser estudiado de una manera multidimensional. Por otra parte el análisis multicriterio incluye, en sus características, la posibilidad de trabajar con márgenes de incertidumbre (Petersson y Marrero, 2010).

Un problema de decisión multicriterial es aquel que dado un conjunto finito de alternativas o acciones, el objetivo de ordenarlas atendiendo a un conjunto de criterios, define el llamado problema de decisión multicriterio γ. Un problema de decisión puede ser representado en una matriz de forma tabular. Dados los conjuntos A (de alternativas) y G (criterios de evaluación) y asumiendo la existencia de n alternativas y m criterios, es

posible construir una matriz P(n*m) denominada matriz de evaluación o impacto. La matriz de impacto puede incluir información cuantitativa, cualitativa o ambos tipos de información.

Un gran número de métodos multicriterio han sido desarrollados y aplicados para diferentes propósitos de política, en diferentes contextos. Munda (1997) proporciona una perspectiva de estos métodos, algunos de ellos son: los métodos con el enfoque de la teoría de la utilidad multiatributo (TUMA), el proceso de Análisis Jerárquico (PAJ), métodos de superación (outranking), la familia de los ELECTRE, la familia Promethee, el Melchor, el Oreste y el NAIADE, entre otros.

En este estudio se utilizó el método multicriterio NAIADE (Novel Approach to Imprecise Assessment and Decision Environments) tanto para los análisis sectoriales como para una evaluación integrada de todas las opciones. Este es un método de evaluación multicriterio discreto creado por Munda en 1995, el mismo permite incluir en su matriz de evaluación medidas determinísticas, estocásticas y difusas, como valoración de las alternativas según cada criterio. O sea el NAIADE es capaz de tratar la incertidumbre, sea de naturaleza borrosa o probabilística, además que permite valoraciones de tipo cualitativas (Petersson y Marrero, 2010).

De forma general la metodología del NAIADE es la siguiente: Es un método que realiza un ordenamiento de las alternativas utilizando la técnica de las comparaciones pareadas, sin requerir ponderar los criterios respecto a su importancia relativa. Estas comparaciones entre alternativas son hechas para cada criterio usando relaciones de preferencia, por último se agregan todos los criterios. Los valores utilizados para expresar el desempeño de las alternativas con respecto de los criterios pueden ser números exactos, estocásticos, difusos o expresiones lingüísticas.

El procedimiento para el análisis multicriterio con el NAIADE se estructura en los siguientes pasos:

1. Construcción de la matriz de impactos (Criterios vs. Alternativas).
2. Comparaciones de las alternativas en cada criterio.
3. Agregación de todos los criterios.
4. Ordenamiento de las alternativas.

Las alternativas a evaluar en el caso del sector residencial son las siguientes:

Opciones para el Sector Residencial
• A1: Sustitución del alumbrado con lámparas fluorescentes por lámparas con LED. • A2: Introducción del calentamiento de agua con energía solar en las viviendas. • A3: Incremento en el uso de hornos microondas para la cocción de alimentos. • A4: Introducción de las cocinas de inducción para la cocción de alimentos. • A5: Empleo de purificadores de agua. • A6: Sustitución de televisores existente de alto consumo energético. • A7: Sustitución de refrigeradores de alto consumo energético. • A8: Sustitución de aires acondicionados de alto consumo energético. • A9: Sustitución de cocinas de keroseno por módulo de cocción eléctrico.

Para la evaluación de las alternativas se definieron los siguientes criterios:

Tabla 14. Criterios a considerar en la evaluación multicriterio del sector residencial.

Criterio	Descripción	Unidad	Tipo
C1: Suficiencia nacional (sector)	Sostenibilidad	A-M-B	Lingüístico
C2: Costo de la tonelada de CO_2 evitada	Costo anual de mitigación	$/ton	Numérico y Fuzzy
C3: Costo de inversión	Costo de la inversión	$ (10^6)	Numérico y Fuzzy
C4: Costo total anual	Costo total de la inversión	$ (10^6)	Numérico y Fuzzy
C5: Plazo de implementación	Tiempo de implementación	Años	Numérico y Fuzzy
C6: Capacidad de instrumentación	Se refiere a la capacidad técnica y regulatoria de instrumentar la medida	A-M-B	Lingüístico
C7: Aumento del bienestar	Beneficios para la población	A-M-B	Lingüístico
C8: Población con acceso a la medida	Población afectada favorablemente	A-M-B	Lingüístico
C9: Barreras tecnológicas	Restricciones en acceso a la tecnología	A-M-B	Lingüístico
C10: Impacto sobre otro sector (positivo)	Sinergia favorable o desfavorable sobre otro sector	A-M-B	Lingüístico
C11: Barreras culturales	Aceptación pública	A-M-B	Lingüístico
C12: Requerimientos espaciales	Espacio físico	A-M-B	Lingüístico
C13: Impacto ambiental negativo	Efecto negativo	A-M-B	Lingüístico
C14: Impacto ambiental positivo	Efecto positivo	A-M-B	Lingüístico
C15: Persistencia en largo plazo	Ciclo de vida de la medida	A-M-B	Lingüístico
C16: Vulnerabilidad	Incertidumbre y riesgo	A-M-B	Lingüístico

Nota: A: Alto; M: medio; B: Bajo
Fuente: elaborada por los autores.

En la Tabla 15, se muestra la evaluación de las alternativas en cada uno de los criterios.

Tabla 15. Matriz de evaluación de las alternativas.

	Alternativas de decisión									Dirección de los criterios
	A1	**A2**	**A3**	**A4**	**A5**	**A6**	**A7**	**A8**	**A9**	
C1	B	M	B	B	M	A	A	A	A	Máximo
C2	-433,5	-321,6	-342,3	210,0	-526,6	-501,9	-224,1	-462,2	-117,6	Mínimo
C3	23.8	15.9	7.3	31.2	0.097	19.1	80.9	1.6	27.7	Mínimo
C4	42.1	15.9	7.3	40.2	0.097	57.1	185.7	24.7	363.0	Mínimo
C5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	Mínimo
C6	A	A	M	M	M	A	A	A	A	Máximo
C7	A	A	A	A	A	A	A	A	M	Máximo
C8	A	M	B	B	A	A	A	A	A	Máximo
C9	A	B	A	A	B	B	B	B	B	Mínimo
C10	A	A	A	A	A	A	A	A	M	Mínimo
C11	A	A	A	A	A	A	A	A	B	Mínimo

C12	B	M	B	B	B	B	B	B	B	Mínimo
C13	B	B	B	B	B	B	B	B	B	Mínimo
C14	A	A	A	A	A	A	A	A	A	Máximo
C15	A	A	A	A	A	A	A	A	B	Máximo
C16	B	M	M	A	B	B	B	B	M	Mínimo

Fuente: elaborada por los autores.

Para la construcción de la matriz de impactos utilizando el NAIADE, primeramente se necesita definir las relaciones de preferencia para los criterios cuantitativos (ya que para los cualitativos éstas vienen definidas en el software). Lo que se hace definiendo los umbrales bajo los cuales una alternativa, según el criterio en cuestión es mucho mejor ($C_{>>}$), mejor ($C_{>}$), aproximadamente igual ($C\approx$), igual ($C_{=}$), peor ($C_{<}$) y mucho peor ($C_{<<}$) que otra. Estos valores son los llamados puntos de cruce, los cuales se interpretan como el valor de distancia a partir del cual la relación de preferencia en cuestión comienza a ser creíble, desde el punto de vista matemático se expresa como el valor de distancia donde el índice de credibilidad se hace igual a 0,5. El índice de credibilidad está comprendido entre 0 y 1 e incrementa monotónicamente dentro de este rango. En este caso se siguen las recomendaciones dadas en Gamboa (2003), donde se calcula el umbral de preferencia mucho mejor, $C_{>>}$, a partir de la mínima distancia entre las evaluaciones del criterio en cada alternativa. El resto de los umbrales se calcularán como el 75%, el 25% y el 5% respectivamente, o sea:

$C_{>} = 0{,}75\ C_{>>}$

$C\approx = 0{,}25\ C_{>>}$

$C_{=} = 0{,}05\ C_{>>}$

En la Tabla 16, se muestran los umbrales para cada relación de preferencia en los criterios cuantitativos (C2, C3 y C4) para el sector residencial.

Tabla 16. Umbrales para cada relación de preferencia.

Criterio	$C_{>>}$	$C_{>}$	$C\approx$	$C_{=}$
C2	20,7	16	5	1
C3	3,20	2,40	0,80	0,16
C4	1,90	1,43	0,48	0,10

Una vez creada la matriz de impacto con las alternativas a considerar y los criterios en que se evaluarán con los umbrales respectivos a las relaciones de preferencia, es necesario establecer los parámetros de cálculo del NAIADE.

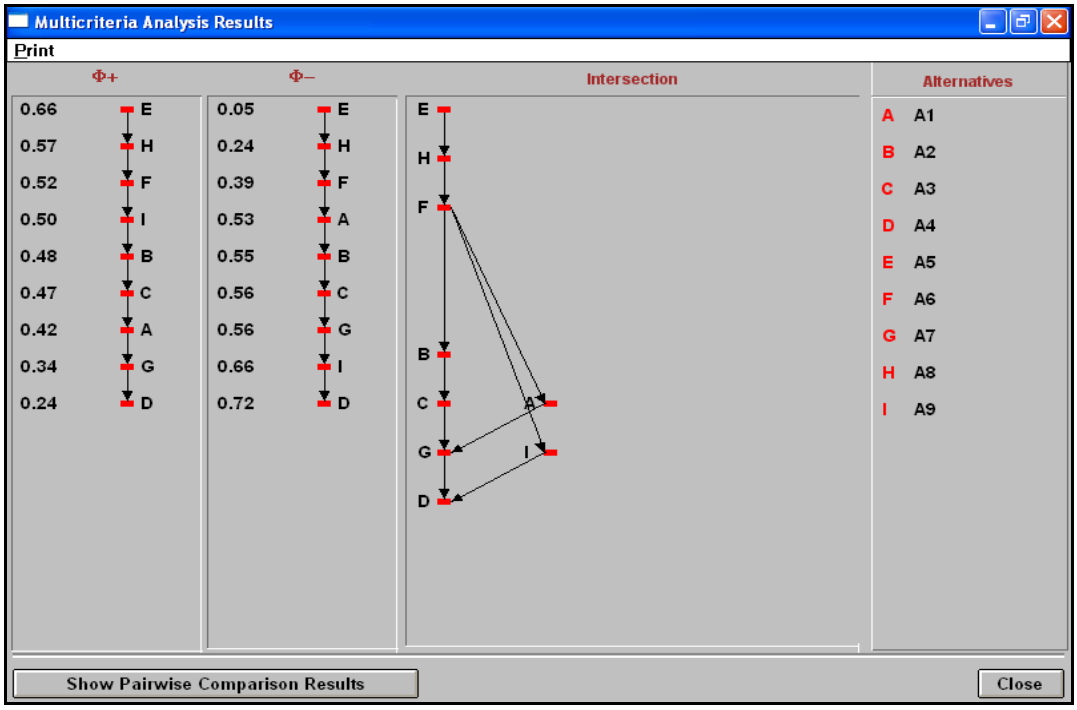
- Factor de Mínimo requerido para las relaciones fuzzy (α). Este es el mínimo requerimiento impuesto a todos los criterios para ser agregados, es decir solo los criterios cuyos índices de credibilidad están por encima del umbral α serán

contados positivamente en el proceso de agregación. Así, a medida que α aumenta, aumenta la intensidad de preferencia (distancia entre alternativas para un criterio determinado), o indiferencia, necesaria para ser contabilizados en el proceso de agregación. El valor que puede tomar α varía entre 0 y 1. A medida que aumenta sobre 0,5 se está exigiendo mayores distancias que las definidas por los umbrales de preferencias para decir que una alternativa es mucho mejor, mejor, aproximadamente igual, igual, peor o mucho peor que otra.

- Operador para determinar el grado de compensación (T). Pueden escogerse tres tipos de operadores: el producto simple, el operador mínimo y el operador Zimmermann-Zysno. El primero permite el mayor grado de compensación, el segundo no admite compensación y el tercero permite manejar el grado de compensación γ, el cual puede variar entre 0 (mínima compensación) y 1 (máxima compensación).

En el presente estudio se escoge como factor de mínimo requerido para las relaciones fuzzy (α) el valor de 0,40, lo que significa que se exigen menores distancias que las definidas por los umbrales de preferencias para decir que una alternativa es mucho mejor, mejor, aproximadamente igual, igual, peor o mucho peor que otra. Como operador fue escogido el Zimmermann-Zysno con valor de 0,60 debido a que permite manejar el grado de compensación γ. En la Figura 4, se muestra el ordenamiento resultante del análisis.

Figura 4. Resultados del análisis multicriterio para el sector residencial.



Fuente: salida del NAIADE.

Los resultados finales del ordenamiento de las diferentes opciones o alternativas de mitigación de GEI para el sector residencial utilizando el software NAIADE son:

A5: Empleo de purificadores de agua.

A8: Sustitución de aires acondicionados de alto consumo energético.

A6: Sustitución de televisores existente de alto consumo energético.

A9: Sustitución de cocinas de keroseno por módulo de cocción eléctrico.

A2: Introducción del calentamiento de agua con energía solar en las viviendas.

A3: Incremento en el uso de hornos microondas para la cocción de alimentos.

A1: Sustitución del alumbrado con lámparas fluorescentes por lámparas con LED.

A7: Sustitución de refrigeradores de alto consumo energético.

A4: Introducción de las cocinas de inducción para la cocción de alimentos.

2.4.1.5 Consideraciones finales.

En total se propusieron 9 medidas de mitigación de GEI para el sector residencial. De ellas ocho tienen costos negativos, lo que indica que con estas opciones, la mitigación de GEI se puede realizar con beneficios netos. La medida con costo positivo es la introducción de las cocinas de inducción para la cocción de alimentos.

En la Tabla 17 se presenta a modo de resumen los resultados finales de todas las opciones de mitigación utilizando la plantilla de Excel denominada **"screening.xls"** donde se aprecia que el empleo de purificadores de agua es la opción que tiene el menor costo del CO_2 evitado. Los resultados muestran que por la aplicación del conjunto de opciones de mitigación propuestas se evitarían 1 856 910 t CO_2 eq.

Tabla 17. Resultados finales de la evaluación de cada opción de mitigación.

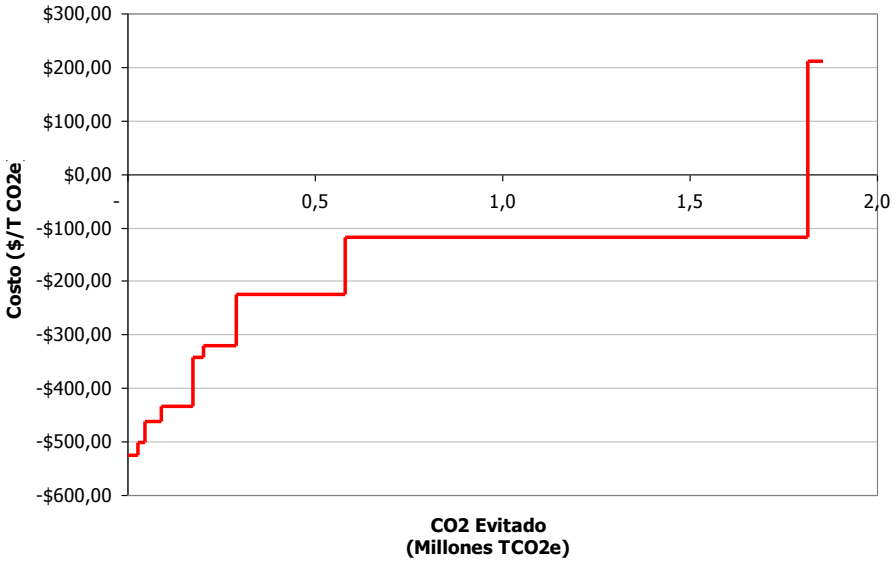
Opción de mitigación	Potencial Opción (Millones Tons CO_2)	Mitigación Acumulada Millones Tons CO_2	Costo del CO_2 evitado ($/Ton CO_2)
Escenario de Referencia	-	-	
Purificadores de agua	0,03	0,03	-$526,60
Sustitución TV ineficientes	0,02	0,05	-$501,95
Aires acondicionados	0,04	0,09	-$462,23
Lámparas LEDs	0,08	0,17	-$433,51
Hornos Mocro-ondas	0,03	0,20	-$342,31
Calentadores solares	0,09	0,29	-$321,65

Sustitución Refrigeradores ineficientes	0,29	0,58	-$224,13
Módulo de cocción	1,23	1,81	-$117,68
Cocinas de inducción	0,04	1,86	$210,05

Fuente: elaborada por los autores.

En la Figura 5, se resumen los resultados de la evaluación realizada por el Screening para el sector residencial. El gráfico refleja las emisiones evitadas contra el costo de la t CO_2 eq evitada, siendo el área bajo la curva la cantidad total de emisiones de GEI evitadas en el sector por la implementación de las opciones de mitigación.

Figura 5. Curva de costos para todas las opciones analizadas en el sector residencial



Fuente: Screening elaborado por los autores.

Todas las medidas de mitigación propuestas, exceptuando la sustitución de las cocinas de keroseno por el módulo de cocción eléctrico, reducen anualmente el consumo de electricidad en 2223.4 GW.h, según se aprecia en la Tabla 18.

Tabla 18. Resumen de reducción anual del consumo de electricidad.

Denominación de la medidas	GW.h reducidos
Purificadores de agua	104.5
Sustitución TV ineficientes	62.2
Aires acondicionados	150.7
Lámparas LEDs	302.4
Hornos Micro-ondas	108.0
Calentadores solares	304.1
Sust. Refrigeradores ineficientes	1039.0
Cocinas de inducción	152.5
Total	**2223.4**

Fuente: elaborada por los autores.

En el análisis realizado se consideró que la opción de sustitución de las cocinas de keroseno por el módulo de cocción eléctrico incrementa el consumo de electricidad en 8 568 280

GJ/Año (2380 GW.h) y se disminuye el consumo de kerosene en 25 704 840 GJ/Año (7140 GW.h).

2.4.2 Opciones de los sectores de transformación energética.

En este sector se concentran actividades de una alta intensidad en el uso de la energía. Esto se debe en gran medida, a la transformación de energía química en calórica y finalmente en electricidad, a partir de la quema de combustibles fósiles, principalmente el carbón mineral, el gas natural y en menor proporción del crudo y sus derivados.

Cada vez se aplican procedimientos de transformación energética más eficientes e instalaciones depuradoras de contaminantes como los óxidos de azufre y de nitrógeno. Sin embargo, la quema de combustibles fósiles para la generación de energía aún resulta competitiva con las tecnologías que utilizan fuentes renovables. Esto se corresponde principalmente con el hecho de que en los costos de producción de energía a partir de la quema de combustibles fósiles no se considera el costo de los daños que ocasionan en el resto de los agentes económicos, la sociedad y el medio ambiente, o sea, utilizando los conceptos de la economía ambiental, no se internalizan las externalidades sobre el resto de los ecosistemas.

A continuación se presentan diferentes opciones de mitigación de emisiones de GEI en el subsector eléctrico, basadas fundamentalmente en el cambio de portadores energéticos para la generación de electricidad (por ejemplo: el gas natural por fuel oil), el incremento de la eficiencia energética en el proceso al expandir la capacidad del sistema con turbinas de gas a ciclo combinado, y penetración de fuentes renovables como la biomasa, la energía eólica y la solar fotovoltaica conectada a la red.

En la PCN se evaluaron las siguientes medidas en el sector transformación:

- ***Modernización de Centrales Termoeléctricas (CTE) del sistema electroenergético nacional.***
- ***Utilización del gas acompañante del petróleo en turbinas mediante el ciclo combinado de gas.***
- ***Reducción de las pérdidas de transmisión y distribución.***
- ***Incremento de la generación de electricidad utilizando bagazo como combustible.***

- ***Incremento de la generación de electricidad por medio de la hidroenergía.***

Las tres primeras fueron implementadas y el impacto de estas medidas fue evaluado en su conjunto al integrarlas en un escenario de mitigación.

2.4.2.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector.

Los estimados realizados para el año 2004 reportan que el 95.1% de las emisiones brutas totales de CO_2 del país corresponden al sector energía (López et al, 2009). Dentro del sector, la quema de combustibles en las industrias de la energía (generación de electricidad) aportan el 47.6% de las emisiones brutas totales de CO_2 del país (11533.74 Gg).

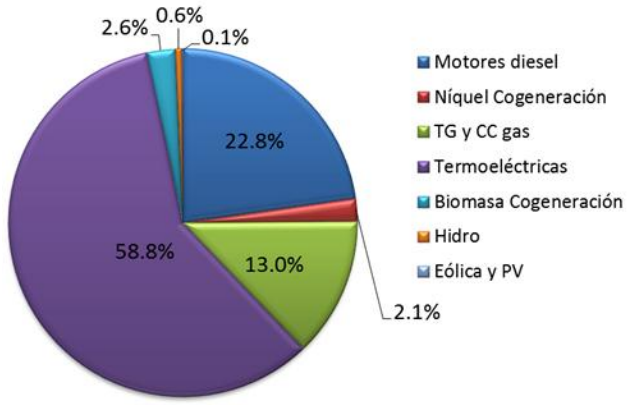
Con relación al CH_4, se ha producido un incremento en el aporte del sector energía en los últimos años debido al crecimiento de las emisiones fugitivas asociadas a la explotación del petróleo y el gas acompañante. La contribución del sector energía en el 2004 fue del 26.7% de las emisiones totales de este gas (López et al, 2009) lo cual denota un aumento sustancial (casi 3 veces) con relación al 9.1% correspondiente al año 1990. Las emisiones de CH_4 producto de la quema de combustibles en las industrias de la energía son pequeñas con relación a otras actividades, constituyendo el 0.1% de las emisiones totales de CH_4 en el país. La contribución del sector energía a las emisiones totales de N_2O fue del 6.7% en el año 2004. Las industrias de la energía aportaron el 0.8% (López et al, 2009).

Figura 6. Estructura de la generación de electricidad en el año 2010.

En la Figura 6, se muestra la estructura de la generación de electricidad en el año 2010 por tipo de combustible. Como se puede apreciar el 96.8 % de la generación de electricidad correspondió a tecnologías que utilizan combustibles fósiles y solo el 3.2% a las que utilizan energías renovables, de ahí la alta contribución del subsector a las emisiones de GEI.

Figura 6. Estructura de la generación de electricidad en el año 2010

Fuente: Oficina Nacional de Estadísticas e Información, ONE 2011



El potencial estimado de las energías renovables se muestra en la Tabla 19. Se aprecia que el potencial total de las energías renovables es 1.5 veces la capacidad instalada en el 2010 en el país (ONE, 2010). Los mayores potenciales lo tienen la solar fotovoltaica conectada a la red, la oceánica y la eólica. También son importantes los potenciales de la hidroenergía, la biomasa cañera y la forestal. Debe señalarse que en el caso de la biomasa (tanto cañera como forestal), estos potenciales son considerando las tecnologías actuales, pues con nuevas tecnologías, hoy todavía no comerciales, se pudiera generar entre 7 y 10 veces más electricidad.

Tabla 19. Potenciales estimados de las energías renovables en Cuba en el 2010.

Fuente	Tecnología	Potencial MW	Real instalado MW	%
Eólica	Aerogeneradores	2005	11.7	0.6
Solar	Paneles FV en red	2100	-	-
	Paneles FV aislados	10	2.5	25
Hidroenergía	-	848	62	7.3
Biomasa cañera	Turbogeneradores	800	498	62.3
Biomasa forestal	Plantas generación eléctrica	540	-	-
Residuos	Plantas biogás	85	-	-
Océanos y corrientes	OTEC	2100	-	-
Potencial total		**8488**	**574.2**	**6.7**

Fuente: Presa, J. M. Las fuentes renovables de energía en Cuba. CIER 2011.

2.4.2.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

Las medidas que se proponen en la generación de electricidad están encaminadas a aumentar eficiencia en el proceso, a introducir nuevas tecnologías, la utilización de combustibles menos contaminantes, y una mayor incorporación de las energías renovables.

Cada medida fue evaluada por separado y la capacidad de los proyectos propuestos responde a la valoración de los expertos sobre la posibilidad de instalar la tecnología o introducir el cambio de combustible en el corto plazo. Para la evaluación comparativa de las opciones propuestas con sus respectivas opciones de referencia, se consideró la sustitución de niveles similares de generación entre la opción de referencia y la de mitigación correspondiente.

La implementación de las medidas en el largo plazo hasta alcanzar los potenciales estimados fue evaluada en los escenarios de mitigación propuestos.

A continuación se muestran las medidas propuestas para la SCN y el análisis detallado de cada una de éstas:

- Utilización del gas natural en las CTE existentes.
- Utilización del gas natural en Ciclo Combinado de gas.

- Utilización de la biomasa cañera en turbinas de vapor de mayores parámetros.
- Introducción de Ciclos Combinados con Gasificación Integrada utilizando biomasa forestal.
- Incremento de la generación de electricidad empleando la hidroenergía.
- Aumento de la utilización de la energía eólica.
- Introducción de la energía nuclear.
- Empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red.
- Generación con carbón: CTE carboneras y turbinas de gas con gasificación de carbón integrados y ciclo combinado.
- Turbinas de gas con gasificadores de carbón integrado y ciclo combinado.

Utilización del gas natural en las CTE existentes.

El país dispone de una capacidad instalada en CTE de 2488 MW (ONE, 2011), las cuales utilizan fundamentalmente crudo nacional o fuel oil importado. El uso específico de combustible promedio en estas centrales es de 279 g/kW.h (ONE, 2011).

Se propone como medida la utilización de gas natural en 300 MW instalados en CTE. La opción es evaluada tomando como referencia los mismos 300 MW utilizando fuel oil. Los datos técnicos y económicos de la opción de mitigación propuesta así como de la opción de referencia se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	300	300
Tecnología	CTE	CTE
Eficiencia (%)	45	35
Disponibilidad (%)	85	85
Vida útil (años)	30	30
Combustible empleado	Gas natural	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)*	300	-
Costo fijo de O&M ($/kW)	36.7	42.2
Costo variable de O&M ($/MWh)	0.3	0.31
Costo de combustible ($/GJ)	9.5	10.6

** Se refiere al costo de conversión de la CTE para quemar gas natural.*
Fuente: Comisión Federal de Electricidad de México, COPAR 2010.

A continuación se muestra el análisis detallado de los costos anuales correspondiente a la implementación de cada una de las opciones y las emisiones de GEI correspondientes. Los valores que aparecen en la tabla encerrados entre paréntesis son valores negativos.

Tabla 21. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión ($)	90 000 000		90 000 000
Vida útil (años)	30	30	
Inversión anualizada	5 854 629		5 854 629
Costo total de inversión	5 854 629		5 854 629
O&M anuales	12 659 773	13 186 853	(527 080)
Costo anual de combustibles	194 297 630	216 281 352	(21 983 721)
Costo Total Anual	212 812 032	229 468 204	**(16 656 172)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	1 166 359	1 585 893	419 534
N_2O	2	12	10
CH_4	82	41	(41)
Total CO_2 equiv.	1 191 820	1 598 860	**407 040**
Ton CO_2 evitada/unidad			407 040,15
$/Ton CO_2- eq			**$ (40,92)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Como se puede apreciar la medida de mitigación tiene menor costo total anual fundamentalmente debido al costo de combustible el cual es menor en el caso del gas con relación al fuel oil. El gas además tiene factores de emisión menores por lo que las emisiones totales también disminuyen.

El costo es de -40.92 $/t CO_2 eq evitada, lo que hace que la opción sea atractiva dado que aporta una reducción de las emisiones a un costo inferior al de la opción de referencia. Esta es una medida "Ganar-Ganar".

Utilización del gas natural en ciclo combinado de gas.

Los ciclos combinados comenzaron a utilizarse en la generación de electricidad en el año 1998 con la creación de la empresa mixta ENERGAS. En estos momentos se encuentran instalados en total 375 MW, 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).

El proyecto de conversión del ciclo simple a ciclo combinado está bajo el MDL y evitará en 21 años de operación, emisiones por un valor de 7 186 935 Certificados de Emisiones Reducidas (Navarro, 2011). Actualmente se encuentran además instalados 175 MW en 5 turbinas de gas de 35 MW las cuales formarán junto a una turbina de vapor el próximo ciclo combinado a instalarse en el 2012 con una capacidad total de 325 MW, que también se está proponiendo como proyecto MDL.

Esta tecnología ya ha sido probada en el país y ha demostrado sus beneficios tanto por el aumento de la eficiencia con relación a otras tecnologías como por la reducción de emisiones. La misma se evalúa teniendo como tecnología de referencia a una termoeléctrica utilizando fuel oil. Los datos de las tecnologías se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	180	180
Tecnología	CCTG	CTE
Eficiencia (%)	45	35
Disponibilidad (%)	85	85
Vida útil (años)	30	30
Combustible empleado	Gas natural	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	802.52	1300
Costo de O&M fijo ($/kW)	36,7	42.2
Costo de O&M variable ($/MWh)	0.3	0.31
Costo de combustible ($/GJ)	9.5	10.6

Fuente: Comisión Federal de Electricidad de México, COPAR 2010.

A continuación en la Tabla 23 se muestra el análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas por ambas opciones.

Tabla 23. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión ($)	144 453 600	234 000 000	(89 546 400)
Vida útil (años)	30	30	
Inversión anualizada	9 396 914	15 222 036	(5 825 122)
Costo total de inversión	9 396 914	15 222 036	(5 825 122)
O&M anuales	6 601 079	8 009 430	(1 408 351)
Costo anual de combustibles	101 632 607	145 455 151	(43 822 544)
Costo Total Anual	117 630 600	168 686 616	**(51 056 017)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	610 095	1 066 557	456 461
N_2O	1	8	7
CH_4	43	28	(15)
Total CO_2 equiv.	623 414	1 075 277	**451 864**
Ton CO_2 evitada/unidad			451 863,84
$/Ton CO_2 eq			**$ (112,99)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

La opción de mitigación presenta costos totales inferiores a la opción de referencia, al ser menores los costos de inversión, operación y mantenimiento y combustible. Las emisiones evitadas ascienden a 451 864 t CO_2 eq anualmente y el costo de la t CO_2 eq evitada es de -112.99 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

CTE bagaceras.

Actualmente están en funcionamiento en el país 62 centrales azucareros con una capacidad de cogeneración de 498 MW. La tecnología instalada se basa en el ciclo Ranking. La capacidad de las calderas instaladas oscila entre 15 y 80 ton/h, con presiones de vapor

entre 10 y 28 bar. Las turbinas de vapor son de contrapresión y su potencia unitaria está entre los 1 y 12 MW y su procedencia fundamentalmente es alemana, rusa y norteamericana.

La quema de la biomasa cañera se realiza con el objetivo de producir vapor para el proceso de producción de azúcar y para la cogeneración de electricidad. Como promedio en el país en el 2010 los centrales cogeneraron 36.6 kW.h/tcm (tcm- tonelada de caña molida), aunque hay centrales que llegaron a 48.7 kW.h/tcm. Elevando los parámetros y con turbinas de extracción-condensación se pueden llegar a obtener 120 kW.h/tcm y es la opción de mitigación que se considera. Los datos de la opción de referencia y la de mitigación se muestran la Tabla 24.

Tabla 24. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	180	180
Tecnología	TV	CTE
Eficiencia (%)	30	35
Disponibilidad (%)	80	85
Vida útil (años)	30	30
Combustible empleado	Biomasa cañera	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	2050	1300
Costo de O&M fijo ($/kW)	44.95	42.2
Costo de O&M variable ($/MWh)	0.29	0.31
Costo de combustible ($/GJ)	2	10.6

Fuente: Perspectivas de las Tecnologías Energéticas. Escenarios y alternativas al 2050. IEA, 2010

El análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión ($)	369 000 000	234 000 000	135 000 000
Vida útil (años)	30	30	
Inversión anualizada	24 003 980	15 222 036	8 781 944
Costo total de inversión	24 003 980	15 222 036	8 781 944
O&M anuales	8 456 818	8 011 487	445 331
Costo anual de combustibles	30 274 560	136 898 965	(106 624 405)
Costo Total Anual	62 735 357	160 132 488	**(97 397 131)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	1 003 818	1 003 818
N_2O	2	8	6
CH_4	61	26	(35)
Total CO_2 equiv.	18 802	1 012 026	**993 224**
Ton CO_2 evitada/unidad			993 223,76
$/Ton CO_2 eq			**$ (98,06)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

La opción de mitigación presenta costos totales inferiores a la opción de referencia, al ser menores los de combustible. Las emisiones evitadas ascienden a 993 224 t CO_2 eq

anualmente y el costo de la tonelada de CO_2 evitada es de -98.06 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Introducción de los ciclos combinados con gasificación de biomasa (cañera y forestal).

La gasificación de la biomasa y su utilización en turbinas de gas es una práctica común, pero con baja eficiencia. Actualmente se evalúa a escala piloto el aprovechamiento de la energía que aún tienen los gases de escape en una turbina de vapor, con el objetivo de completar el ciclo combinado e incrementar la eficiencia del proceso a un valor similar al de una CTE convencional. La introducción de esta tecnología tiene grandes perspectivas, y ya existen plantas de varios MW en funcionamiento, por ejemplo en la Isla de la Juventud funciona un motor diesel de 50 kW con gasificación de biomasa forestal.

Debido a que en Cuba existe un potencial importante de biomasa forestal, es que se evalúa como opción de mitigación respecto a una CTE convencional. En la Tabla 26, se muestran las características de la opción de referencia y la de mitigación.

Tabla 26. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	100	100
Tecnología	BIGCC	CTE
Eficiencia (%)	36	35
Disponibilidad (%)	80	85
Vida útil (años)	30	30
Combustible empleado	Biomasa forestal	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	2000	1300
Costo de O&M fijo ($/kW)	44.95	42.2
Costo de O&M variable ($/MWh)	0.29	0.31
Costo de combustible	2	10.6

Fuente: Biomass for power generation and CHP. IEA Energy Technology Essentials ETE03, IEA, 2007.

El análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/kW)	200 000 000	130 000 000	70 000 000
Vida útil (años)	30	30	
Inversión anualizada	13 010 287	8 456 687	4 553 600
Costo total de inversión	13 010 287	8 456 687	4 553 600
O&M anuales	4 698 232	4 450 826	247 406
Costo anual de combustibles	14 016 000	76 054 981	(62 038 981)
Costo Total Anual	31 724 519	88 962 493	**(57 237 974)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	557 677	557 677
N_2O	1	4	4
CH_4	28	14	(14)
Total CO_2 equiv.	8 705	562 237	**553 532**
Ton CO_2 evitada/unidad			553 531,91
$/Ton CO_2 eq			**$ (103,41)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

La opción de mitigación presenta costos totales menores ya que los costos de combustible son muy inferiores, aun cuando los costos de inversión son mayores. Las emisiones evitadas ascienden a 553 532 t CO_2 eq anualmente y el costo de la tonelada de CO_2 evitada es de -103.41 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Incremento de la generación de electricidad por medio de la hidroenergía.

Cuba dispone de 62 MW instalados en 180 instalaciones hidroeléctricas (1 central hidroeléctrica de 43 MW, 7 pequeñas centrales hidroeléctricas, 35 minihidroeléctricas y 137 microhidroeléctricas). De ellas, 31 instalaciones están conectadas al sistema eléctrico y 149 son aisladas. Estas últimas son 4.7 MW y benefician a unos 35 mil habitantes, 78 instituciones de salud, 138 de educación y 188 objetivos económicos y sociales.

Las centrales hidroeléctricas que se proponen como mitigación considerando la intermitencia de la fuente en diferentes épocas del año, reemplazarán una generación equivalente de grupos electrógenos que utilizan fuel oil para generar electricidad, que también pueden no operar todo el tiempo.

Tabla 28. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	100	50
Tecnología	Central hidro	Motores diesel
Eficiencia (%)	-	44
Disponibilidad (%)	45	85
Vida útil (años)	50	25
Combustible empleado	hidráulica	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	3000	950
Costo de O&M fijo ($/kW)	60	-
Costo de O&M variable ($/MWh)	-	4
Costo de combustible	-	10.6

Fuente: Perspectivas de las Tecnologías Energéticas. Escenarios y alternativas al 2050. IEA, 2010.

El análisis de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 29. La opción de mitigación presenta costos totales menores ya que el "combustible" empleado es un recurso natural, agua, cuyo costo de oportunidad no es reflejado, erróneamente, en la contabilidad de costos, aun cuando los costos de inversión y de operación y mantenimiento son elevados en relación con la opción de referencia. Las emisiones evitadas ascienden a 251 569 t CO_2 eq anualmente y el costo de la t CO_2 eq evitada es de -65.42 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Tabla 29. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	300 000 000	47 500 000	252 500 000
Vida útil (años)	50	25	
Inversión anualizada	16 433 021	3 370 242	13 062 779
Costo total de inversión	16 433 021	3 370 242	13 062 779
O&M anuales	6 000 000	1 489 200	4 510 800
Costo anual de combustibles	-	34 030 283	(34 030 283)
Costo Total Anual	22 433 021	38 889 724	**(16 456 704)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	249 529	249 529
N_2O	-	2	2
CH_4	-	6	6
Total CO_2 equiv.	-	251 569	**251 569**
Ton CO_2 evitada/unidad			251 568,91
$/Ton CO_2 eq			**$ (65,42)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Penetración de la energía eólica.

Actualmente existen en el país 4 parques eólicos (20 máquinas) que totalizan 11.7 MW. Los parques son de diferentes tecnologías, el primero fue demostrativo y los otros 3 han permitido evaluar diferentes tecnologías en las condiciones climáticas cubanas. Por la intermitencia del viento, esta opción de mitigación se compara con motores diesel operando con fuel oil, garantizando un nivel de generación equivalente.

Tabla30. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	100	30
Tecnología	Aerogenerador	Motores diesel
Eficiencia (%)	-	44
Disponibilidad (%)	25	85
Vida útil (años)	25	25
Combustible empleado	viento	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	2000	950
Costo de O&M fijo ($/kW)	-	
Costo de O&M variable ($/MWh)	5.85	4
Costo de combustible	-	10.6

Fuente: Perspectivas de las Tecnologías Energéticas. Escenarios y alternativas al 2050. IEA, 2010.

El análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 31. La opción de mitigación presenta costos totales menores ya que el combustible empleado es un recurso natural, aun cuando los costos de inversión y de operación y mantenimiento son mayores con relación a la opción de referencia. Las emisiones evitadas ascienden a 142 556 t CO_2 eq anualmente y el costo de la t CO_2 eq evitada es de -47.19 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Tabla 31. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	200 000 000	28 500 000	171 500 000
Vida útil (años)	25	25	
Inversión anualizada	14 190 491	2 022 145	12 168 346
Costo total de inversión	14 190 491	2 022 145	12 168 346
O&M anuales	1 281 150	893 520	387 630
Costo anual de combustibles	-	19 283 827	(19 283 827)
Costo Total Anual	15 471 641	22 199 492	**(6 727 850)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	141 400	141 400
N_2O	-	1	1
CH_4	-	4	4
Total CO_2 equiv.	-	142 556	**142 556**
Ton CO_2 evitada/unidad			142 555,71
$/Ton CO_2 eq			**$ (47,19)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Penetración de una central electronuclear.

Los estudios más recientes realizados por el IPCC y la Agencia Internacional de Energía (AIE) sobre la mitigación de GEI en el sector energético consideran a la energía nuclear como una de las fuentes que contribuirá a lograr este propósito. La tecnología nuclear tiene actualmente un elevado desarrollo, y se espera que continúe su evolución en las próximas décadas.

Según la AIE, al 2050 se encontrarán en explotación los reactores de la generación III+ y la IV, los cuales tienen entre sus características principales mayor seguridad, confiabilidad y tiempo de operación. Además cuentan con mejoras en el diseño que permitirán una reducción de los tiempos de construcción, tendiendo a un diseño estandarizado internacionalmente. Este tipo de tecnología es la considerada para su evaluación como opción de mitigación.

Tabla32. Indicadores técnicos y económicos de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	125	125
Tecnología	Nuclear	CTE
Eficiencia (%)	36	35
Disponibilidad (%)	90	85
Vida útil (años)	40	30
Combustible empleado	nuclear	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	3700	1300
Costo de O&M fijo ($/kW)	111	42.2
Costo de O&M variable ($/MWh)	-	0.31
Costo de combustible	9 ($/MWh)*	10.6 ($/GJ)

** El costo del combustible incluye la producción, el almacenamiento y la disposición final.*
Fuente: Perspectivas de las Tecnologías Energéticas. Escenarios y alternativas al 2050. IEA, 2010.

El análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 33.

Tabla 33. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/kW)	462 500 000	162 500 000	300 000 000
Vida útil (años)	40	30	
Inversión anualizada	26 953 650	10 570 858	16 382 791
Costo total de inversión	26 953 650	10 570 858	16 382 791
O&M anuales	13 875 000	5 563 533	8 311 468
Costo anual de combustibles	8 869 500	106 952 317	(98 082 817)
Costo Total Anual	49 698 150	123 086 707	**(73 388 558)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	784 233	784 233
N_2O	-	6	6
CH_4	-	20	20
Total CO_2 equiv.	-	790 645	**790 645**
Ton CO_2 evitada/unidad			790 645,14
$/Ton CO_2 eq			**$ (92,82)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

La opción de mitigación presenta costos totales menores ya que, aún cuando los costos de inversión y de operación y mantenimiento son mayores con relación a la opción de referencia, el costo del combustible empleado es muy inferior, aunque incluye su producción, almacenamiento y disposición final. Las emisiones evitadas ascienden a 790 645 t CO_2 eq anualmente y el costo de la t CO_2 eq evitada es de -92.82 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red.

Actualmente existen instalados en el país 9624 paneles fotovoltaicos que totalizan 2.5 MWp. La radiación solar diaria promedio del país es de 5.4 kW.h/m^2 día, la cual permitiría que se puedan instalar 100 MW conectados a la red. Las centrales solares que se construyan para la opción de mitigación reemplazarán una cantidad equivalente de grupos electrógenos que utilizan fuel oil para generar electricidad.

Tabla 34. Descripción técnica y económica de la opción de mitigación y la de referencia.

Indicadores	Mitigación	Referencia
Capacidad (MW)	100	55
Tecnología	Paneles PV	Motores diesel
Eficiencia (%)	-	44
Disponibilidad (%)	46	85
Vida útil (años)	20	25
Combustible empleado	Energía solar	Fuel oil
Costo de inversión unitario ($/kW)	4000	950
Costo de O&M fijo ($/kW)	50	
Costo de O&M variable ($/MWh)		4
Costo de combustible	-	10.6

Fuente: Perspectivas de las Tecnologías Energéticas. Escenarios y alternativas al 2050. IEA, 2010.

El análisis detallado de los costos y las emisiones evitadas se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de inversión unitario ($/HH)	400 000 000	52 250 000	347 750 000
Vida útil (años)	20	25	
Inversión anualizada	32 097 035	3 707 266	28 389 769
Costo total de inversión	32 097 035	3 707 266	28 389 769
O&M anuales	5 000 000	1 638 120	3 361 880
Costo anual de combustibles	-	35 353 682	(35 353 682)
Costo Total Anual	37 097 035	40 699 068	**(3 602 033)**
Emisiones de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	259 232	259 232
N_2O	-	2	2
CH_4	-	7	7
Total CO_2 equiv.	-	261 352	**261 352**
Ton CO_2 evitada/unidad			261 352,14
$/Ton CO_2 eq			**$ (13,78)**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

La opción de mitigación presenta costos totales menores ya que el combustible empleado es un recurso natural, aun cuando los costos de inversión y de operación y mantenimiento son mayores con relación a la opción de referencia. Las emisiones evitadas ascienden a 261 352 t CO_2 eq anualmente y el costo de la t CO_2 eq evitada es de -13.78 $. También es una medida "Ganar-Ganar".

Generación con carbón: CTE carboneras y turbinas de gas con gasificación de carbón integrados y ciclo combinado.

La consideración del uso de carbón en la generación de electricidad, más que una opción de mitigación, puede resultar una posibilidad de reducir la factura energética y de diversificar la mezcla energética que utiliza el subsector eléctrico para generar la electricidad, y se sustenta en los estudios realizados en el 2004 sobre la factibilidad del uso de este portador energético en la industria eléctrica[9].

En el estudio de referencia, se concluye que la factibilidad de la sustitución del uso del crudo nacional por carbón mineral, estaría dada porque la misma generara a partir del diferencial de precios de los portadores energéticos en el mercado internacional, el flujo de recursos suficientes para acometer las inversiones requeridas. En el caso de la conversión de CTE a carbón se hallaban en el orden de los 400-700 US$/kW y para nuevas CTE a carbón, entre 300-500 US$/kW con respecto a unidades que utilizan petróleo.

[9] "Análisis del uso del carbón para la Generación de Electricidad. Resumen Ejecutivo", abril del 2004; realizado por el MEP (José González Francés), el MINCEX (Pedro Pérez) y el MINBAS (Tomas Benítez).

Es así que para que tal sustitución fuera factible el crudo nacional debería estar preciado a un valor que oscilaba entre los 140 US$ y 190 US$/t para precios del carbón térmico que oscilaran entre los 60 y 72 US$/t. Los precios del crudo nacional equivaldrían a un precio del WTI que oscilaba entre los 44 y 60 US$/bbl, que según las previsiones de la época, nunca se alcanzarían antes del 2015 (Benítez, González y Pérez, 2004).

En la actualidad, el precio del WTI, de los contratos a futuro, 3 meses, están en niveles próximos a los 100 US$/bbl, mientras que las estimaciones a mediano y largo plazo, en términos de dólares del 2008, sería de los 87 US$/bbl en el 2015, 100 US$/bbl en el 2020 y 115 US$/bbl en el 2030 (valorados en dólares corrientes estos precios serían de 102, 131 y 190 US$/bbl)[10].

Por otra parte, casi todas las tecnologías de generación de electricidad a partir del uso del carbón mineral, tanto en CTE, carbón pulverizado, lecho fluidizado, gasificación integrada a ciclos combinados y sistemas híbridos con co-combustion de biomasa, compiten en costos con el resto de las tecnologías. Además mejoran sus desempeños en cuanto a eficiencia y nivel de emisiones. Estos últimos en particular de partículas (precipitadores electrostáticos y filtros de manga que incrementan de manera notable la eficiencia hasta eliminar el 99% de las emisiones de cenizas volátiles a la atmósfera); de dióxido de azufre (métodos de desculturización de gases de la combustión que reduce hasta casi el 97% las emisiones de los óxidos de azufre), y los métodos de reducción catalítica selectiva, tecnología post combustión que elimina hasta el 90% de óxidos nitrosos en los gases.

Tabla 36. Parámetros técnicos y económicos de diferentes tecnologías de generación de electricidad.

Parámetro	CTE carbón convencional	CTE carbón c/PE; DRC	CTE a Fuel Oil	CEN
Tamaño típico MW	400 – 1000	400 - 1000	600 - 1000	600 – 1750 (LWR) (las mejores: 800 y 1000)
Factor de carga %	70	70	70	75
Eficiencia %	34	44	34	33
Costo Inversión US$/kW	973 (1000 – 1300)	1577 (1300 – 2500)	771 - 1000	2100 – 3100 (las mejores: 1700 – 2100)
Costos fijos US$/kW	31,36	35,2	11,5	52,56
Costos variables US$/MW.h	2,4	3,6	1,75	1,29
Costo combustible US$/GJ	1,23	1,23	3,02	0,55
Emisiones gCeq/kW.h	276	213	237	

Fuente: IEA, 2009

[10] Ver IEA, 2009: "World Energy Out Look, 2009 Fact Sheet: Why is our current energy pathway unsustainable?"

Los costos de inversión para las plantas de carbón con gasificadores integrados y ciclos combinados (1550-1950 US$/kW), más que duplican los de las turbinas de gas natural con ciclos combinados (600-750 US$/kW), se esperan en las primeras incrementos sustanciales en la eficiencia térmica (próximas al 50 %) y reducciones significativas en la emisiones de gases y partículas lo que unido a la dinámica de los precios del gas natural y del carbón favorecerán la penetración en los mercados energéticos de este tipo de plantas de carbón.

El incremento de la capacidad de generación hasta el 2050, podría ser asumido con unidades a carbón, hasta alcanzar una potencia instalada de 2800 MW. Las CTE carboneras tienen una eficiencia del 45 %, una disponibilidad del 85 % y una vida útil de 30 años.

Los costos de capital serán de $1300 por KW. Los costos variables de Operación y Mantenimiento (O&M) son de $3,6 por MW.h, mientras que los fijos alcanzan los 35,2 US$/kW. Las CTE carboneras que se construyan reemplazarán a las unidades a fuel oil que tienen una eficiencia térmica del 35%, una vida útil de 30 años, un costo de capital de $1000 por KW, y un costo variable de O&M de $3 por MW.h. En la Tabla 36 se resumen los resultados.

Tabla 37. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

Costos Anuales	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de capital unitario ($/kW)	1300,0	1000,0	**300,0**
Costo total de capital (miles de $)	3640000,0	2800000,0	**840000,0**
Vida útil (años)	30,0	30,0	**0,0**
Costo Total de inversión (miles $)	370117,3	284705,6	**85411,7**
Costo Variable O&M ($/MWh)	3,6	3,0	**0,6**
Costo Total anual en O&M (miles $)	1667,9	1787,0	**-119,1**
Costo anual en combustible (miles $)	2168,3	22626,4	**-20458,1**
Costo Total Anual (miles $)	373953506,6	309119033,2	**64834,5**
Emisiones Anuales de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	157.784	165.909	
N_2O	2	1	
CH_4	2	4	
Total CO_2 equiv.	158.350	167.265	**8.916**
$/Ton CO_2 eq			**$ 7.272,05**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Desde el punto de vista de las emisiones de GEI, la opción presentada evita anualmente la emisión a la atmósfera de casi 9 mil t CO_2 eq. Por otra parte se evitan anualmente erogaciones por concepto de gastos de combustibles del orden de los 20 millones de dólares; sin embargo los costos totales anuales de esta opción son notablemente mayores que para el resto de las opciones evaluadas, unos 7 mil dólares por t CO_2 eq evitada.

Turbinas de gas con gasificadores de carbón integrado y ciclo combinado.

Por otra parte está la introducción de ciclos combinados en los esquemas de turbinas de gas existentes con gasificación de carbón integrado hasta alcanzar, en el 2050, sustituir todas las turbinas de gas natural. Los ciclos combinados con gasificadores de carbón integrados tienen una eficiencia del 50%, una disponibilidad del 75% y una vida útil de 30 años. Los costos de capital serán de $1500 por KW. Los costos variables de O&M son de $3,0 por MW.h, mientras que los fijos alcanzan los 35,2 US$/kW. Mientras que las turbinas de gas natural reemplazadas tienen una eficiencia térmica del 20%, una vida útil de 25 años, un costo de capital de $950 por KW, y un costo variable de O&M de $3 por MW.h.

En la Tabla 38, se resumen los resultados de la evaluación de la opción comentada.

Tabla 38. Resultados de la evaluación de las opciones de referencia y mitigación.

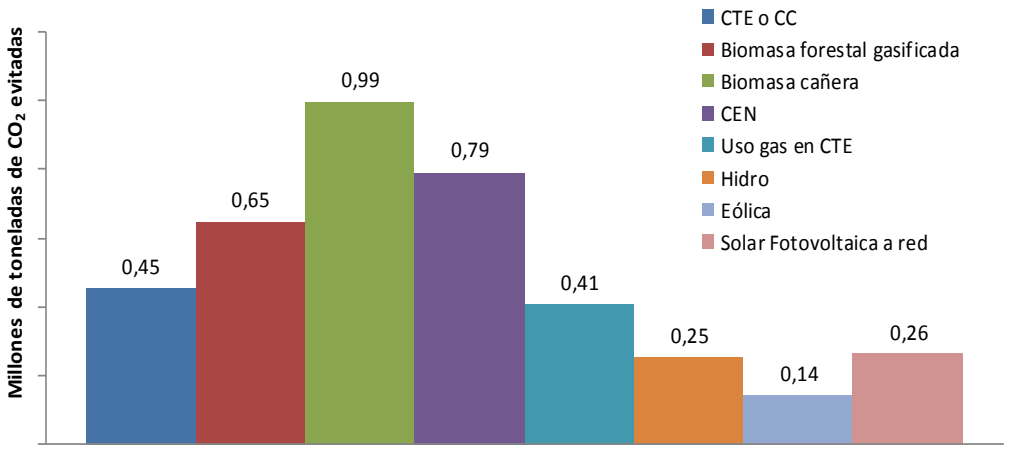
Costos Anuales	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de capital unitario ($/kW)	1500,0	950,0	**550,0**
Costo total de capital (miles $)	1435500,0	909150,0	**526350,**
Vida útil (años)	30,0	25,0	**5,0**
Costo Total de inversión (miles $)	145962,5	96333,0	**49629,5**
Costo Variable O&M ($/MWh)	3,0	3,0	**0,0**
Costo Total anual en O&M (miles $)	377,3	943,1	**-565,9**
Costo anual en combustible (miles $)	588,5	9054,0	**-8465,5**
Costo Total Anual ($)	146928,2	106330,0	**40598,1**
Emisiones Anuales de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	21.413	64.396	
N_2O	1	0	
CH_4	0	5	
Total CO_2 equiv.	21.566	65.802	**44.236**
$/Ton CO_2 eq			**$ 917,76**

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Como resultado del diferencial de eficiencia favorable a la tecnología de gasificación de carbón y ciclo combinado, las emisiones de GEI evitadas anualmente es del orden de las 44 mil t CO_2 eq, sin embargo, el costo de la tonelada evitada es de alrededor de los 900 dólares.

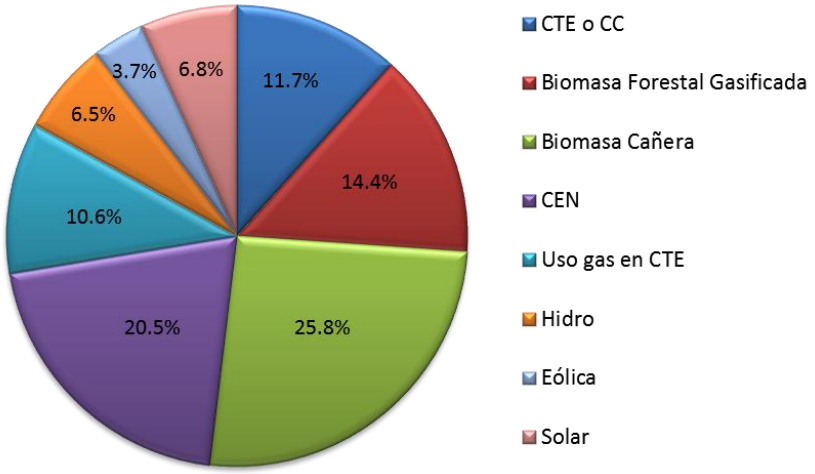
Las t CO_2 eq evitadas por la implementación de cada una de las opciones y su distribución porcentual, excluyendo las opciones de generación con carbón, se muestran en las Figuras 7 y 8.

Figura 7. Cantidad de toneladas de CO_2 equivalente evitadas por cada una de las opciones.



Fuente: Elaboración de los autores.

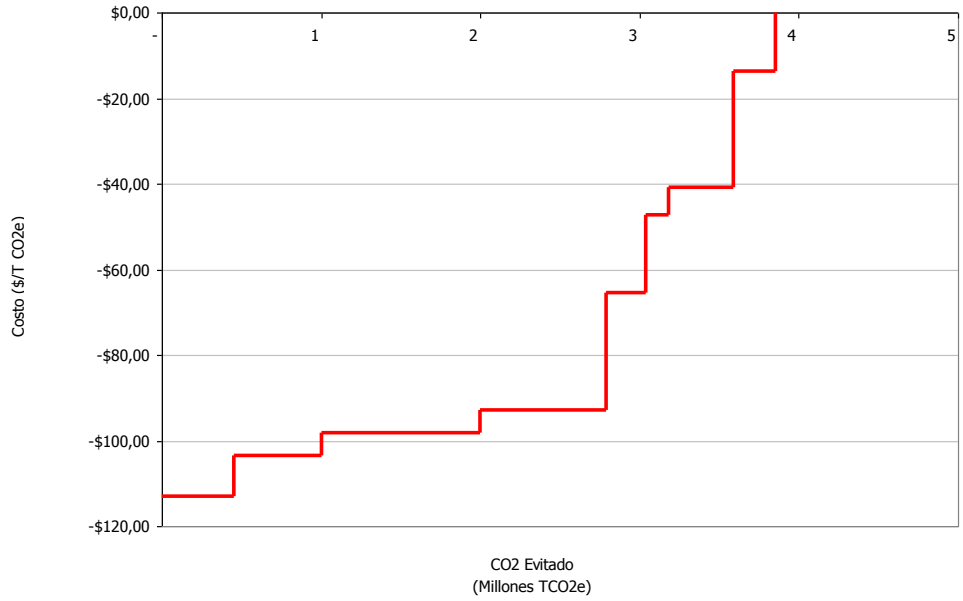
Figura 8. Aporte porcentual de cada opción en el total de emisiones evitadas.



Fuente: Elaboración de los autores.

Por su parte, el costo de la t CO_2 eq evitada para cada una de las medidas evaluadas se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Curva de costos de las opciones de mitigación evaluadas.



Fuente: Screening curvas para el subsector de generación de electricidad (opciones de generación a carbón).

2.4.2.3 Barreras y oportunidades.

Barreras

Existen determinados aspectos que inciden de manera desfavorable en la implementación de las opciones evaluadas. Estos están relacionados en lo fundamental con el acceso a las fuentes de financiamiento a largo plazo con créditos blandos que permitan ejecutar las inversiones necesarias para el desarrollo del sector; la compra y transferencia de tecnologías de "punta"; insuficiente experiencia y conocimiento para la asimilación de nuevas tecnologías y las limitaciones en las capacidades industriales del país para su producción nacional. Además la inexistencia de un marco regulatorio que potencie las vías de estímulo para incrementar la introducción, uso y aprovechamiento de las energías renovables.

Oportunidades

Las FRE en Cuba tienen una alta potencialidad fundamentalmente en la producción de electricidad. Se estima que pueden instalarse más de 8000 MW de potencia sobre la base de fuentes renovables de energía, de las cuales solo se han instalado el 6.8% de ese potencial.

Las principales prioridades nacionales para el aprovechamiento de estas fuentes están relacionadas con el potencial eólico existente; diversificar y potenciar el uso de la energía solar (térmica y fotovoltaica); potenciar el uso de la biomasa cañera y forestal para la

generación eléctrica; aprovechar el potencial hidráulico y la construcción de plantas de biogás para cocción, iluminación y generación eléctrica a partir de desechos avícolas, porcinos, ganaderos y otros.

Las metas y objetivos específicos para el corto, mediano y largo plazo consideran:

- La intensificación en la aplicación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía en todos los sectores de la sociedad y la economía.

- Promover y estimular mediante un marco regulatorio apropiado el incremento acelerado de la participación de las FRE en el balance energético nacional, y en especial en la generación de electricidad y la sustitución de consumo de combustibles fósiles.

- Definir vías de estímulo para incrementar el aprovechamiento de las FRE por parte de los diferentes actores socioeconómicos que hoy son "consumidores" pasivos de energía.

- La asimilación de nuevas tecnologías y su producción en la industria nacional así como la adquisición de tecnologías y equipamiento de calidad.

2.4.2.4 Evaluación multicriterio del sector.

Para la evaluación cualitativa de las opciones de mitigación previstas para el sector se aplica el Método NAIADE, a partir de la elaboración de una matriz de impacto que permite comparar las alternativas u opciones con relación a los criterios de evaluación, previamente definidos.

Los criterios considerados en la evaluación de las opciones y su significado para el sector se describen en la Tabla 39, en la que además aparece el tipo o característica del criterio y la tendencia de su valor, que son datos de entrada para el software.

Tabla 39. Criterios para la evaluación multicriterial del sector generación de electricidad.

No.	Criterio	Descripción	Tipo	Max/Min
1	Costo de inversión	Costo del kW instalado	Cuantitativo	Mínimo
2	Costo de la tonelada de CO_2 evitada	Costo anual de mitigación	Cuantitativo	Mínimo
3	Barreras culturales	No aceptación pública de la tecnología	Cualitativo	Mínimo
4	Suficiencia nacional (seguridad energética)	Disponibilidad del combustible en fronteras	Cualitativo	Máximo
5	Capacidad de instrumentación	Capacidad técnica y regulatoria para instrumentar la tecnología	Cualitativo	Máximo
6	Aumento del bienestar	Beneficios para la población (generación de empleos y otros)	Cualitativo	Máximo
7	Población con acceso a la	Población afectada favorablemente	Cualitativo	Máximo

	tecnología	(difiere según la tecnología y su ubicación)		
8	Barreras tecnológicas	Restricciones en el acceso a la tecnología	Cualitativo	Mínimo
9	Impacto sobre otro sector	Interacción favorable con otro sector	Cualitativo	Máximo
10	Requerimientos espaciales	Espacio físico requerido por la tecnología	Cualitativo	Mínimo
11	Impacto ambiental negativo	Efecto negativo sobre el medio ambiente	Cualitativo	Mínimo
12	Impacto ambiental positivo	Efecto positivo sobre el medio ambiente	Cualitativo	Máximo
13	Vulnerabilidad	Incertidumbres y riesgos de la tecnología	Cualitativo	Mínimo
14	Plazo de implementación	Tiempo en que la tecnología está disponible, incluye tiempo de construcción	Cuantitativo	Mínimo
15	Persistencia a largo plazo	Vida útil de la tecnología	Cualitativo	Máximo

Fuente: elaborada por los autores.

Para la construcción de la matriz de impactos y la valoración de las opciones se consideran las posibilidades técnicas de las diferentes tecnologías y las prioridades para su implementación así como valoraciones de expertos con relación a las bondades, beneficios y dificultades de éstas, todo lo cual se expone a continuación.

- Utilización del gas natural en las CTE existentes.

Se considera una sustitución de combustible en la tecnología existente en el país que permite su funcionamiento y garantiza la generación eléctrica. En este caso las adecuaciones tecnológicas que se tendrían que implementar ya son conocidas y se han realizado anteriormente. Estos cambios sólo abarcan una parte de las capacidades existentes, por lo que no se requieren nuevos espacios físicos. Proporciona una generación estable y considerando la existencia del combustible, favorece medianamente la disminución de las emisiones globales y los contaminantes locales. Con ella se benefician todos los usuarios conectados a la red (~ 96 % población). La experiencia de su uso es elevada y físicamente es poco vulnerable a los fenómenos atmosféricos por el tipo de construcción modular que posee y el combustible que usa. Esta tecnología sólo se verá afectada por el tiempo de reconversión de las plantas, que es alrededor de 1 año. Es una tecnología en explotación, lo que hace que le resten aproximadamente 15 años de vida como promedio. No interactúa significativamente con ningún otro sector. Utilizan gas natural licuado (GNL), que es un combustible importado.

- Utilización del gas natural en Ciclo Combinado de gas.

La tecnología empleada existe en el país y ha demostrado su fiabilidad y estabilidad. Es una tecnología madura nacional e internacionalmente. Proporciona una generación estable y

considerando la existencia del combustible, favorece medianamente la disminución de las emisiones globales y los contaminantes locales. Con ella se benefician todos los usuarios conectados a la red (~ 96 % población). No interactúa significativamente con ningún otro sector. La tecnología ocupa poco espacio físico. La experiencia de su uso es elevada y físicamente es poco vulnerable a los fenómenos atmosféricos por el tipo de construcción modular que posee y el combustible que usa. Esta tecnología sólo se verá afectada por el tiempo de construcción de un CC (3 a 4 años) porque el tiempo de vida de la tecnología es de ~ 30 a 35 años. Utilizan GNL que es un combustible importado.

- CTE bagaceras

Es tradición en Cuba el uso de este tipo de tecnología y es bien aceptada al emplear una FRE. Es una tecnología conocida y madura en el país, con experiencia en su construcción y montaje, pero la capacidad de construirlos en un año es poca. Entrega energía fiable al emplear recursos naturales propios y porque se incrementa la energía entregada al mejorar los parámetros de la planta. Favorece la disminución de las emisiones de GEI no así las de partículas y contaminantes locales. La tecnología en sí no se ve afectada por fenómenos naturales, atmosféricos y cambios climatológicos, pero el suministro de combustible si es susceptible a éstos. Con ella se benefician todos los usuarios conectados a la red (~ 96 % población). En este caso sólo se trata de mejorar los parámetros de la planta, por lo que no se requieren nuevos espacios físicos. El tiempo de vida de la tecnología es de ~ 40 años.

- Introducción de Ciclos Combinados con Gasificación Integrada utilizando biomasa cañera y forestal.

Es una tecnología bien aceptada al emplear una FRE. Entrega energía fiable con recursos naturales propios, incrementa la generación y empleos y favorece la disminución de las emisiones de GEI no así las de partículas y contaminantes locales. Posee un elevado tiempo de utilización. Con ella se benefician todos los usuarios conectados a la red (~ 96 % población). La tecnología ocupa poco espacio físico. La tecnología en sí no se ve afectada por fenómenos naturales, atmosféricos y cambios climatológicos, pero el suministro de combustible si es susceptible a éstos. En el país existe poca experiencia de uso de esta tecnología, requiere de mayor capacitación y conocimiento, y aún no está madura en el mercado. Se considera que esté disponible después del 2020, su tiempo de construcción es de 4 a 5 años y su tiempo de vida es alrededor de 40 años. Interactúa con el sector agrícola y forestal debido al uso que hace de los desechos de biomasa forestal y cultivos energéticos.

- Incremento de la generación de electricidad empleando la hidroenergía.

Es una tecnología conocida con gran tradición de utilización en el país, hay conocimiento y experiencia en el uso y construcción de la tecnología pero en la actualidad no se construyen por lo que es necesario importarla. Con ella se benefician no sólo los usuarios conectados a la red sino que es posible su empleo en poblaciones rurales aisladas incrementando su nivel de vida. La disponibilidad del recurso no es estable durante todo el año, existen períodos de seca. No interactúa significativamente con ningún otro sector. Los proyectos considerados son pequeñas hidroelétricas, las cuales ocupan poco espacio físico, emplean un recurso natural para su funcionamiento y no afectan al medio ambiente ni los ecosistemas. Puede verse afectada por fenómenos climatológicos, su construcción demora 5 años y su tiempo de vida es de ~ 40 a 50 años.

- Aumento de la utilización de la energía eólica.

Es utilizada en el país y en el mundo con buena percepción de los usuarios. Con ella se benefician no sólo los usuarios conectados a la red sino que es posible su empleo en zonas aisladas. En el país se tiene la experiencia y conocimiento necesarios para la instalación y explotación de la tecnología pero la industria nacional aún no cuenta con toda la capacidad para su producción. Es una tecnología que hay que importar porque no se produce nacionalmente pero se comercializa internacionalmente porque está disponible en el mercado. La generación que garantiza no tiene una disponibilidad elevada, por lo que no garantiza un alto nivel de prestación de servicios a la población. Su tiempo de utilización es bajo (aproximadamente 25 %), aunque es un recurso natural que no es necesario importar. No emite contaminantes, pero se ve afectada por los fenómenos climatológicos y la disponibilidad del recurso natural. No interactúa significativamente con ningún otro sector. Requiere grandes extensiones para su montaje, para instalar una gran capacidad en esta tecnología hay que tener en cuenta además del espacio del generador, la distancia que debe existir entre éstos para su adecuado funcionamiento. Su tiempo de implementación es de 3 años, su tiempo de vida de 25 años y su utilización de 25 %.

- Introducción de la energía nuclear.

Según la percepción de la población es considerada una tecnología de alto riesgo. Posee un alto por ciento de disponibilidad, el ciclo de recambio del combustible es espaciado, se garantiza como mínimo 10 años de combustible. En condiciones normales de explotación no se emiten contaminantes pero en situaciones excepcionales (accidentes o incidentes)

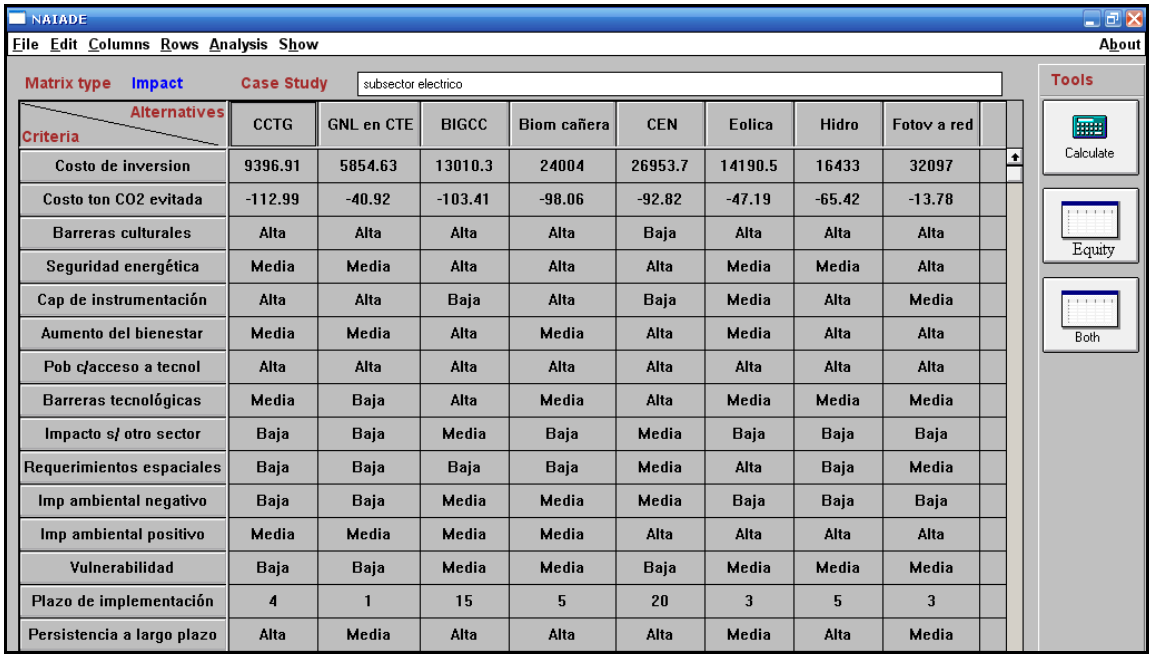
pueden emitir grandes cantidades de contaminantes. Aun cuando se generan pocos volúmenes de desechos de alta radiactividad, su gestión prevé el seguimiento sistemático hasta su disposición final de forma segura. El país no tiene recursos humanos con experiencia en la construcción y montaje de estas instalaciones y la industria nacional no cuenta con las capacidades necesarias para asumir su construcción. La tecnología conveniente para el país estará disponible en el mercado después del 2015, por lo que el país tendrá que crear las capacidades necesarias para su implementación lo que requiere de personal extranjero especializado. El tiempo de construcción y creación de capacidades nacionales para la utilización de la tecnología es de 20 años y su tiempo de vida aproximadamente 40 años. En este caso se consideran tecnologías de pequeñas capacidades que no requieren grandes espacios físicos con relación a otras tecnologías convencionales. Garantiza una estabilidad de generación elevada, posee altos niveles de seguridad operacionales, considera en su diseño protección contra los diferentes fenómenos atmosféricos y errores humanos, es objeto de controles sistemáticos por organismos internacionales con relación al uso adecuado de la misma, por tal motivo incrementa la cultura de seguridad en la industria y se pueden producir otros bienes altamente demandados por la población. Es utilizable en la medicina, la agricultura y otras y genera nuevos puestos de trabajo. Con ella se benefician todos los usuarios conectados a la red (~ 96 % población).

- Empleo de la energía solar fotovoltaica conectada a la red.

Es utilizada en el país y en el mundo con buena percepción de los usuarios. El sol es un recurso natural disponible en el país casi todo el año. Aunque existen en el país las capacidades nacionales para el ensamblaje de los paneles y su montaje, es necesario importar otras partes de la tecnología. Con ella se benefician no sólo los usuarios conectados a la red sino que es una solución para la población rural aislada sin acceso a la electricidad que permite elevar su nivel de vida. No interactúa significativamente con ningún otro sector. Requiere espacios que dependen de la capacidad a instalar, en el país se considera la instalación de capacidades medias. No afectan al medio ambiente ni los ecosistemas. Puede verse afectada por fenómenos climatológicos, el período de construcción para capacidades medias es de 3 a 4 años y su tiempo de vida es de aproximadamente 20 años.

El análisis de las consideraciones anteriores arrojó la evaluación que se muestra en la Figura 10 como datos de entrada del software NAIADE.

Figura 10. Evaluación de las opciones de mitigación en cada criterio.

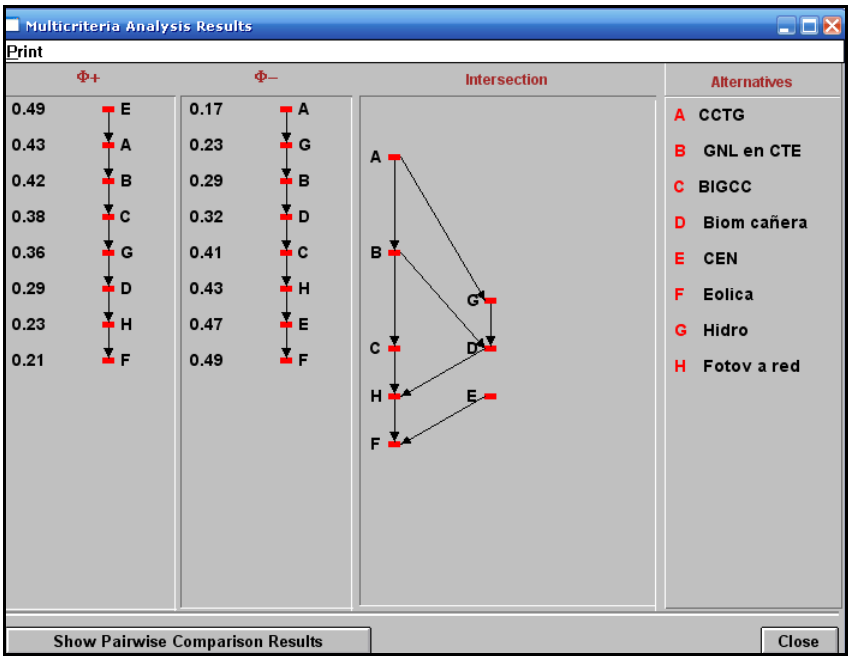


Alternatives / Criteria	CCTG	GNL en CTE	BIGCC	Biom cañera	CEN	Eolica	Hidro	Fotov a red
Costo de inversion	9396.91	5854.63	13010.3	24004	26953.7	14190.5	16433	32097
Costo ton CO2 evitada	-112.99	-40.92	-103.41	-98.06	-92.82	-47.19	-65.42	-13.78
Barreras culturales	Alta	Alta	Alta	Alta	Baja	Alta	Alta	Alta
Seguridad energética	Media	Media	Alta	Alta	Alta	Media	Media	Alta
Cap de instrumentación	Alta	Alta	Baja	Alta	Baja	Media	Alta	Media
Aumento del bienestar	Media	Media	Alta	Media	Alta	Media	Alta	Alta
Pob c/acceso a tecnol	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Barreras tecnológicas	Media	Baja	Alta	Media	Alta	Media	Media	Media
Impacto s/ otro sector	Baja	Baja	Media	Baja	Media	Baja	Baja	Baja
Requerimientos espaciales	Baja	Baja	Baja	Baja	Media	Alta	Baja	Media
Imp ambiental negativo	Baja	Baja	Media	Media	Media	Baja	Baja	Baja
Imp ambiental positivo	Media	Media	Media	Media	Alta	Alta	Alta	Alta
Vulnerabilidad	Baja	Baja	Media	Media	Baja	Media	Media	Media
Plazo de implementación	4	1	15	5	20	3	5	3
Persistencia a largo plazo	Alta	Media	Alta	Alta	Alta	Media	Alta	Media

Fuente: Software NAIADE para el subsector de generación de electricidad.

Como resultado se muestra en la Figura 11 el ordenamiento de las opciones de mitigación evaluadas luego de considerar todos los criterios definidos en el análisis. Este ordenamiento se basa en comparaciones pareadas entre las alternativas considerando relaciones de preferencia que indican cuánto una opción es mejor o mucho mejor que el resto.

Figura 11. Ordenamiento de las opciones de mitigación según análisis multicriterio.



Fuente: Software NAIADE para el subsector de generación de electricidad.

2.4.2.5 Consideraciones finales.

Con el estudio realizado se observa que la opción más significativa en el subsector de generación de electricidad desde el punto de vista de su potencial para la reducción de emisiones, es la utilización de CTE bagaceras (biomasa cañera), y la menos significativa es la introducción de la energía eólica. Sin embargo, la evaluación cualitativa multicriterio señala como mejor alternativa la utilización del gas natural en ciclos combinados de gas con relación a las otras medidas.

Como resultado de la evaluación de este conjunto de medidas de mitigación se puede concluir que ejecutar un proyecto de cada una de estas opciones en un año, implicaría que se dejaran de emitir a la atmósfera alrededor de 3.85 millones de t CO_2 eq.

La implementación de las opciones constituyen un beneficio para el país pues a la vez que se disminuyen las emisiones, el costo de implementación de éstas es menor que lo que costaría instalar una generación equivalente utilizando tecnologías menos eficientes y combustibles más contaminantes.

Es necesario destacar que las evaluaciones realizadas no incluyen la totalidad de los potenciales estimados para cada una de las fuentes, ya que éstos se evalúan en los estudios de escenarios de desarrollo energético.

En este sentido, el conjunto de opciones presentadas tiene el potencial de mitigación (reducción de emisiones de GEI al 2050) con respecto al escenario de Referencia, de casi 75 millones de t CO_2 eq (74,9 millones de CO_2 eq). Sin embargo, un escenario intensivo en el uso de FRE en la generación de electricidad, permite identificar un potencial de mitigación de GEI del orden de los 454 Millones de t CO_2 eq[11].

Por su parte, los costos acumulados al 2050, de un escenario de Mitigación para el subsector de generación de electricidad, con relación al escenario de Referencia, es del orden de los 1200 billones de dólares, lo que significa un costo estimado de mitigación (acumulado) de alrededor de los 17 dólares el kg de CO_2 eq evitado en este subsector.

2.4.3 Otras opciones del sector energía. Generación de biogás.

En este acápite se presentan los potenciales de mitigación identificados en este sector resultante del procesamiento de desechos biodegradables tanto en la agricultura como en actividades industriales, en particular del procesamiento de los mostos de destilarías de producción de alcohol.

2.4.3.1 Producción de Biogás en la Agricultura.

Los antecedentes del uso de biogás se remontan a la década del 70 del siglo pasado con los trabajos pioneros del Dr. Edgardo González (digestores de Nazareno), y años después los trabajos del Grupo de Biogás de la Comisión Nacional del Energía (CNE).

Son muchas las posibilidades de utilizar el CH_4 resultante del tratamiento anaerobio de los desechos sólidos urbanos de los vertederos, porcinos, vacunos, avícolas, y vegetales de la agricultura y la agroindustria en general, para la producción de electricidad y gas combustible, sin embargo de todas estas potencialidades solo una ínfima parte es utilizada hoy.

Estimaciones realizadas indican que solamente en el procesamiento de los desechos pecuarios y urbanos es posible identificar un potencial energético ascendente a 840 Mtep anualmente. Si se agregan las cantidades resultantes del procesamiento de los mostos de la producción de alcohol así como de los residuales de mataderos, esta cantidad de energía se aproxima al millón de tep potencialmente disponible todos los años a costos relativamente

[11] En este escenario intensivo en el uso de FRE para la generación eléctrica (Tierra, Viento y Sol) se parte de que una estructura de generaron que favorece el uso del potencial de generación eléctrica con FRE identificado, esto es, uso de biomasas (bagazo de caña y residuos agrícolas de la caña de azúcar, madera y residuos de la misma, y residuos sólidos municipales), concentra el 32,8% de la generación eléctrica; las FRE "modernas" (hidroeléctrica, eólica y solar), alcanza el 46,9%, mientras que la generación con combustibles fósiles (motores y turbinas de gas natural con ciclos combinados), representan el 20,3% de la generación total.

bajos, sobre todo si se tiene en cuenta los costos ambientales evitados por la acumulación de los desechos asociados y los beneficios resultantes de la sustitución de fertilizantes químicos importados.

En el caso del porcino, se estima que para el 2050 exista una capacidad potencial de producción de biogás ascendente a 716 millones de m^3 de biogás, equivalentes a 385 mil tep de energía. El tratamiento anaeróbico de estos desechos estaría evitando además las emisiones a la atmósfera de unos 300 mil toneladas de CH_4, que en términos de potencial de calentamiento equivaldría a unas 6 Millones t CO_2 eq).

En el Cuadro 2, se resume de estudio de caso del potencial de emisiones de CH_4 y por tanto de las opciones de mitigación en 5 unidades porcinas especializadas en el municipio Artemisa de la provincia del mismo nombre, antigua provincia Habana.

Cuadro 2. Estudio de Caso; Cinco Unidades Porcinas Especializadas (UPE) para la producción porcina el municipio Artemisa.

Autores: Inv. Auxiliar. Ramón Chao Espinosa; Lic. Maria Tamara Cruz Silbeto; DrC. Roberto Sosa Cacéres; Ing. Yasser M. Díaz Capdesuñer. Instituto de Investigaciones Porcinas.

De las cinco UPE, cuatro son centros integrales porcinos de 500 reproductoras y una unidad de ceba de 15840 cabezas. Las cuatro UPE de 500 reproductoras señaladas arriba cuentan con la siguiente composición del rebaño: Puercas Vacías 40; Puercas Gestadas 360; Puercas Lactantes 100; Verracos 29; Cochinatas de reemplazos 40; Cochinatos de reemplazos 10; crías lactantes 990; Preceba 1100; para un total de 2719 animales.

Por su parte, la Unidad de Ceba Dagame II cuenta con 33 naves, con 24 corrales cada una y 20 cerdos por cada corral, para una capacidad total ocupada de 480 animales por nave y unos 15840 cerdos de ceba.

Se estima que los desechos de ganado porcino por día son aproximadamente el 4% del peso vivo. Por su parte, el coeficiente de emisiones de CH_4 por kg/cabeza/año utilizado para la digestión entérica es de 1,031 kg/cabeza/año, mientras que para el manejo de excretas es de 1,695 kg/cabeza/año (coeficientes utilizados en los Inventarios de emisiones y absorciones de GEI propuesto por las Guías de Buenas Practicas del IPCC). Se dirigen importantes esfuerzos para estimar los coeficientes de emisiones particulares.

En cuanto a la porción de los desechos que se procesarían para la producción de biogás, se tiene que todos los desechos se pueden utilizar para producirlo, siendo la limitante fundamental la posibilidad de recolección.

Por otra parte, el volumen de los residuos sólidos y líquidos procesados está en proporción a las excretas, más orina y agua utilizadas en la limpieza de los corrales. El precio de los biofertilizantes (lodos de los digestores) obtenidos del procesamiento anaeróbico de los desechos es muy variable, y se asume para los estudios de factibilidad un precio de 70 dólares la tonelada de fertilizante orgánico.

A continuación se presentan los resultados estimados de las emisiones para las UEP de Artemisa.

Tabla 1. Emisiones de CH_4 por fermentación entérica de las granjas porcinas Municipio Artemisa.

Granjas	*Emisión Gg CH_4 $año^{-1}$*
Centro de cría la Piragua	*0.002659*
Centro de cría Maravilla Roja	*0.002659*
Centro de cría Lindero	*0.002659*
Centro de cría Fertilidad	*0.002659*
Cebadero Dagame II	*0.01584*
Total	*0.026476*

Las emisiones totales de CH_4 ascienden a 26,5 miles de toneladas que en términos de potencial de calentamiento global equivalen a unas 556 mil t CO_2 eq.

Tabla 2. Emisiones de CH_4 por la gestión del estiércol de las granjas porcinas Municipio Artemisa.

Granjas	*Emisión Gg CH_4 $año^{-1}$*
Centro de cría la Piragua	*0.07042*
Centro de cría Maravilla Roja	*0.07042*
Centro de cría Lindero	*0.07042*
Centro de cría Fertilidad	*0.07042*
Cebadero Dagame II	*0.34848*
Total	*0.629448*

Por la gestión de estiércol las emisiones de las empresas estudiadas ascienden a 629 mil toneladas de CH_4 anuales, que en términos de potencial de calentamiento equivale a algo más de 1,3 millones de t CO_2 eq anual. En total entre digestión entérica y manejo de estiércol las emisiones de CH_4 en estas empresas estudiadas ascienden a unas 655 mil toneladas de CH_4, equivalentes a casi 2 millones de t CO_2 eq al año, lo que expresa claramente la contribución de esta actividad a la mitigación de emisiones de GEI en el sector pecuario y en especial la contribución de la provincia de Artemisa a esta actividad.

Se aclara que estas informaciones se refieren solo a la producción porcina especializada, no se ha tenido en cuenta la producción porcina por convenio.

Solo en el caso del 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 y casi el 77% de lo correspondiente al sector estatal (Suárez et al, 2011)[12].

En estas 100 unidades industriales se podrían producir y procesar anaeróbicamente unas 200 mil toneladas de excretas al año, lo que equivale a un potencial de producción de biogás de aproximadamente 121 millones de m^3, que en términos de energía equivalen a unas 65 Mtep. Se evitaría la emisión de 51 mil toneladas de CH_4, que en términos de potencial de calentamiento equivalen a 1,1 Millones de t CO_2 eq[13].

2.4.3.2 Destilerías de alcohol y producción de biogás de los mostos.

La situación de las destilerías de alcohol en el país está caracterizada por ser una industria de tecnología atrasada, bajos niveles de eficiencia y pequeñas capacidades; obsolescencia de su equipamiento tecnológico fundamental; y diseñada para trabajar exclusivamente con mieles finales y altamente contaminantes del medio ambiente (por cada m^3 de alcohol las destilarías actuales obtienen como residuos entre 12-14 m^3 de mostos). Por tanto, la estrategia de desarrollo de esta industria sería por una parte, la modernización de las

[12] Ver Ing. Yoel Suárez Lastre. Dr. Alfredo Curbelo Alonso, Dr. Oscar Jiménez Cabeza (2011): "Casos de estudios de proyectos programáticos del MDL en Cuba" Grupo de Bioenergía de CUBAENERGIA. IX Convención de Medioambiente y Desarrollo y II Congreso de Cambio Climático.

[13] En los cálculos de biogás para porcinos, se utilizaron como coeficientes 1,5 t excretas/Mil cabeza y 0,6 m^3/kg excretas; poder calórico inferior del biogás, 0,0225 GJ/m^3; contenido de CH_4 en el biogás, 60%, y densidad del CH_4, 0,0007 t/m^3.

capacidades instaladas, y por otra la expansión con nuevas destilerías de alcohol (MINAZ, 2008)[14].

En cuanto a la modernización de las capacidades de destilación existentes los objetivos estarían dirigidos a: i) la satisfacción de las necesidades del mercado interno y su posible crecimiento; ii) la exportación de los excedentes productivos como forma de amortizar las inversiones; y iii) lograr un esquema de producción flexible en las producciones de azúcar–alcohol–electricidad, según el mercado.

Cuadro 3. Proyectos MDL para la producción de biogás a partir de los mostos de la destilación alcohólica en fábricas de azúcar de caña.

Estudios realizados por especialistas del extinto Ministerio del Azúcar, han tomado en cuenta 7 fábricas de azúcar con factibilidad de instalar capacidades de destilación de alcohol. Estas fábricas son Héctor Molina, Perucho Figueredo, Primero de Enero, Brasil, Majibacoa, Batalla de las Guásimas y Ciro Redondo. Estas fábricas involucran una capacidad de molida 4,4 millones de toneladas de caña por zafra, una producción de 295 mil toneladas de azúcar e incorporaría la de alcohol a razón de 1,9 millones de litros diarios que equivaldrían, en una zafra de 120-130 días, a 202,2 millones de litros al año.

Por otra parte, se han identificado como proyectos a incorporar en la carpeta nacional de proyectos para incluir en el Programa de MDL, la producción de biogás a partir de los desechos industriales de 5 fábricas de azúcar y destilerías a saber: Héctor Molina, Jesús Rabí, Melanio Hernández, Enrique J. Varona y Antonio Guiteras.

Por otra parte, en el caso del 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 cerdos en el 2009 y casi el 77% de lo correspondiente al sector estatal.

Fuente: "Cuba y el MDL". Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía (CUBAENERGIA), y Oficina Técnica MDL (http//www.cdmbazaar.net)

La producción potencial de alcohol en estas fábricas con sus propios recursos es de 143,44 millones de litros anuales, correspondiente a una capacidad de 660 mil litros diarios; además de unas 404,7 mil t de azúcar de alta calidad. El potencial de cogeneración de electricidad podrá alcanzar los 60-70 MW. Se requieren 218,000 t de miel final adicional para aprovechar las capacidades instaladas en estas fábricas durante 300 días, las que pueden ser suministradas en su totalidad por los centrales azucareros restantes.

Por su parte, 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 mediante la exportación de alcohol carburante y la satisfacción de una posible demanda interna.

[14] Ver MINAZ (2008): "Estrategia energética en el contexto del programa de alcohol" La Habana, abril.

Los estudios han tomado en cuenta 7 fábricas de azúcar con factibilidad de instalar capacidades de destilación de alcohol. Estas fábricas son Héctor Molina, Perucho Figueredo, Primero de Enero, Brasil, Majibacoa, Batalla de las Guásimas y Ciro Redondo. Estas fábricas involucran una capacidad de molida de 4,4 millones de toneladas de caña por zafra, una producción de 295 mil toneladas de azúcar e incorporaría la de alcohol a razón de 1,9 millones de litros diarios que equivaldrían, en una zafra de 120-130 días, a 202,2 millones de litros al año.

En resumen, el potencial de destilación de alcohol pudiera alcanzar unos 4 millones de hl (unos 725 mil tep), y la generación de unos 48 millones de hl de mostos o vinazas, cuyo tratamiento anaeróbico aportaría unos 77 millones de m^3 de biogás, equivalentes a unas 35 mil tep. Por su parte, las capacidades de cogeneración pudieran estar en el orden de los 120 MW. Las inversiones industriales estarían en el orden de los 74 millones de dólares. La inversión total alcanzaría los 73,8 millones de dólares, unos 32 dólares/hl.

Por otra parte, se requieren también serias inversiones en la agricultura que apoyen un programa de industria de la caña de azúcar flexible. Así se tiene que es necesario la recuperación de unas 29 mil hectáreas (ha) de las 108 mil ha de la superficie cañera tributarias tanto a las fábricas cuyas destilerías se modernizaran como a las que se le instalaran nuevas capacidades, a razón de casi 10 mil ha por año (costos estimados de unos 198 dólares/ha). Alcanzar el área potencial bajo riego que en este caso es de 64 mil ha y a penas se cubren 117 mil ha (los costos se estiman en el orden de los 846 dólares por ha). Y finalmente modernizar parte de la maquinaria agrícola asignada a estas áreas, lo que demandaría recursos por unos 4,6 millones de dólares.

2.4.4 Opciones de mitigación del sector transporte.

El conocimiento sobre el cambio climático se ha ido consolidando durante los últimos años. Tanto la comunidad científica como la opinión pública en general están brindando gran atención a los problemas vinculados con la protección del medio ambiente. Cualquier modificación que ocurra en el clima conduciría a la desestabilización de las condiciones ambientales y sociales alrededor del mundo. Estas perturbaciones podrían poner en peligro la conservación de ecosistemas naturales y la sustentabilidad de sistemas socioeconómicos.

Actualmente los problemas relacionados con el calentamiento global del planeta, los GEI, el deterioro de la capa de ozono, la deposición ácida de contaminantes desde la atmósfera y los daños que producen sobre la salud humana y los diversos ecosistemas acuáticos y

terrestres provocan que cuantiosos recursos se inviertan en el control de las emisiones de los contaminantes de la atmósfera.

El cambio climático afecta significativamente a un amplio rango de actividades económicas, como la agricultura, **el transporte**, la producción industrial, los servicios y, constituye un peligro potencial a diferentes asentamientos poblacionales, lo cual influye en la calidad de vida.

En la actualidad el país ha emprendido un proceso de largo alcance bajo el lema de "Revolución Energética" con un gran impacto en el uso eficiente de la energía proveniente de los combustibles fósiles. Esto incluye importantes medidas en el sector residencial y en la generación de electricidad. De igual manera, el **sector del transporte** está sometido a un profundo proceso de modernización de su flota, conducente a un consumo más eficiente del combustible.

De acuerdo al reporte de Cuba para la PCN a la CMNUCC, en cuanto al uso total de la energía, el transporte es el responsable del 6,2% de la misma. De esta manera, el aporte conjunto de las fuentes móviles a las emisiones nacionales de GEI estaba en el orden de los 5 242,01 Gg, que constituyen el 24% del total de GEI, conforme al Inventario de GEI de 2002 (Biart, 2002). Estos resultados identifican al sector como fuente clave de emisiones de estos gases en el país, por lo que resulta prioritaria la realización de evaluación de opciones de mitigación de emisiones de GEI y la construcción de escenarios de las emisiones al año 2050.

Es oportuno explicar, que las alternativas de mitigación son acciones factibles de hacer, a lo que potencialmente se puede llegar, no significa que deben realizarse obligadamente.

En el estudio realizado para la PCN a la CMNUCC, presentada en septiembre de 2001, relacionado con Atenuación de Emisiones de GEI, los resultados que se obtuvieron se corresponden en gran medida con los obtenidos dentro del análisis de opciones para la mitigación del cambio climático, realizado durante 1999.

Estos se efectuaron tomando en consideración los resultados del Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones de Gases de Efecto Invernadero. En general las medidas fueron diseñadas siguiendo las orientaciones metodológicas del PNUMA, adaptadas a las circunstancias y condiciones de Cuba y constituyó una primera aproximación al potencial del país para contribuir a mitigar el calentamiento global provocado por las emisiones de GEI.

Algunas de las medidas identificadas en aquel momento, ya se habían introducido parcialmente, como parte de los programas de desarrollo socio económico existentes en Cuba, aunque las mismas no se implementaron como una respuesta directa a los objetivos de mitigación. En este estudio, se identificaron como opciones de mitigación para el transporte las siguientes:

- ***Sustitución o modernización de los equipos automotores y ferroviario.*** La medida contemplaba la modernización del parque de mayor envejecimiento mediante el cambio de motores y la adquisición de vehículos nuevos y de uso, con tecnologías más modernas y de mayor eficiencia energética.

- ***Base normativa e infraestructura técnica para el control de emisiones.*** Introducción de una base normativa que permita establecer y controlar los niveles de emisión para cada tipo de vehículo y creación de la infraestructura de talleres e instalaciones técnicas capaces de controlar las normativas vigentes y realizar las reparaciones y ajustes pertinentes sobre los vehículos con excesos de emisiones.

- ***Utilización de combustibles alternativos en el transporte.*** Se propone la introducción de combustibles alternativos para el transporte, en particular se considera el uso del etanol, el gas natural comprimido y la introducción de vehículos eléctricos con baterías.

- ***Introducción de la biomasa como combustible en el ferrocarril.*** Desarrollo e incremento en la utilización de locomotoras de vapor de nueva generación que utilicen biomasa como combustible.

Debido a la falta de capacidades y a barreras en el orden tecnológico y financiero y la escasa información disponible, estas acciones no se valoraron sobre la base de un estudio de escenarios adecuado, de costos, ni con un enfoque de análisis multicriterio. Solo se tuvo en cuenta un análisis macroeconómico con una simulación de dos escenarios de emisiones, población y PIB, con un modelo de trabajo de abajo hacia arriba (Biart, 2002).

Lo anterior propició una formulación general de las medidas y ausencia de propuestas cuantitativas debido a incertidumbre y débil información sobre precios. Una parte apreciable de las medidas de mitigación diseñadas en la PCN están en proceso de implementación y forman parte de las acciones incluidas en la SCN a la CMNUCC.

2.4.4.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector.

El estudio se hace tomando en consideración las perspectivas de desarrollo del sector transporte en su conjunto teniendo en cuenta las actuales emisiones de GEI y la evolución prevista de la demanda de transporte de la economía y la sociedad cubana para diferentes escenarios socioeconómicos hasta 2050.

La evaluación incluye una previsión estimada de emisiones, posibles niveles de actividad, participación en el PIB del sector transporte así como factores de emisión, generales y específicos para las diferentes actividades, a partir de lo cual, se realiza la estimación de opciones específicas que se seleccionaron con fines de mitigación.

En tal sentido, las opciones de mitigación de emisiones de GEI evaluadas en el sector transporte como el uso de mezclas alcohol-gasolina, el Reordenamiento en la transportación de las cargas, la Remotorización y la sustitución del tráfico de carga y pasajero carretero por ferrocarril permite identificar un potencial mitigación del orden de los 49,4 millones de t CO_2 eq con relación al escenario de Referencia.

El estudio de las opciones están sustentadas por un análisis cuantitativo y cualitativo, lo que permite un enfoque integral de las acciones de mitigación concebidas, empleando para ello el método de Análisis Histórico-Lógico para la revisión bibliográfica, la Modelación con la aplicación de los modelos LEAP y NAIADE para el manejo de escenarios y valoración multicriterial respectivamente y el de Análisis y Síntesis para la evaluación de los resultados.

2.4.4.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

Conceptualmente el reordenamiento del transporte, es un proceso que permite organizar, de la manera más eficiente, la explotación centralizada del transporte con un mayor aprovechamiento de la capacidad de carga en los viajes de ida y retorno, minimizando el consumo específico de combustible y moto-recursos.

En este sentido el Ministerio del Transporte (MITRANS) comenzó un grupo de acciones dirigidas a la implementación de esta medida que contemplan entre otras actividades el cambio de vehículos ineficientes con motor de gasolina por camionetas con motor diesel, bajo el principio básico que la sustitución permita un ahorro que a los precios del combustible (Diesel o gasolina) de $ 0.70 el litro, en un período igual o inferior a 48 meses pueda pagar la inversión.

Hasta el año 2010, se habían sustituido aproximadamente 3 700 camiones, propiciando un ahorro de alrededor de 2 139 147 litros de combustible mensuales lo que representa dejar de enviar a la atmósfera 5 858,25 t de gases contaminantes (CETRA-MITRANS-CUPET, 2008, 2009).

Reordenamiento.

La mayoría de las transportaciones internas de abastecimiento de las entidades se realizan con camiones de hasta 10-12 toneladas, con un bajo aprovechamiento de la capacidad de carga y de los recorridos, los cuales no sobrepasan, en muchos casos, el 50% (Díaz, 2010). Cerca del 40% de los viajes no logran los objetivos de la gestión, consumiéndose combustible y moto-recursos en vano. Además de que existen equipos pesados ejerciendo funciones administrativas.

Existen posibilidades reales para garantizar las capacidades financieras y tecnológicas necesarias en el país para la culminación de la medida. Por tanto se parte de los vehículos pesados de gasolina que no hayan sido remotorizados y que se utilicen para efectuar trabajos administrativos (no de carga) puedan ser sustituidos por camionetas Diesel con un menor consumo específico (8 litros/100km), lo que facilita que se eviten 3,85 t CO_2 /unidad.

La cuantificación de las medidas desde el punto de vista de los costos y las emisiones de GEI calculadas con el *Screening* se muestran en la Tabla 39.

Tabla 40. Resultados de la opción.

Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo inversión unitario ($)	6 000	67 000	(61 000)
Vida útil (años)	15	12	3
Inversión anualizada	638	8 212	(7 574)
Costo total inversión	4 023 964	51 785 295	(47 761 331)
Costo anual del combustible	1 484 473	9 126 505	(7 642 032)
Costo total anual	5 508 437	60 911 800	**(55 403 363)**
Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	5 082	27 056	21 975
N_2O	0	0	0
CH_4	0	8	8
Total de CO_2 equivalente	5 123	29 373	**24 250**
Ton CO_2 evitada/unidad			3,85
$ Ton CO_2 equivalente			**$ (2 284,70)**

Fuente: elaborada por los autores.

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 CO_2 equivalente.

Remotorización.

En Cuba, el transporte automotor constituye un eslabón imprescindible para la economía interna, de ahí que el país se trazara importantes estrategias en este sector. A partir de la década del 90' se comenzó a transitar por una profunda crisis económica y aparejado a ello, se han realizado muchas innovaciones en los medios de transporte; entre éstas, se destacan el intercambio de motor y demás agregados del sistema de transmisión de fuerzas.

La sustitución de un motor de gasolina por uno diesel, frecuentemente se realiza por dos criterios. Uno es la similitud entre la potencia y el rango de velocidades que desarrolla el motor a cambiar y el otro es que el motor diesel proporciona un mejor rendimiento.

Hasta el año 2010, se han remotorizados en el país alrededor de 3 525 camiones, propiciando un ahorro mensual de 2 481 845 litros de combustible que favorecen la no emisión de 6 703, 21 t de contaminantes.

Para esta medida se adoptaron los siguientes **Supuestos:**

- El 97,5% de los vehículos pesados de gasolina existentes tienen más de 10 años de explotación con un rendimiento de 47,4 litros/100km.
- Se remotorizarán en un período de 10 años. De ellos, en el primer quinquenio aproximadamente 8 000 vehículos y otros 4 000 en el segundo.
- El costo de la modificación no supera los $10 000 dólares y que posea un consumo específico de combustible de 24,0 litros/100km.
- La vida útil del camión remotorizado se considera de 15 años.
- La recuperación de la inversión en 36 meses.

La adopción de esta medida estima que 2,03 t CO_2 por unidad sea evitada. La cuantificación de la misma desde el punto de vista de los costos y las emisiones de GEI se muestra en la Tabla 41.

Tabla 41. Costos de la opción de mitigación.

Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo inversión unitario ($)	10 000	67 000	(57 000)
Vida útil (años)	15	12	3
Inversión anualizada	1 064	8 212	(7 149)
Costo total inversión	12 762 334	98 544 806	(85 782 472)
Costo anual del combustible	7 147 361	15 251 468	(8 104 106)
Costo total anual	19 909 695	113 796 273	**(93 886 578)**
Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	24 468	45 215	20 746
N_2O	0	0	0
CH_4	1	13	12
Total de CO_2 equivalente	24 668	49 086	**24 418**
Ton CO_2 evitada/unidad			2,03
$ Ton CO_2 equivalente			**$ (3 845,00)**

Fuente: elaborada por los autores.

Con la aplicación de las opciones de Reordenamiento y Remotorización, el parque automotor futuro tendrá un comportamiento como el que se ofrece en la Tabla 42.

Tabla 42. Comportamiento del parque automotor.

Tipo de vehículo	**EXISTENTE (Escenario de ref.)**			**FUTURO**		
	Gasolina	Diesel	Total	Gasolina	Diesel	TOTAL
Autos	18,49%	1,86%	20,35%	18,50%	1,90%	20,30%
Camiones	5,15%	24,46%	29,61%	0,40%	29,20%	29,60%
Camionetas	1,27%	3,19%	4,47%	0,70%	3,80%	4,50%
Cuñas	0,05%	2,49%	2,54%	0,00%	2,50%	2,50%
Jeeps	5,18%	3,01%	8,19%	2,40%	5,80%	8,20%
Microbús	0,27%	1,18%	1,45%	0,30%	1,20%	1,40%
Motos	11,00%	0,01%	11,01%	11,00%	0,00%	11,00%
Ómnibus	2,17%	4,49%	6,66%	0,10%	6,60%	6,70%
Paneles	1,60%	5,06%	6,66%	1,30%	5,30%	6,70%
Semirremolques	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Triciclos	8,89%	0,18%	9,07%	8,90%	0,20%	9,10%
Total	**54,08%**	**45,92%**	**100,00%**	**43,60%**	**56,40%**	**100,00%**

Fuente: Datos de la Dirección de Transporte Automotor del MITRANS.

Como se describe, en el escenario de referencia, el parque de gasolina es mayor que el de diesel en una proporción de 54% y 46% respectivamente, en el futuro esta relación se invierte existiendo un 44% gasolina y un 56% de equipos diesel. Prácticamente se eliminan los camiones, cuñas y ómnibus que utilizan gasolina como combustible, estos serán fundamentalmente autos y motos.

La opción del Reordenamiento, concebida como el cambio de medios ineficientes por camionetas, y la Remotorización como la sustitución de motores de gasolina por diesel, resultan de conjunto satisfactorias, dado que desde el punto de vista energético, ambiental y financiero, son factibles los resultados.

Mezcla de alcohol – gasolina.

Diversos trabajos de investigación realizados en Cuba sobre el empleo del etanol como combustible indican que los mejores resultados se obtienen con el empleo del alcohol deshidratado, lo que es ciencia reconocida y práctica mundial, destacándose países como Colombia y Brasil en su empleo.

Puede ser aplicado puro (100%) en motores diseñados con este fin, o en forma de mezclas, generalmente entre un 5 y un 25%, con los combustibles tradicionales, también se utiliza como aditivo antidetonante en la gasolina.

En Cuba, 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 (Villarroel, 2008).

Por experiencia internacional se conoce que la eficiencia se mantiene más o menos igual con el empleo o no del alcohol, por tanto, se asume que el poder energético de los vehículos será el mismo al del año base y conservándose los kilómetros promedio que recorren (16 Mkm al año).

Para el diseño y evaluación de esta opción se ha supuesto que la producción de alcohol hidratado de las destilerías responderá a la elaboración de las mezclas para el consumo interno. Además se concibe bajo el aseguramiento de altas cosechas de caña de azúcar que garanticen la producción de alcohol, se prevé se produzcan 120 Ml por día y que opere 300 días al año, lo que equivale a 36 MMl/año.

La cuantificación de la opcióm desde el punto de vista de los costos y las emisiones de GEI calculadas con el *Screening* se muestra en la Tabla 43.

Tabla 43. Costos de la opción de mitigación.

Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Vida útil (años)	15	15	
Costo anual del combustible	9 453 614	13 725 816	(4 272 203)
Costo total anual	9 453 614	13 725 816	**(4 272 203)**
Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	40 281	40.692	411
N_2O	2	0	(1)
CH_4	10	12	2
Total de CO_2 equivalente	43 276	44 176	**900**
Ton CO_2 evitada/unidad			0,01
$ Ton CO_2 equivalente			**$ (4 746,73)**

Fuente: elaborada por los autores.

Estos resultados demuestran que si bien la medida no representa una disminución en las t CO_2 evitada/unidad, desde el punto de vista del costo de la misma, resulta atractiva, esto viene dado, porque si bien es cierto que tanto la opción de mitigación como la de referencia tienen el mismo rendimiento, la cantidad de combustible fósil empleado disminuye, lo que favorece la disminución de los costos.

De esta manera, fijando que el consumo de combustible en el año inicial fue de 91 942 t, y que se mantuviera esta tendencia, en el año 2050 el consumo sería igual a 438 003 t. Con la aplicación de la alternativa de mitigación, para igual período de tiempo, el empleo de la gasolina disminuye hasta 414 643 t.

Paso de carga a ferrocarril.

Desde hace algo más de un año, el país se ha propuesto la recuperación del transporte ferroviario, no solo para el movimiento de carga sino también para mejorar y facilitar la transportación de pasajeros. Lo anterior presupone una disminución del uso de transporte automotor. Progresivamente durante un quinquenio se pasaran cargas que se transportan por automotor al ferrocarril, hasta alcanzar un tráfico de 900 MM t-km al año.

A partir de lo anterior, la cuantificación de la medida desde el punto de vista de los costos y las emisiones de GEI calculadas con el *Screening* se muestran en la Tabla 44.

Tabla 44. Costos de la opción de mitigación.

Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo inversión unitario ($)	2 500 000	67 000	2 433 000
Vida útil (años)	25	12	13
Inversión anualizada	204 954	8 212	196 742
Costo total inversión	409 907405	821 206 713	(411 299 308)
Costo anual del combustible	3 485 887 979	342 133 449 834	(338 647 561 855)
Costo total anual	3 895 795 385	342 954 656 547	**(339 058 861 162)**
Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	11 933 527	1 171 253 530	1 159 320 003
N_2O	97	9 488	9 391
CH_4	322	31 627	31 305
Total de CO_2 equivalente	12 031 132	1 180 833 350	**1 168 802 218**
Ton CO_2 evitada/unidad			584 401,11
$ Ton CO_2 equivalente			**$ (290,09)**

Fuente: elaborada por los autores.

Se aprecia que esta alternativa reporta beneficios favorables tanto por el nivel de actividad, como por su efectividad en la disminución de GEI y sus costos asociados.

Paso de pasajeros a ferrocarril.

A partir del año 2025, se estima que el tráfico de pasajero a larga distancia aumente y parte de las transportaciones que en la actualidad se realizan por ómnibus pasen al ferrocarril.

De este modo se incrementa el tráfico anual en este medio de transporte en 1 084 MM Pas-km, lo que requiere de la adquisición de 10 vagones de pasajeros y 1 locomotora por formación. De no realizarse el traspaso se requiere la adquisición de 30 ómnibus (Villarroel, 2008).

El costo de la formación de un tren será de 2,0 M US$, mientras que el de un ómnibus es de 90 mil US$. Los índices de consumo del tráfico de pasajero por ferrocarril y el ómnibus interurbano es de 3739,3 y 6447,4 litros/millón pasajero-km respectivamente (Villarroel, 2008).

Teniendo en cuenta los índices de consumo de uno y otro medio, así como la participación del tráfico por ferrocarril en la opción de mitigación, las t CO_2 eq evitadas están en el orden de 0,29 unidades.

La cuantificación de la medida desde el punto de vista de los costos y las emisiones de GEI se muestra en la Tabla 45.

Tabla 45. Costos de la opción de mitigación.

Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo inversión unitario ($)	2 000 000	90 000	1 910 000
Vida útil (años)	25	12	13
Inversión anualizada	163 963	11 031	152 932
Costo total inversión	1 260 547 253	254 22 097	1 006 125 157
Costo anual del combustible	20,6197183	106,660	(86)
Costo total anual	1 260 547 274	254 422 203	**1 006 125 071**
Indicador	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Ómnibus Interurbanos	1,7	3,0	-1,3
Ómnibus Urbanos	10,7	14,7	-4,0
Ferrocarril	3,7	2,2	1,5
Total de CO_2 equivalente	16,1	19,9	**-3,8**
Ton CO_2 evitada/Millón Pas-Km			0,27395
$ /Ton CO_2 equivalente			40,2

Fuente: elaborada por los autores.

Según lo estimado, esta alternativa comenzará a aportar sus resultados a partir del 2025. Resulta la menos atrayente si se toma en consideración que los valores de reducción de GEI no son significativos, pero desde el punto de vista de beneficios colaterales, es la que más repercute en el aumento del bienestar de la población y a la que mayor acceso tiene ésta.

Utilización de biodiesel en sustitución del diesel en el transporte carretero de carga y pasajeros.

La Biomasa constituye la principal fuente de alimentos y fibras tanto para los humanos como para los animales. Esta es el único recurso renovable de carbohidratos para la alimentación, la producción de calor, electricidad y combustibles líquidos. Una vez utilizada puede ser reciclada para producir energía. Las principales fuentes de biomasa son: residuos forestales, agrícolas y ganaderos, plantaciones de corta rotación, cosechas energéticas, los residuos sólidos municipales (RSM), entre otros.

La biomasa es utilizada como materia prima para producir portadores energéticos en forma de combustibles sólidos (briquetas, pellets); líquidos (metanol, etanol, diesel); y gaseosos (gas sintético, biogás, H_2); y calor.

Globalmente la biomasa suministra 46 EJ a partir de los portadores antes comentados, y representa el 10% de la energía primaria suministrada a nivel mundial; y su uso evita la emisión de unas 3.67 Gt CO_2 cada año.

Casi toda la energía suministrada por la biomasa se utiliza en procesos de conversión ineficientes y con un significativo nivel de contaminación local tanto interior como exterior

Por otra parte, los residuos industriales, de cosechas, forestales, la producción de alimentos y procesamiento de fibras son recolectados y procesados en plantas modernas de conversión de bioenergía suministrando anualmente unas 6 EJ.

En el 2005, las cosechas energéticas para la producción de biocombustibles con destino al transporte aportaron casi un EJ de energía, representando el 2% de la gasolina y el 0,2% del diesel utilizado en este sector. Por su parte, la quema de residuos sólidos municipales (DMS en sus siglas en inglés), aportó otros 0,6 EJ a la oferta total de energía primaria mundial.

El uso de la biomasa para la cogeneración de calor y electricidad continúa en expansión. Aquí se incluyen tecnologías de avanzada para la producción de biocombustibles de segunda generación, ciclos combinados con gasificación de biomasa integrada, la co-combustión (con carbón o gas), y la pirólisis. Muchas de estas tecnologías están próximas a la maduración comercial pero esperando por la transición técnica y efecto demostración para el incremento de la eficiencia y la reducción de los costos.

Por otra parte, la conversión de celulosa en azúcar que a la vez puede ser convertida en bioetanol, biodiesel, dimetil ester, H_2 e intermedios químicas en biorefinerías. En las biorefinerías a partir de la integración de procesos de síntesis termoquímica se pueden obtener etanol y un residuo rico en lignina que puede ser gasificado y utilizado para la generación de calor y electricidad, con incrementos de la eficiencia del sistema entre el 70 y 80%.

El consumo de biocombustibles en el 2002 estuvo en el orden de los 0.35 - 0.5 EJ; ya en el 2005 se produjeron unos 38 billones de litros (1.2 EJ) en Brasil, USA y China, para ser mezclado hasta el 85% y usado en motores flexibles; y otro 3 billones de litros de biodiesel, utilizados principalmente en Alemania.

En la actualidad, existen unidades demostrativas de producción de biocombustibles a partir de ***proceso ligno-celulósico*** que han sido instalados en el ***National Renewable Energy Laboratory, USA; University of British Columbia, Canadá y Suecia.***

El costo del bioetanol es de alrededor de los 0.25 USD/lt de gasolina equivalente (ge), para el etanol producido del azúcar de caña en Brasil, mientras que el producido del azúcar de la remolacha en el Reino Unido, y el sirope de maíz en los Estados Unidos de Norteamérica, está en el orden de los 0.8 USD/lge y 0,6 USD/lge respectivamente.

Por otra parte, el costo del biodiesel oscila entre los 0.42 USD/litro para el combustible proveniente de la grasa animal, en Nueva Zelandia; y los 0.91 USD/litro para el fabricado a partir de la semilla de colza u orujo en Europa, soya en USA, palma aceitera en Malasia. El biodiesel proveniente de los residuos ligno-celulósicos solo están a nivel de planta piloto, a costos que oscilan entre los 0,8-1 USD/lge.

Economías de escala reducirán costos para el 2030 en el caso del bioetanol hasta 0.23-0.65 USD/lge, de acuerdo a la materia prima utilizada, y para el biodiesel hasta 0.4-0.75 USD/lge.

De hecho, hoy el etanol producido a partir del azúcar de caña puede competir en el mercado de los carburantes cuando los precios del petróleo rebasan los 40 USD/bb; mientras que el biodiesel de grasa animal compite para niveles de precios del petróleo superiores a los 60 USD/bbl. Otros biocombustibles solo son competitivos para un precio del petróleo de 70 USD/bbl, a menos que los costos de producción caigan, a partir de las economías de escalas, la I+D+i, inversión y el aprendizaje-experiencia, y de la intervención de los gobiernos.

De acuerdo al último informe del Grupo de Trabajo III del IPCC, los biocombustibles resultan una importante alternativa para mitigación de GEI, en especial si se tiene en cuenta los avances tecnológicos en la agricultura y los procesos de conversión. Las tecnologías bioquímica y termoquímica convierten el CO_2 en carbono (biofuels) e H_2. Recientemente se ha producido bioetanol a partir de residuos ligno-celulósicos (Canadá y Suecia), cuya ventaja es que no compite con las producciones agrícolas de alimentos, limitante fundamental para la expansión de dichas tecnologías en Cuba.

En la Tabla 46, se presentan los niveles de costos actuales y esperados para los biocombustibles, según tecnología y país productor.

Tabla 46. Biocombustibles.

Uso final	Tecnología Bioenergética	Sector energético (electricidad, calor, transporte)	Costo estimado de Producción actual (US$/GJ)	Costo estimado 2020-2030 (US$/GJ)
COMBUSTIBLES	Etano caña de azúcar	Transporte	10-15 (Brasil)	9-10 (Brasil)
	Etano de maíz	Transporte	20-21 (USA)	18,0 (USA)
	Biodiesel (soya, orujo, palma)	Transporte pesado y electricidad en países subdesarrollados	27,5-49,0 (USA)	25-37 (USA)
	Biodiesel Jatropha	Transporte pesado y electricidad en países subdesarrollados	N/A	15-25

Fuente: SRREN, 2011.

El tema de los rendimientos juega un papel de primer orden en la competitividad de los biocombustibles tanto con los carburantes de origen fósil, como con los usos de la tierra. De forma general se tienen rendimientos del orden de los 16-200 GJ/ha para el caso de los biocombustibles, desde los cultivos oleaginosos, rango inferior de rendimientos, hasta la caña de azúcar[15].

En particular, los rendimientos de una ha de soya están como promedio en el orden de las 2,8 t de soya, que permite obtener 0,512 toneladas de biodiesel, cuyo equivalente energético (valor calórico superior), es de 19,3 GJ. Por su parte, una ha cosechada de girasol produce 1,8 toneladas de semillas, 0,64 t de biodiesel, equivalente a 24,12 GJ, mientras que una ha cultivada de palma africana produce 3,2 t de aceite y una cantidad de biodiesel que energéticamente equivale a 154 GJ.

Los estudios realizados en el país sobre la posibilidad de obtener biodiesel a partir de la Jatropha Curca arrojan resultados de interés, similares a los rendimientos que como

[15] En el caso de los biocombustibles obtenidos de procesamiento de residuos ligno-celulósicos los rendimientos por ha están en el orden de 80-415 GJ, mientras que de los residuos de cosechas estos están en el orden de los 2-155 GJ/ha.

promedio se han obtenido en América Latina y el Caribe con la higuereta. Los resultados de los estudios realizados en Guantánamo arrojan rendimientos del orden de los 4,9 GJ/ha, mientras que los valores promedios para la región están en el orden de los 5,1 GJ/ha.

Finalmente, en la Tabla 47, se presentan los costos nivelados de la energía obtenida de los biocombustibles de acuerdo a la materia prima utilizada y a las tasas de retornos utilizadas en el financiamiento de los proyectos productivos.

Tabla 47. Costos nivelados de los biocombustibles para el transporte.

Área	Costos nivelados para el biocombustibles US$/GJ (HHV)[16]		
	Tasa de descuento 3%	Tasa de descuento 7%	Tasa de descuento 10 %
Etanol/caña azúcar			
General	2,4-39	3,5-42	4,5-46
Brasil	2,4-38	3,5-41	4,5-44
Caribe	6,4-38	7,7-42	8,8-46
USA	27-36	28-40	29-43
Biodiesel/soya			
General	9,4-28	10-28	10-28
Argentina	16-19	16-19	17-20
Brasil	9,4-21	10-21	10-21
USA	12-28	12-28	12-28
Palma aceitera			
General	8,7-48	8,9-48	9-49
Caribe	14-48	14-48	14-48
Madera, Bagazo y otras biomasas			
General	2,3-12	2,6-12	2,7-12
USA	4-12	4,3-12	4,5-12
Brasil	2,3-11	2,5-11	2,7-11

Fuente: SRREN, 2011.

Utilización de biodiesel en sustitución del diesel en el transporte carretero de carga y pasajeros.

En el 2050, el 30% del tráfico de pasajeros por ómnibus urbanos se realiza utilizando biocombustibles (913 millones de pasajeros-km). La eficiencia de los motores que utilizan biodiesel es ligeramente superior al 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 interurbano (unos 163 millones de pasajeros-km), se realiza utilizando biocombustible en sustitución del diesel "fósil". Al igual que en el caso del tráfico de pasajeros urbano, se asume niveles de eficiencia superiores (10% superior) para los motores que usan biodiesel, mientras que los costos son similares.

En la opción se sustituyen unas 24 mil tep de diesel fósil por biodiesel y se identifica un potencial de mitigación del orden de los 7 millones de t CO_2 eq.

[16] HHV, significa valor calórico superior o bruto.

Por su parte, en el 2050, el 70% del tráfico de carga carretero (ligero y pesado), unos 922 millones de t-km, se realiza utilizando biodiesel en sustitución del diesel tradicional. Se suponen niveles de eficiencia energética para los equipos que utilizan biodiesel superiores (entre 5 y el 10%) al de los motores convencionales. Con la opción en el 2050 se habrían sustituido unas 25 mil toneladas de diesel "fósil" por biodiesel, mientras que el potencial acumulado de mitigación de emisiones de GEI es del orden de los 14 millones de t CO_2 eq.

En resumen, la introducción del biodiesel en el tráfico de pasajero por ómnibus y de carga por carretera permite, en el 2050, la sustitución de unas 50 mil tep de combustible diesel de origen "fósil" y la identificación de un potencial de mitigación de emisiones de GEI del orden de los 20 millones de t CO_2 eq[17].

De acuerdo a los rendimientos por ha para los diferentes cultivos energéticos, la producción de las 50 mil tep requeriría una superficie de tierra para la Jatropha Curca que estaría en el orden de las 435 mil ha, mientras que si se tratara de soya, la superficie requerida para obtener la misma cantidad de biodiesel sería de alrededor de unas 108 mil ha, 4 veces menos área de tierra que en el caso de la Jatropha.,

Finalmente, desde el punto de vista de superficie disponible para emprender el cultivo de soya, Jatropha o algún tipo de cultivo oleaginoso con el fin de producir biodiesel se tiene que en la actualidad según información disponible, el 86% de la superficie agrícola nacional se clasifica como improductiva o de bajo rendimiento. Los mismos datos indican que existen unas 4,1 millones de ha de suelos de muy bajo rendimientos. Las provincias con mayores niveles de suelos poco o muy poco productivos son Camagüey (24%), Pinar del Rio y Holguín con el 24%, Villa Clara con el 19% y Guantánamo con el 13% de sus suelos con bajos o muy bajos rendimientos. Por su parte, la información disponible en el Anuario Estadístico de Cuba (2010), indica que el 18,6% de la superficie agrícola nacional está ociosa.

La Tabla 48, resume la información disponible sobre la estructura productiva de la superficie del Archipiélago Cubano.

[17] No se han podido presentar datos de costos por carecer de datos para Cuba, sin embargo, tomando datos de costos nivelados para el biodiesel producido en el Caribe (entre los 14 y 48 dólares/GJ), y el factor de emisión para el diesel sustituido (0,074 tCO_2/GJ), es posible estimar el costo de las emisiones evitadas en el 2050 que estaría en el orden de los 189,4 dólares/t CO_2 eq.

Tabla 48. Cuba: estructura de la superficie.

Superficie total	Año 2007 (Miles de ha)	Estructura (%)
	10988,6	**100,0**
Agrícola	**6619,5**	**60,2**
Cultivada	2988,5	27,2 (45,1)
Con cultivos permanentes	1796,8	16,4 (60,1)
De ello; caña de azúcar	1141,1	10,4 (38,2) (63,5)
Con cultivos temporales	1187,2	10,8 (39,7)
No cultivadas	3631,0	33,0
De ello: Pastos naturales	2398,2	21,8 (66,0)
Ociosas	1232,8	11,2 (34,0)
No Agrícola	**4369,1**	**39,8**
De ello: forestal	3047,0	27,7 (69,7)

Fuente: ONE, 2010.

2.4.4.3 Barreras y oportunidades.

Existen determinados aspectos que inciden de manera desfavorable en el éxito en la aplicación de las alternativas diseñadas. A continuación se ofrecen algunas de ellas:

- Ausencia del equipamiento necesario para la ejecución de los ensayos y la total implementación de las medidas. (Ej. Deshidratación del alcohol para la mezcla con la gasolina, motores diesel para la Remotorización).
- Aún insuficiente el acceso y uso de tecnologías para el intercambio de información.
- Insuficientes las capacidades adquiridas en el sector transporte para comprender en toda su dimensión el proceso del cambio climático, lo que repercute en la toma de decisiones para integrar la adaptación al mismo en la planificación a mediano y largo plazo.
- Insuficiente el presupuesto asignado para la adquisición de equipamiento y soporte técnico informático para la ejecución de los proyectos.

El desarrollo del proyecto propicia los siguientes beneficios:

- A través de los conocimientos adquiridos en la aplicación de programas específicos se posibilitó en primer lugar, la realización de Estudios de Mitigación más profundos para el sector transporte en el país, a la vez que permite aplicar las habilidades adquiridas en el desarrollo de otros Proyectos de Investigación.
- El CETRA, a partir del conocimiento adquirido por sus especialistas, está en capacidad de fomentar la cooperación con otras instituciones del país y fuera de éste, fundamentalmente con los del área del Caribe y Sur América, para la difusión, cooperación y el intercambio de información sobre esta actividad, para de esta forma contribuir con la educación, formación y sensibilización a cerca del cambio climático.

2.4.4.4 Evaluación multicriterio del sector.

La evaluación integral de las opciones se realizó aplicando el Modelo NAIADE. Los criterios tenidos en cuenta se relacionan en la Tabla 49. A partir de estos se construyó la matriz de impacto (Tabla 50), lo que permitió obtener el ordenamiento de las opciones de mitigación que se ofrece en la Figura 12.

Tabla 49. Criterios del análisis multicriterio utilizando NAIADE.

Criterio	Descripción	Unidad	Tipo
Suficiencia nacional (sector)	Sostenibilidad	A – M - B	Cualitativo
Costo de la tonelada de CO_2 evitada	Costo anual de mitigación	MM$ / TON	Cuantitativo
Costo de inversión	Costo de la inversión	MM$	Cuantitativo
Costo total	Costo total anual de la medida	MM$	Cuantitativo
Plazo de implementación	Tiempo de implementación	Año	Cuantitativo
Capacidad de instrumentación	Se refiere a la capacidad técnica y regulatoria de instrumentar la medida	A – M - B	Cualitativo
Aumento del bienestar	Beneficios para la población	A – M - B	Cualitativo
Población con acceso a la medida	Población afectada favorablemente	A – M - B	Cualitativo
Barreras tecnológicas	Restricciones en acceso a la tecnología	A – M - B	Cualitativo

Fuente: elaborada por los autores.

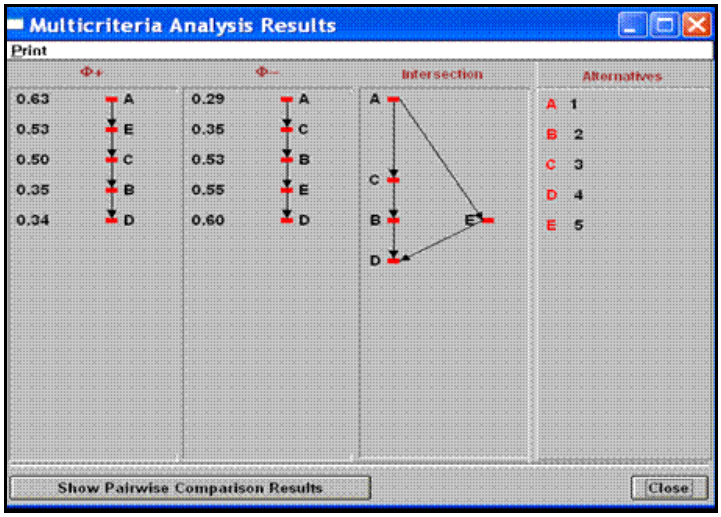
Tabla 50. Matriz de Impacto: Criterio vs. Alternativa.

Criterio	Valor del criterio					Dirección de los criterios (Max/Min)
	1	2	3	4	5	
Impacto sobre otro sector	M	A	A	A	M	Max
Barreras culturales	M	B	B	B	A	Max
Requerimientos espaciales	B	A	A	M	M	Min
Impacto ambiental negativo	A	A	A	A	M	Min
Impacto ambiental positivo	A	A	A	A	A	Max
Persistencia en largo plazo	M	A	M	A	A	Max
Vulnerabilidad	A	B	B	M	M	Min

Fuente: elaborada por los autores.

Alternativas (1. Uso de mezclas alcohol anhidro-gasolina; 2. Remotorización; 3. Reordenamiento del transporte; 4. Cambio en el volumen de transportación de la carga: de camión a ferrocarril y 5. Cambio en el volumen de transportación de pasajeros: de ómnibus a ferrocarril).

Figura 12. Resultados del análisis multicriterio para opciones del sector transporte.



Fuente: Software NAIADE.

Los resultados anteriores están basados en las relaciones de preferencias: mucho mejor y mejor, con valores de **Φ** de 0 a 1, donde el 1 indica cuanto A es mejor que el resto de las alternativas. De esta manera, la evaluación cualitativa a partir de los criterios escogidos, señala como mejor alternativa la Mezcla de alcohol-gasolina.

2.4.4.5 Consideraciones finales.

Evaluadas todas las medidas, se aprecia que la opción que más beneficio reporta desde el ángulo de mitigación de las emisiones de GEI es la relativa al traspaso de carga del medio automotor al ferrocarril, tanto por el nivel de actividad, como por lo efectivo que resulta el grado de disminución de las emisiones.

Bajo este mismo análisis, entre las menos significativas se haya la mezcla alcohol-gasolina, aunque desde el punto de vista del costo de la t CO_2 evitada, resulta adecuada, esto viene dado, porque si bien es cierto que tanto la opción de mitigación como la de referencia tienen el mismo rendimiento, la cantidad de combustible fósil empleado disminuye, lo que favorece la disminución de los costos.

Según lo estimado, la opción de aumentar el empleo del ferrocarril en la transportación de pasajeros, es la menos atrayente si se toma en consideración que los valores de reducción de GEI no son significativos, pero desde el punto de vista de beneficios colaterales, es la que más repercute en el aumento del bienestar de la población y a la que mayor acceso tiene.

Demuestran tener los resultados más viables desde el punto de vista energético, ambiental y financiero, las alternativas del Reordenamiento y la Remotorización.

Efectuado el estudio cualitativo con la aplicación del método multicriterial, la opción de mezcla de alcohol-gasolina, en comparación con las otras medidas, resultó mucho mejor a partir del valor de Φ + según la matriz de impacto elaborada.

Todas las opciones reflejan un incremento de la eficiencia en el uso de combustibles fósiles, ninguna excluye a otra, de hecho todas son promovidas en mayor o menor medida tanto por las autoridades como por grupos empresariales de nuestro país. El impulso de todas ellas tiene el potencial de reducir el consumo de combustibles y por tanto disminuir las emisiones de GEI.

Sustituir la gasolina por diesel, no sólo reduce la emisión de GEI en el sector transporte, sino que puede reducir también la emisión de estos en el sistema de refinación, sobre todo en la nueva refinería, dado que sería posible un menor gasto energético al optar por obtener más destilados intermedios.

Finalmente, como recomendaciones se pueden destacar las siguientes:

- Continuar con los estudios de otras opciones de mitigación en el sector.
- Aplicar los modelos matemáticos y herramientas de conocimiento adquiridas en el desarrollo de otros proyectos donde sean factibles.
- Dar a conocer a los responsables de políticas del MITRANS los resultados de esta investigación.

2.5 Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el sector no energético.

El llamado sector no Energético engloba el conjunto de actividades económicas que tienen un importante peso en las emisiones de GEI, y se caracterizan en contraste con el sector energía, por el hecho que las emisiones no son producto de la quema de combustibles. Dichas actividades se desagregan en Procesos Industriales, producción de Pinturas y solventes, sector Agropecuario, Uso y cambio de uso de la tierra y silvicultura y el sector de desperdicios.

De acuerdo con el último Inventario Nacional de Emisiones y Remociones de GEI, la participación de este sector representaba el 36% de las emisiones brutas de GEI del país. El principal responsable de estas emisiones resultó el sector Agropecuario y dentro de éste, la actividad de ganadería y manejo de excretas, con el 76% de las emisiones del sector no

Energético. Por su parte, este sector agropecuario aporta el 38 y 80% de las emisiones totales de CH_4 y N_2O respectivamente.

Por su parte, el sector silvícola es el principal sumidero de GEI. Según el Inventario Nacional de emisiones y remociones de GEI, el sector absorbía de la atmósfera una cantidad de CO_2 estimado en casi 14 millones t CO_2 eq, casi el 36% de las emisiones brutas de estos gases. El sector absorbe el 54% de las emisiones provenientes de la quema de combustibles fósiles.

2.5.1 Opciones para el sector forestal.

El potencial identificado en el sector forestal, si bien está limitado físicamente por la superficie cubierta de bosques, se convierte en uno de los principales objetivos para la evaluación de opciones de mitigación de emisiones de GEI. En este acápite se presentan los antecedentes de estos estudios en el sector forestal y las opciones identificadas en el marco de los estudios de mitigación de la SCN a la CMNUCC.

La PCN (2001) plantea que: "…*El conjunto de las 26 opciones de mitigación diseñadas y evaluadas en esta etapa representan un potencial de mitigación cercano a las 230 millones de toneladas de carbono en el período comprendido entre 1999 y 2030*…", puntualizando que "…*una parte importante de las opciones diseñadas, cubren en lo fundamental el requisito de adicionalidad*…" y que, exceptuando los sectores residencial y de generación eléctrica, "…*En el resto de los sectores, la identificación de medidas individuales concretas se realizó partiendo de consideraciones previas sobre políticas de ahorro de energía y escenarios de reforestación*…".

En tal sentido, las opciones para reducir las emisiones de GEI identificadas por el Sector Forestal en la PCN estuvieron orientadas hacia:

- ***Incremento del área boscosa en bosques productivos***. Se lograría un aumento del área forestal del país en 180 m/ha, llegando a un nivel de cobertura forestal del 29,4% en el año 2015.

- ***Aumento del uso de productos madereros duraderos.*** La producción nacional y uso de productos como la madera aserrada, los tableros, postes y traviesas de ferrocarril pueden tener un incremento significativo del orden del 70% hasta el año 2015.

- ***Sustitución de combustibles fósiles por biomasa forestal.*** Sustituir el uso de combustibles fósiles en las instalaciones forestales por los residuos forestales disponibles y la leña producida sobre bases sostenibles.

En el Cuadro 4, se resumen los resultados obtenidos por otro grupo de investigaciones acometidas en el marco de los trabajos de la PCN.

Cuadro 4. Otros estudios realizados desde la Primera Comunicación Nacional hasta el 2009

1. <u>Formulación de una metodología nacional para la evaluación de la retención de carbono por las empresas forestales. El sistema SUMFOR</u>. (Álvarez y Mercadet, 2008)

En la actividad forestal, aunque existen ocho metodologías aprobadas por el Protocolo de Kyoto para la evaluación de la retención de carbono y la formulación de estrategias de mitigación, éstas se circunscriben a las consideraciones del MDL, sus resultados pueden no ser aceptados por otros mecanismos existentes y de forma general, están diseñadas para valorar como única alternativa de mitigación, los impactos que sobre el balance neto de carbono de un área deforestada específica tendría la ejecución de un proyecto de (re)forestación, lo que no satisface la demanda de un análisis a escala empresarial.

Estas razones condujeron a la valoración de la retención de carbono por los bosques y de las estrategias de mitigación, mediante una metodología nacional propia (Mercadet y Álvarez, 2009). Es así que los esfuerzos se focalizaron en dotar al sector empresarial forestal cubano de una herramienta técnica que parta de la identificación de los elementos siguientes:

- **La determinación del *balance neto de emisiones* de carbono (cantidad de emisiones de GEI menos, cantidad de carbono atmosférico retenido), para un año específico (denominado comúnmente *año base*).**
- **La estimación de la *línea base de carbono* (proyección temporal futura de la variación en magnitud del balance neto), asumiendo que las condiciones del año base se mantienen constantes en el tiempo (Mercadet y Álvarez, 2009).**
- **La identificación de la *estrategia de mitigación,* compuesta por las acciones capaces de modificar la línea base de carbono de forma tal, que mejore el balance neto de emisiones, sea disminuyendo las emisiones, aumentando las retenciones o combinando ambas alternativas.**
- **El análisis de las *fugas*, consistentes en la posible creación de emisiones adicionales a las ya existentes, a partir del desarrollo de las acciones que componen la estrategia de mitigación, emisiones que entonces deberán ser tomadas en consideración al calcular la modificación que ocurriría en el balance neto de emisiones.**
- **La valoración de las *externalidades*, consistentes en los posibles impactos negativos que tengan acciones realizadas fuera del área comprendida por la estrategia de mitigación, pero que incidan sobre dicha área durante su período temporal de ejecución.**
- **El análisis de los *costos de mitigación*, consistente en la valoración económica de la relación entre los costos de implementación de la estrategia de mitigación y su comparación con los posibles beneficios esperables, tanto directos como complementarios.**

A partir de estos elementos, fue acometida la adaptación a las condiciones nacionales de la metodología planteada por el IPCC para realizar los inventarios nacionales de GEI (IPCC, 1995), con la diferencia que mientras aquella se apoya fundamentalmente en el empleo del incremento medio anual de biomasa seca, en este caso serían empleadas las informaciones contenidas en los proyectos de ordenación forestal de las empresas.

En tal sentido un primer intento encaminado a determinar la retención de carbono en el patrimonio administrado por la empresa forestal comprendió:

- **La ampliación de la relación de especies consideradas por el IPCC para las plantaciones, a los taxa utilizados en Cuba para la (re)forestación;**

- **La equivalencia de los bosques naturales valorados por el IPCC, por las formaciones naturales existentes en el país, identificando en la medida de lo posible la relación de especies reportadas en cada una de ellas;**
- **La localización de reportes de densidad básica de la madera y de coeficientes de carbono apropiados para las especies y formaciones existentes en el país, así como factores de expansión de la biomasa lo más cercanos a las condiciones nacionales;**
- **La identificación de reportes sobre la relación (biomasa aérea – biomasa soterrada) que permitieran establecer valores mínimos aceptables, así como reportes sobre la existencia de necromasa y de contenido de carbono en el suelo, por unidad de superficie, según el tipo de bosque.**
- **La consideración de coeficientes de carbono para áreas del patrimonio pendientes de (re)forestar (Mercadet, et al, 2010), destinadas a otras funciones (producciones agrícolas o pastizales) o inforestales (ciénagas, zonas pedregosas, entre otras).**

Una segunda versión de la metodología, partiendo de la caracterización general de la gestión empresarial, de la superficie y volumen de las plantaciones por especie y de la superficie y volumen de los bosques naturales por formación y categoría, estima el carbono retenido en el año base por las áreas inforestales y por reforestar, por las plantaciones en desarrollo, por las plantaciones ya establecidas, y por los bosques naturales.

Dada la complejidad y cantidad de cálculos a efectuar para la obtención de tales resultados, su ejecución fue montada sobre un sistema de cálculo denominado SUMFOR (Sumideros Forestales), soportado sobre un libro de Excel con tres partes: la primera destinada a los datos de entrada, la segunda al proceso de cálculo y la tercera, a la presentación de los resultados (Álvarez y Mercadet, 2008).

2. Elaboración de estrategias de mitigación para las empresas forestales (Álvarez, et al, 2010).

El uso del sistema SUMFOR como simulador de estrategias de mitigación, permite, a partir de la consideración de un número de alternativas diferentes de modificación de la gestión empresarial original, construir estrategias de mitigación alternativas (Álvarez y Mercadet, 2008).

3. Definición de un indicador de manejo sostenible de los bosques.

A partir de los resultados obtenidos en las empresas evaluadas, considerando el porcentaje de área cubierta, la retención media de carbono por hectárea y la superficie media anual de incendios forestales, se creó un indicador de manejo sostenible de los bosques, el cual fue puesto en vigor por la Dirección Nacional Forestal del MINAG en el 2005.

En tal sentido, el procedimiento simplificado establecido para facilitar una rápida estimación de la situación de este Indicador fue el siguiente:

- **Determinación de la Capacidad Sumidero (CS) de las áreas forestales.**
- **Valoración de la magnitud de las emisiones de las áreas forestales.**
- **Definición del valor del Indicador. La combinación de la evaluación de la Capacidad Sumidero (CS) de las áreas forestales, con los resultados obtenidos del análisis del Nivel de Emisiones (NE) de GEI, son los que al integrarse, permiten alcanzar una valoración final del indicador sobre la reducción del efecto invernadero y la mitigación del cambio climático.**

2.5.1.1 Potencialidades de Mitigación dentro del sector.

A nivel mundial, los bosques constituyen los principales sumideros naturales de CO_2. En el caso de Cuba los datos estimados por el inventario de emisiones y remociones de GEI del 2004, indican un nivel de absorción de carbono del orden de los 13,9 millones de toneladas de CO_2, nivel solo comparable en magnitud a las emisiones provenientes del sector energía (quema de combustibles fósiles). Dicho nivel de absorciones se corresponde con una cobertura boscosa de alrededor del 24% de la superficie total del país.

Es así que tanto el incremento de la cobertura forestal como el cambio de categoría de bosques aunque tienen un límite natural y dado por las exigencias de orden económico y de seguridad en el abasto de madera, constituyen importantes opciones de mitigación de GEI a partir de su función de sumideros de CO_2. Éstas para el 2050 pudieran representar un nivel de remoción de CO_2 del orden de los 26 millones de t, a costos relativamente bajos, que están en el orden de los 0,6 dólares la t CO_2 eq evitada (para la reforestación), y los 5,3 dólares en el caso del cambio de categoría de bosques.

2.5.1.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

A continuación se caracterizan las opciones de mitigación evaluadas en el sector forestal: el aumento de la cobertura forestal del país hasta alcanzar el 35% de la superficie nacional y el paso de categorías de bosques productores a protectores.

Aumento de la cobertura vegetal hasta un 35%.

Según el Programa Forestal (GEAM, 2005), en el 2015 debe estar cubierta de bosques el 29,4% del área total del país, lo que representa 3 230,65 kha con un total de 22 151,5 kt de CO_2 removido de la atmósfera. Se plantea como una opción de mitigación, alcanzar el 35% de cobertura forestal en el 2050, lo cual representaría 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 está en el orden de 1,87 t/ha, para el año 2050 la remoción de CO_2 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.

En la Tabla 51, se presentan las cantidades de CO_2 removidas de la atmósfera teniendo en cuenta el logro de las plantaciones.

Tabla 51. Cantidad de CO_2 removido por las plantaciones teniendo en cuenta el logro.

Años	Área reforestada (ha)	CO_2 removido con 70% de logro en las plantaciones	t de CO_2 dejadas de remover debido al % de logro
2009	2 880 340,00	19 774 223,33	----------
2015	3 230 652,50	15 506 054,90	6 645 452,10
2050	3 846 015,00	21 123 050,08(*)	5 280 762,52

(*): con 80% de logro. Fuente: elaborada por los autores.

Para estimar el costo de establecimiento de una hectárea de bosque, se promediaron los costos reportados por 12 Empresas Forestales Integrales (EFI) de un total nacional de 28 (para condiciones de llano y montaña), obteniéndose un costo ponderado de $4 108,00. El costo de establecimiento de las plantaciones que cubrirían el 35% del territorio nacional resultaría de 15 798 644 miles de pesos, mientras que para las áreas que se incluirían a partir del 2015 sería de 2 527 783 miles de pesos. El costo de la t de CO_2 evitada sería de 0,60 pesos.

Cambio de categoría de bosque.

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 el plan de talas se circunscribe solamente a las establecidas por el plan de manejo para esta categoría, con el objetivo de que el bosque mejore su rendimiento y salud.

Estudios de caso: ***EFI Victoria de Girón.***

Esta entidad se recategoriza a partir del 2011 en sus funciones y pasa de entidad productiva a área protegida de la Empresa de Flora y Fauna.

Se reporta en el Proyecto de Ordenación de la EFI del 2006 (Ortiz, 2010) que esta entidad cuenta con un patrimonio de 437 151,2 ha, de ellas 259 035,1 son de bosques naturales, y 6 832 de plantaciones con el objetivo de producción. De acuerdo con la información suministrada por el Dpto. de Silvicultura de dicha empresa sobre los costos de establecimiento y enriquecimiento de los bosques (Cárdenas, 2010), se realizaron las siguientes estimaciones:

- Retención total de carbono en bosque productor.
- Retención total de carbono en bosque de protección.
- Costo total de establecimiento en bosque productor.
- Costo total de establecimiento en bosque de protección.
- Costo t CO_2 retenida en bosque productor.

En los resultados referidos en la Tabla 51, se puede apreciar que al incorporarse las áreas de plantaciones productoras a la categoría de conservación, aumenta el total de carbono

retenido en esos bosques, así como el costo total de enriquecimiento; sin embargo, el costo de la tonelada de CO_2 retenida y removida (CO_2-E) no varía con la alternativa.

En esto influyen dos aspectos: por una parte las áreas que pasan a la categoría de protección es pequeña, representa un 2,5% del total de bosques y por otra parte el costo de enriquecimiento que se utiliza en los cálculos es el mismo y éste deberá variar, ya que al menos en los primeros años esas plantaciones deberán requerir más actividades silvícolas y además se encuentran distante de las infraestructuras centrales de la Empresa y Unidades silvícolas. Puede observarse en la Tabla que existe una diferencia de 3 481 pesos en el costo de establecimiento y de enriquecimiento.

Tabla 52. Estimaciones del aumento de la retención de C y costos de la alternativa en la Empresa Victoria de Girón.

Indicadores	Existente	Final	Variación
Área de Bosque Productor (ha)	115438,60	0	-115438,6
Área de Bosques Protector (ha)	154922,10	270360,70	115438,6
Costo de Establecimiento ($/ha)	6081	6081,00	
Costo de Enriquecimiento ($/ha)	2600	2600,00	
Retención Bosques Productor (tC/ha)	66,55	66,55	
Retención Bosques Protectores (tC/ha)	133,71	133,71	
Retención total de C Bosque-Productor (Miles t)	7682,44	0,00	-7682,44
Retención total de C Bosque-Protector (Miles t)	20714,63	36149,93	15435,29
CO_2 removido por Bosque Productor (miles t)	28168,94	0,00	-28168,94
CO_2 removido por Bosque de Protección (miles t)	75953,66	132549,74	56596,08
Costo total Bosques Productor (miles de $)	701982,13	0,00	-701982,13
Costo total Bosques Protectores (miles de $)	402797,46	702937,82	300140,36
Costo t de C retenido en productor ($/tC)	91,37	0,00	
Costos de t de C retenido en protectores ($/t C)	19,45	19,45	
Costo del CO_2 removido de Bosque Productor	24,92	0,00	
Costo del CO_2 removido de Bosque de Protección	5,30	5,30	
Variación de Costo de la t retenida			19,45
Variación de Costo de la tCO_2 removida			5,30

Fuente: elaborada por los autores.

a) Cambio de categoría en un 5% de bosque productor a nivel nacional.

El 5% del total de bosques productores representan 44 791,84 ha y en la Tabla 52, se presentan los parámetros calculados en retención de carbono, costos de establecimiento y costos de la t de CO_2 removida.

Para esta opción, la reciente decisión gubernamental de restringir la tala de aprovechamiento en los bosques de manglares, facilita la aplicación de la alternativa, ya que las 25 701,1 ha de esta formación representan el 2,9% del 5% planteado, faltarían solamente 19 090,74 ha para aplicarle el cambio de categoría, pudiendo valorarse la selección en las zonas montañosas.

Tabla 53. Estimaciones del aumento de la retención de C y costos de la alternativa para un 5% nacional de bosque productor que pasaría a bosque protector.

	Existente	Final	Variación
Área de Bosque Productor(ha)	895836,80	851044,96	-44791,8
Área de Bosques Protector(ha) y 5% del productor en final	915599,00	960390,84	44791,8
Costo de Establecimiento ($/ha)	4108,00	4108,00	
Costo de Enriquecimiento ($/ha)	2600,00	2600,00	
Retención Bosques Productor (tC/ha)	115,50	115,50	
Retención Bosques protectores (tC/ha)	112,88	112,88	
Retención total de C Bosque-Productor (Miles t)	103469,15	98295,69	-5173,46
Retención total de C Bosque Protector (Miles t)	103352,82	108408,92	5056,1
CO_2 removido por Bosque Productor (miles t)	379386,88	360417,54	-18969,3
CO_2 removido por Bosque de Protección (miles t)	378960,32	397499,37	18539
Costo total Bosques Productor (miles de $)	3680097,57	3496092,70	-184005
Costo total Bosques Protectores (miles de $)	2380557,40	2497016,18	116459
Costo t de C retenido en productor ($/tC)	35,57	35,57	
Costos de t de C retenido en protectores ($/t C)	23,03	23,03	0
Costo del CO_2 removido de Bosque Productor	9,70	9,70	
Costo del CO_2 removido de Bosque de Protección	6,28	6,28	0
Variación de Costo de la t retenida			23,0333
Variación de Costo de la tCO_2 removida			6,281812

Fuente: elaborada por los autores.

2.5.1.3 Barreras y oportunidades.

Teniendo en cuenta la necesidad de completar y precisar informaciones y coeficientes necesarios para la cuantificación más exacta del carbono retenido por los bosques, se plantean las siguientes brechas y oportunidades:

- Completar la información de las densidades básicas de la madera de las especies forestales existentes en el país y en especial, las correspondientes a las utilizadas en plantaciones.
- Iniciar la determinación de los factores de expansión de la biomasa para las 10 principales especies utilizadas en plantaciones, que representan más del 70% del área total de plantaciones.
- Iniciar la determinación de la relación (biomasa aérea – biomasa soterrada) para las 10 principales especies utilizadas en plantaciones.
- Continuar la determinación del contenido de carbono y nitrógeno en la madera y corteza de las especies forestales existentes en el país.
- Continuar la determinación del contenido de carbono en los suelos existentes en el patrimonio forestal y establecer las relaciones entre (tipo de suelo – formación forestal).
- Perfeccionar los sistemas SUMFOR y CO_2FIX.

- Completar o determinar las variables requeridas por el sistema CO_2FIX para las 10 principales especies utilizadas en plantaciones.
- Determinar los IMA de crecimiento de las principales especies.
- Perfeccionar los valores de costo de establecimiento de las plantaciones y enriquecimiento en los bosques naturales.

2.5.1.4 Evaluación multicriterio del sector.

Se valoraron dos alternativas: incremento de la superficie boscosa en un 35% para el 2050; y cambio de categoría de bosque productor a bosque de conservación. Los criterios considerados fueron:

- Suficiencia nacional
- Costo de la tonelada de CO_2 evitada
- Costo de inversión
- Plazo de implementación
- Capacidad de instrumentación
- Aumento del bienestar
- Población con acceso a la medida
- Barreras tecnológicas
- Impacto sobre otro sector
- Barreras culturales
- Requerimientos espaciales
- Impacto ambiental negativo
- Impacto ambiental positivo
- Sinergia adaptación
- Persistencia en largo plazo
- Vulnerabilidad

El factor de requerimiento mínimo para las relaciones fuzzy (α) seleccionado fue 0,40 y el Operador para determinar el grado de compensación (T) seleccionado fue Zimmerman-Zyzno: 0,60. El resultado del análisis multicriterio arrojó que la alternativa referida al Incremento de la superficie boscosa en un 35% para el 2050 es mejor que el cambio de categoría de bosque productor a bosque de conservación.

2.5.1.5 Consideraciones finales.

Para el sector forestal se han obtenido avances importantes con relación a la PCN, en cuanto a la cuantificación del carbono retenido por los bosques, ya que se cuenta con una metodología y una base automatizada de cálculo, que permite además valorar alternativas de mitigación para las EFI, facilitando así el análisis ulterior de estos resultados a nivel nacional ya que se utiliza una metodología única.

Importante también es contar con una base de datos de densidad básica de la madera y de contenido de carbono y nitrógeno en la madera, informaciones necesarias para tener resultados más precisos de la cuantificación del carbono retenido por los bosques. Se definió un indicador de manejo sostenible de los bosques, el cual fue puesto en vigor por la Dirección Nacional Forestal del Ministerio de la Agricultura (MINAG) en el 2005, mediante su inclusión en el Criterio III (Contribución de los ecosistemas forestales a los servicios ambientales. Indicador 3.5: Contribución de las áreas forestales a la reducción del efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático).

2.5.2 Opciones para el sector agricultura.

En la PCN a la CMNUCC no se identificaron opciones de mitigación de emisiones de GEI para este sector. Sin embargo, en esta SCN se han identificado 4 opciones a saber: el paso hacia una agricultura de conservación; el manejo de la ganadería vacuna para reducir las emisiones de CH_4 provenientes de la digestión entérica; la aplicación del cultivo de arroz en secano mejorado; y la utilización de los desechos de la ganadería vacuna para la producción de compost.

2.5.2.1 Potencialidades actuales dentro del sector.

Las emisiones estimadas en el Inventario Nacional de Emisiones y Remociones de GEI para el 2004, indican que el sector Agropecuario aporta el 28% de las emisiones brutas de estos gases, y es junto al sector de desperdicio una de las principales fuentes de emisiones de CH_2 y N_2O.

Un escenario de referencia estaría indicando que para el 2050, las emisiones acumuladas del sector estarían en el orden de 440 millones de t CO_2 eq, el 17% de las emisiones netas acumuladas para ese año por toda la economía.

2.5.2.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

En sentido general, en el diseño y evaluación de opciones de mitigación de emisiones de GEI, se aplicó el método prospectivo de construcción de escenarios para explorar el futuro bajo la modalidad de "que sucedería si…". De esta forma se evaluaron opciones de mitigación de emisiones de GEI resultantes del cambio de unas 220 mil ha de cultivos varios del método actual (agricultura de altos insumos), a la agricultura de conservación, el paso de la superficie cultivada de arroz a secano, el incremento de la cantidad de residuos de la ganadería vacuna a proceso para la producción de fertilizantes orgánicos y compost, y el manejo del rebaño vacuno para mitigar las emisiones de CH_4 proveniente de la fermentación entérica.

Paso a la agricultura de conservación.

El territorio nacional de Cuba abarca una superficie de 109 886 km^2, que representa un área de 10 988 600 ha. De éstas, la superficie agrícola es de 6 619 100 ha (equivalente a un 60,2% del total). En el año 2007 la superficie cultivada alcanzaba los 2 988 500 ha. En ese mismo año, los cultivos permanentes con 1 796 600 ha casi igualaban a los cultivos temporales en el país con un total de 1 187 200 ha (ver Anuario Estadístico de Cuba 2009, Capítulo 9, Agricultura y Ganadería).

Existen factores que limitan el normal desarrollo de los cultivos, y que no siempre se evidencian por un proceso evolutivo natural, sino que el hombre tiene la gran responsabilidad en su impacto ambiental por errores en el proceso de intensificación de la agricultura. Entre los factores limitantes más importantes, por el área que afectan, están según el Instituto de Suelo (1989): salinidad y sodicidad (1,0 millón de ha); erosión, de muy fuerte a media (2,9 millones de ha); mal drenaje (2,7 millones de ha); baja fertilidad (3 millones de ha); compactación natural (1,6 millones ha); y acidez, y muy bajo contenido de materia orgánica (4, 66 millones de ha)[18].

Los estudios realizados por dicho centro indican que, actualmente, el 65% del total de los suelos del país presenta afectaciones por diferentes factores limitantes y un 70% de la

[18] Según el Instituto de Suelos (1989), Riverol et, al. 2001 (los anteriores constituyen los principales factores limitantes edáficos.

superficie agrícola (6,6 millones de ha), está afectada por procesos de degradación, limitantes para producir alimentos, consecuencia de casi 5 siglos de explotación irracional e insostenible, exacerbadas por el patrón de desarrollo agrario entre 1959 y 1990, basado en el uso extensivo de recursos disponibles gracias a las relaciones de intercambio con el desaparecido Campo Socialista y en especial con la Unión Soviética (Agricultura tradicional o basada en altos niveles de insumos y elevada mecanización).

Con el comienzo del Período Especial la agricultura cubana se vio forzada a experimentar una profunda transformación en sus sistemas productivos, pasando de los paradigmas tecnológicos de elevado insumos importados, a un "modelo agroecológico", con la excepción de muy contados cultivos y áreas.

El MINAG, ha tratado de capitalizar la dramática escasez de recursos a tenor de las nuevas tendencias internacionales de agricultura orgánica o de bajos insumos, y con el apoyo de las instituciones de investigación y desarrollo, universidades agrarias y la participación de los agentes económicos, se orienta a rediseñar e implementar los sistemas productivos sobre la base de tecnologías más blandas y sostenibles, lo que en los últimos años, han constituido una alternativa viable y sustentable con beneficios ambientales.

Entre las medidas desarrollas, se encuentran las encaminadas a detener la degradación de los suelos, a través del Programa Nacional de Conservación y Mejoramiento de los Suelos, con la aplicación de tecnologías integrales de manejo de suelo entre las que se encuentra La Agricultura de Conservación[19].

La Agricultura de Conservación es la combinación del uso de medidas agrónomas, biológicas y mecánicas que mejoran la calidad del suelo a través de tres principios técnicos:

1. No alterar el suelo de forma mecánica (se planta o siembra directamente).
2. Cobertura permanente del suelo; especialmente con el uso de rastrojos y cultivos de cobertura.
3. Selección juiciosa para las rotaciones de los cultivos y cultivos múltiples. Estos sistemas muestran que cuando la calidad del suelo mejora, aumenta la producción agrícola y disminuye la erosión del suelo.

[19] Llamado también «labranza biológica», incrementa fuertemente la conservación del suelo, del agua, la fertilidad y reduce la escorrentía y arrastres de tierra que son frecuentes en áreas de ladera y reduce las emisiones de GEI e incrementa la captura de carbono.

En la Agricultura de Conservación los residuos de los cultivos cubren más del 30% de la superficie del suelo. En este sistema, la captura de carbono para los trópicos–húmedas se encuentra en el rango de 0,2 a 0,5 t C/año. Estas prácticas con cultivos de cobertura y/o abonos verdes con sistemas de rotaciones, llevan a una gran captura de carbono y cubren ahora más de 50 y 60 millones de hectáreas en el mundo, distribuidas la mayor parte de ellas en América del Norte (19 millones de ha en Estados Unidos de América y 4 en Canadá), América Latina (Brasil 13 millones, Argentina 9, Paraguay mas México y Bolivia, 1,7 millones) y Australia (8 millones). La amplia difusión de la Agricultura de Conservación en los Estados Unidos de América es responsable de que la agricultura esté ahora capturando carbono en los suelos (FAO, 2002).

La Agricultura de Conservación tiene una serie de beneficios para los agricultores, comunidades y el medio ambiente entre las que se encuentran: i) ahorro de combustible y tiempo; ii) mayores rendimientos y beneficios económicos; iii) aumenta el secuestro del Carbono; iv) mejoramiento para la seguridad alimentaria; v) resistencia de los cultivos a la sequía; vi) mayor humedad en el suelo; vii) regenera al suelo y mejor fertilidad; viii) evita la erosión y la evaporación del suelo; ix) disminuye la salinidad; x) mejora las condiciones climáticas y del aire; y xi) mejora la biodiversidad del suelo, a través de la rotación de los cultivos.

La introducción de la Agricultura de Conservación permitirá un ahorro sustancial en combustible, fertilizante, agua y mano de obra con una mejora sustancial para el suelo y la captura de carbono. De esta forma se trata de cuantificar qué ocurriría con las emisiones de GEI, en un marco temporal que toma como año base el 2004 y se extiende hasta el 2050, si 220 mil ha pasaran de la forma de explotación actual o agricultura de altos insumos, a agricultura de conservación[20].

En el caso de la agricultura de altos insumos, se tiene que las emisiones de N_2O provenientes del uso de fertilizante ascienden a 620.26 t, éstas se estiman a partir de las 220 000 ha cultivadas con un índice de 1.89675 kg N_2O/ha. Teniendo en cuenta que para la Agricultura de Conservación el uso de los fertilizantes es menor entre un 10 y 15%, las emisiones provenientes por este concepto también disminuirán, en este caso para las 220 000 serán ahora de 1.61223 kg N_2O/ha, para un total de 527.22 t de emisiones de N_2O.

[20] Se utilizaron los datos de las necesidades de insumo de la cosecha de frijol, maíz, tomate, boniato y yuca, los cuales constituyen de los más representativos con un gran impacto para la producción de alimentos.

Para el caso del CO_2 se tiene que en la agricultura de altos insumos bajo los criterios de remoción del suelo que se realiza se deja de capturar el carbono contenido en el suelo. Lo cual no ocurre con la Agricultura de Conservación ya que ésta se mantiene bajo una cubierta permanente que permite que el carbono no escape. Según los datos del Reporte del Grupo de Trabajo III del IPCC, establece como tasa neta de almacenamiento de C por mejorar la gestión de suelos agrícolas de 0,3 t C/ha, lo cual representaría unas 359 700 t de CO_2 evitadas por el cambio de manejo de la tierra al pasar de la agricultura intensiva a la Agricultura de Conservación.

La Tabla 54, resume la cuantificación de la medida de mitigación de emisiones de GEI con el cambio de agricultura de altos insumos a conservación.

Tabla 54. Resultados de la evaluación de la opción de agricultura de conservación.

Costos Anuales	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo de capital unitario ($/ha)	$2.170	$3.306	-136
Costo total de capital ($)	$492.476.500	$750.484.700	-258008200
Vida útil (años)	20	20	
Costo anual de inversión ($)	$44.695.392	$68.111.286	-23415894
Costo anual en combustible ($)	$15.708	$44.804	-29196
Costo Total Anual ($)	$44.711.100	$68.156.090	**-$23.444.991**
Emisiones Anuales de GHGs (tons)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
CO_2	-	359.700	
N_2O	527	620	
CH4	-	-	
Total CO_2 equiv.	155.992	543.220	**387.228**
$/Ton CO_2 eq			**$ (60,55)**

Fuente:Screening elaborado por los autores.

La medida de pasar 220 mil ha de cultivos con el método actual al de Agricultura de Conservación implicaría una reducción anual de costos del orden de los 23 millones de pesos, se evitarían emisiones por unos 387 mil t CO_2 eq, de forma que el costo de implementación de la opción sería de -60,55 $/t, esto significa un beneficio de casi 61 $/t CO_2 eq evitada, siendo una de las llamadas medidas "no regret".

Análisis de las potencialidades de la rama pecuaria.

Los rumiantes contribuyen aproximadamente del 18 al 20% del CH_4 emitido anualmente a nivel mundial (Gibbs et al., 1989; tomado de Fernández, 2009), en Cuba representan cerca del 30% (Fernández, 2009). Avanzar en la mitigación de estas emisiones deviene en un paso necesario para la conservación del medio ambiente, la reducción de los costos, y el incremento de la eficiencia en la actividad agropecuaria.

Esta fuente de emisiones es una de las pocas fuentes de CH_4 que pueden ser reducidas a través de apropiadas estrategias alimenticias (Gibbs *et al*., 1989; tomado de Fernández, 2009). El CH_4 es producto de fermentación anaeróbica de los alimentos a nivel ruminal y puede representar una pérdida de 2-12% de la energía bruta consumida (Jhonson y Jhonson, 1995; tomado de Fernández, 2009). La corrección de estas deficiencias nutricionales podría reducir las pérdidas a valores cercanos al 7% (J. Montenegro y S. Abarca). Cuando la alimentación es de pobre calidad existe poca disponibilidad de proteína microbial y energía, incrementando la emisión de CH_4 (Leng, 1993; tomado de Fernández, 2009).

Como estrategia para reducir las emisiones de CH_4 se han planteado:

- La mejora de la calidad de las pasturas (pastos cultivados, fertilización, etc.).
- El incremento en uso de carbohidratos de alta fermentabilidad (granos, melaza).
- El tratamiento físico de forrajes, tratamiento con urea y minerales a dietas de baja calidad (Ej. bloques de urea-melaza).
- El uso de compuestos modificadores del medio ambiente ruminal.
- El encierre de bovinos en sistemas intensivos (corrales de engorde), (Hugo von Bernard, Virginia Vilarino y Gervasio Piñeiro).
- Adicionalmente, si se necesitan menos animales para producir la misma cantidad de producto, esto significa que la emisión de CH_4 por unidad de producto obtenido es menor.
- Controlando la proporción y el tiempo de aplicación de las excretas.
- Perfeccionando métodos de aplicación de las excretas.
- Haciendo una incorporación adecuada de las excretas a los suelos.
- Modificando la dieta de los animales.
- Mediante el uso de inhibidores de CH_4 (G. Bogdanov, V. Vlizlo B, L. Solohub, V. Janovich, H. Antoniak, I. Luchka).
- Reduciendo las emisiones de CH_4 mediante el uso de biodigestores. (Hugo von Bernard, Virginia Vilarino y Gervasio Piñeiro).

Se le presta especial atención a la fermentación entérica pues al cierre del 2002 su participación fue de 169,65 miles de toneladas de CH_4 las cuales constituyen el 89% de las emisiones directas de este gas entre el resto de las categorías de fuentes que se reportan en el sector agropecuario.

Dada la imposibilidad de cuantificar elementos importantes en el diseño de alguna de las medidas antes mencionadas se desarrolló una evaluación multicriterial bajo el criterio de que en las condiciones actuales y las alternativas futuras no es posible hacer una reducción de las emisiones del sector pecuario en más de un 10%.

No obstante el equipo de trabajo hace énfasis en la importancia de apropiadas estrategias alimenticias ya que constituye una acción que reduce vistosamente las emisiones de este gas para esta fuente en específico. No obstante, vale aclarar que en los sistemas de producción intensivos casi todo el alimento consumido proviene de lugares situados a cientos o miles de kilómetros. Pocos trabajos sobre emisión de CH_4 por bovinos reconocen esta situación. Esto involucra gasto energético en el transporte de alimento y deja sin utilizar una gran cantidad de fibra en forma de rastrojos.

También se enfatiza en lo importante que constituye la concentración animal. Esto hace que la emisión de gases tenga un mayor efecto invernadero por unidad de superficie en comparación con los sistemas pastoriles. Además, mientras la emisión de CH_4, por peso vivo producido y por animal aumenta a medida que se utiliza un sistema de producción extensivo, se reduce la emisión estimada por hectárea ganadera y superficie utilizada.

Estas diferencias son especialmente importantes en el caso de los sistemas intensivos donde la superficie ganadera y la superficie utilizada no siempre concuerdan en el espacio y en el tiempo.

Finalmente el uso de aditivos para inhibir la producción de CH_4 en el rumen de los rumiantes, incrementa la cantidad de C disponible fijado para la ganancia de peso en los animales domésticos. El uso de lagunas para capturar el CH_4 procedente de las excretas animales, así como el de digestores para producir energía, proporcionará al agricultor una menor dependencia de la energía comprada y decrecerán las emisiones asociadas con la producción de energía.

Algunas prácticas para mitigar el CH_4 pueden incrementar las emisiones del N_2O, razón por la cual estas prácticas deben de ser valoradas minuciosamente.

Tabla 55. Opciones agrícolas para reducir los flujos de CH_4 basado en Cole et al. (1996).

Emisiones procedentes de la Fermentación Entérica.	Relación para el decrecimiento del tiempo de alimentación.	La mayoría del CH_4 es producido en el rumen por fermentación debido al prolongado tiempo que permanecen los alimentos en el rumen, buena parte del C es transformado en CH_4. Se hace uso de sustancias que aceleran el paso de los alimentos por el rumen, incluyendo proporcionarle al animal alimentos de más fácil digestibilidad.
	Aditivos a la alimentación.	Alimentos grasos y ionophores como aditivos pueden inhibir la metanogénisis en el rumen.
	Bacterias específicas del rumen.	Investigaciones desarrolladas para modificar las bacterias del rumen con el objetivo de que se produzca menos CH_4.
	Eficiente producción animal.	Mejorando la eficiencia productiva de los animales decrecerá la producción de CH_4, ya que pocos animales se necesitarán para producir la misma cantidad de productos.
Emisiones procedentes de las excretas.	Usando lagunas cubiertas.	Apropiado para su uso a gran escala, operaciones agrícolas intensivas.
	Usando los digestores a gran escala.	Técnicamente, los digestores de CH_4 han sido integrados a gran escala a las operaciones con los animales, las estimaciones de reducción en las emisiones se han considerado en un 25% y un 19% de las reducciones de CH_4 procedentes del ganado y de los cerdos respectivamente en 1990.
	Alternando las prácticas del almacenaje de las excretas.	Manejando más sólido que líquido (se facilitan las emisiones de N_2O); aplicando las excretas al campo tan pronto como sea posible; aireando las excretas durante el compostaje (se facilitan las emisiones de N_2O).

Fuente: Fernández, 2009.

Reducción de las emisiones de CH_4 por manejo de riego en el arroz.

Se estima (Jones, 1995), que el 75% del arroz cultivado en el Oeste de África es en condiciones de secano, con variedades de bajo potencial de rendimiento; mientras que informaciones de la FAO (1996), citada por el FLAR (1997), indican que el 68% de lo cultivado en Brasil es en secano, respondiendo por el 42% de la producción nacional.

Algo más de 100 mil ha se cultivan en Cuba sin aseguramiento de agua para todo el ciclo de vida de la planta y con bajos insumos de fertilizantes; potencialmente estas áreas pueden incrementarse (Socorro, 1997). Esta situación ha conducido a la búsqueda de tecnologías y variedades adaptadas a las condiciones de secano que permitan aumentar los rendimientos agrícolas, posibilitando un incremento y mejor distribución de las zonas arroceras.

La temática cobra especial importancia en nuestro país dada la necesidad de alcanzar en el menor tiempo posible el autoabastecimiento de arroz, para lo cual además del programa nacional de producción de arroz se lleva a cabo un amplio movimiento de "popularización" de su cultivo. Se requiere en tal sentido de variedades y tecnologías que permitan una estabilidad productiva en condiciones de riego intermitente o insuficiente para todo el ciclo del cultivo, y bajos niveles de fertilizantes (Alfonso, 1984-1990).

Como resultado del programa de mejoramiento del Instituto de Granos, se han obtenido 42 variedades de arroz de ciclo corto y medio para el cultivo del arroz de riego, y de éstas, seis de ciclo corto se han recomendado para cultivo de secano favorecido nombradas *Perla de Cuba, Amistad 82, ECIA31-2005, IACuba 29, IACuba 30 e IACuba 36* que alcanzan rendimientos de 4 a 5 t/ha. Las variedades recomendadas han sido sometidas a estudios de estrés de sequía en condiciones de secano o sea solo dependiente de la lluvia, y alcanzaron rendimientos de 3,1 a 3,5 t/ha.

Para establecer en gran escala el cultivo de secano favorecido en arroz hay que tener en cuenta, en primer lugar, los aspectos siguientes: i) disponer de variedades tolerantes a los períodos cortos de estrés hídrico y a las principales plagas y enfermedades; ii) agua suficiente para el riego intermitente; iii) herbicidas para controlar la intensa población de malezas; iv) Clasificar las tierras de cultivo atendiendo a: suelos, clima, regímenes hídricos previos al período de cultivo y en el transcurso de éste, el uso de los diferentes tipos de abonos, el uso de los residuos de cosechas que depositados en períodos cercanos a el trasplante del arroz, aumenta las emisiones de CH_4 y v) que el drenaje de los campos de arroz puede facilitar el decrecimiento de las emisiones de CH_4 y también el contenido de C en el suelo, pero puede aumentar las emisiones de N_2O.

La agricultura de bajos insumos es la más conveniente, en opinión de Coffman y Smith (1991), por ser más fácil ajustar las variedades a los ambientes que tratar de modificar estos; por lo que es muy conveniente el empleo de variedades nativas en los programas de mejora genética para estrés hídrico (Blum, Elings y Nachit, 1991). Desde el punto de vista de su empleo el secano favorecido empleado en la producción de arroz para aquellas áreas donde el agua no sea suficiente para mantener el aniego durante todo el ciclo del cultivo representa una alternativa para reducir el gasto de agua y alcanzar altos y estables rendimientos.

Caracteres generales de las variedades recomendadas.

Las variedades se caracterizan por el alto rendimiento agrícola e industrial para condiciones de secano favorecido en diferentes localidades, representativas de las áreas arroceras del país y 53,4% de granos enteros con alto % de cristalinidad, resistencia al insecto Tagosodes oryzicolus, carácter excluyente en los requerimientos para la aceptación de una variedad en la producción; respuesta intermedia al hongo Piricularia Grísea, un patógeno de gran incidencia en el arroz cultivado en condiciones de secano.

Por su parte, para la preparación de los suelos para el cultivo de arroz en condiciones de secano, se emplearán las tecnologías de seco o fangueo recomendadas en el Instructivo Técnico del Arroz del año 2008. Mientras que los métodos y densidad de siembra serían en época de frío, en suelo preparado y nivelado en seco, siembra directa con máquina en hileras con una densidad de 120 kg/ha, con 90% de germinación de la semilla. En primavera, si el suelo está preparado en seco, se emplearía el mismo método y densidad que en la época de frío. Si el suelo está húmedo, se debe fanguear y alisar, y la siembra se hará a voleo sobre el fanguillo, a una densidad de 120 kg/ha con 90% de germinación de la semilla.

En cuanto al riego, se tiene que proceder de la siguiente forma: i) el primer riego y drenaje de germinación después de la siembra en suelo seco o drenaje si la siembra se realizó a voleo sobre el suelo fangueado; ii) riegos periódicos para mantener el suelo húmedo hasta que las plantas alcancen los 10-15 días después de germinadas; iii) aniegos del campo con una periodicidad de 10-15 días de manera que se mantenga el suelo húmedo de forma permanente; y iv) el último aniego se hará cuando el estado de pandiculación del campo sea del 100%.

En cuanto al control de plaga se procedería de la siguiente forma: i) aplicar herbicida pre emergente a la dosis recomendada después del primer drenaje de germinación; ii) aplicar herbicida pre emergente mezclado con post emergente a la dosis recomendada a los 20 días después de germinado el arroz; y iii) aplicar herbicida post emergente a los 30 días después de germinado el arroz si la población de malezas rebaza el índice crítico establecido.

Finalmente, la fertilización, cosecha y secado se realizan según lo establecido por las normas establecidas en el Instructivo Técnico del Arroz, año 2008.

En la Tabla 56, se presentan los resultados de la evaluación de la opción de sustituir la superficie de arroz aniego a secano favorecido.

Tabla 56. Manejo del riego en el arroz.

	Referencia	**Mitigación**
Área plantada (ha)	215.751	215751
Secano	21.575	215751
Aniego	194.176	
Emisión anual de C (Tons CO_2 eq/ha)	0,756	0,756
Secano		
Aniego	0,756	0,756
Total de CO_2 Emitido (Tons)	146.797	-146797
Manejo de fertilizantes nitrogenados (US$/tC)		$ (10,00)
Costos ($/Tons CO_2)		$ (2,73)

Fuente: Screening elaborado por los autores.

Producción de fertilizantes orgánicos mediante la lombricultura y el compostaje a partir de las excretas vacunas.

El compost, es el abono orgánico que se obtiene al someter a la descomposición microbiana, por la oxidación, residuos de origen vegetal o animal o la combinación de ambos. Por lo general el compost es rico en materia orgánica (humus) y contiene cantidades apreciables de elementos minerales (N, P, K, Ca y Mg).

Las características químicas, físicas y biológicas dependen de la naturaleza de los residuos que se utilizan y del proceso que sufren. Con el proceso de compostaje disminuye la infestación de semillas de plantas indeseables, plagas y enfermedades de los cultivos que pueden presentarse con aplicaciones de residuales sin ser procesados, además se incrementa la producción de humus, por ejemplo 30 t de estiércol dejados libremente sobre una hectárea producirán aproximadamente 3 t de humus, mientras que las mismas 30 t compostadas aportarían 10 t de compost conteniendo de 5-6 t de humus.

Si en su preparación se utilizan estiércoles el compost tendrá un contenido mayor de humus, nitrógeno, baja relación C/N y será más friable. Sin embargo, si se usa mayor proporción de especies gramíneas o turbas el compost tendrá bajo contenido de nitrógeno (N), alta relación C/N y será más bajo en otros nutrientes.

Cuadro 5. Factores importantes en el proceso de composteo.

- **Tamaño de partículas: Demasiado fino puede afectar la presencia de oxígeno y cambiar el tipo de fermentación. Tamaño óptimo 1-5 cm.**
- **Relación C/N: Es uno de los factores más importantes. Lo ideal es que existan entre 25-35 partes de carbono por una de nitrógeno. Se logra combinando materiales, ejemplo: 60% de estiércol y 40% de residuos vegetales.**
- **Humedad: Poca humedad inhibe el proceso fermentativo, demasiada afecta la presencia de oxígeno. La adecuada está entre 60-65%.**
- **Aireación: Debe predominar la fermentación aeróbica, la correcta se logra al combinar materiales y con vires periódicos.**

Por otra parte, la lombricultura es una técnica para la transformación de los residuales sólidos orgánicos por medio de la acción combinada de lombrices y microorganismos. En Cuba las especies de lombrices más utilizadas son: *Eisenia foetida* (roja californiana), *Eudrilus eugeniae* (roja africana). En el caso de la *Eisenia foetida* tiene alta capacidad de adaptación y prolificidad por lo cual su crianza y explotación se ha extendido notablemente con buenos resultados.

Se ha comprobado que los residuos agrícolas y ganaderos que incluyen los estiércoles del ganado vacuno, equino, ovino-caprino, cunícula, gallinaza, porcino y otros, así como diferentes residuos de cosechas, pueden ser transformados por la acción de las lombrices. No obstante la mayoría, con la excepción del estiércol de conejo y caballo, casi nunca se presentan en condiciones de ser ingeridos directamente por las lombrices, siendo el pH el principal factor limitante, por lo que es necesario el proceso de adecuación, que produce la descomposición inicial de la materia orgánica en condiciones de una adecuada oxigenación, lo que acelera el cambio de pH y evita que la temperatura se eleve demasiado.

El proceso de adecuación se realiza en un área destinada al efecto, el residual se volteará como mínimo una vez a la semana y se regará con abundante agua. De esta manera se logrará que el mismo adquiera las características deseadas en un tiempo no mayor de 15-20 días.

Los parámetros para la vida de las lombrices son los siguientes: pH: De 7 a 8 Ligeramente alcalino; humedad: 80%; y sombra, no deben estar expuestas a la luz directa del sol, la sombra puede ser artificial o natural.

Finalmente, en cuanto a la explotación de la lombricultura se tiene una amplia variedad de escalas:

- Escala doméstica: Se utilizan los residuos domésticos orgánicos en recipientes de madera, plástico o metal.
- Pequeña o mediana escala: Reciclaje de residuos de cosechas, estiércoles, en canteros o canoas.
- Gran escala o comercial: Para estas unidades es necesario un diseño de campo que dependerá del tamaño del área y la cantidad de residual disponible (Ver Tabla 57).

Tabla 57. Combinaciones de humus de lombriz y fertilizantes minerales recomendados para diferentes suelos y cultivos.

Cultivo	**Suelo**	**Dosis de humus y fertilizantes minerales**
Tabaco	Acrisol	4 t/ha + 100% fertilizante mineral
	Cambisol	4 t/ha + 33 % NPK Mg
Papa	Nitisol	5 t/ha
	Fluvisol	4 t/ha + 40 % N 75 % PK
	Ferrasol	3-6 t/ha + 50 % NPK
Plátano vianda	Cambisol	3-4 Kg/planta + 50 % NPK (8 t/ha)
Plátano fruta	Ferrasol	6 Kg/planta + 100 % NPK
Plátano burro	Fluvisol	4.5 Kg/planta + 50 % NPK

	Cambisol	4 Kg/planta + 50 % NPK
Tomate	Nitisol	4 t/ha + 50 % NPK
	Cambisol	4 t/ha + 50 % NPK
Ajo	Cambisol	8 t/ha
	Fluvisol	5 t/ha + 20 % P 5 % N
Cebolla	Cambisol	4 t/ha + 25 % NPK
Pimiento	Nitisol	4 t/ha + 75 % NPK
	Fluvisol	4 t/ha + 50 % NPK
Arroz	Vertisol	6 t/ha + 65 % N
	Gleisol	3 t/ha + 65 % N
Boniato	Nitisol	4 t/ha + 75 % NPK
	Cambisol	6 t/ha + 25 % NPK
Pastos	Cambisol	4-8 t/ha

FM- Fertilizante mineral, HL- Humus de lombriz.
Fuente: Lombricultura Manual Práctico (2003).

En la actualidad, solo el 20% del estiércol procedente del rebaño vacuno es procesado (con una eficiencia del 90%), lo que significa que solo 3,5 de los 17 millones de toneladas de estiércol son procesados para producir abonos orgánicos a través del compostaje y la lombricultura.

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 CH_4 resultantes se duplicarían, alcanzando niveles de emisión del orden de los 42,3 miles de toneladas de CH_4. Con el procesamiento de los desechos vacunos en humus de lombriz y compost se reducirían las emisiones de este gas a la mitad (21 Mt), a un costo promedio por t de abono orgánico del orden de los 16 a 30 US$/t. En la Tabla 58, se presentan los resultados de la opción de mitigación comentada.

Tabla 58. Residuales vacunos.

Costos Anuales ($)	**Mitigación**	**Referencia**	**Incremento**
Costo producción $/t	20	25	(6)
Vida Útil	46	46	
Estiércol bruto (miles de t)	**23356,8**	**23356,8**	
Estiércol del ganado vacuno aprovechado (miles de t)	21.021	4.671	(16.350)
Coeficiente evitado de CH_4 (t CH_4/t)	0,0009	0,0009	-
Total CH_4 evitado (miles t CH_4)	19	4	(15)
Costo total Inversión (miles de $)	409.912	116.784	293.128
Costo anual (miles de $)	28.201	8.034	20.166
Total emisiones en CO_2 equiv evitadas	437,8	97,3	(341)
$/ton CO_2 eq evitada	64	83	59

Fuente: Screening elaborado por los autores.

2.5.2.3 Barreras y oportunidades.

A pesar del trabajo de sensibilización que se ha realizado a productores y decisores sobre la necesidad del uso eficiente de los suelos y su conservación, manejo del agua (sobre todo en

el cultivo del arroz), así como de los residuales para la producción de abonos orgánicos, todavía no se ha logrado una total comprensión del problema, por lo que es necesario profundizar en la capacitación de los productores y decisores.

La falta en ocasiones de algunos insumos, especialmente el agua, los sistemas de riego y tecnologías, resulta un freno para el desarrollo de la actividad.

En cuanto al aspecto tecnológico aun productores y decisores no se han sensibilizado con los alcances de éste. Además que antes de la introducción de tecnologías se debe detener el proceso de degradación que inciden en cada suelo y crear condiciones de fertilidad en el suelo que permita la entrada de la misma así como es necesario adquirir equipamiento para la introducción de éstas. Por consiguiente también se precisa de un nivel técnico y profesional adecuado de los productores para la introducción de las nuevas tecnologías.

Se ha de propiciar una organización del sistema de suelo a nivel de país que permita una estrecha vinculación con la base productiva así como la existencia actualizada de las leyes que regulan y protegen el recurso suelo. Se cuenta con un sistema de extensionismo en el país que permite una ágil introducción de los resultados. La introducción de las nuevas tecnologías permite mejorar los suelos y el ambiente en general lo que mejora las condiciones de vida de la población.

2.5.2.4 Evaluación multicriterio del sector.

Se valoraron cuatro alternativas: Agricultura de Conservación, arroz secano mejorado, fertilizantes orgánicos, fermentación entérica. Los criterios considerados fueron:

- Suficiencia nacional
- Costo de la tonelada de CO_2 evitada
- Costo de inversión
- Plazo de implementación
- Capacidad de instrumentación
- Aumento del bienestar
- Población con acceso a la medida
- Barreras tecnológicas

- Impacto sobre otro sector
- Barreras culturales
- Requerimientos espaciales
- Impacto ambiental negativo
- Impacto ambiental positivo
- Persistencia en largo plazo
- Vulnerabilidad

La Figura 13, presenta la forma en que el NAIADE organiza las opciones estudiadas y los criterios propuestos para la evaluación multicriterio.

Figura 13. Criterios y opciones del sector agropecuario.

NAIADE

File Edit Columns Rows Analysis Show

Matrix type Impact Case Study

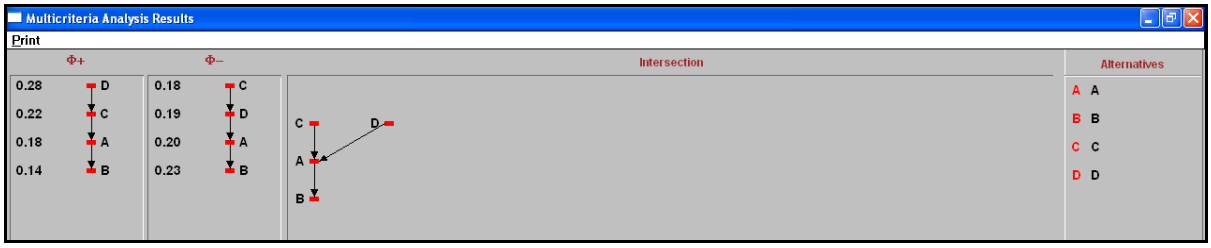
Criteria \ Alternatives	A	B	C	D
Suficiencia nacional	Medio	Alto	Alto	alta
Costo de la tonelada de Co2 evitada US$ /t CO2	-60.61	-2.73	59	-155
Costo de inversión(Millones de pesos)	44.7	9.2	0.04	55
Plazo de implementación	Medio	Medio	Medio	bajo
Costos totales anuales	44.8	9.2	0.04	55
Capacidad de instrumentación	Medio	Medio	Alto	alta
Aumento del Bienestar	Alto	Alto	Alto	alto
Población con acceso a la medida	Alto	Alto	Alto	bajo
Barreras tecnológicas	Baja	Baja	Baja	medio
Impacto sobre otro sector	Alta	Alta	Alta	alto
Barreras culturales	Alta	Media	Media	medio
Requerimiento espacial	Alta	Alta	Bajo	Alto
Impacto ambiental Negativo	Baja	Baja	Bajo	bajo
Impacto ambiental Positivo	Alta	Alta	Alto	alta
Persistencia en largo plazo	Alta	Alta	Alta	alto
Vulnerabilidad	Baja	Baja	Baja	alta

Fuente: Software NAIADE.

En el Figura 14, se presenta el resultado que ofrece el NAIADE de acuerdo a los criterios de evaluación. El estudio está indicando que las opciones referidas a la producción de fertilizantes orgánicos a partir del procesamiento de las excretas vacunas y el manejo de la alimentación del rebaño para reducir las emisiones de CH_4 producto de la fermentación entérica, deberían ser priorizadas en la toma de decisión de implementar una estrategia sectorial para mitigar emisiones de GEI.

A continuación y de acuerdo a los criterios de evaluación, seguiría el cultivo de arroz en secano mejorado y finalmente se ubica la opción de la agricultura de conservación. Probablemente en el ordenamiento resultante de las opciones haya decidido la complejidad de implementación de la opción, cuyo criterio fue evaluado como medio y nominalizado como "malo" a la hora de la implementación de esta opción.

Figura 14. Resultados del análisis multicriterio para las opciones del sector agropecuario.



Fuente: Software NAIADE.

2.5.2.5 Consideraciones finales.

Para el sector agrícola se han obtenido avances importantes con relación a la PCN en cuanto a la evaluación de la degradación de los suelos provocada por el uso y cambio de uso de estos, el manejo de los residuales orgánicos así como el manejo del agua para el cultivo del arroz. Estos resultados nos permitieron cuantificar el carbono retenido en los suelos y la disminución de CH_4 y de CO_2, que permite además valorar alternativas de mitigación para la agricultura, facilitando así el análisis ulterior de estos resultados a nivel nacional. La implementación de las opciones presentadas en el sector agropecuario, tienen impacto económico, social y medioambiental notables. Aproximadamente 1,2 millones de t CO_2 eq se evitarían anualmente por la aplicación de estas medidas.

Los productos que se obtienen como resultado de la aplicación de las tecnologías, son de alta demanda y valor de uso, que pueden ser empleados como sustituto parcial o total de insumos y producciones importadas. Los costos ponderados de las opciones presentadas son del orden de los -41 dólares la t CO_2 eq evitada, esto es, se obtendría beneficios económicos por la aplicación de estas opciones conocidas como "no regret", o no rechazables. Además la aplicación de estas opciones mejora las condiciones de trabajo, y la calidad de vida, de las personas y los animales.

Estas opciones implican un mejoramiento notable de las condiciones ambientales no solo por las emisiones de GEI evitadas, sino por la reducción de la contaminación de carácter local. Esto se debe a la reducción de la aplicación de cantidades excesivas de fertilizantes químicos; la deposición de residuos sólidos y líquidos provenientes de distintas fuentes que en su totalidad constituyen verdaderos problemas en cuanto a su disposición final; la

mejora de suelos al detener y revertir los procesos de degradación y la calidad de los acuíferos. En el caso particular del arroz en secano mejorado el aporte a la mejora del medio ambiente se identifica también por el aporte positivo al balance del recurso hídrico en el sector agropecuario.

Es importante señalar que sería vital contar con una base información de suelos, agua y cultivos necesarias para tener resultados más precisos de la cuantificación del carbono retenido por los suelos.

2.5.3 Opciones para el sector de desechos.

Los valores estimados de emisiones de GEI proveniente de los desechos urbanos para Cuba, en el 2004, están en el orden de los 2,7 millones de t CO_2 eq, casi el 11% de las emisiones brutas totales del país en ese año. Dichas emisiones están compuestas por CH_4 (2,4 millones de t CO_2 eq) y N_2O (285 mil t CO_2 eq).

Por otro lado, las estimaciones a largo plazo indican que la contribución de este sector a las emisiones de GEI podría incrementarse como resultado del crecimiento del consumo personal, limitado en la actualidad por fenómenos políticos y económicos internos e internacionales. En el 2050, se estima que las emisiones proveniente de los desechos sólidos urbanos y aguas "servidas" estarán en el orden de los 4 millones de t CO_2 eq, resultante del incremento de los desechos a una tasa de casi un 1% anual, llegando a 588 millones de toneladas de residuos sólidos y unas 123 millones de m^3 de "aguas servidas". El procesamiento de estos residuos podría aportar una cantidad de energía que estaría rondando los 125 mil tep.

El CH_4 es el segundo GEI en importancia por su contribución al incremento del efecto invernadero. Su potencial de calentamiento global es entre 21 y 23 veces el del CO_2. En la actualidad las actividades humanas aportan alrededor del 70% de las emisiones globales a la atmósfera de este GEI. Además, el CH_4 tiene un corto tiempo de vida (alrededor de 10 años), de modo que los cambios en sus fuentes, entre estos debido a la implementación de opciones de mitigación, pueden influir en las concentraciones atmosféricas de este GEI en una escala de tiempo relativamente corta (López, 2011).

Los Sitios de Disposición de Desechos Sólidos (SDDS) son fuentes reconocidas de CH_4 mediante la emisión de gas de vertedero (LFG). Alrededor del 10% de las emisiones antrópicas globales de CH_4 se derivan de los SDDS. En Cuba, este porcentaje es alrededor del 14% (López et al., 2009a).

La disposición de desechos sólidos en la tierra es, usualmente, la mayor fuente de emisiones de GEI del Sector Desechos y se espera que se incremente en la medida que en los países en desarrollo, los botaderos de desechos sólidos (vertederos a cielo abierto), y en general los vertederos con pobre gestión de los desechos sólidos, se vayan convirtiendo en SDDS gestionados especialmente rellenos sanitarios (López y Fernández, 2010).

También se producen emisiones de CH_4 en el tratamiento biológico de los desechos, la incineración de desechos (utilizada mayormente en países industrializados), las quemas abiertas de desechos en los SDDS (de importancia en muchos países en desarrollo), así como en otras categorías que fueron incluidas para los "alcances" del Protocolo de GEI.

En la PCN no se identificaron opciones de mitigación para este sector que aportó casi el 10% de las emisiones netas de GEI al inventario de emisiones y remociones de gases.

2.5.3.1 Potencialidades actuales dentro del sector.

En el Inventario Nacional de Emisiones y absorciones de GEI estimado para el 2004, las emisiones de CH_4 provenientes tanto de la disposición de residuos sólidos como de las aguas servidas representaron el 22% del CH_4 total emitido, el 89% de los GEI aportados por el sector de Desecho y el 10% de las emisiones totales netas de GEI del país.

Las estimaciones al 2050 en el escenario de Referencia, indican que se reportaría un nivel de totales de CH_4 del orden de las 355 mil toneladas, casi 3 veces el estimado por el Inventario del 2004. Por otra parte, estimaciones de la generación y emisión de CH_4 derivado de la gestión de desechos sólidos municipales en el escenario de Referencia o Línea Base para el 2030, estaría en el orden de los 63 mil t CH_4, 23 mil toneladas más que las emisiones registradas en el año 2000 (López, 2011).

2.5.3.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

Eliminación/Disposición final en sitios de disposición de desechos sólidos (SDDS).

La "eliminación", en el contexto de este estudio, consiste fundamentalmente en la disposición final de desechos sólidos municipales (DSM) en los SDDS, una vez agotada las posibilidades de minimización y reducción en origen, reciclaje – reutilización y tratamiento. Otras vías que también pueden considerarse de eliminación o disposición final fueron incluidas en otras técnicas de gestión. Por ejemplo, la fabricación de compost (considerada entre las opciones de tratamiento).

Los desechos sólidos se generan en hogares, oficinas, tiendas, mercados, restaurantes, instituciones públicas, plantas de tratamiento de aguas y alcantarillado, obras en construcción y demolición, actividades industriales y actividades agrícolas (IPCC, 2006).

La opción está centrada en el manejo y reducción de los DSM, por lo que se excluyen los desechos sólidos industriales que se disponen en los SDDS (López, 2011). En las Guías del IPCC del 2006 (IPCC, 2006), los DSM se definen como los desechos sólidos recolectados por municipalidades u otras autoridades locales y típicamente incluyen[21]:

- Desechos domésticos;
- Desechos de jardines y parques; y
- Desechos comerciales/institucionales.

Las prácticas de gestión de los desechos sólidos incluyen: recolección, reciclado, eliminación de desechos sólidos en la tierra, tratamientos biológicos y otros, así como la incineración y las quemas abiertas de los desechos.

En muchos países, especialmente los industrializados, la gestión de los desechos sólidos ha cambiado mucho en las últimas décadas. Se han introducido políticas de minimización, reciclado y/o reutilización de los desechos para reducir la cantidad de desechos generados y se implementan prácticas de gestión alternativa para la eliminación de los desechos sólidos.

También hoy es más común la recuperación de gas de vertedero como una medida de reducción de las emisiones de CH_4 generadas en los SDDS (IPCC, 2006). Por el contrario, en muchos países en desarrollo aún persiste una pobre gestión de los desechos sólidos con el predominio de la disposición en SDDS no gestionados (botaderos) y la ocurrencia frecuente, en estos sitios, de quemas intencionales de desechos para reducir su volumen, reducción de la fauna nociva, o los incendios espontáneos derivados del pobre manejo que se realiza.

[21] Esta definición puede variar de país a país e incluir otros desechos como los lodos de alcantarilla y los desechos de construcción y demolición, éstos últimos en algunos países se incluyen como parte de los desechos industriales.

Cuadro 6. Disposición Final en Sitios de Disposición de Desechos Sólidos (SDDS).

La disposición final en SDDS, es la práctica de gestión más utilizada para la eliminación de los desechos sólidos. Los SDDS son clasificados de acuerdo al tipo y grado de gestión de los desechos que se realiza en estos así como su estructura, diseño y características técnicas. En términos de calidad de los gases generados, y de sus lixiviados, son preferidos los SDDS donde se aplican métodos aeróbicos o semiaeróbicos de gestión.

En las Guías del IPCC del 2006, los SDDS se clasifican en cinco tipos generales. Entre estos tipos, los SDDS gestionados corresponden, fundamentalmente, a los rellenos sanitarios y los no gestionados corresponden a los vertederos a cielo abierto o "botaderos".

Los "rellenos sanitarios" constituyen un método de disposición final, que confina los desechos sólidos en un área lo más estrecha posible, los cubre con capas de tierra y los compacta diariamente para reducir, drástica y significativamente, su volumen. Son una opción técnica que soluciona una parte importante de los problemas sanitarios y ambientales que generan los vertederos a cielo abierto o botaderos con los que presentan importantes diferencias (Jaramillo, 2003; Meléndez, 2004; López y Fernández, 2010).

Un relleno sanitario no es otra cosa que un digestor anaeróbico en el que, debido a la descomposición natural o putrefacción aerobia y anaerobia de la materia orgánica contenida en los desechos sólidos, no solo se producen líquidos, sino también gases y otros compuestos. Durante este proceso de putrefacción, la temperatura es elevada y se genera CH_4 en cantidades notables.

Se considera que toma aproximadamente dos años para un relleno comenzar a generar gases a una tasa razonablemente estable y en esta etapa los constituyentes principales son CH_4 (70%) y CO_2 (30%) con pequeñas cantidades de hidrógeno y sulfuro de hidrógeno. Se estima también que inicialmente se producen entre 5 m^3 y 10 m^3 de CH_4 por tonelada de desecho en dependencia de las condiciones del SDDS y las características de los desechos dispuestos en éste.

Como una variante entre los diferentes tipos de rellenos sanitarios existentes, surgen los "rellenos sanitarios manuales" (RSM) que se consideran una alternativa viable desde el punto de vista técnico y financiero para las localidades pequeñas (aproximadamente 40 mil habitantes) y operaciones de hasta 20 t/día de basura.

Estos SDDS solo requieren el uso de equipamiento pesado para la preparación del sitio, la construcción de las vías internas y la excavación del material de cubierta. El resto de las tareas requeridas, pueden ser realizadas manualmente (Cantanhedo et al., 1994). En correspondencia con el volumen de desechos que se disponen en este tipo de rellenos y las características de la gestión de los desechos que se realiza en estos, la cantidad de biogás que se genera es comparativamente pequeña. Este tipo de SDDS no aparece incluido de forma específica en la clasificación de las Guías del IPCC de 2006.

Fuente: López, 2011

Sitios de Disposición de Desechos Sólidos en Cuba

De acuerdo con la denominación utilizada en Cuba, en los vertederos gestionados o controlados se incluyen los "Vertederos Convencionales" (incluyen medios mecanizados) y los "Rellenos Sanitarios Manuales" (RSM), mientras que en los no gestionados o controlados se incluyen los "Vertederos a Cielo Abierto" (López, 2011).

Como vía para enfrentar los problemas y dificultades que se presentaron en Cuba con relación a la disposición final de desechos sólidos debido a la crisis económica de los años 90, a partir del año 1999 se preparó, e instrumentó, un plan para el establecimiento de RSM en los asentamientos poblacionales cubanos de hasta 20 mil habitantes (106 municipios del país). Este plan posibilitó ir mejorando, gradualmente, la situación de la disposición de los desechos sólidos en el país e ir eliminando los denominados "vertederos de período

especial" (vertederos a cielo abierto) que proliferaron en Cuba, en el período mencionado anteriormente, en zonas cercanas a los asentamientos poblacionales.

En los últimos años se ha acometido también un vasto plan para mejorar y modernizar el equipamiento y medios utilizados en los "Vertederos Convencionales". En el 2008 ya se reportaba la existencia de 602 RSM en el país (CITMA-ONE-PNUMA, 2010).

Cuadro 7. Opciones de Mitigación de emisiones de CH_4.

Entre las opciones técnicas disponibles principales para reducir las emisiones de CH_4 de los SDDS, especialmente los gestionados anaeróbicos (rellenos sanitarios), pueden agruparse las siguientes a partir de los criterios expresados en Kruger et al., 2000 y Bogner et al., 2008 (López, 2011):

I) Recuperación del CH_4 generado y su aprovechamiento como fuente de energía, o su quema en antorchas sin aprovechamiento energético.

II) Prácticas alternativas a la disposición en la gestión de los desechos sólidos, con el objetivo de reducir la cantidad de desechos dispuestos en SDDS (especialmente su contenido de materia orgánica). Estas prácticas incluyen, entre otras:

- **Reducción de la generación de desechos (minimización y reducción en origen)**
- **Reducción de la disposición de desechos en los SDDS mediante reciclaje/reutilización, compostaje, y otros métodos de tratamiento biológico e incineración (con y sin aprovechamiento energético).**

Además de esas opciones técnicas descritas en los grupos I y II, en esta investigación se evaluó el impacto que tiene sobre las emisiones otro grupo de opciones técnicas (grupo III) para el manejo de los DSM y que están relacionadas con las características y condiciones de los SDDS. Algunas de estas prácticas conducen al incremento de las emisiones de CH_4 y no a su reducción.

III) Prácticas asociadas con la disposición final de los desechos sólidos que influyen en su descomposición, la generación de CH_4 y la oxidación de CH_4 en las cubiertas de suelo de los SDDS.

En cada una de las opciones anteriores existen, además, variedad de medidas tecnológicas que pueden incrementar el volumen de emisiones reducidas, por ejemplo mejorar la eficiencia de colección para los sistemas de gas de vertedero. También se plantea la incorporación, entre estas opciones, del "almacenamiento de carbono en los SDDS" aunque es un tema en que aún no existe total consenso.

La opción preferida para reducir las emisiones de CH_4 de los SDDS en un país dependerá de sus circunstancias y condiciones específicas así como de las prácticas utilizadas en el pasado para la disposición de desechos sólidos y las que se proyectan hacia el futuro.

Los sistemas de colección pasiva y venteo del gas, utilizados con frecuencia en SDDS menores, entre estos los rellenos sanitarios anuales, no constituyen una opción de mitigación de emisiones, aunque mejoran la gestión de los SDDS.

Escenarios de emisiones de CH_4 provenientes de la gestión de DSM en SDDS

En el contexto de este estudio, y con relación a las emisiones de CH_4 derivadas de los DSM, el escenario de Referencia representa la continuación de las tendencias existente en las categorías de fuente evaluadas, incluyendo el nivel establecido en la organización con relación al control de emisiones a la atmósfera. En su preparación se tomó en cuenta las políticas ya promulgadas y se asume la implementación de las medidas incluidas en éstas con relación al mejoramiento de la calidad del aire (específicamente la reducción de

emisiones de contaminantes a la atmósfera) y adicionalmente también, las medidas tendentes a la reducción de la contaminación por DSM. En el Tabla 59, se resumen las principales fuerzas motrices que influye en las emisiones futuras de CH_4 derivadas de la gestión de DSM.

Tabla 59. Fuerzas motrices identificadas por su importancia para el comportamiento futuro de las emisiones de CH_4 derivadas de los DSM en Cuba.

Variables generales	Variables de la gestión de los DSM
a) Tendencia de la población. Población urbana residente anual (cantidad de personas/año).	a) Tendencias en la cobertura nacional de recolección y disposición final de DSM. Porcentaje de la población urbana del país con esta cobertura.
b) Tendencia de la generación per cápita de DSM	b) Tendencias en la proporción de SDDS por tipos y en la disposición de DSM en éstos.
c) Tendencia en la composición de los DSM [(1)]	c) Tendencias en la recuperación (captura), destrucción y uso del CH_4 generado en los SDDS.
	d) Tendencias en la aplicación de técnicas de gestión de los DSM alternativas a la disposición final.

Fuente: López, 2011.

[(1)] Refleja en los escenarios, la combinación de la tendencia de los hábitos de vida y patrones de consumo de la población y la aplicación, por esta y otros generadores de DSM, de medidas para la minimización, reducción, reutilización y reciclado de desechos.

En el escenario de Referencia "de Control de la Contaminación del Aire" se toman en cuenta todas las medidas consideradas en el escenario BAU pero, adicionalmente, se incluyen otras medidas que se proyectan implementar para mejorar la calidad del aire en el país. Cuando se estiman los beneficios de este escenario, debe evitarse el doble conteo (evitar incluir los beneficios de las medidas ya implementadas en el escenario BAU). El escenario "Sin Control Adicional", asume que no se implementarán controles en las emisiones en el futuro. Aunque no muy realista, este escenario resulta de interés para la evaluación de la efectividad de las medidas de mitigación consideradas en los dos tipos de escenarios previos.

A partir de las proyecciones de la población urbana, de la generación y disposición de DSM en los diferentes tipos de SDDS existentes en el país, la captura y destrucción de CH_4 y la preparación de compost en cada año evaluado, y utilizando los modelos y valores de los parámetros de emisión, se procedió a calcular la proyección, hasta el año 2030, de las emisiones de CH_4 derivadas de los DSM en el escenario de Referencia o BAU.

Los resultados obtenidos indican que en el año 2030 las emisiones de CH_4 derivadas de la gestión de los DSM en el escenario de Referencia están en el orden de las 63 Gg, superiores en 23,2 Gg, a las del año 2000, y 9,7 Gg mayores en comparación con las emisiones estimadas para el año 2010. El aporte a las emisiones proyectadas derivado de la preparación de compost es pequeño y el de la quema de biogás en antorchas es no significativo.

Las características principales (o narrativas) que identifican a los escenarios alternativos (Mitigación), se describen en la Tabla 59. En el contexto de la investigación, los escenarios combinados de gestión ambiental – mitigación, reflejan un futuro en el que se adoptan políticas y medidas explícitas para mejorar la gestión de los DSM y reducir las fuentes de CH_4 derivadas de estos.

Estos escenarios fueron utilizados para comparar y evaluar políticas y medidas de gestión ambiental y mitigación de emisiones de GEI contra las situaciones descritas en el escenario de Referencia, y no reflejan simplemente los planes actuales, sino incluyen también aquello que, hipotéticamente, pudieran ser alcanzados sobre la base de los objetivos específicos de cada escenario. Toman en cuenta también objetivos de desarrollo nacional, así como las circunstancias en que éstos se abordan.

Para la preparación de esos tres escenarios, se tomó en cuenta la información recopilada sobre el tema, resultados de estudios previos e inversiones en desarrollo o planificadas, así como criterios de expertos del sector. En su conformación se tomaron también en cuenta las metas y medidas que con relación a los DSM aparecen en la Estrategia Ambiental Nacional (CITMA, 2007), así como elementos de los "Escenarios Socioeconómicos y Ambientales, 2004-2050" para el país, presentados por Somoza, Gómez, y Fernández (2009).

Las opciones técnicas de la gestión de los DSM que fueron incluidas en los escenarios de gestión ambiental - mitigación por su impacto en las emisiones de CH_4 son las siguientes:

- Recuperación (captura) del CH_4 generado en SDDS y su aprovechamiento como fuente de energía, o su quema en antorchas sin aprovechamiento energético.
- Prácticas alternativas a la disposición en la gestión de los desechos sólidos, con el objetivo de reducir la cantidad de desechos dispuestos en SDDS (especialmente su contenido de materia orgánica).
- Prácticas asociadas con la disposición final de los desechos sólidos que influyen en su descomposición, la generación de CH_4 y la oxidación de CH_4 en las cubiertas de los SDDS. Estas prácticas, relacionadas con los SDDS, tienden mayormente al incremento de las emisiones con la excepción de los tipos de cubiertas de los SDDS que favorecen la oxidación del CH_4.

Tabla 60. "Narrativas" de los escenarios combinados de gestión ambiental - mitigación para simular el comportamiento futuro (corto y medio plazo) de las emisiones de CH_4 de los DSM en Cuba

Escenarios	Características o Narrativas
Alto	• Se alcanza un nivel alto de implementación de las técnicas de gestión de los DSM. • Se mejora gradualmente, de forma notable, el nivel y calidad de las actividades de recogida y disposición de DSM. • Se instrumentan gradualmente medidas para minimizar y reducir, de forma notable, la producción de DSM en origen. • Se aplica gradualmente la recogida selectiva de DSM, después de su separación en origen por los generadores, hasta cubrir al 50% de la población urbana en 2030. • Se incrementa gradualmente de forma notable el reciclado, especialmente de los desechos orgánicos por su importancia en la generación de CH_4. • Se incrementa gradualmente de forma notable la utilización de la materia orgánica de los DSM en la preparación de compost. • Se incrementa gradualmente la disposición de DSM en rellenos sanitarios convencionales y manuales hasta cubrir la totalidad de la población urbana al final del período. • Se incrementa gradualmente de forma notable la captura y quema de CH_4 en SDDS mayores. • Se incrementa gradualmente de forma notable la captura de CH_4 y su uso con fines energéticos en SDDS mayores.
Medio	• Se alcanza un nivel medio de implementación de las técnicas de gestión de los DSM. • Se mejora gradualmente, de forma moderada, el nivel y calidad de las actividades de recolección y disposición de DSM. • Se instrumentan gradualmente medidas para minimizar y reducir de forma moderada la producción de DSM en origen. • Se aplica gradualmente la recogida selectiva de desechos después de su separación en origen por los generadores, hasta cubrir al 40% de la población urbana en 2030. • Se incrementa gradualmente, de forma moderada el reciclado de los DSM especialmente de los desechos orgánicos por su importancia en la generación de CH_4. • Se incrementa gradualmente, de forma moderada, la utilización de la materia orgánica de los DSM en la preparación de compost. • Se incrementa gradualmente la disposición de DSM en rellenos sanitarios convencionales y manuales hasta cubrir el 80% de la población urbana al final del período. • Se incrementa gradualmente, de forma moderada, la captura y quema de CH_4 en SDDS mayores. • Se incrementa gradualmente, de forma moderada, la captura de CH_4 y su uso con fines energéticos en SDDS mayores.
Bajo	• Se alcanza un nivel bajo de implementación de las técnicas de gestión de los DSM. • Se mejora gradualmente, de forma ligera, el nivel y calidad de las actividades de recolección y disposición de DSM. • Se instrumentan gradualmente medidas para minimizar y reducir, de forma ligera, la producción de DSM en origen. • Se aplica gradualmente la recogida selectiva de desechos después de su separación en origen por los generadores hasta cubrir al 30% de la población urbana en 2030. • Se incrementa gradualmente, de forma ligera el reciclado de los DSM especialmente de los desechos orgánicos por su importancia en la generación de CH_4. • Se incrementa gradualmente de forma ligera la utilización de la materia orgánica de los DSM en la preparación de compost. • Se incrementa ligeramente la disposición de DSM en rellenos sanitarios convencionales y manuales hasta cubrir el 60% de la población urbana al final del período. • Se incrementa gradualmente de forma ligera la captura y quema de CH_4 en SDDS mayores. • Se incrementa gradualmente de forma ligera la captura de CH_4 y su uso con fines energéticos en SDDS mayores.

Fuente: López, 2011.

Nota: Las comparaciones (mejoras, incrementos, etc.) que se indican en estos escenarios son relativos a los niveles que presentaban esas actividades en el año 2010.

A continuación se expone un resumen de la evaluación realizada en la investigación sobre la aplicación actual y potencial de las opciones técnicas mencionadas anteriormente, en las que se incluyen las diferentes técnicas de gestión de los DSM.

1. Recuperación (Captura) del CH_4 Generado en SDDS y su Destrucción en Antorchas o su Aprovechamiento como Fuente de Energía.

La aplicación de esta opción técnica en el país comenzó realmente en el año 2008 con los proyectos de desgasificación de los vertederos "Calle 100 y Autopista" en La Habana y "Gascón" en Santiago de Cuba" en los años finales del "período actual de estimación" considerado en este estudio (1990 – 2010)[22].

El objetivo principal de estos proyectos en su primera fase, consistió en utilizar un sistema de recolección, control y quema de gas en antorchas para mejorar las condiciones ambientales existentes en estos vertederos y los asentamientos poblacionales circundantes bajo su influencia, debido a las emisiones de gas de vertedero y la ocurrencia frecuente de incendios en éstos. Se prevé una segunda etapa en que se decidirá los posibles usos del gas (generación de electricidad, uso industrial, uso doméstico) a partir de los resultados del monitoreo y calcularse los costos de depuración que se requerirán.

Cuadro 8. Proyecto MDL de Gran Escala 2260 "Captura y Destrucción de CH_4 en los Vertederos Calle 100 en La Habana y Gascón en Santiago de Cuba. UNFCCC web site. CDM Home http://unfccc.int.

El Vertedero "Calle 100 y Autopista", el mayor del país, se inauguró en el año 1997, y mayormente operó como un vertedero a cielo abierto en el que se realizaban diferentes acciones de gestión de los desechos, pero sin alcanzar los requerimientos de los rellenos sanitarios. Durante muchos años, por ejemplo, los desechos no tuvieron una adecuada compactación y cubrimiento. Se estima que hasta el año 2000 el volumen de desechos dispuestos en este vertedero era aproximadamente el 60% de los desechos dispuestos en la Ciudad de La Habana

En el año 2009, en 7 ha de las 21 ha consideradas para la primera etapa, funcionaban 28 pozos de un total de 58 previstos. Entre los meses de diciembre del 2008 y enero del 2009 se reportaba un total de 150 000 m^3 de gas dejados de emitir a la atmósfera. La zona seleccionada para la ejecución del proyecto tiene más de 10 años de explotación y se considera la de mayor potencialidad de captura de biogás ya que el resto del vertedero ha sido afectado por incendios o ya ha perdido la mayor parte del gas por tener alrededor de 30 años de explotación.

Debe notarse que en este proyecto, también se estimaron las reducciones de emisiones (t CO_2 eq) por el desplazamiento de energía a partir del año 2011. Estas reducciones de emisiones, menores en comparación a las que se obtienen por la destrucción del CH_4 en las antorchas, no fueron consideradas en este estudio. Tampoco existe aún consenso en la forma de abordar estas reducciones para la contabilidad y reporte de GEI cuando se compilan inventarios corporativos sobre la base de los estándares del Protocolo de GEI.

Fuente: López, 2011.

[22] Estos proyectos han sido desarrollados por Bionersis S. A. y Sur Continente S. A. (Biosur S. A.) y la Dirección Nacional de Servicios Comunales (DNSC, 2009).

Las cantidades de emisiones de CH_4 evitadas por la gestión de DSM en ambos vertederos entre el 2009 el 2019 está en el orden de los 51 Gg. Mientras que en el vertedero de Gascón las reducciones de emisiones crecen de unas 1,5 Gg en el año 2009 hasta los 2 Gg, en el de Calle 100 las emisiones evitadas decrecen desde unas 6,8 Gg en el 2009 a 2 Gg en el 2019.

Tabla 61. Metas principales referentes a la captura del CH_4 generado en SDDS y su destrucción en antorchas o su aprovechamiento energético, adoptadas para cada escenario.

Indicador	Escenario	Metas
Captura y destrucción de CH_4 en antorchas.	Bajo	• Se adoptan los niveles anuales de captura y destrucción de CH_4 de los proyectos MDL "Calle 100" y "Gascón" (2011 – 2019). En 2015, 2019 y 2025 se inician nuevos proyectos [(1)] (uno en cada año) de recuperación y destrucción de gas de vertedero en antorchas. • No incluye aprovechamiento energético.
Captura y destrucción de CH_4 en antorchas.	Medio	• Se inician seis nuevos proyectos[(1)] de recuperación y destrucción en antorchas del gas de vertedero (dos en el año 2015, dos en el año 2020, y otros dos en el año 2025). • Se mantiene la eficiencia en la destrucción del CH_4 en las antorchas del escenario bajo. • En este escenario se incluyen también los volúmenes proyectados a recuperar y destruir en el escenario bajo hasta el año 2019.
Captura y destrucción de CH_4 en antorchas. Aprovechamiento energético del gas de vertedero.	Alto	• Se asume el inicio de diez nuevos proyectos[(1)] de recuperación y destrucción del gas de vertedero (dos en el año 2015, cuatro en el año 2020 y otros cuatro en el año 2025). • En la mitad de los proyectos que inician a partir del año 2025 se asume una mayor eficiencia en la destrucción del CH_4 debido al uso del biogás con fines energéticos. • En este escenario se incluyen también los volúmenes proyectados a recuperar y destruir en el escenario bajo hasta el año 2019.

Fuente: López, 2011.

[(1)] Estos proyectos se asumen con volúmenes de recuperación y destrucción de CH_4 aproximados a los estimados para el vertedero Gascón.

2. Minimización, Reducción en Origen y Reutilización de DSM.

Sobre la minimización y reducción de los DSM se manejan diferentes conceptos e interpretaciones en la literatura especializada. Por ejemplo, la Agencia Europea de Medio Ambiente incluye dentro del concepto de minimización a la "prevención, reducción en origen, reducción de sustancias peligrosas y reciclaje". Es decir, medidas destinadas a conseguir la reducción en la producción de DSM así como de la cantidad de sustancias peligrosas y contaminantes presentes en ellos. Otro enfoque es el que se plantea en el movimiento mundial "Basura Cero" donde lo que se pretende minimizar es el volumen de desechos a disponer en SDDS.

En esta investigación se parte de la aplicación de diferentes técnicas de gestión de la contaminación, tomando en cuenta las etapas principales que se incluyen en la adecuada gestión de los DSM:

- Prevención (reducción en origen y reutilización de los desechos).
- Recogida selectiva en origen.
- Compostaje y metanización de la materia orgánica.
- Reciclaje.
- Disposición final en SDDS.

La reducción en origen requiere del aporte y las acciones de varios actores, fundamentalmente los productores de envases y embalajes, importadores de mercancías, comerciantes, distribuidores y los consumidores.

Los productores de envases y embalajes, tienen gran responsabilidad en la generación de desechos inútiles o difíciles o imposibles de reutilizar y reciclar. Se hace necesario establecer diferentes acciones (de tipo legal, acuerdos voluntarios, entre otros) para reducir y reutilizar los envases y embalajes usados en la distribución y venta de productos. Los importadores, comerciantes, distribuidores y proveedores de servicios (por ejemplo, turísticos y gastronómicos) pueden a su vez exigir a sus proveedores determinados requisitos y condicionantes ambientales en sus productos (disminución de envases y embalajes en los productos; productos reciclados y reutilizados, entre otros). También es factible establecer, por ejemplo, que los productos de papel contengan un porcentaje mínimo de fibras recicladas.

Por otra parte con el grupo de los consumidores, constituido por toda la población con sus hábitos de vida y patrones de consumo, se pueden desarrollar diferentes iniciativas y acciones que contribuyen a la minimización y reutilización de los desechos. Contribuyen a la reducción y reutilización de los desechos en los hogares la aplicación de diferentes medidas e iniciativas entre éstas (DDF, 2004):

- Priorizar la compra de alimentos frescos no procesados, y evitar aquellos con excesivo empaque.
- Priorizar en las compras en tiendas y mercados el uso de bolsas reutilizables y de material reciclable **en sustitución de las bolsas de plástico.**
- Aprovechar bien los artículos antes de deshacerse de ellos. Por ejemplo, utilizar las hojas de papel por ambas caras.

- Comprar solo lo necesario.
- Adquirir solo productos que sean reciclables.
- Separar los desechos generados al menos en orgánicos e inorgánicos.
- Producir compost en la propia casa donde resulte factible.

Para el desarrollo de esas iniciativas, es fundamental la realización de campañas de concientización ambiental y la incorporación de estos temas en los programas de todos los niveles de educación formal e informal. De las opciones principales identificadas para minimizar y reducir la producción de DSM en origen, especialmente de los componentes de estos asociados con la generación de CH_4 fueron incluidas de forma combinada en los escenarios las siguientes con diferentes "metas temporales" de acuerdo con los objetivos principales del estudio[23]:

- Reducción (optimización) de la producción, importación y uso de envases y embalajes especialmente minimizando el uso en estos de papel, cartón y madera.
- Crecimiento en el consumo de productos reutilizables y reciclables.
- Crecimiento en el consumo de alimentos frescos, no procesados.
- Implementación progresiva de la separación en origen de los desechos por los propios generadores.
- Crecimiento de la reutilización de desechos en los hogares.
- Crecimiento de la producción de compost en las propias casas e instalaciones donde resulte factible.

[23] No resulta factible en el estudio hacer una evaluación detallada y simular cada opción posible. Por este motivo, las opciones se agruparon en indicadores más generales.

Tabla 62. Metas principales referentes a la "minimización, reducción en origen y reutilización" consideradas para cada escenario de gestión ambiental - mitigación.

Indicador	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Reducción (optimización) en la producción, importación y uso de envases y embalajes de papel/cartón y madera[(a)]	Se reduce 0% en 2015 1% en 2020 5% en 2025 10% en 2030	Se reduce 1% en 2015 5% en 2020 10% en 2025 15% en 2030	Se reduce 5% en 2015 10% en 2020 20% en 2025 30% en 2030
Crecimiento de la producción de compost utilizando DSM en las propias casas e instalaciones donde resulte factible[(b)]	(b)	(b)	(b)

Fuente: López, 2011.

a) Se evalúa de conjunto con el reciclaje.

b) Su efecto en la reducción del COD se evalúa de conjunto con el reciclaje.

3. Reciclaje/Reutilización.

Reciclar se puede entender como "transformar los materiales que fueron desechados, a través de procesos que permiten elaborar nuevos envases, empaques y productos" (DDF, 2004). Comprende una amplia variedad de actividades de diferente tipo que pueden implementarse, en las que se incluyen potenciales obligaciones de los distribuidores y comerciantes de productos envasados con sus clientes.

La condición para iniciar un proceso de reciclaje es separar los desechos y recogerlos de forma selectiva. La mezcla de estos hace prácticamente imposible el aprovechamiento de una gran proporción de los desechos que se producen, especialmente los orgánicos. La separación es conveniente hacerla desde los propios hogares, centros de trabajo y estudio, entre otras entidades generadoras de desechos.

Hay distintos grados de separación que se aplican en dependencia de las posibilidades y condiciones existentes. La más simple es separar los desechos orgánicos [básicamente desechos de alimentos, jardinería (podas), madera y en ocasiones textiles] de los inorgánicos (plásticos, metales, vidrio y otros materiales) (DDF, 2004). Aunque el papel y el cartón son materiales orgánicos, por el valor que tienen para ser convertidos nuevamente en esos mismos materiales, en este tipo de separación simple se colocan junto con los desechos inorgánicos. Solamente con la separación, y desvío a otros destinos en sustitución de la disposición, de los desechos orgánicos en Cuba, se estaría reduciendo alrededor del 60% de la basura que llega a los SDDS, aspecto que tendría también un efecto notable en la reducción de las emisiones de CH_4 desde éstos.

Otros grados de separación son más desagregados e incluyen, básicamente, la separación también de los desechos orgánicos de los desechos inorgánicos, estos últimos desagregados en sus componentes principales (metales, vidrio, plásticos, y otros) incluyendo también en estos a los desechos de papel y cartón[24].

La separación en origen y la recogida selectiva, aunque claves para la aplicación de varias de las opciones de mitigación en esta categoría de fuente, requieren de la implementación de diferentes acciones. Éstas van desde la educación ambiental y la concientización sobre este tema a los generadores de desechos sólidos, entre estos a la población, hasta la necesaria introducción de mejoras importantes al sistema de manejo de los desechos sólidos en el país, aspecto que se traduce también en la necesidad de una mayor disponibilidad de recursos para este sector. Se requiere también de la preparación e instrumentación de las disposiciones legales correspondientes que organicen y normen la implementación de la separación en origen y recogida selectiva de los desechos. La estrategia ambiental nacional (CITMA, 2007) contempló que para el año 2010 quedara establecida la clasificación en origen en al menos 15 puntos del territorio nacional. Además de la separación en origen y la recogida selectiva, existen diversas opciones que contribuyen a potenciar el reciclaje y disminuir los volúmenes de desechos que se disponen en los SDDS, especialmente los orgánicos por su papel en la generación y emisión de CH_4.

Entre éstas, pueden mencionarse:

- Aplicación de impuesto progresivo a la disposición final de desechos orgánicos en SDDS y que contribuya a minimizarla.
- Incremento progresivo, por los productores, del reciclaje de la totalidad de los desechos de envases generados, especialmente los de papel/cartón y madera.

[24] Hay otros muchos tipos de desechos, incluyendo los desechos electrónicos, baterías, de la informática, entre otros. También hay desechos difíciles de clasificar debido a que se presentan combinados (orgánicos e inorgánicos) o pueden aparecer en alguna de esas variantes, por ejemplo, los textiles a partir de las fibras con que son producidos. No resulta posible intentar establecer un sistema demasiado detallado que sería inviable para su aplicación con la población.

En las metas seleccionadas para los escenarios, y de acuerdo con los objetivos de la investigación, la separación en origen se simula en diversos grados. En estos se prioriza la minimización de la materia orgánica que se dispone en los SDDS. En la Tabla 63, se presenta un resumen de las "metas" principales adoptadas sobre la separación en origen y la recogida selectiva en los escenarios combinados de gestión ambiental - mitigación.

Tabla 63. Metas principales referentes a la separación en origen y la recogida selectiva de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario combinado de gestión ambiental – mitigación.

Indicador	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Recogida selectiva simple de los DSM. Separación en origen de los desechos orgánicos e inorgánicos [(2)]	Porcentaje de la población urbana [(1)] 5% en 2015 10% en 2020 15% en 2025 30% en 2030	Porcentaje de la población urbana [(1)] 10% en 2015 20% en 2020	Porcentaje de la población urbana [(1)] 20% en 2015 30% en 2020
Recogida selectiva desagregada de los DSM. Separación en origen de los desechos orgánicos e inorgánicos pero estos últimos desagregados en sus componentes principales [(2)]	NO	Porcentaje de la población urbana [(1)] 30% en 2025 40% en 2030	Porcentaje de la población urbana [(1)] 40% en 2025 50% en 2030

Fuente: López, 2011.

[(1)] Porcentaje de la población urbana que separa los desechos en origen y cuenta con servicio de recogida selectiva de DSM.

[(2)] Los desechos principales considerados para la estimación de las emisiones de CH_4 son los correspondientes a restos de alimentos, desechos de podas, papel y cartón, textiles y madera separados en origen por los generadores. NO – No ocurre.

En Cuba, el reciclaje de materias primas se realiza, fundamentalmente, mediante la "Empresa de Recuperación de Materias Primas" que dirige esta actividad a nivel de país y que recibe estos materiales desde diversas fuentes, entre éstas las industrias y empresas, comercios, personas dedicadas por cuenta propia a esta actividad (recuperadores de materias primas) y la población mediante campañas de recogida realizadas por organizaciones del país, especialmente los Comités de Defensa de la Revolución[25].

En esta investigación, no se dispuso de información suficiente para desglosar los volúmenes recuperados en las fracciones que provienen de comercios, restaurantes, la población, etc. como parte de los DSM, y la que proviene de las industrias. Para estimar un valor indicativo

[25] El sector empresarial es un generador importante de desechos sólidos reutilizables. La Ley 1288 de 1975 obliga a los organismos y dependencias del Estado a recuperarlos y recalca en el artículo 6 de su Reglamento que "no se podrán incinerar, destruir, enterrar o conducir al vertedero los desechos de materias primas, productos y materiales reutilizables". Por otra parte, en los últimos años, se ha potenciado el reciclaje de escombros para su incorporación a los materiales de construcción de amplia demanda en el país, medida que también contribuye a evitar emisiones de GEI. Este aspecto no fue evaluado en esta investigación.

para el año 2010 de la fracción correspondiente a los DSM, se consideró el 50% del total recuperado de papel y cartón y el 25% del total recuperado para los textiles como parte de los DSM.

En los escenarios se incluyó también entre los materiales reciclados la utilización de desechos frescos de alimentos y jardinería (especialmente recortes de césped y hojas secas) para la preparación de compost. Como se precisó anteriormente, el compostaje tiene un doble papel para las emisiones de CH_4, por una lado contribuye a disminuir esas emisiones por la reducción de la disposición de materia orgánica en los SDDS y por otra parte, durante su preparación se generan determinados volúmenes de CH_4[26].

El compostaje es esencial para alcanzar, de forma económica, altos niveles de desvío de las disposiciones finales de materia orgánica en SDDS (en el escenario alto se prevé alrededor del 50% de desvío en el año 2030). Además de su importancia para las emisiones de CH_4, evitar verter material orgánico y putrescible en vertederos disminuye el grado de contaminación y molestias que éstos generan.

En el Plan Maestro sobre Manejo Integral de los Residuos Sólidos Urbanos en la Ciudad de La Habana (Nipon, 2004), se presentan las tendencias presentes y futuras de la utilización de los desechos orgánicos para diferentes fuentes de generación (Ver Tabla 64). En Goicohea y Fabregat (2011), se potencia el uso de la fracción orgánica para la elaboración de compost (8% de la fracción orgánica generada en La Habana para el 2015). Estas tendencias y metas también fueron consideradas para la preparación de los escenarios.

Tabla 64. Tendencias actuales y futuras de la utilización de los desechos orgánicos.

Fuente de generación	2005	2015	2025	Opciones
Desechos de las viviendas (área urbana)	0%	15%	25%	Instalación de producción de compost orgánico
Desechos de las viviendas (área semiurbana)	0%	15%	25%	Producción doméstica de compost orgánico
Hoteles y Restaurantes	0%	25%	50%	Instalación de producción de compost orgánico
Mercados	0%	100%	100%	Instalación de producción de compost orgánico

Fuente: López, 2011.

[26] Se toma en cuenta también que en el compostaje, no se recomienda utilizar restos de comidas grasientas, carnes, lácteos y huevos porque tienden a atraer insectos y otros animales indeseados y la generación de malos olores. Esta reducción en la disposición de materia orgánica, y la que se obtiene del reciclaje de otros materiales, contribuye también a extender la vida útil de los rellenos sanitarios y evitar así la necesidad de la construcción de nuevas instalaciones proceso del cual también se generan emisiones de GEI.

Con relación a la recuperación de desechos de alimentos en los DSM, a partir de 1968, con la creación del Combinado Porcino Nacional (CPN), se comenzó la construcción de plantas procesadoras de pienso líquido para posibilitar el aprovechamiento de los desperdicios alimentarios agropecuarios, de la pesca, industriales y gastronómicos. A partir de 1990, se produce una reducción drástica en el acopio de estos residuos alimentarios que se destinaban a los cerdos del sector estatal mediante la elaboración de alimento líquido (Heredia et al., 2004). Parte de estos desechos, especialmente los derivados de comedores y la gastronomía, forman parte de los DSM. En la investigación no se dispuso de información cuantificada sobre estas producciones, ni de elementos para estimar la fracción correspondiente a los DSM, y por este motivo este aspecto no fue considerado en los estimados de emisiones ni en la preparación de los escenarios.

En la Tabla 65, se resumen las "metas" principales referentes al reciclaje de los DSM a nivel agregado en el país, adoptadas para cada escenario combinado de gestión ambiental - mitigación.

Tabla 65. Metas principales referentes al reciclado de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario combinado de gestión ambiental – mitigación.

Indicador	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Reciclaje de papel y cartón[2]	Se incrementa [1] 3% en 2015 6% en 2020 9% en 2025 12% en 2030	Se incrementa [1] 5% en 2015 10% en 2020 15% en 2025 20% en 2030	Se incrementa [1] 10% en 2015 20% en 2020 30% en 2025 40% en 2030
Reciclaje de textiles[2]	Se incrementa [1] 3% en 2015 6% en 2020 9% en 2025 12% en 2030	Se incrementa [1] 5% en 2015 10% en 2020 15% en 2025 20% en 2030	Se incrementa [1] 10% en 2015 20% en 2020 30% en 2025 40% en 2030
Utilización de desechos de alimentos y jardinería de los DSM en la preparación de compost [2]	Se incrementa [1] 3% en 2015 6% en 2020 9% en 2025 12% en 2030	Se incrementa [1] 5% en 2015 10% en 2020 15% en 2025 20% en 2030	Se incrementa [1] 10% en 2015 20% en 2020 30% en 2025 40% en 2030

Fuente: López, 2011.

[1] Con relación a los niveles del año 2010.

[2] Conducen a la reducción del COD de los DSM dispuestos.

Tratamiento

Entre las opciones factibles para el tratamiento de los DSM, la investigación se centró en aquellas que tienen importancia para las emisiones de CH_4, especialmente en la preparación de compost como parte de los tratamientos biológicos. El compostaje es una opción para la gestión de los desechos que además de limitar la generación de CH_4 mediante la reducción de la cantidad de desechos orgánicos dispuestos en SDDS, genera determinados volúmenes de CH_4 durante el proceso de su preparación.

Los desechos orgánicos pueden utilizarse además de para la preparación de compost, para la preparación de vermicompost, mediante el desarrollo de la lombricultura o destinarse al sector agropecuario. También pueden ser tratados utilizando biodigestores que posibilitan su transformación biológica, la producción de biogás para uso energético, y la generación de un residuo orgánico con características similares al "humos" que puede aprovecharse y supera al compost en cuanto abono, siendo ambos orgánicos (Compost. EcuRed, 26 Junio 2011).

El compostaje es una opción que se considera conveniente en Cuba debido al alto contenido de materia orgánica y humedad de los DSM. No obstante, el compostaje de la fracción orgánica de los DSM es aún poco practicado en Cuba.

En la Ciudad de La Habana funciona una planta donde los DSM mezclados son transportados a una instalación de clasificación en la que se separan los desechos orgánicos y otros desechos reciclables. Con los desechos se prepara compost con una producción alrededor de los 3 Mg/año.

También en la Ciudad de La Habana funciona un proyecto para el manejo de los DSM financiado por el Gobierno de Suiza, el apoyo técnico de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y su materialización por el Gobierno provincial de la capital cubana particularmente su Departamento de Servicios Comunales y su Unidad de Higiene.

El proyecto parte de la recogida selectiva y diferenciada de los desechos domiciliarios (desechos orgánicos y no orgánicos) en un sector del Municipio Playa de esta ciudad y su utilización para producir compost y generar energía eléctrica limpia. El proyecto incluyó entre otros aspectos la creación de una planta para la producción industrial de compost y una planta de biogás con su generador de electricidad.

Tabla 66. Metas principales referentes a la preparación de compost a partir de los DSM a nivel general en Cuba, adoptadas para cada escenario de gestión ambiental - mitigación.

Indicador	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Fabricación de compost a partir de los DSM	Se incrementa [1]	Se incrementa [1]	Se incrementa [1]
	3% en 2015	10% en 2015	20% en 2015
	6% en 2020	15% en 2020	30% en 2020
	9% en 2025	20% en 2025	40% en 2025
	12% en 2030	25% en 2030	50% en 2030

Fuente: López, 2011.

[1] Con relación a los niveles del año 2010.

Eliminación/Disposición Final en SDDS

La "eliminación", en el contexto de este estudio, consiste fundamentalmente en la disposición final de DSM en los SDDS, una vez agotada las posibilidades de minimización y reducción en origen, reciclaje – reutilización y tratamiento. Otras vías que también pueden considerarse de eliminación o disposición final fueron incluidas en otras técnicas de gestión. Por ejemplo, la fabricación de compost (considerada entre las opciones de tratamiento).

En realidad, todas las técnicas de gestión descritas anteriormente tienen un impacto directo en la disposición final, especialmente en la reducción de los volúmenes de DSM que son dispuestos en SDDS y en la modificación de su composición. Por este motivo, y para evitar evaluar opciones analizadas bajo otras técnicas, con relación a la disposición final el estudio de centró en otras prácticas alternativas en la gestión de los DSM en los SDDS y que influyen en la generación de CH_4 o su oxidación en las cubiertas de los SDDS.

En los escenarios, la fracción correspondiente a incineración de DSM se asumió como cero y las fracciones correspondientes a la preparación de compost y reciclaje se derivan de las "metas" establecidas en cada escenario. A partir de estos datos se estimó la fracción dispuesta en SDDS para cada año del período 2011 – 2030 y escenario, la que se utilizó para estimar el volumen de DSM dispuesto en cada año y escenario evaluado. Para estimar la proporción de disposición por tipos de SDDS por años y escenarios, se establecieron "metas" que se precisan con posterioridad.

Prácticas en la Gestión de los Desechos Sólidos que Influyen en su Descomposición, la Generación de CH_4 y la Oxidación de CH_4 en las Cubiertas de los SDDS.

De las opciones principales identificadas con relación a estas prácticas alternativas de gestión, en los escenarios fueron incluidas las siguientes con diferentes "metas temporales":

- Acondicionamiento y restauración de vertederos existentes. Clausura o conversión gradual de los vertederos a cielo abierto en vertederos convencionales o rellenos sanitarios no manuales o manuales y conversión de vertederos convencionales en rellenos sanitarios.
- Construcción de rellenos sanitarios (no manuales).
- Utilización de material apropiado para las cubiertas de los SDDS que incremente la oxidación microbiana de CH_4 (para esta práctica no se adoptaron metas específicas pues está incluida en las prácticas anteriores).

En el Tabla 66, se resumen las "metas" referidas a la distribución de los DSM dispuestos, a nivel general en Cuba, por tipos de SDDS, y escenario de gestión ambiental - mitigación. A partir del año 2015, en el Escenario Alto se crean rellenos sanitarios (no manuales) con sus requerimientos fundamentales implantados. Estos surgen de la conversión de vertederos convencionales (controlados) o la construcción de nuevos vertederos. La cobertura de RSM se asume aproximadamente estabilizada a partir del 2015, aunque surgen nuevos y otros terminan su ciclo de vida.

Tabla 67. Metas principales referentes a las fracciones de los DSM generados dispuestos por tipos de SDDS y escenarios de gestión ambiental - mitigación.

Indicador	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Fracción de DSM generados dispuestos en vertederos a cielo abierto	10% en 2015 5% en 2020 0% en 2025	NO	NO
Fracción de DSM dispuestos en vertederos convencionales (controlados)	60% en 2015 65% en 2020 60% en 2025 50% en 2030	65% en 2015 60% en 2020 50% en 2025 40% en 2030	60% en 2015 55% en 2020 40% en 2025 30% en 2030
Fracción de DSM dispuestos en rellenos sanitarios	0% en 2015 0% en 2020 5% en 2025 15% en 2030	0% en 2015 5% en 2020 15% en 2025 25% en 2030	5% en 2015 10% en 2020 25% en 2025 35% en 2030

Fracción de DSM dispuestos en rellenos sanitarios manuales	30% en 2015 35% en 2020 35% en 2025 35% en 2030	35% en 2015 35% en 2020 35% en 2025 35% en 2030	35% en 2015 35% en 2020 35% en 2025 35% en 2030

Fuente: López, 2011.

Proyección de las Emisiones de CH_4 Derivadas de la Gestión de los DSM para los Escenarios Combinados de Gestión Ambiental – Mitigación.

Para la obtención de la proyección de emisiones de CH_4 para cada uno de los tres escenarios de gestión ambiental – mitigación construidos, se corrieron los modelos para calcular las emisiones de CH_4 considerando las opciones técnicas generales para reducir las emisiones de CH_4 derivadas de los DSM adoptadas en los escenarios con sus correspondientes metas temporales (López, 2011).

Para poder evaluar por separado los efectos sobre las emisiones derivados de la instrumentación de cada una de estas opciones generales, se asume que el resto de las opciones no se instrumentan o se mantienen al nivel del año 2010, aunque posteriormente se realiza una evaluación integrada por escenarios con la aplicación simultánea de todas las opciones consideradas.

Resultados Obtenidos en la Proyección de Emisiones de CH_4 por la Aplicación Simultánea de las Opciones Técnicas Generales Consideradas en los Escenarios de Gestión Ambiental – Mitigación.

A continuación muestran los resultados integrados obtenidos de los efectos que tienen sobre la proyección de emisiones la aplicación simultánea de las opciones generales y prácticas de gestión de los DSM con sus correspondientes metas temporales consideradas en los escenarios de gestión ambiental – mitigación bajo, medio y alto. La mayoría de estas prácticas tienden a reducir las emisiones de CH_4 desde esta categoría de fuente y pueden considerarse entre las opciones potenciales de mitigación. Por el contrario otras de las prácticas de gestión consideradas (incluidas en la opción general 3), contribuyen mayormente al incremento de estas emisiones. No obstante, estos incrementos en las emisiones no compensan las reducciones que se derivan de la aplicación de las opciones técnicas 1 y 2, por lo que el resultado general es la disminución de las emisiones netas en los tres escenarios de gestión ambiental mitigación considerados.

En la Tabla 68, se presenta un resumen de los cambios en las emisiones de CH_4 que se alcanzarían en diferentes plazos y escenarios de la proyección como consecuencia de la implementación de las opciones técnicas y prácticas de gestión de los DSM, y sus metas, consideradas en los tres escenarios de gestión ambiental - mitigación evaluados. Estos cambios, se presentan en comparación con los años bases (1990 y 2000) utilizados en la preparación de los inventarios nacionales de GEI de las Partes no Anexo I de la CMNUCC y también para el año de referencia 2010 utilizado en esta investigación.

Tabla 68. Resumen de los cambios (%) en las emisiones de CH_4 con relación a los años base (1990 y 2000) y de referencia (2010) como consecuencia de la implementación de las opciones técnicas y prácticas de gestión de los DSM y sus metas, consideradas en los escenarios de gestión ambiental – mitigación[(1)].

Escenario	Años	Cambios con relación al año base o de referencia		
		1990	2000	2010
REFERENCIA	2015	40,9	50,1	6,3
	2020	46,9	56,5	10,8
	2025	52,4	62,3	12,8
	2029	58,4	68,7	19,5
BAJO	2015	31,2	39,8	-0,1
	2020	42,9	52,3	7,8
	2025	46,9	56,5	10,8
	2029	50,0	59,8	13,2
MEDIO	2015	27,5	35,8	-3,8
	2020	32,6	41,3	0,1
	2025	20,6	43,6	1,7
	2029	33,5	42,2	0,7
ALTO	2015	26,3	34,6	-4,7
	2020	22,6	30,7	-7,5
	2025	2,5	9,2	-22,6
	2029	-9,0	-3.1	-31,4

Fuente: López, 2011.

[(1)] Los cambios en esta tabla se refieren al cambio de la emisión en el escenario y año correspondiente en la columna de la izquierda, con relación a los años base 1990 y 2000 y el año de referencia 2010 ubicados en la fila superior de encabezamiento.

[(2)] Se compara el año 2029, debido a que en el 2030 terminan varios de los proyectos de captura y destrucción del CH_4 considerados en los escenarios.

Tabla 69. Resumen de los cambios en las emisiones de CH_4 que se derivan de la implementación de las opciones y prácticas de gestión de los DSM y mitigación de las emisiones de CH_4 consideradas en los escenarios combinados de gestión ambiental – mitigación.

Opciones y Prácticas de Gestión de los DSM	Repercusión en la Emisión de CH_4 (%)		
	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Opción Técnica General 1 (Captura y destrucción/uso del CH_4)	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia -11,8% en 2015 -6,6% en 2020 -6,7% en 2025 -7,4% en 2029[(3)]	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia -14,7% en 2015 -13,8% en 2020 -13,5% en 2025 -14,8% en 2029[(3)]	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia -14,7% en 2015 -24,2% en 2020 -25,5% en 2025 -29,6% en 2029[(3)]
Opción Técnica General 2 (Prácticas alternativas a la disposición final)[(1)]	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia

	-1,2% en 2015 -3,9% en 2020 -6,7% en 2025 -9,8% en 2030	-2,7% en 2015 -6,7% en 2020 -10,4% en 2025 -15,9% en 2030	-4,3% en 2015 -12,5% en 2020 -21,5% en 2025 -30,8% en 2030
Opción Técnica General 3 (Prácticas relacionadas con la disposición final de DSM en SDDS)[(2)]	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia +0,7% en 2015 +3,1% en 2020 +5,4% en 2025 +7,7% en 2030	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia +2,0% en 2015 +5,1% en 2020 +7,5% en 2025 +10,2% en 2030	Cambio de la emisión con relación al escenario Referencia +2,5% en 2015 +6,2% en 2020 +9,1% en 2025 +12,7% en 2029

Fuente: López, 2011

[(1)] Incluye minimización, reducción en origen, reciclaje y tratamiento de DSM.

[(2)] Incluye acondicionamiento, restauración, conversión y construcción de vertederos y la utilización de cubiertas que incrementen la oxidación microbiana del CH_4 en éstas.

[(3)] En esta opción se utiliza 2029 para la comparación debido a que en el 2030 terminan algunos de los proyectos de captura y destrucción/uso del CH_4 considerados en los escenarios.

Al comparar los resultados de los escenarios de gestión ambiental – mitigación con los años base y de referencia puede observarse que emisiones menores a las estimadas para 1990, en esta categoría de fuente, se obtienen solamente en el escenario alto al final del período de proyección (por ejemplo, 2029). Valores inferiores a los estimados para el año 2010 se obtienen también fundamentalmente en el escenario alto pero ya a partir del año 2015.

Es necesario recordar, que "la mitigación no necesariamente implica una reducción absoluta en las emisiones con relación a un año base dado, sino que implica una reducción relativa a las emisiones que podrían haber ocurrido en el futuro en la ausencia de una acción específica de mitigación de GEI" (CMNUCC, 2008).

Incineración de los residuos sólidos urbanos: generación de electricidad.

La incineración de desechos es una opción ampliamente utilizada, especialmente en países industrializados, para reducir la cantidad de desechos dispuestos. A menudo se combina con la recuperación de la energía derivada de la combustión de los desechos. Los costos de la aplicación de esta opción, se justifican sobre la base del incremento continuado que experimentan, actualmente, los costos en el manejo de los DSM. Se considera que existe un potencial para su expansión en países desarrollados, pero no así en los países en desarrollo debido a que en estos los desechos son, normalmente, demasiado húmedos para operaciones viables desde el punto de vista económico (López, 2011).

La puesta en marcha de capacidad generadora de electricidad a partir de la quema de residuos sólidos municipales, constituye una opción importante para la solución del manejo de desechos urbanos en las grandes ciudades. De acuerdo a los estimados de crecimiento demográfico, en el 2050 la población urbana del país estaría rosando los 8,4 millones de personas, los cuales generarían unas 2,8 millones de toneladas de residuos sólidos, cuyo manejo en rellenos sanitarios liberarían unas 112,8 miles de t CH_4[27].

La instalación de una capacidad de generación de electricidad en CTE procesadoras de residuos sólidos municipales del orden de los 100 MW, permite procesar, en el 2050, unos 713 Mt de residuos sólidos municipales, una cantidad equivalente a una población de 2,9 millones de habitantes, el 35% de la población urbana total estimada para ese propio año.

El potencial de mitigación de emisiones de GEI estimado a partir de la incineración de los residuos urbanos en estas CTE, entre los años 2020 (año en que se ponen en explotación los primeros 25 MW de potencia) hasta el 2050 es del orden de 547 Mt CH_4, que en términos de potencial de calentamiento equivale a 11,5 millones de t CO_2 eq.

La opción implica niveles de inversión nominal acumulados entre el 2020 y el 2050 del orden de los 18 millones de dólares, que actualizados al 2004 representan unos 4 millones de dólares. No se incluyen los costos implícitos en la infraestructura de apoyo para la separación, clasificación y transportación de los residuos a las CTE. De esta forma, el costo estimado de la tonelada de CH_4 evitada, en términos de potencial de calentamiento es de 0,35 dólares.

2.5.4 Sector de procesos industriales: Incremento de la producción de cementos con alta componente de aditivos activos en base a zeolita.

El uso de la zeolita como aditivo en la industria cementera nacional constituye una de las medidas mitigación de emisiones de GEI identificadas en este sector, postergada continuamente debido por una parte las dificultades económicas por la que ha estado atravesando la nación, y, por otra, al hecho de que no existe la costumbre por parte de los constructores a usar cementos con aditivos.

[27] De acuerdo a la información demográfica disponible, solo la capital cuenta con la población necesaria para generar la cantidad de residuos sólidos necesarios para abastecer una CTE de 100 MW. Las otras concentraciones urbanas de importancia se ubican en Santiago de Cuba y Holguín con 0,7 y 0,665 millones de personas. Sin embargo, las capacidades comercialmente disponibles permiten utilizar esta tecnología incluso en ciudades medianas. Según la Contribución al Reporte Especial sobre Fuentes Renovables de Energía del IPCC (borrador del 2011) , el tamaño de planta típico para el procesamiento de residuos sólidos urbanos disponibles comercialmente están entre los 1 y 10 MW, con costos de inversión que se mueven en un amplio rango (370 y los 3000 US$/kW). Por su parte, los costos de operación y mantenimiento y de la materia prima se sitúan entre 15-130 US$/kW y los 3 US$/GJ, respectivamente.

Los aditivos reducen la cantidad de emisiones de CO_2 a partir del hecho de que, por una parte, reduce la cantidad de clinker (responsable fundamental de las emisiones en la industria, debido al proceso de descarbonización de la caliza), necesaria para la producción de cemento, y por otra, debido a la reducción del uso de combustibles y electricidad en los hornos para el proceso de sinterización.

En la PCN no se identificaron opciones en este sector de procesos industriales, no obstante en los inventarios nacionales de emisiones y remociones de GEI es posible identificar la actividad de producción de cemento como una de las actividades que mayores niveles de emisiones de GEI aportan a la contaminación atmosférica, además con serias implicaciones locales sobre la salud.

De esta forma, se estima que algo más de 1 millón de t CO_2 eq fue el aporte de esta actividad a las emisiones de GEI totales del país en el año 2002. De esta forma se tiene que dentro del módulo de Procesos Industriales, a la producción de cemento le corresponde el 90% de las emisiones del mismo.

2.5.4.1 Potencialidades actuales dentro de los sectores.

Después del redimensionamiento del año 1997, las capacidades productivas de la industria cementera cubana alcanzaron los 3,342 millones de toneladas (de ella 0,1 millones de t de cemento blanco), con una disponibilidad del 97,5% (3,3 millones de toneladas). Sin embargo, los niveles de producción alcanzados en los últimos años apenas han sobrepasado el 1,9 millones de toneladas (ver Tabla 70).

Tabla 70. Producción de cemento (Mt) y aprovechamiento de la capacidad instalada

Año	Producción cemento (Mt)	Aprovechamiento capacidad instalada (%)
2002	1944,3	58
2003	1345,5	40
2004	1401,3	42
2005	1566,9	47
2006	1704,7	51
2007	1805,3	54
2008	1705,2	51
2009	1625,7	49

Fuente: ONE, 2010.

Las fábricas de Cemento más importantes están en Mariel (en la actual provincia de Artemisa), Cienfuegos y Santiago de Cuba, aunque hay otras capacidades ubicadas en Camagüey, Sancti Spíritus y Artemisa. Tanto la fábrica ubicada en Mariel como la de Cienfuegos están asociadas con capital extranjero; esta última sometida a un profundo proceso de rehabilitación que la puso en disposición de producir casi 1 millón de toneladas de cemento anualmente.

En esta fábrica, el Grupo Empresarial del Cemento, la Comercializadora del Cemento, la Oficina Técnica de CUBAENERGIA para la implementación y seguimiento de proyectos MDL junto a la dirección de Cementos Cienfuegos S.A. identificaron las potencialidades de reducción de emisiones de GEI a partir de la aditivación con zeolita del cemento producido. Se estima que con una inversión adicional de algo más del millón de dólares en ciertas modificaciones tecnológicas, instalación de báscula dosificadora, transportador de banda y sistema de desempolvado la fábrica estaría en capacidad de reducir sus emisiones anuales en unas 66 mil t CO_2. Esto sería a partir de un cambio en la estructura de producción a favor del cemento Portland Puzolanico (PP 350) y Portland (PZ 250), con adición activo natural que va desde los 18-20% a 30-32%, y zeolita como aditivo fundamental, como alternativa a los cementos P 350 y PP 250 producidos tradicionalmente; y la reducción del consumo de combustible y energía eléctrica en la producción de clinker.

2.5.4.2 Diseño y evaluación de las medidas. Supuestos y cuantificación.

Para la elaboración de los inventarios de GEI, la Guía de Buenas Prácticas del IPCC proponen para la producción de cemento, un coeficiente de emisión por tonelada de Clinker de 0,52 t CO_2/t clinker. Por otra parte, propone un coeficiente de ajuste para convertir la producción de cemento en su equivalente en clinker, de 1,04.

La producción de clinker en Cementos Cienfuegos en 2009 fue del orden de las 554 Mt, con un nivel de emisiones asociado al proceso de decarbonatación de la roca caliza de 290 Mt CO_2. Si la estructura productiva variara a favor de los cementos aditivados (PP 350, con 20% de aditivos activos y PZ 250, con 35% de aditivos), las emisiones correspondientes a la misma producción de cemento alcanzarían el nivel de 240 mil t CO_2 ($MtCO_2$). Lo anterior significaría, dada una reducción de casi 49 Mt CO_2 cada año, para un período de 20 años un potencial de mitigación de emisiones de GEI, solo en esta fábrica de casi 1 millón de t CO_2 (980 Mt CO_2).

Sin embargo, el potencial de la industria del cemento, bajo el supuesto de que la misma alcance capacidad de producción de los 3,3 millones ante el cambio en la estructura productiva a favor de los cementos aditivados PP 350 y PZ 250 reduce las emisiones de CO_2 de 1,8 millones de toneladas a 1,5, para un potencial de reducción anual de 300 mil t CO_2, unos 6 millones de t CO_2 en 20 años.

Los estudios realizados por el Grupo Empresarial del Cemento y su Comercializadora (ECCEM) han identificado que las barreras financieras y tecnológicas, que por lo general limitan la implementación de la mayoría de las opciones para mitigar emisiones de GEI, en

el caso de la producción de cemento aditivados, se suman a una "cultura productiva y de utilización" de este producto por parte de los constructores que constituye una limitante de la mayor importancia.

2.5.4.3 Barreras y oportunidades.

Entre las barreras que limitan la implementación de esta opción la que parece ser la más importante proviene de los patrones de uso prevaleciente entre los constructores nacionales que no tienen hábitos de uso de cementos con altos niveles de aditivación.

Otras barreras provienen del lado de la tecnología, ya que el cambio en la estructura productiva requiere una transformación radical aunque no costosa de las instalaciones fabriles. Esto se refiere a ciertas modificaciones tecnológicas, la instalación de básculas dosificadoras, transportadores de banda y sistemas de desempolvado, y la construcción de silos de almacenaje para la zeolita y el producto terminado, así como de la infraestructura que garantice el abastecimiento de los aditivos, esto es mayor cantidad de transportación de materiales, que dadas las condiciones actuales del entorno macroeconómico y regulatorio, pueden elevar notablemente los costos de la producción de cementos aditivados, incluso hacerla "irrentable".

De igual forma, el entorno macroeconómico, regulatorio y legal constituyen escoyos de notable importancia para la implementación de tal opción. Esto se refiere a que al no existir una reglamentación clara de los destinos de los ingresos que pudieran obtenerse por la eventual venta de los certificados de emisiones resultante de la implementación de un proyecto de MDL, se reducen los incentivos para los agentes involucrados de tratar de materializar tal opción no obstante las asimetrías propias de la institucionalidad existente hasta el momento.

2.5.4.4 Consideraciones finales.

La industria del cemento puede jugar un papel de importancia nada despreciable en los esfuerzos nacionales por mitigar emisiones de GEI. Aunque aquí solo se ha evaluado el aporte a la mitigación a partir de la reducción de emisiones directa de CO_2, la opción tiene implicaciones en cuanto a la reducción "indirecta" debido al mejoramiento de los índices de consumo de combustibles en la propia industria del cemento y a la reducción de los insumos para la generación de electricidad en las centrales eléctricas al reducir la demanda de este portador en el proceso de producción del cemento, en particular cuando dicha reducción ocurre en el horario de máxima demanda del Sistema Electroenergético Nacional.

Por otra parte, las exigencias financieras en inversión no resultan elevadas, como parece demostrar el estudio de pre factibilidad realizado en la Empresa Cementos de Cienfuegos, situando el costo anual de la tonelada de CO_2 evitada en el entorno de los 2,5 dólares.

Capítulo 3. Análisis de los Escenarios Socioeconómicos.

3.1 Premisas para la elaboración de los escenarios. Antecedentes.

La PCN de la República de Cuba, a la CMNUCC, marcó un hito en los estudios ambientales, socioeconómicos, científico-tecnológicos, integrados, para dar cumplimiento al compromiso contraído por el Gobierno ante la misma. Esto no solo por la importancia los resultados obtenidos para las autoridades nacionales en el proceso de toma de decisión, y el alto nivel científico presentado a la comunidad internacional, sino también por las capacidades "reveladas" de las instituciones nacionales para incorporarse a un proceso de la mayor complejidad y rigor científico y de asimilar al quehacer científico nacional del nuevo conocimiento y aportar experiencias del país en el campo de la protección de los recursos naturales.

Los estudios abordados en el capítulo de mitigación de esta PCN identificaron un grupo de acciones en diferentes campos, en especial, relacionadas con la política de ahorro y uso racional de la energía, que pocos años después fueron incorporados al programa de la Revolución Energética.

Los antecedentes de este estudio se sitúan en los trabajos iniciales de construcción de escenarios energéticos y de impacto ambiental vinculados a los esfuerzos de cuantificación para la PCN a la CMNUCC, año 2002 (Somoza, García, Pérez, López, Zúñiga, Llanes y Torres), y en la propia PCN como documento de trabajo básico.

Para este ejercicio se toman como base los resultados obtenidos de los estudios prospectivos al sector energético (Somoza, Álvarez, 2003) y que culminó con el proyecto científico técnico ramal Escenarios energéticos en apoyo a la toma de decisiones (Somoza, 2010). También se suma la participación en talleres de modelación y seminarios de formulación de política energética. Tales como los seminarios talleres del MAED (2003) y del LEAP (2010), resultados de las relaciones con la OIEA por una parte, y del IEE/Fundación Bariloche y del Stockholm Environment Institute de Boston, instituciones que se sitúan en la frontera del conocimiento prospectivo aplicados al tema de la energía y el medio ambiente.

Es importante aclarar que las opciones evaluadas en el contexto de la 2da Comunicación de Cuba a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático e incorporadas a este texto, no suponen compromisos formales para su implementación, ni forman necesariamente parte de programas, o proyectos específicos, no obstante el hecho de que

muchas de ellas sean valoradas como opciones deseables, y sean ejecutadas en algún momento cuando existan condiciones técnicas y financieras favorables. Las magnitudes de las opciones no suponen asimismo compromisos o metas. El estudio de las opciones y por tanto la construcción de los escenarios correspondientes (Referencia, Mitigación y uso Intensivo de FRE), intenta señalar (con el grado de incertidumbre implícito en los datos, la evolución de los mercados energéticos y el avance del conocimiento científico técnico vinculado a este tema) lo que sucedería en diferentes ámbitos si se adoptan las opciones estudiadas, posiblemente bajo diferentes condiciones, como sucedió con una parte de las opciones propuestas en la Primera Comunicación Nacional.

3.1.2 Situación actual: potencialidades de mitigación. Potencial de las Fuentes Nacionales de Energía.

La estimación de las reservas y potenciales energéticos de una nación resulta una labor de la mayor complejidad por la magnitud de la tarea de medición y evaluación. Además que involucra importantes niveles de financiamiento para la inversión y ejecución en las tecnologías y trabajos de prospección y cuantificación de las reservas de hidrocarburos y los potenciales hidráulicos, eólicos, solares, en la determinación de los coeficientes de emisiones de residuales en el caso de las fuentes urbanas y agroindustriales de residuos biodegradables.

Las magnitudes de las reservas y potenciales energéticos varían atendiendo a diferentes factores como el avance tecnológico y los precios de la energía en los mercados internacionales. Así el encarecimiento de la energía en los mercados mundiales puede incentivar la I&D en extracción y recuperación de yacimientos con estructuras geológicas más complicadas, acceder a nuevos yacimientos e incorporar a las reservas probadas yacimientos que no eran factibles de explotar a los precios de los energéticos anteriores.

En cuanto a las reservas de petróleo y gas natural, existe poca información oficial disponible. Algunas fuentes no oficiales estiman las reservas en tierra suficientes para, a los ritmos actuales de extracción, unos 15-20 años (entre 400 y 500 millones de toneladas)[28].

[28] En el 2004, el Presidente de los Consejos de Estados y de Ministros y Primer Secretario del Partido Comunista de Cuba, Fidel Castro Ruz, informó a los medios de difusión masiva sobre el descubrimiento de un nuevo y prometedor yacimiento de petróleo al este de La Habana (denominado Santa Cruz 100). El yacimiento abarca un área de 20 km^2 y está situado en el mar, a unos dos kilómetros y medio de la costa. Un cálculo preliminar de las reservas extraíbles en la zona arroja una cifra mínima de 100 millones de barriles, o sea, unos 14 millones de toneladas. Por su parte, informó también que en esa región la sísmica marina (3D) reveló cuatro prospectos para exploración petrolera: Santa Cruz, Tarará, Guanabo y Jibacoa Este. El petróleo encontrado. Tiene una densidad de 18° API y un contenido de azufre inferior al 5%, (menos densidad y azufre que Varadero o Yumurí), poca agua y con una buena presión de producción (surgencia), lo que permitirá que el mismo pueda ser refinado, en mezcla con crudos más ligeros y con menos azufre, en una proporción de alrededor del 20%.

Por otra parte, el US Geological Survey estima que las reservas de hidrocarburos en la zona económica de Cuba en el Golfo de México ascienden a unos 4600 millones de barriles (648 millones de t) las reservas de la cuenca norte de Cuba, con un potencial máximo de 9300 millones de barriles (1310 millones de t) y casi 1 billón de pies^3 de gas natural[29].

Potencial de las Fuentes de Energía Renovable

En cuanto al potencial de las FRE del país, su estimación depende en gran medida de las capacidades de prospección de los recursos como en el caso de la energía del viento, la radiación solar y los gradientes térmicos y salinos de las corrientes oceánicas, lo cual involucra importantes inversiones en I&D, tecnologías para la medición, laboratorios para la calibración, y personal calificado y entrenado.

Por ejemplo, en el caso del recurso eólico, se adquirieron e instalaron 100 estaciones de medición del viento para el estudio del potencial eólico, y se instaló por el INSMET un túnel de viento que permite la calibración en Cuba de los anemómetros.

En cuanto a la energía solar, los trabajos de prospección dan como resultado que sobre cada m^2 del territorio cubano incide diariamente como promedio en el año, una cantidad de energía solar aproximadamente igual a 5 kW.h, lo que representa unos 1800 kW.h/m^2 año, en términos de tep esto significa que en cada m^2 del territorio nacional se recibe diariamente una cantidad de energía solar equivalente a 0,05 tep. Esta radiación solar es utilizable en todo el territorio y durante todo el año tanto en su forma de bioenergía o biomasa, como energía hidráulica, energía eólica o directamente convertida en energía térmica o electricidad.

También la estimación del potencial de los recursos renovables de energía depende de los niveles de actividad de determinados procesos productivos y servicios. Esto es particularmente cierto en el caso de los residuos biodegradables, incluyendo importantes fuentes de energía para el país como es el caso del bagazo y los residuos de cosechas de las zafras azucareras, la actividad forestal, la agroindustria alimentaria y la capacidad de procesamiento de los residuos sólidos y aguas servidas en las ciudades

La Tabla 71, presenta el potencial energético de los residuos biodegradables en términos de miles de tep (valor calórico neto de 10 Gcal/t o 41,8 GJ/t).

[29] La exclusiva Zona Marítima de Cuba en el Golfo de México, con una extensión de 112.000 km^2, fue parcelada en 1999 en 59 bloques para la exploración extranjera, de los cuales hay 40 contratados.

Tabla 71. Potencial energético de los residuos biodegradables.

FUENTES	UM	Coeficientes (T/T)		1990			2050		
		Residuo/ Producto	Energía/ Residuo	Producción	Residuos	Energía	Producción	Residuos	Energía
Potencial Energético						**6056,1**			**4919,2**
AGRICOLAS						*5369,1*			*3777,3*
Arroz	Mt	0,4	0,3767	473,7	189,5	71,4	1203,0	481,2	181,3
Caña	Mt	0,15	0,3767	93748,6	14062,3	5297,7	63636,4	9545,4	3596,1
AGROINDUSTRIAL						*134,3*			*298,4*
Arroz	Mt	0,2	0,4143	208,7	41,7	17,3	647	129,4	53,6
Café	Mt	0,6	0,4531	23,3	14,0	6,3	39	23,4	10,6
Madera	Mt	1	0,3494	163,2	163,2	57,0	300	300	104,8
Destilería	Mm^3	12	0,0077	234,5	2814,0	21,8	400	4800	37,1
Mataderos	Mcab	0,5	0,0259	2465,8	1232,9	31,9	7095	3547,5	91,8
PECUARIO						*437,9*			*719,6*
Vacuno	Mcab	3	0,0259	4802,6	14407,8	373,0	7785,6	23356,8	604,7
Porcino	Mcab	1,2	0,0259	1540,4	1848,5	47,9	2652	3182,4	82,4
Avícola	Mcab	0,02	0,0259	30208,1	604,2	15,6	46227	924,54	23,9
Ovino	Mcab	0,06	0,0259	897,2	53,8	1,4	5541	332,46	8,6
URBANOS						*114,8*			*124,2*
Residuos sólidos	Mhab	0,07	0,2071	7764,1	543,5	112,6	8400	588	121,8
Aguas Servidas	Mhab	14,6	2E-05	7764,1	1133569	2,3	8400	122640	2,5

Fuente: OLADE, 1988: "Evaluación preliminar del potencial bioenergética en América Latina y el Caribe".

Destilerías: incluyen la producción de alcohol y levadura torula.

Mataderos: incluyen las entregas a sacrificio del ganado vacuno, porcino y ovino-caprino.

Desechos sólidos urbanos y aguas servidas, referida a la población urbana servida.

Los niveles de actividad obtenidos en 1990 se registran como de los más altos alcanzados en el período transcurrido entre 1959 y el fin de la integración del país al consejo de Ayuda Mutua Económica (CAME) y las relaciones mutuamente ventajosas con la extinta Unión Soviética, pudiendo tomarse este año como referencia para la comparación de los potenciales de los recursos renovables de energía provenientes del aprovechamiento de los residuos biodegradables. Para este año, el nivel estimado del potencial energético de los residuos biodegradables ascendió a los 6,1 millones de tep, de los cuales 5,3 millones corresponden al bagazo y residuos de cosechas de la caña de azúcar. Dicho potencial representó casi la mitad de la energía importada en 1990.

Sin embargo, excepto el bagazo que se utilizaba casi exclusivamente en la cogeneración de calor y electricidad, con niveles de eficiencia muy modestos, el resto se desaprovechaba llegando a contribuir en no pocos casos al reforzamiento de ciertos procesos de contaminación ambiental.

Así las últimas estimaciones oficiales disponibles del potencial de las FRE se cuantifican por la capacidad de generación de electricidad que se obtienen de éstas. Así se tiene que el potencial estimado de las FRE en el país puede alcanzar en término de capacidad de generación instalada, los 8000 MW. Actualmente solo está instalado el 6,8% de ese potencial (Presa, 2011).

En la Tabla 72, se presenta la última estimación oficial del potencial de energía renovable del país. Llama la atención los potenciales identificados para la energía eólica, sistemas solar fotovoltaica conectados a la red y de las corrientes marinas, las cuales acumulan 6,2 GW de los 8 estimados como potencial.

Tabla 72. Potencial energético de las Fuentes Renovables de Energía.

FRE	Tecnología	Potencial (MW)	Instalado al 2015 (previsto al 2030)
Viento	Aerogeneradores	2005 MW	11,7 (633 MW)
	Molinos de viento	20 mil (72 Mtep.año)	8677 (31 Mtep.año)
Solar	FV red	2100 MW	8.0 (700 MW)
	FV aislada	10 MW	2,5
	Calentadores	1,5 millones	6447
Hidroenergía		840 MW	62
Biomasa cañera	Turbogeneradores	800 (1250.30) MW	498 (755 MW)
Biomasa forestal	Turbogeneradores	540 MW	0,05
Desechos	Plantas de biogas	0,085 MW	
Biogás		117058 de 12 m^3/día	554
Destilerías		15 (4 millones de hl)	12 (1,4 millones hl)
Océano y corrientes	OTEC	2100 MW	

Fuente: Presa, 2011, y actualizado 2015

La determinación del potencial eólico está fundamentada por los estudios de las características del recurso eólico a 50 metros de altura utilizando unas 100 estaciones anemométricas. Se han elaborado 2 versiones del mapa eólico de Cuba (5000–14000 MW). Estos estudios concluyen que podrían construirse varios parques eólicos en tierra con una potencia mayor de 2000 MW.

Los estudios prospectivos sobre el potencial de energía oceánica identifican que seis áreas de grandes profundidades marinas rodean a la Isla. Las diferencias de temperaturas marinas con tecnologías OTEC son de evidente aplicación; mientras que las bahías de la costa norte tienen importantes potencialidades para aprovechar las corrientes marinas.

[30] Ver presentación de Cruz, V y Wilhelm Gómez en Cátedra Azucarera (2010): "Análisis actual sobre la Industria Azucarera".

Finalmente, las inversiones priorizadas en el corto plazo, al 2015, contempla la instalación de 371 MW eólicos, 100 MW en generación con biomasa cañera, 93 MW en centrales hidráulicas (pequeña, mini y micro centrales hidroeléctricas), y 10 MW en solar fotovoltaica y generación con biomasa forestal en cada caso. (Menéndez, M. 2011)[31].

Cuadro 9. Principales Proyectos de Interés sobre Fuentes Renovables de Energía.

- **Parques eólicos. (Posibilidad de instalar de inmediato hasta 600 MW con alto coeficiente de utilización).**
- **Planta de generación de electricidad a partir de biomasa cañera. (Potencia entre 100 y 150 MW).**
- **Planta de biogás para generar electricidad a partir de desechos porcinos, vegetales y otros. (hasta 100 MW).**
- **Parque fotovoltaico. (hasta 200 MW).**
- **Pequeñas centrales hidroeléctricas con potencias nominales entre 1 y 3 MW para un total de 100 MW.**
- **Plantas de generación a partir de biomasa forestal.**

Todos estos proyectos tienen la posibilidad de incorporarse a alguna modalidad de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), y de utilizar los Créditos de Carbono.

Fuente: Presa, J.A. (2011)[32].

En los últimos tres años comprendidos entre el 2013 y la fecha en que deberá publicarse este texto, las direcciones priorizadas del Desarrollo Energético Nacional a mediano y largo plazo, han estado estrechamente relacionadas con la mitigación del Cambio Climático en la medida que la implementación de la estrategia tiene fuertes impactos positivos sobre la eficiencia energética y la penetración de las fuentes renovables. De hecho, en la recién aprobada Estrategia de Desarrollo Energético hacia el 2030, se prevé un importante esfuerzo en instalación de nuevas capacidades de generación eléctrica sobre la base de tecnologías que utilizan FRE que incluyen 750 MW de CTE bioeléctricas en 19 fábricas de azúcar, 700 MW de energía fotovoltaica conectados a la red, 633 MW de energía eólica, en 13 parques y 56 MW hidroeléctrica. El monto de inversión de estas capacidades alcanza los 3 mil millones de US$, que unido al financiamiento para garantizar la vitalidad del sistema Electroenergético hacen un gran total del orden de los 6600 millones de US$. Tal estrategia está enfocada para lograr una participación de las FRE en la generación eléctrica total del país del 24% y lograr la reducción de los costos de la electricidad entregada a los consumidores finales en un 13% con relación a los costos actuales (Murillo, 2014).

[31] Ver: Menéndez, M (2011): "Estado de las Energías Renovables en Cuba". IX Seminario de Energía en Apoyo a la Toma de Decisiones", julio, 2011.

[32] Ver: J.A. Presa (2011): "Las Fuentes Renovables de Energía en Cuba". Conferencia Internacional de Energías Renovables, Eficiencia y Educación Energética, CIER 2011, Palacio de Convenciones, La Habana, 1-3 de Junio.

La relevancia de estos temas para el desarrollo nacional quedó plasmada explícitamente en los lineamientos 133 (sobre Desarrollo Sostenible), y 245 (Energía), así como el resto de los temas sectoriales agrupados en los Lineamientos para la Actualización del Modelo Socio Económico Cubano aprobado por la Asamblea Nacional (ver Lineamientos, 2011).

Otro evento de relevancia mundial acaecido en este periodo está referido a los acuerdos contraídos en la CoP 21, celebrada en Paris donde se aprobó un nuevo protocolo de mitigación aplicable a todas las Partes, y que entrará en vigor a partir de 2020.

El hecho de alcanzar este Acuerdo por consenso, en temas tan complejos y con aproximaciones divergentes, debe ser reconocido como un éxito del enfoque multilateral en las negociaciones climáticas. En lo que al contenido concierne; que 194 países se hayan comprometido a realizar contribuciones concretas y medibles, en el enfrentamiento al Cambio Climático, representa también un avance de tremenda magnitud, máxime porque los países en desarrollo lograron preservar los elementos esenciales del Principio de Responsabilidades Comunes pero Diferenciadas (Rey, 2016).

En el marco del nuevo protocolo y aunque como se sabe, las emisiones de Cuba a nivel mundial no son representativas (apenas el 0.1% de todas las emisiones de GEI a nivel mundial), habrá que adoptar compromisos de mitigación. Así que Cuba debe prepararse para este proceso de firma y ratificación/adhesión, determinando, en primer lugar, la secuencia de pasos en que va a acometer estas acciones. Mayor análisis requerirá la ratificación, pues al hacer esta última, se requiere presentar formalmente la contribución nacionalmente determinada, para lo cual es necesario retomar su evaluación nacional (Rey, 2016).

3.2 Metodología empleada.

En la actualidad, el uso del término de Escenarios está ampliamente difundido y utilizado en la praxis de casi todas las actividades socioeconómicas, sin embargo, aún son notables las inconsistencias, errores conceptuales y resultados decepcionantes que se obtienen como resultado de las mismas.

Escenarios Tendenciales, de Línea Base o Referencia. Descripciones factibles y coherentes de cómo un sistema podría evolucionar hacia el futuro *en ausencia de nuevas políticas explícitas de mitigación de GEI.* Los escenarios no deben ser entendidos como una predicción de *lo que va a pasar,* sino como una visión factible, dado el hecho de el carácter

incierto de los acontecimientos y sistemas evaluados en el largo plazo. No deben ser una simple extrapolación de las tendencias actuales y si deben considerar la posible evolución de las actividades asociadas a fuentes y sumideros de GEI.

Escenario de Mitigación. Refleja la adopción de políticas y medidas explícitas para reducir o aumentar las emisiones y/o los sumideros de GEI. No deben circunscribirse a la adopción de las medidas planificadas y sí evaluar lo que pudiera alcanzarse sobre la base de los objetivos incorporados al estudio de escenarios

La metodología utilizada es la del análisis prospectivo para la construcción de escenarios, mientras que para la cuantificación de los mismos se utiliza el modelo de simulación LEAP para integrar las diferentes medidas en escenarios dinámicos e interrelacionados. En particular el LEAP es un modelo de simulación de coeficientes técnicos, desarrollado por el **Stockholm Environment Institute of Boston,** que permite la descripción física del sistema energético; sus costos y sus impactos ambientales[33].

Este tipo de modelo permite simular las decisiones utilizando explícitamente cálculos de salidas de dichas decisiones y examinado las consecuencias de un escenario. Por ejemplo, analizar el impacto de una medida de política energética que pretende lograr una cierta distribución del mercado de combustibles. Examina los recursos, las implicaciones medio-ambientales y los costos sociales de los escenarios futuros y alternativos del tipo "what if"; privilegiando los aspectos estructurales del sistema energético y ambiental.

El principal objetivo del uso del LEAP es el de brindar un soporte integrado y confiable, para el desarrollo de estudios de planeamiento energético integrado y de mitigación de GEI. Con este modelo se puede representar la matriz energética.

Frente a un determinado escenario de demanda final de energía, el **LEAP** asigna los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, calcula el uso de los recursos, impactos ambientales y detecta necesidades de ampliación de los procesos de producción de energía, así como los costos asociados. En el Cuadro 10, se resumen los aspectos básicos de la metodología empleada en el LEAP.

[33] Ver: Ing. MSc. Nicolás Di Sbroiavacca; "El Modelo LEAP, principales características y especificación para la prospectiva y mitigación en el sector energía" La Habana, Cuba, Junio de 2010.

Cuadro 10. Metodología del LEAP para la construcción de escenarios.

Los escenarios están basados en la presentación detallada de la forma en que la energía es consumida, convertida y producida en una región, bajo el control de un rango de supuestos alternativos sobre población, desarrollo económico, tecnologías disponibles y precios (variables explicativas).

La lógica global del LEAP es clara, lo que hace que el modelo sea transparente. En este sentido, la modelación se puede hacer a dos niveles:

- **Los cálculos físicos básicos son manejados internamente por el modelo (demanda de energía, oferta energética, renovación de las existencias (stock), despacho eléctrico y capacidad de expansión, necesidades de recursos, balances energéticos, costos, emisiones).**

- **Modelos adicionales pueden ser incorporados por el usuario, por ejemplo, el usuario puede especificar la penetración de una fuente en función de su precio, el nivel de ingreso y la política energética. El usuario también puede especificar expresiones matemáticas como las utilizadas en hojas de cálculo y de este modo definir los datos y los modelos, describiendo como las variables pueden cambiar a lo largo del tiempo en los escenarios.**

Las expresiones pueden variar desde un simple número a complejas fórmulas matemáticas. Para ello se hace uso de funciones matemáticas, valores de otras variables, funciones para especificar como una variable puede cambiar en el tiempo, o vínculos (links) con hojas de cálculo externas.

Por su parte, la modelación de la Demanda permite aplicar diferentes metodologías:

Análisis de Usos-Finales: Energía = Nivel de Actividad x Intensidad Energética

Análisis en Energía Final:

$$e = a \times i$$

donde e = demanda energética, a = nivel de actividad, i = intensidad energética final (energía consumida por unidad de actividad)

Análisis en Energía Útil:

$$e = a \times (u / n)$$

donde u = intensidad energética en energía útil, n = eficiencia

Prospectiva Econométrica

Modelización con rotación del stock (Stock-turnover)

Análisis del Stock:

$$e = s \times d$$

donde s = stock, d = intensidad del artefacto (energía utilizada por el artefacto). El Stock es modelado endógenamente en base a las existentes ventajas comparativas de los artefactos, las ventas de nuevos artefactos y la tasa de obsolescencia de los mismos.

Análisis del Sector Transporte:

$$e = s \times m / fe$$

donde s = parque, m = kilómetros recorridos, fe = consumo específico (Km/litro) y e = consumo energético.

Permite calcular la rotación del parque vehicular y también calcular las emisiones por vehículo-km.

Por otra parte, la modelación del Sector Transformación tiene como objetivo calcular la conversión de la energía, transmisión, distribución y extracción de recursos, a partir de un proceso de simulación basado en la Demanda y en conceptos ingenieriles (no hay retro-alimentación oferta-demanda). Calcula importaciones, exportaciones y requerimientos de recursos primarios. Identifica costos y cargas medio-ambientales. Modela la conversión de energía y la extracción de recursos, y calcula los flujos de energía, sin embargo, no identifica en forma automática soluciones de expansión en base a costo u optimización (Di Sbroiavacca, 2010).

El sistema energético se encuentra representado como una serie de "módulos" (siguiendo el principio de la conservación de energía), representados a través de "procesos". Los procesos son despachados para satisfacer

los requerimientos, sobre la base de una proporción de productos de salida definidas por el usuario.

Finalmente, es posible modelar procesos con co-productos, como es el caso de la cogeneración de electricidad y calor para procesos, producción de etanol y producción de biogás a partir de los mostos, entre otros procesos; identificar la disponibilidad de reservas de recursos fósiles y renovables; y establecer vínculos con la Base de Datos Tecnológica-Ambiental (TED), incorporada al LEAP, para estimar emisiones.

El Análisis Costo-Beneficio en el LEAP se aborda desde la perspectiva social de los costos y beneficios, rebasando los objetivos limitados (desde la óptica de la economía del medio ambiente) del análisis financiero. El análisis está implementado en el programa a partir del cálculo del Valor Presente Neto (VPN) de las diferencias entre los costos de dos escenarios, por lo general de algún escenario de mitigación respecto al de Referencia o de línea Base, aunque también se puede calcular entre dos escenarios de Mitigación.

De forma general, a este método de análisis de costos se le denomina como análisis de costos incrementales y son normalmente medidos con relación a la situación de "no acción" contenida en el escenario Base o de Referencia. El VPN suma todos los costos en todos los años del estudio descontados a un año en común, y para evitar la contabilización doble, el modelo delimita explícitamente las fronteras del análisis.

Por su parte, las acciones que se llevan a cabo para mitigar emisiones de GEI, impactarán directamente sobre la asignación de los recursos económicos, el consecuente desvío de los usos alternativos, no obstante, algunos costos pueden ser negativos ("*no regrets*"). En la medida de lo posible, las evaluaciones deberían tratar de incluir todos los costos.

Cuadro 11. El análisis Beneficio-Costo (B-C). ***Tomado de "Economía Ambienta. El Análisis B-C y la Evaluación Ambiental", de Juan Martínez Alier, Joaquín Roca y Jannette Sánchez (pp 59-67).***

El análisis B-C es un análisis sofisticado combinado con una medida "grosera" de valor. La unidad de valor es la satisfacción de las preferencias humanas medidas en unidades monetarias en mercados reales o hipotéticos. La política pública estará basada en la agregación de preferencias individuales. En contra de las críticas, el análisis B-C si logra incorporar el valor intrínseco de la naturaleza (bienes y servicios naturales) y las preferencias de las generaciones futuras y de seres no-humanos, pero sin lograr adjudicarle el peso adecuado.

El análisis B-C debe identificar las partes involucradas en la propuesta, una empresa, un rio, o cualquier otro proyecto o política sectorial que se quiera someter al análisis, y considerar los beneficios y costos para cada una de las partes involucradas, donde se entiende por beneficio, la satisfacción de las preferencias y por costos, su no satisfacción.

La intensidad de la preferencia de una persona por un bien (o servicio), se expresa en términos de la cantidad de dinero que éste está dispuesto a pagar en el margen (por una unidad adicional del mismo), por ese bien, o alternativamente, por la cantidad que está dispuesto a aceptar como compensación por su renuncia o pérdida (igualmente, de una unidad adicional de dicho bien). Ambas medidas son diferentes pues, por lo general, los individuos están dispuestos a aceptar una mayor cantidad de dinero en compensación por la renuncia (en el margen) a un bien o servicio, que la que está dispuesta a pagar por la unidad adicional del mismo.

Para que el análisis B-C se convierta en un instrumento de decisión de política social, se requiere de un principio para decidir cuales proyectos merecen ser ejecutados y como clasificar los distintos proyectos. En este sentido, el

análisis adopta como principio básico de agregación de las preferencias, la eficiencia (según el criterio de eficiencia de Pareto), según la cual un proyecto A es únicamente mejor que otro B alternativo, si algún individuo lo prefiere (prefiere A), y nadie prefiere el alternativo (B), puede que el resto de los individuos sean indiferentes al proyecto B y solo una persona prefiera el nuevo proyecto (una asignación es Pareto-eficiente si al menos una persona mejora su utilidad sin empeorar la utilidad del resto).

Tal principio de eficiencia es bastante difícil aplicarlo en la práctica por lo que en general se adopta el llamado criterio de mejora potencial de Pareto, o el criterio de Compensación de Kaldor-Hichs (una propuesta es eficiente si lo que se gana es mayor a lo que se pierde, de manera que los ganadores están "potencialmente" en capacidad de compensar exactamente a los perdedores, y estar aún algo mejor que antes.

El análisis B-C no considera los impactos sobre la distribución, pero puede tener una componente social a partir de la incorporación de restricciones adicionales a los proyectos que pasen la prueba de eficiencia, o dando ponderaciones tanto a los beneficios como a los costos que afectan a los diferentes grupos sociales de manera que los beneficios que van a los grupos menos privilegiados tengan mayor peso en la toma de decisiones de aplicación del proyecto.

También el análisis B-C suele dar ponderaciones según el tiempo en que tengan lugar tanto los beneficios como los costos, de forma tal que los beneficios y costos son menos preferidos si ocurren en el futuro, de forma que se infravalora el futuro, se descuenta el futuro.

Así aplicando una tasa de descuento se convierten los flujos de beneficios y costos futuros a valor actual o valor presente que serán cada vez menor cuanto más alejados del presente son obtenidos. Si la tasa de descuento es "r", el valor presente (en t = 1), de los beneficios obtenidos en el año t estará dado por:

$$B_{(t=1)} = B_{(t)}/(1+r)^t$$

En este sentido, esta preferencia por los beneficios actuales discrimina bastante aquellos proyectos como los ambientales donde tanto costos como beneficios ocurren a muy largo plazo, de ahí que en el análisis B-C para este tipo de proyecto se recomienden tasas de descuentos pequeñas (tasa social de descuento) con el fin de dar mayor peso a los resultados en el largo plazo.

Por otra parte, descontar el futuro significa infravalorar los beneficios y costos que tengan las generaciones futuras (con relación a las actuales). Descontar el futuro implica que las preferencias de las generaciones futuras cuentan menos que la de las actuales. Así si se supone que las preferencias por ausencia de residuos tóxicos, expresada por su eventual disposición a pagar para no tener contaminación de ese tipo es de N unidades monetarias (N$), su preferencia dentro de t años es actualmente valorada como:

$$N\$/(1+r)^t$$

Por ejemplo, si se supone una preferencia constante en el tiempo (pagar por eliminar los residuos tóxicos), expresada en una disposición a pagar de $1000, si se aplica una tasa de descuento del 5% anual, esa preferencia dentro de 50 años serán valoradas (infravalorada) hoy será de solo $87,2.

$$1000/(1,05)^{50} = \$87,2$$

Este descuento del futuro parece dar "una buena razón" para desplazar los daños ambientales al futuro y valorar más el beneficio actual que el consumo futuro, y estas razones, éticamente inaceptables, se apoyan en distintos factores:

1. **Incertidumbre. Los individuos valoran más los beneficios hoy respecto a los futuros, en primer lugar porque no saben cómo variarán los mismos, más aun en el largo plazo; no saben si habrá beneficios en el futuro; y finalmente no saben si el futuro existirá. También desde el punto de vista de las decisiones sociales de política, la incertidumbre acerca de las preferencias futuras y la existencia de beneficios (y costos), es alta y por tanto "justifican" el descuento.**

2. **La creciente riqueza. Este argumento parte de que se supone que la riqueza aumenta con el tiempo, por tanto la utilidad marginal de los beneficios futuros será menor que la de los beneficios actuales (ley de los rendimientos decrecientes), por lo que justifica una menor ponderación del futuro. De igual forma los beneficios de los que son rico hoy se valorarán menos que el de los pobres.**

3. **Preferencias temporales puras. Parte de que los individuos son "impacientes", prefieren tener los beneficios ahora y no en el futuro.**

4. **Los costos sociales de oportunidad. Cualquier beneficio de un proyecto o política en el futuro debe de compararse con los beneficios conseguidos por esos mismos recursos de haberse invertido a la tasa de interés actual. Es decir, que los costos y beneficios futuros deben de descontarse al tipo de interés actual.**

Ahora bien, ninguno de esos argumentos ofrece buenos motivos para infravalorar el futuro. Por ejemplo, la incertidumbre sobre el futuro no da una justificación seria para descontar los flujos de costos y beneficios. La incertidumbre sobre la existencia personal no implica incertidumbre respecto a la existencia de la especie humana, y se puede suponer que, si las personas se comportan "debidamente", las generaciones futuras existirán.

Desde luego, hay incertidumbre en cuanto a las preferencias concretas de las generaciones futuras, pero no hay necesidades respecto de sus necesidades (los residuos tóxicos les harán daño, y van a necesitar energía, materias primas y otras muchas cosas al igual que las generaciones actuales). Es posible que el progreso tecnológico descubra nuevas formas de neutralizar los residuos tóxicos, o que los bosques plantados hoy sean destruidos por incendios forestales, o que se encuentren nuevos materiales que sustituyan la madera, pero no hay ninguna razón para suponer que la incertidumbre respecto a costos y beneficios futuros, aunque aumente en el tiempo, obedezca a un factor de descuento de $B_t / (1 + r)^t$. De hecho, no se puede aplicar una función probabilística a la incertidumbre de los beneficios y costos futuros.

En particular, no se puede predecir el futuro progreso de la ciencia. Hay que distinguir la incertidumbre del riesgo. El riesgo describe contextos en los cuales pueden asignarse probabilidades a los posibles resultados (como en los accidentes de tráfico), y la incertidumbre, donde no pueden. En los contextos en que hay incertidumbre, hacen falta otras reglas. Por ejemplo, dada la elección entre proyectos, o entre un proyecto y la situación actual, se supone el peor resultado posible en todas las opciones, y se elige entonces la opción que, si sale mal, lleve al resultado menos malo. Una regla similar es la llamada "*arrepentimiento mínimo*" o Principio de Precaución: elegir la opción que minimiza el arrepentimiento que se podría tener en caso de una selección adversa. Si el proyecto en consideración puede llevar a desastres ambientales, esas estrategias de aversión al riesgo son racionales, como también lo es la estrategia de no tomar decisiones irreversibles, porque las peores consecuencias de una decisión reversible pueden evitarse, pero las de una decisión irreversible no pueden evitarse. Sean cuales sean las reglas que se apliquen en ese contexto de incertidumbre, no puede apelarse a ésta para fundamentar una tasa de descuento en un cálculo imposible de probabilidades.

En cuanto al argumento de la "riqueza creciente" con el que se pretende justificar una tasa de descuento positiva, si la riqueza aumenta a un cierto ritmo, entonces tiene sentido dentro del análisis social de B-C, dar un peso menor a una unidad de valor en el futuro que ahora. Eso sería simplemente aplicar el análisis social de B-C a lo largo de las generaciones, ya que una unidad de riqueza da una utilidad marginal menor al aumentar la riqueza. Sin embargo, el supuesto que las generaciones futuras serán más ricas carece de fundamento racional. Hay razones para suponer que la riqueza media de las generaciones futuras será inferior a la de la generación actual, dado el agotamiento de los recursos no-renovables, los cambios climáticos globales, los límites a la sustituibilidad de materiales. Hay ciertamente algo paradójico al aplicar una tasa de descuento a la asignación de los recursos no-renovables a lo largo del tiempo.

El descuento del futuro menoscaba su propia justificación, pues, si el futuro se descuenta, hay que preferir el consumo actual al consumo futuro, pero si los recursos no-renovables son finitos, eso implica que habrá una generación futura que estará peor que la actual. La aplicación de una tasa de descuento lleva al consumo actual de la riqueza futura, cuyo supuesto aumento constituía, para empezar, la justificación (por la utilidad marginal decreciente) de la tasa de descuento.

El argumento de la "pura preferencia temporal", que realmente es un invento injustificable de algunos economistas, parte de asegurar que normalmente los individuos tienen una preferencia por bienes actuales sobre bienes futuros, y que el valor asignado a un bien disminuye en directa proporción a su distancia en el futuro, y que eso justifica el aplicar socialmente una tasa de descuento, ya que la tarea de la política es agregar las preferencias de todas las partes afectadas, y si éstas muestran una preferencia temporal, hay que incorporarla en las decisiones públicas. Esa defensa del descuento del futuro se enfrenta a dos tipos de objeciones: i) las relacionadas con el paso de las preferencias personales a las preferencias interpersonales; ii) las relacionadas, para empezar, con la racionalidad de la preferencia temporal de los individuos.

Si un individuo tiene una preferencia temporal por el consumo actual de bienes sobre el consumo futuro, esa preferencia afecta a su propia satisfacción futura, pero cuando consideramos una *tasa social de descuento*, el caso es distinto. Entonces, la cuestión no es "nuestra" satisfacción futura sino la de otros. Es distinto decir que "estoy dispuesto a pagar ahora" solamente $8.72 por un árbol que "recibiré dentro de cincuenta años" (y por el cual estaría dispuesto a pagar $100 si se entrega ahora), que decir que el valor que ese árbol va a tener para una persona que viva dentro de 50 años es sólo $8.72; pero eso es lo que ocurre con las tasas de descuento.

Admítase incluso que hay unanimidad dentro de la generación actual respecto a la preferencia temporal; sin embargo, los bienes y daños sobre los cuales se expresan tales preferencias van a satisfacer o a perjudicar las preferencias de una población diferente. El análisis B-C no agrega entonces las preferencias de todos los afectados por la decisión en cuestión. No hay manera de defender ese paso de las preferencias intrapersonales a

las preferencias interpersonales.

Finalmente, en cuanto al argumento del "costo social de oportunidad", a diferencia de las justificaciones de una tasa social de descuento hasta ahora consideradas, la que apela a unos costos sociales de oportunidad no debe entenderse como una infravaloración de los bienes o daños de las generaciones futuras. Considere cualquier proyecto: el capital invertido en él, podría haberse colocado en el banco donde rendiría el tipo (o tasa) de interés actual.

Si el rendimiento del proyecto en el año *tn* es menor que el que obtendríamos a la tasa de interés actual, entonces ese proyecto no da el mejor resultado para las generaciones futuras. Así, por ejemplo, si el proyecto consiste en plantar árboles, y se supone que los árboles valdrán $v en el año *tn*, mientras que el rendimiento de la misma inversión colocada a interés compuesto sería mayor que $v, entonces esa inversión en dinero compensa la no-disponibilidad de los árboles potenciales en el futuro. Igualmente se descuentan los ingresos futuros del petróleo u otros recursos naturales, al tipo actual de interés, ya que la inversión a ese tipo de interés compensa a las generaciones futuras de las pérdidas que tendrán al no contar con el petróleo, por ejemplo.

Aquí se presenta el problema siguiente: los tipos de interés se consideran como algo dado, como si los bancos fueran unas instituciones que generan dinero por sí solas, aparte de lo que ocurra en la economía. Parece como si, mediante el tipo de interés, se pudiera generar dinero para *compensar* a las generaciones futuras de sus pérdidas. Pero los tipo de interés no son eso, sino que miden el costo de tomar préstamos en la economía en un momento dado, y ese costo, en un mercado ideal, viene determinado por la demanda de préstamos para invertir en proyectos privados o públicos, y la oferta de ahorros. Cada inversor que toma un crédito espera conseguir un rendimiento mayor que el tipo de interés.

En otras palabras, al usar el tipo de interés como una medida de descuento del futuro, se compara el rendimiento del proyecto en consideración con el posible rendimiento de otros proyectos que compiten por la inversión de capital. Ahora bien, los rendimientos de la inversión de capital en proyectos alternativos pueden nacer de un verdadero crecimiento sostenible de la economía o de la destrucción de recursos naturales. Ahora se consume energía y materiales no renovables al hacer inversiones.

De ahí la paradójica defensa que *David Pearce* hace de altas tasas de descuento, porque las tasas bajas harán aumentar la demanda de recursos y servicios ambientales al aumentar la inversión. Al considerar los efectos de distintos proyectos sobre las generaciones futuras, lo relevante no son las tasas de ganancia sino sus repercusiones ambientales y las consecuencias directas de esos proyectos para el bienestar de esas generaciones. Podría ser que cortar un bosque primario y vender la madera diera más ganancia por unidad de inversión que emplear el mismo capital en plantar árboles en un nuevo bosque, o inventariar la biodiversidad del bosque primario.

Así, en el mercado podría ser racional pedir un crédito a cierto tipo de interés para el primer proyecto, y no pedirlo para el segundo o tercer proyecto. Sin embargo, con respecto a la sustentabilidad de la economía para las generaciones futuras, el segundo o tercer proyecto seguramente serían preferibles: los tipos de interés no miden adecuadamente el rendimiento de los proyectos que afectan a las generaciones futuras.

Usar el tipo de interés como tasa de descuento para comparar proyectos, es un argumento que supone además que todos los bienes son conmensurables, que sea cual sea la pérdida de cualquier bien, los perdedores estarán siempre dispuestos a aceptar un cierto nivel de *compensación*, y eso no es cierto en un momento dado, y resulta aún menos cierto intertemporalmente. Ese argumento de la *compensación* depende de la existencia de bienes alternativos que se puedan adquirir para sustituir a los perdidos.

El dinero en sí mismo no sirve. Dada la pérdida actual de recursos ambientales básicos, como el suelo agrícola, el aire limpio, el agua limpia, una atmósfera que filtre los rayos dañinos, entre otros, no se ve nada claro cuáles pueden ser los bienes sustitutorios. Es una tontería señalar que habrá una suma nominal disponible para compensación sin decir si realmente habrá bienes sustitutorios. La hipótesis de la sustituibilidad es parte de la teoría económica habitual, y también se recoge en la noción de *El Serafy* de inversiones que compensan el agotamiento de recursos naturales o en la noción de *David Pearce* de *sustentabilidad débil*.

Un planeamiento racional del futuro no puede basarse en la aplicación de tasas de descuento que gobiernen todas las actividades, proyectos y recursos; hacen falta comparaciones más concretas. Hasta cierto punto, ya es así; en la práctica se suele aplicar una tasa de descuento particularmente baja a los proyectos forestales. Esos ajustes *ad-hoc* no son irracionales; son, al contrario, una variante racional dentro de un procedimiento irracional. Sería mejor evitar siempre el uso de tasas de descuento del mercado.

Tasa de Descuento. Con relación a la tasa de descuento a utilizar en el análisis de costos beneficios en medidas y proyectos de mitigación ambiental existe una enconada discusión. La tasa de descuento de un proyecto cualquiera representa el retorno que sobre el monto financiero de inversión se requiere para justificar el gasto de recursos escasos, ya sea a nivel de la sociedad como de inversionistas privados. Como costo de oportunidad del dinero invertido, estará reflejando las preferencias intertemporales, de la sociedad o de los agentes privados, de recibir los beneficios en el presente más que en el futuro.

En términos de la economía del cambio climático el debate gira alrededor de aquellos que argumentan que los beneficios futuros que se obtendrá de la mitigación de las emisiones de GEI debería descontarse a una tasa igual al promedio utilizado para un típico proyecto del sector privado, y los que plantean que utilizar tasas de retorno privadas estaría respaldando la adopción de políticas limitadas desde el punto de vista de la mitigación de las emisiones, desfavorables a las generaciones futuras, debido a que la no acción de hoy implicaría costos mayores y no compensados en el futuro[34].

Al respecto, es ampliamente aceptado que el uso de bajas tasas de descuento, en el orden del 1%, constituye un elemento de la mayor relevancia para adopción de pasos radicales a favor a la estabilización del clima global.

Finalmente, la evaluación de Opciones de Mitigación utilizando el procedimiento de Screening, permite una evaluación general de la factibilidad potencial de las opciones. Puede incluir una evaluación cuantitativa del potencial de mitigación (t CO_2) y el costo del carbono ahorrado ($/tC) para cada opción. También puede incluir factores cualitativos. Los Screening apoyan la toma de decisiones con relación a la adopción de las medidas de mitigación al formar parte de un proceso más complejo de evaluación donde entran a jugar otras variables y criterios, por lo general de carácter cualitativo.

Supuestos. Los supuestos bajo los cuales se acomete este trabajo se pueden resumir de la siguiente forma:

- Año base: 2004 – Alcance: hasta el 2050.
- Estructura:

[34] Ver Cline, W.R, (1992): "The Economics of Global Warming", Washington; Institute for International Economics, y Nordhaus, W.D, (1994): "Managing the Global Commons", Cambridge, Massachusetts; MIT Press.

I. Sector de la demanda desagregado en: Residencial, Industrial, Transporte, Comercio y Servicios, Agropecuario y Construcción.

II. Sector Transformación desagregado en: módulo de pérdidas en transmisión, distribución y almacenamiento; módulo de cogeneración, generación eléctrica, refinación de petróleo, producción de gas manufacturado, carbón vegetal, destilerías de alcohol, y producción de biodiesel y de biogás; módulo de recursos (primarios y secundarios).

III. Sector no Energético desagregado en: Procesos Industriales, Solventes, Agropecuario, Uso y Cambio de Uso de la Tierra, Silvicultura y Desechos.

- La cuantificación se ha realizado tomando como parámetros para la medición del producto global, el valor del PIB y el valor agregado sectorial, a precio constante del año 1997; una tasa de inflación del 4%; tasa de retorno para la evaluación financiera y de costo beneficio, del 5% (aunque se utiliza la del 12% utilizada por el MEP en los estudios de factibilidad de las inversiones).

- Por su parte, se utilizan los factores de conversión a energía de los diferentes portadores energéticos contenido por "default" en el LEAP. La conversión a energía se realiza a partir de los valores calóricos netos de cada fuente. La correspondencia con los valores utilizados en la confección de los balances energéticos nacionales no son significativas, excepto en el caso del petróleo crudo nacional, cuyos parámetros fueron agregados a la base de datos del LEAP.

- En cuanto a los coeficientes ambientales, se utilizaron los propuestos en las Guías de Buenas Prácticas del IPCC (IPCC, TIER I), contenidos en la base de datos de cargas ambientales de LEAP.

3.3 Eficiencia y uso racional de la energía: evolución reciente.

En el curso de la pasada década de los 90', e inicios de la presente tuvo lugar un conjunto de eventos de diferente signo, cuyo saldo resultó en un cambio en la estructura de la producción que favoreció, al menos aparentemente, la eficiencia energética de la economía. Entre los eventos más importantes podemos citar los siguientes:

- La crisis financiera en que se vio envuelta el país al interrumpirse los vínculos y las condiciones de intercambio y suministro con su principal socio comercial hasta entonces, repercutió inmediatamente en una sustancial reducción de la importación de portadores energéticos y consecuentemente 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 PAEC, y posteriormente del PAC.

- Los esfuerzos nacionales en el desarrollo de un renovado programa de inversiones en 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 seguridad nacional. Tales programas en un inicio de alcance bastante limitado se convierten en la piedra angular de lo que en la actualidad se le conoce como "Revolución Energética".

- El redimensionamiento de la agroindustria de la caña de azúcar, lo cual no solo impacta 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 combinación de factores estructurales (en la organización y producción sectorial) entre los que se destaca una reducción del peso relativo de actividades con alta intensidad energética y la maduración de una serie de medidas de ahorro energético incidieron en aligerar la intensidad energética de la economía cubana y su tendencia sostenida a la reducción.

Tal combinación trae como resultado en los primeros años de la crisis una brutal caída del consumo como resultado de la contracción de los niveles absolutos de producción. Esto condujo a un reacomodo "espontáneo" de la intensidad energética agregada del producto, con un aporte negativo (en el sentido de incremento de la energía gastada) de la estructura

productiva, dado el hecho de que en lo más álgido de la crisis los principales ingresos por exportaciones de bienes provenían de las actividades tradicionales como el azúcar, la minería (níquel fundamentalmente) y otras actividades emergentes como fueron el acero y el cemento, todas altas consumidoras de energía.

El llamado "período de recuperación" (1994-2000) comprendió: i) el paso a una estructura energéticamente "menos pesada" como resultado de un modesto cambio en la estructura del producto que ocurre en este período; y ii) notable influencia de las medidas de eficiencia, que comienzan a materializarse, sobre el consumo global de la economía. Luego en el período 2000-04, en un marco de crecimiento del consumo resultante de la expansión productiva, la economía "salta" hacia una estructura energéticamente más "ligera" y a una franca mejoría de la eficiencia.

La intensidad energética entre 1989 y 2004 cae casi un 4% anual (de 0.318 toe/mil pesos a 0.179), como resultado de: i) cambios en la estructura del PIB; ii) recuperación de capacidades y aprovechamiento de economías de escalas; y iii) maduración de programas de ahorro y uso racional de energía implementados a finales de la década de los 90'.

En el sector industria se da un cambio en la estructura del valor agregado que es favorable a la reducción del consumo de energía. En el período 2000-2004, el 92% de la reducción absoluta del consumo de energía "comercial" de este sector resulta del cambio en la estructura de producción favorable a actividades energéticamente menos exigentes.

Ciertamente, la recuperación económica que se da a partir de 1995 y en especial desde 1997 se ha apoyado en la dinámica registrada por sus actividades exportadoras tradicionales. Esto se da con la excepción de la producción azucarera y la incorporación de otras actividades como el acero y el cemento, altas consumidoras de energía. Además se cuenta en los últimos años con el incremento de las exportaciones de servicios liderados por la de servicios médicos y otros intensivos en conocimientos.[35]

Una característica distintiva en el área de la energía en estos últimos años ha sido la implementación de un conjunto de medidas en el campo tecnológico, inversionista y organizativo. Éstas han estado enfocadas a eliminar las interrupciones en el servicio eléctrico, reducir la vulnerabilidad e incrementar la flexibilidad y vitalidad del Sistema

[35] En el caso de las actividades exportadoras tradicionales se hace alusión en este caso a las semimanufacturas provenientes de la rama minería y metalurgia no ferrosa, en particular a las exportaciones de níquel más cobalto. En cuanto a las actividades que se incorporan a dichas exportaciones tradicionales son el acero y el cemento las más significativas tanto por su peso en el total de mercancías exportadas como desde el punto de vista de sus intensidades energéticas.

Electroenergético 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.

A este megaproyecto, aún en proceso de expansión y perfeccionamiento, es a lo que posteriormente se le llamó Revolución Energética. Ésta 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 dramático problema de déficit de capacidad de generación eléctrica que hizo crisis a finales del 2004 e inicio del 2005. Si bien es cierto que en la actualidad el problema de interrupción del servicio eléctrico por déficit de capacidad pudiera considerarse resuelto, la nueva estructura de generación del sistema de la Unión Eléctrica favorece el consumo de combustible fósil importado, más caro que el crudo nacional.

Por otra parte, si bien 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 kW.h generado se encarece. Esto se debe tanto por el dramático incremento del precio de los hidrocarburos y el cambio en la mezcla de combustibles utilizados en la generación a favor del fuel oil y diesel, de un mayor precio en comparación al crudo nacional, como por los incrementos de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, de los grupos electrógenos (motores de combustión interna), con respecto a las CTE.

Como estrategia de desarrollo del Sistema Electroenergético, estos grupos electrógenos, unido al resto de las opciones de generación descentralizadas a largo plazo (generación eólica y fotovoltaica, entre las más atractivas hoy) y los ciclos combinados a gas natural, solo constituyen una parte de la solución al problema de generación eléctrica. Sin embargo, a corto plazo, sí 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.

La expansión futura del sistema estará sustentada, básicamente, por capacidades de generación eléctrica en ciclos combinados a gas natural (cuyas perspectivas de incremento de las reservas y producción son halagüeñas), y el incremento de la participación de FRE en

la generación de electricidad. En cuanto al tema de las FRE, el énfasis se está haciendo en tres direcciones priorizadas: los sistemas eólicos, los solares fotovoltaicos y la biomasa[36].

También existen otros programas de generación eléctrica 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 microhidroeléctricas, que en estos dos últimos casos favorece una mayor participación de la industria mecánica nacional a los programas de desarrollo energético. A la vez se promueve la expansión de la generación fotovoltaica, para el abastecimiento total de las zonas aisladas y de difícil acceso por medio de la red eléctrica convencional.

Durante el 2007 queda constituido el "Grupo Permanente de Atención a la Energía Renovable, la Cogeneración, el Ahorro y la Eficiencia Energética" que es atendido directamente por el ministro del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS). En la actualidad está conformado por 16 grupos de trabajo que abarcan el amplio espectro de las FRE y muy especialmente el tema del ahorro y la eficiencia y el uso de la energía, la cogeneración y la fabricación de partes y piezas y la actividad de I&D e Innovación tecnológica con la incorporación de la Industria y los centros de investigaciones (IMRE, CETRA y CIPEL) y universidades como la Central de Las Villas, el ISPJAE, la de Cienfuegos, entre otras[37].

Todos estos 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 incentiven el ahorro y uso racional de la energía.

[36] Tener en cuenta que estas fuentes tienen restricciones que vienen dadas por el carácter local, la baja densidad energética (comparadas a las fuentes fósiles de energía) y el carácter intermitente de las mismas (no tienen que estar disponibles cuando se les necesita). Por ejemplo en el caso de la generación eólica su participación en sistemas eléctricos ha alcanzado en casos muy particulares el 20% de la capacidad instalada total de generación.

[37] 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.

En este sentido destacan los Programas de Sustitución de Equipos Electrodomésticos (refrigeradores, televisores, aires acondicionados, ventiladores, bombas de agua) 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 utilizado, especialmente, la keroseno.

Hasta el 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, entre refrigeradores, televisores, aires acondicionados, bombas de agua, entre otros; y unos 3 millones de módulos de cocción eléctrica, lo que significa el paso a esta modalidad de 75% de los hogares del país.

Por su parte, en el sector no residencial, las principales medidas implementadas por el lado de la demanda consistieron en la sustitución de equipos de bombeo ineficientes en las principales fuentes de abasto de agua del país (unas 2500 equipos ineficientes por bombas ahorradoras); sustitución de casi un millón de luminarias industriales, el mejoramiento del control y el monitoreo del consumo energético en unos 1700 servicios seleccionados como grandes consumidores de energía, y la planificación de la asignación y uso de los energéticos (supervisiones energéticas y el uso de los índices de consumo en la planificación energética); Remotorización y reordenamiento del transporte de carga y pasajeros, entre otras medidas de carácter técnico, organizativas y de educación (Programa Nacional de Educación Energética o PAEME del Ministerio de Educación) y comunicación, que incluye acciones en toda la gama de los medios de comunicación masivos.

3.4 Escenario de referencia. Definición y descripción.

El escenario Base, parte del supuesto de que las tendencias más "pesadas" 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.

3.4.1 Aplicación del instrumental cuantitativo prospectivo.

La selección de las variables claves para la elaboración de Escenarios Energéticos a Largo Plazo se realizó según criterio de los expertos mediante encuesta. Dichas variables se han categorizado, dentro de dos grandes agrupaciones propuestas (externas e internas), en 6 subgrupos a saber: Políticas, Económicas, Tecnológicas, Energéticas, Ambientales y

Demográficas. Esto con el objetivo de tratar de integrar lo más adecuadamente posible la totalidad de las variables propuestas por los expertos.

Una vez que se obtuvo y conceptualizaron las variables se procedió a seleccionar las 8 Variables Externas que al entender de los expertos son las MÁS RELEVANTES, así como las 14 Variables Internas que tengan esa categoría. En ambos casos este número de variables a seleccionar se corresponde con el 20%, aproximadamente, de las propuestas y conceptualizadas en cada agrupación y que, de acuerdo a la metodología aplicada, se espera que el 20% de las variables seleccionadas como principales pueda explicar el 80% restante.

A continuación en las Tablas 73 y 74 se presentan las variables que acumularon una frecuencia de selección igual o superior al 10%. Fueron éstas las que se utilizaron para la construcción de la matriz MICMAC.

Tabla 73. Variables Internas.

Variables políticas	
1. Estabilidad interna.	**VIP37**
3. Política activa en construcción de alianzas bilaterales y regionales.	**VIP39**
5. Política activa y constructiva en la búsqueda de soluciones o flexibilización de conflictos.	**VIP41**
8. Decisión política de participar en la captación de fondos internacionales y mecanismos de financiación resultantes de ratificación de protocolos y acuerdos para la protección del Medio Ambiente (MDL, por ej.).	**VIP44**
Variables Económicas	
1. Dinamismo macroeconómico y cambio estructural.	**VIE45**
3. Equilibrio de los agregados macroeconómicos claves (nivel de gasto, precios y subsidios).	**VIE47**
4. Ajuste de los precios claves de la economía (precios, salarios, costos de producción tasa de cambio y tasa de interés).	**VIE48**
5. Diversificación y dinámica de las exportaciones.	**VIE49**
10. Evolución del papel del Estado en los procesos de decisión empresarial. (sin cambiar la propiedad de los activos)	**VIE54**
Variables tecnológicas	
1. I&D en el campo de las FRE, en especial las tecnologías relacionadas con el uso de la biomasa y la energía solar.	**VIT57**
2. Asimilación y adecuación de tecnologías en el transporte. (CNG, híbridos, mezclas alcohol, biocombustibles)	**VIT58**
Variables energéticas	
1. Incremento de la autarquía energética. (petróleo y gas)	**VIEN64**
2. Incremento de la productividad energética.	**VIEN65**
8. Participación de la Banca en el financiamiento de proyectos de URE, eliminación de barreras.	**VIEN70**
Variables ambientales	
2. Incentivos y regulación para la importación y producción nacional de equipos y tecnologías ambientalmente compatibles	**VIA83**

Fuente: Elaborada por los autores.

Tabla 74. Variables Externas.

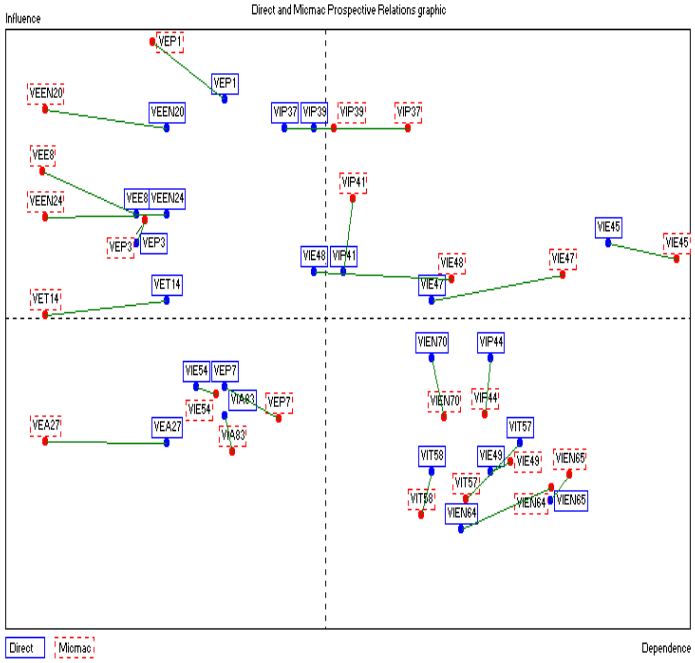
Variables políticas	
1. Clima político internacional y en especial en áreas relevantes para Cuba.	**VEP1**
3. Relaciones Cuba-Estados Unidos y Comunidad Europea.	**VEP3**
7. Participación en esquemas de integración regionales (económicos, energéticos).	**VEP7**
Variables Económicas	
1. Dinamismo de la economía internacional, cambios en los patrones de acumulación.	**VEE8**
Variables tecnológicas	
1. Evolución de las tecnologías asociadas a los patrones de acumulación relevantes. Direcciones relevantes del cambio tecnológico.	**VET14**
Variables energéticas	
1. Comportamiento de los mercados energéticos internacionales.	**VEEN20**
5. Dirección de los cambios en los patrones internacionales de consumo energético.	**VEEN24**
Variables ambientales	
1. Evolución de los acuerdos internacionales para la protección del Medio Ambiente y de los mecanismos asociados.	**VEA27**

Fuente: Elaborada por los autores.

3.4.1.1 Resultados del MICMAC.

En la matriz MICMAC se pueden identificar 4 cuadrantes donde se ubican las variables en dependencia de su grado de influencia o motricidad, y de dependencia. La Figura 15 muestra las variables seleccionadas en el plano motricidad-dependencia, lo cual permite clasificar cada variable en función del grado de los atributos antes mencionados en relación con el resto de las variables.

Figura 15. Ubicación de las variables según motricidad-dependencia.



En este sentido, se tiene que un primer conjunto de variables ("sector 1", arriba y a la izquierda de la Figura 15) se corresponde con aquellas cuya motricidad (o influencia) es significativa. Estas variables son las llamadas variables EXPLICATIVAS o, parafraseando a los econometristas, EXÓGENAS, esto es que su comportamiento no está influido por el resto de las variables del sistema. Como variables EXPLICATIVAS se obtuvieron las siguientes (ver Tabla 75).

Tabla 75. Variables Explicativas

VEP1	Clima político internacional y en especial en áreas relevantes para Cuba.
VEP3	Relaciones Cuba-Estados Unidos y Comunidad Europea.
VEE8	Dinamismo de la economía internacional, cambios en los patrones de acumulación.
VET14	Evolución de las tecnologías asociadas a los patrones de acumulación relevantes. Direcciones relevantes del cambio tecnológico.
VEEN20	Comportamiento de los mercados energéticos internacionales.
VEEN24	Dirección de los cambios en los patrones internacionales de consumo energético.

Fuente: Elaborada por los autores.

Obsérvese, como era de esperar, que todas las variables que se ubican en este sector son realmente externas (según clasificación previa), sobre las cuales es imposible influir y mucho menos determinar su dinámica de evolución.

En el cuadrante izquierdo inferior ("sector 4") se ubican las variables que presentan una relación motricidad-dependencia muy baja, lo cual es indicativo de su poca vinculación con el resto del sistema. A estas variables se les conoce como AUTÓNOMAS, las mismas se presentan en la Tabla 75.

Tabla 76. Variables Autónomas.

VEP7	Participación en esquemas de integración regionales (económicos, energéticos)
VEA27	Evolución de los acuerdos internacionales para la protección del Medio Ambiente y de los mecanismos asociados
VIE54	Evolución del papel del Estado en los procesos de decisión empresarial. (sin cambiar la propiedad de los activos)
VIA83	Incentivos y regulación para la importación y producción nacional de equipos y tecnologías ambientalmente compatibles

Fuente: Elaborada por los autores.

Este grupo de variables también se caracterizan por ser representativas de fuertes tendencias que parecen presentarse de forma "independiente" en el sistema o con relaciones poco claras o directas con respecto al resto del sistema. Donde la propensión o preferencias de los políticos, aunque no sólo éstos, y no otros factores más vinculantes al resto de las variables pueden ser la explicación de sus desempeños y dinámicas.

Las variables que se ubican en el "sector 2", arriba y a la derecha de la figura, son aquellas que presentan un alto grado de motricidad y de dependencia al mismo tiempo, lo cual está indicando su naturaleza altamente inestable. Este grupo (VARIABLES DE ENLACE) resulta fundamental para la reflexión prospectiva, pues toda acción sobre éstas tendrá fuerte repercusión sobre el resto del sistema, ejerciendo un efecto de retroalimentación sobre el mismo que puede amplificar o anular el impulso inicial (Díaz, 2003). En esta clasificación aparecen las siguientes variables (ver Tabla 77).

Tabla 77. Variables de Enlace.

VIE45	Dinamismo macroeconómico y cambio estructural.
VIE47	Equilibrio de los agregados macroeconómicos claves (nivel de gasto, precios y subsidios).
VIE48	Ajuste de los precios claves de la economía (precios, salarios, costos de producción tasa de cambio y tasa de interés).
VIP37	Estabilidad interna.
VIP39	Política activa en construcción de alianzas bilaterales y regionales.
VIP41	Política activa y constructiva en la búsqueda de soluciones o flexibilización de conflictos.

Fuente: Elaborada por los autores.

El último grupo, conocido como variables DEPENDIENTES, "sector 3" ubicado en la parte inferior derecha, son las variables poco motrices y muy dependientes, y por tanto susceptibles de evolucionar bajo el impacto de las variables MOTRICES y de ENLACE, de nuevo parafraseando a los econometristas éstas serían las variables endógenas de la regresión. En este caso se ubican con esta clasificación 7 variables las cuales se muestran en la Tabla 78.

Tabla 78. Variables Dependientes.

VIP44	Decisión política de participar en la captación de fondos internacionales y mecanismo de financiación resultantes de ratificación de protocolos y acuerdos para la protección del Medio Ambiente (MDL, por ej.).
VIE49	Diversificación y dinámica de las exportaciones.
VIT57	I&D en el campo de las FER, en especial las tecnologías relacionadas con el uso de la biomasa y la energía solar.
VIT58	Asimilación y adecuación de tecnologías en el transporte. (CNG, híbridos, mezclas alcohol, biocombustibles)
VIEN64	Incremento de la autarquía energética. (petróleo y gas)
VIEN65	Incremento de la productividad energética.
VIEN70	Participación de la Banca en el financiamiento de proyectos de URE, eliminación de barreras.

Fuente: Elaborada por los autores.

Al analizar las variables que conformaron este grupo llama la atención la ubicación de VIP44 la cual por sus características podría ubicarse mejor en el grupo de las variables autónomas o dentro del grupo de enlace. Sin embargo, el resto sí parecen muy bien ubicadas en este grupo en particular las variables energéticas propiamente definidas y las tecnológicas, muy vinculadas a las anteriores.

3.4.1.2 Los Actores.

La consulta con los expertos en relación a los principales actores involucrados en el sistema energético arrojó el listado que a continuación se presenta en la Tabla 79.

Tabla 79. Relación de los Principales Actores.

Instancias de máximo nivel del Gobierno Cubano	Administración Norteamericana
Ministerio de Economía y Planificación (MEP)	Gobiernos de la Unión Europea
Ministerio de Ciencia Tecnología y Medio Ambiente (CITMA)	Gobiernos de América Latina y el Caribe
Ministerio del Azúcar (MINAZ)	Gobiernos Provinciales y Municipales
Ministerio de la Agricultura (MINAG)	Organizaciones no Gubernamentales (ONG) nacionales y extranjeras (por ejemplo, CUBASOLAR)
Ministerio de la Industria Sideromecánica (SIME)	Universidades e institutos de investigación
Ministerio de la Industria Básica (MINBAS), en particular CUPET y UNE	Empresas de Servicios Energéticos, nacionales y extranjeras (ESCO's)
Ministerio de la Informática y las Comunicaciones (MIC)	Grandes consumidores de energía
Ministerio del Transporte (MITRANS)	Sector residencial (urbano y rural)
Ministerio de Comercio Exterior (MINCEX)	Organismos Financieros Internacionales
Ministerio para la Inversión Extranjera y Colaboración (MINVEC)	Organismos de las Naciones Unidas vinculados con los temas de desarrollo en general y medio ambiente
Ministerio de Finanzas y Precios	Inversionistas
Banco Central	Conglomerados transnacionales
Banca Extranjera	Países Exportadores de Petróleo (OPEP y no OPEP)
Organización Mundial de Comercio	

Fuente: Elaborada por los autores.

Este listado de actores será el insumo fundamental para la determinación de la matriz de alianzas y conflictos, tácticas, objetivos y recomendaciones (MACTOR), cuyo objetivo es la determinación de las relaciones de fuerza entre los actores y objetivos asociados a los diferentes escenarios de desarrollo, en este caso energético.

Dada la cantidad de actores identificados se decidió aplicar una técnica de cluster. Dirigida a agrupar estos de acuerdo a las características comunes en relación a sus funciones y objetivos fundamentales, sus posiciones con relación a los objetivos generales y particulares que buscan alcanzar en los escenarios (ver Tabla 80).

En este punto valdría la pena resumir los objetivos generales y específicos ya que estos resultan relevante en la aplicación del método MACTOR (Somoza y Álvarez, 2003).

Tabla 80. Actores Institucionales agrupados.

Gobierno Central Cubano
Gobiernos territoriales
Organismos de la administración central (excluyendo al MINBAS y MINAZ)
CUPET
UNE
MINAZ
Grandes consumidores estatales
Sector residencial
Instituciones financieras nacionales
Instituciones financieras internacionales
ONG's
Universidades, centros de investigación y unidades de I&D
Inversión extranjera
Productores de petróleo
Empresas transnacionales
Organismos supranacionales
Administración USA
Unión Europea
Gobiernos latinoamericanos y caribeños

Fuente: Elaborada por los autores.

En la Tabla 81, se presentan los objetivos que caracterizan de forma general y particular al subsector eléctrico nacional.

Tabla 81: Objetivos del sector eléctrico.

Objetivos Generales	***Objetivos Específicos***
1. Electricidad como portador energético principal en la economía.	*Lograr márgenes suficientes de reserva eléctrica.* *Mejorar la calidad del suministro energético.* *Ampliar la cobertura de los requerimientos energéticos básicos.*
2. Combustibles fósiles provenientes en lo fundamental de la producción y/o extracción nacional.	*Reducir el impacto de la factura energética sobre la balanza de pagos.* *Conseguir el equilibrio entre la producción y evolución de las reservas de combustibles no renovables.* *Lograr la sustentabilidad financiera.*
3. Combustibles renovables obtenidos a partir de la biomasa, en lo fundamental, aplicando tecnologías de avanzada.	*Promover el uso de las fuentes renovables de energía.*
4. Cobertura eléctrica para el 100% de la población, a partir de la combinación amplia y flexible de las diferentes fuentes y tecnologías de suministro.	*Expandir el nivel de abastecimiento energético a partir de fuentes modernas de energía.* *Lograr un equilibrio adecuado entre centralización y descentralización de la oferta energética.*
5. Incremento de la eficiencia energética tanto en el uso final como en el sector transformador a partir de la implementación de un amplio conjunto de medidas técnicas y organizativas.	*Aumentar el nivel de eficiencia global de la economía.* *Mejorar la eficiencia de los procesos de transformación energética.* *Incrementar la eficiencia energética en los sectores del uso final.*
6. Alto nivel de actualización tecnológica, en particular, en el campo de las energías renovables.	*Mantener un estado adecuado de prospección tecnológica que permita la determinación de las líneas de desarrollo más adecuadas y convenientes.* *Lograr un adecuado nivel de calificación del personal científico técnico involucrado en la actividad de I&D.* *Lograr la sustentabilidad financiera necesaria para el sostenimiento y expansión de la actividad de I&D y asimilación y adaptación tecnológica en este campo.* *Participar en los principales flujos de transferencia tecnológica e inversión aprovechando las nuevas posibilidades y mecanismos*

	que se prevén.
7. Marco regulatorio favorable al desarrollo energético sostenible.	*Implementación de leyes y regulaciones que normen, incentiven y penalicen el uso racional y eficiente de las fuentes y el equipamiento energético.*

Fuente: Elaborada por los autores.

El análisis del posicionamiento según sus coeficientes de fuerza[38], obtenidos del procesamiento, deja bien delimitado los clusters donde se agrupan los diferentes actores. Según la Tabla 82, existe una fuerte coherencia con lo que indica la experiencia acerca del objeto de estudio.

Tabla 82. Coeficientes de Fuerza entre actores.

Actores	Código	Coef. de fuerza
Administración USA	**A17**	2,29
Unión Europea	**A18**	2,05
Empresas transnacionales	**A15**	1,96
Organismos supranacionales	**A16**	1,76
Productores de petróleo	**A14**	1,65
Gobiernos latinoamericanos y caribeños	**A19**	1,54
Instituciones financieras internacionales	**A10**	1,38
Inversión extranjera	**A13**	1,24
ONG's	**A11**	0,85
Universidades, centros de investigación y unidades de I&D	**A12**	0,65
Gobierno Central Cubano	**A1**	0,62
CUPET	**A4**	0,58
Instituciones financieras nacionales	**A9**	0,52
UNE	**A5**	0,5
Organismos de la administración central (excluyendo al MINBAS y MINAZ)	**A3**	0,44
Grandes consumidores estatales	**A7**	0,43
MINAZ	**A6**	0,22
Gobiernos territoriales	**A2**	0,18
Sector residencial	**A8**	0,13

Fuente: Elaborada por los autores.

Del análisis de los coeficientes de fuerza queda claro la importancia que tienen sobre el sistema energético los factores exógenos, en este caso representado por un conjunto de actores externos (países, regiones, organizaciones e instituciones internacionales), que son

[38] El coeficiente de fuerza se calcula a partir de la motricidad (influencia) y dependencia de cada actor y estará indicando la importancia de cada actor dentro del sistema. Mientras mayor sea este coeficiente, mayor será la influencia de dicho actor sobre el resto de los participantes en el sistema, vista como la posición de éste en relación a los objetivos que se plantean, de modo que estará en una posición ventajosa (favorable o no a los objetivos) en relación al direccionamiento sobre los objetivos, las políticas e instrumentos. Los actores con mayores coeficientes de fuerza tendrán que ser especialmente tenidos en cuenta a la hora de presentar las políticas y los instrumentos para la consecución de los objetivos.

ri = (Mi / Σ Mi)* Mi/(Mi+Di);

donde:

Mi: suma por filas de la matriz MAI, que representa la influencia indirecta global;

Di: suma por columnas de la matriz MAI, que presenta la dependencia indirecta global; ri = (Σri) / n

ri* = ri/ ri

n : cantidad de actores.

capaces de influir de manera importante sobre la estructura y dinámica del sistema energético y socioeconómico, en general.

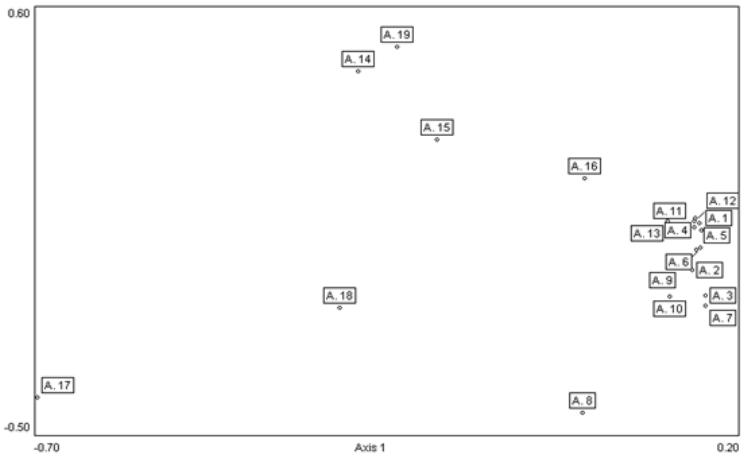
En un segundo nivel aparecen las instituciones nacionales. Aunque los valores del coeficiente son muy similares, aparecen las instituciones de investigación con una ponderación que las ubica en el primer nivel dentro de los actores nacionales, en su relación al sistema analizado. También resulta interesante como CUPET y la UNE quedan por debajo (aunque próximos) de las instituciones antes mencionadas.

Por último, en un tercer nivel aparecen los organismos de la Administración Central del Estado, los grandes consumidores estatales y el MINAZ. Los cuales presentan valores significativamente menores que el grupo anterior, con lo cual se pone de manifiesto el relativamente alto nivel de dependencia de los niveles centrales del gobierno y de los actores que directamente manejan la energía (UNE, CUPET), en cuanto a la toma de acciones y decisiones en este campo. En este sentido, debe notarse la baja calificación que reporta el MINAZ.

Finalmente aparecen con los menores coeficientes de fuerza los gobiernos territoriales y la población, lo cual está indicando el carácter particularmente dependiente de estos actores ante el resto. Llama la atención la inmensa diferencia que reportan los gobiernos territoriales, significativamente menor que el de las empresas grandes consumidoras de energía, lo cual está reflejando el papel poco representativo de estos actores, por demás muy relevantes en la implementación y ejecución de las acciones para el logro de los objetivos en este campo, con relación al resto del sistema.

Con relación a la convergencia en cuanto a los objetivos planteados, es posible observar una relación importante en el grupo de los actores nacionales. En el gráfico de convergencias (Figura 16) se refleja, de manera fehaciente, como a pesar del agrupamiento en términos de fortalezas referido anteriormente, se observan alianzas en el "grupo cubano" (Universidades, centros de investigación y unidades de I&D, Gobierno Central, CUPET, Instituciones financieras nacionales, UNE, Organismos de la administración central, excluyendo al MINBAS y MINAZ, Grandes consumidores estatales, MINAZ, Gobiernos territoriales). De este grupo, solo el sector residencial aparece como "ajeno" a los objetivos.

Figura 16. Gráfico de Convergencias Objetivos-Actores.



Del resto de los actores se pueden diferenciar claramente dos grupos. El primero conformado por los productores de petróleo, las empresas transnacionales y los organismos internacionales, los que presentan cierta cercanía relativa y por tanto coincidencia con los objetivos planteados para el sistema. El otro caracterizado por una notable lejanía con relación a los objetivos, en donde se ubican los gobiernos de la región y la Unión Europea.

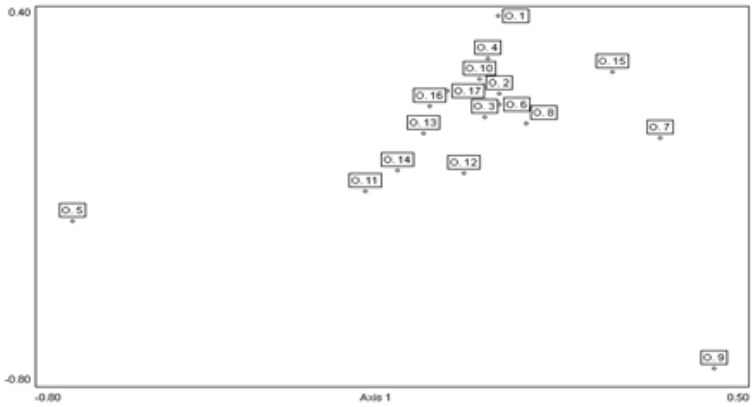
En este plano de relaciones el gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica aparece solo en el extremo izquierdo inferior del gráfico, lo que significa la nulidad casi total de sus intereses con los objetivos planteados para el sistema energético nacional. Se evidencia la relación entre el comportamiento de estos actores (gobiernos regionales, Unión Europea y Estados Unidos) y la relevancia de la variable "bloqueo" (VEP1, relaciones Cuba-Estados Unidos y Comunidad Europea), en la construcción de los escenarios energéticos para el país.

El único actor "externo" que presenta una relación de convergencia importante con el grupo de actores nacionales es la inversión extranjera (A13 en el gráfico), lo que es lógico si se tiene en cuenta la relación directa entre los objetivos nacionales en el campo de la energía y las tendencias internacionales en el campo tecnológico y ambiental, hacia donde se dirigen, preferentemente, los flujos de inversión.

En cuanto a los objetivos específicos, en el gráfico de la Figura 17, se muestra la distancia entre objetivos, entendida como la posición de cada uno de los actores con relación a los objetivos: a favor del objetivo en cuestión, en contra o indiferente ante el mismo. Así una mayor distancia entre objetivos será indicación de que pocos actores muestran una

posición ante él, esto es que resulta de interés particular de un grupo reducido de actores o, incluso de un determinado actor.

Figura 17. Distancia entre objetivos.



Los objetivos más dispersos resultaron: conseguir el equilibrio entre la producción y evolución de las reservas de combustibles no renovables (O5) y lograr un equilibrio adecuado entre centralización y descentralización de la oferta energética (O9), los cuales aparentemente no son prioridades del conjunto de actores involucrados y sí de determinados actores en particular como pudiera ser el caso de CUPET, en el primero, y de los órganos de gobierno (nacional y territorial), en el segundo.

3.4.1.3 Resultados del SMIC - EXPERT.

A continuación se presenta una conceptualización de los principales eventos relacionados por los expertos. Tal conceptualización se hace necesaria por restricciones que plantea el software analítico Sistema y Matriz de Impactos Cruzados (SMIC-EXPERT)[39], el cual, en la versión que se utilizó, limita el número de hipótesis a relacionar a un máximo de 6, creando de esta manera un número de combinaciones de estas hipótesis de 64 posibles escenarios (26).

El SMIC-EXPERT procesa dos tipos de información sobre probabilidades de ocurrencia de los eventos en cuestión, la primera sobre la probabilidad de que ocurra un evento (H1) dado que el resto de los eventos (H2, H3…..H6) ocurran; y la segunda, la probabilidad de que ocurra, por ejemplo H1, dado que el resto de los eventos (H2, H3,…..H6) no ocurran.

[39] El SMIC determina las probabilidades simples y condicionadas de hipótesis o eventos, así como las probabilidades de combinaciones de estos últimos, teniendo en cuenta las interacciones entre los eventos. También examina las combinaciones de hipótesis que serán excluidas a priori. Para mayor información ver Díaz (2003).

Las dos matrices resultantes en cada caso son los insumos del software el cual devuelve las combinaciones (64) de los posibles escenarios según el nivel de probabilidad de ocurrencia de los mismos. El SMIC finaliza la evaluación presentando un análisis de sensibilidad a partir de los coeficientes de elasticidad internamente definido y que ofrece la magnitud y sentido de las variaciones de una hipótesis determinada ante la variación en un 10% de la probabilidad de ocurrencia del resto. Debe aclararse que este análisis brinda cuales son las hipótesis más influyentes dentro del sistema, así como las más dependientes.

La metodología SMIC-EXPERT plantea que se seleccionan una cantidad de escenarios tales que en su conjunto se tenga el 80% de las probabilidades de ocurrencia, sin embargo, el por ciento puede variar, y por tanto la cantidad de escenarios evaluados, de acuerdo al análisis que se haga a posteriori por parte de los expertos.

A continuación se presentan las 6 hipótesis conceptualizadas utilizadas para la conformación de los escenarios energéticos nacionales[40].

Hipótesis para la construcción de Escenarios.
H1: Mantenimiento de las condiciones adversas externas (bloqueo), con tendencias a la flexibilización.
H2: Crecimiento del PIB por encima del 4% y mantenimiento de los equilibrios macroeconómicos (inflación y déficit fiscal).
H3: Crecimiento de la población a niveles no inferiores al de las tendencias registradas en la última década, con acceso creciente a los servicios básicos, vivienda y equipamiento del hogar.
H4: Preponderancia del uso de hidrocarburos en la matriz energética nacional y uso puntual de las FRE, continuidad y consolidación de los programas de sustitución y URE, ordenamiento de la actividad energética.
H5: Expansión limitada de las tecnologías de FRE; énfasis en la eficiencia en el uso de combustibles fósiles.
H6: Fortalecimiento de los estándares, reglamentos y otorgamiento de licencias ambientales; participación activa en los organismos internacionales vinculados al tema.

Por último, vale la pena aclarar que las respuestas de los expertos se agruparon en un grupo con dos expertos "agregados", el primero agrupa a aquellos expertos especializados en temas de corte macroeconómicos (economía global y ramal, medio ambiente, entre otros) y el otro donde se concentraron aquellos cuyo campo de especialización está más enfocado a los temas energéticos. Los resultados del procesamiento se presentan a continuación.

Síntesis y cómputo de los resultados del SMIC - EXPERT.

En los diez escenarios presentados en la Tabla 83 se recogen el 80% de las probabilidades de ocurrencia de los mismos. El escenario No.1 se corresponde con el hecho de que todas las hipótesis planteadas ocurren. Este escenario es lo que se pudiera denominar como un

[40] Ver: Somoza, J., y Pedro Álvarez (2003): "Herramientas para la Formulación de Política Energética: el Análisis Prospectivo en la Construcción de Escenarios Energéticos y el Uso de Modelos para su Formalización".

escenario de continuidad (business as usual) o de referencia, y concentra el mayor valor de probabilidades de ocurrencia con casi el 50%.

Tabla 83. Escenarios con mayores probabilidades de ocurrencia

No. escenario	Escenario	Experto 1	Experto 2	Promedio
1	111111	0.436	0.456	0.449
63	100000	0.071	0.055	0.061
33	111110	0.036	0.069	0.058
26	011001	0.000	0.084	0.056
35	101110	0.042	0.054	0.050
41	111010	0.048	0.036	0.040
47	100010	0.011	0.055	0.040
27	101001	0.052	0.028	0.036
39	100110	0.069	0.003	0.025
56	000100	0.000	0.037	0.025

Fuente: Elaborada por los autores.

El resto de los 9 escenarios seleccionados no presentan diferencias significativas en sus niveles de probabilidad, los cuales están en el orden del 6 al 4%. Los dos últimos presentan los menores valores de probabilidades de este grupo, apenas un 3%, y están relacionados con la ocurrencia de la hipótesis 1 y de la 4 y la 5 en cada caso, para el escenario No. 39 y el incumplimiento de todas las hipótesis exceptuando la 4 en el caso del escenario No. 56.

El escenario No. 56, en realidad, no parece una opción muy realista. Es difícil imaginar una situación donde las condiciones del entorno político sean favorables y no se logre un desarrollo económico dinámico a largo plazo, además que se mantenga la preponderancia de los hidrocarburos en la matriz energética nacional a la vez que se eliminan las restricciones para la adopción de tecnologías basadas en FRE. Sin embargo, el escenario No. 39 presenta una imagen más coherente de lo que pudiera ser un escenario de bajo crecimiento económico, con mantenimiento de las condiciones externas desfavorables para el desarrollo, crecimiento bajo de la población, preponderancia de los hidrocarburos y limitaciones a las FRE. No obstante, ambos escenarios aparecen con el mismo valor de probabilidad de ocurrencia.

Otro escenario plausible es el representado por el No. 26. El cual caracteriza una situación de mejoramiento de las condiciones externas, con las consecuentes repercusiones favorables para el crecimiento y la inversión en general y en particular en el área de las tecnologías renovables. Tal escenario estaría representando una opción de alto crecimiento e intensivo en el uso de las FRE, lo cual, por otra parte, no es contradictorio con la continuación de los trabajos de prospección, exploración y extracción de petróleo y gas, el primero como fuente de recursos exportables y el segundo como parte de la transición a una energética basada en FRE.

3.4.1.4 Análisis de Sensibilidad.

La Tabla 84 presenta los coeficientes de elasticidades cruzadas de las hipótesis que conforman los escenarios energéticos para Cuba.

Tabla 84. Análisis de sensibilidad. Elasticidades (Resultados estandarizados).

Hipótesis	**H1**	**H2**	**H3**	**H4**	**H5**	**H6**	Elasticidad Motricidad
H1	**1.00**	-0.273	-0.163	-0.078	-0.003	-0.109	**0.626**
H2	-0.189	**1.00**	-0.012	-0.067	-0.065	0.012	**0.346**
H3	-0.131	0.083	**1.00**	0.066	-0.002	0.104	**0.386**
H4	-0.114	-0.081	-0.038	**1.00**	0.016	-0.063	**0.312**
H5	-0.039	-0.017	-0.015	0.143	**1.00**	-0.127	**0.342**
H6	-0.127	-0.046	-0.047	-0.082	-0.134	**1.00**	**0.435**
Elasticidad Dependencia	**0.600**	**0.500**	**0.275**	**0.436**	**0.220**	**0.416**	Elasticidad

Fuente: Elaborada por los autores.

Análisis por filas:

Un primer aspecto a destacar está relacionado con la magnitud y el sentido de los cambios en las hipótesis relacionadas con los aspectos socioeconómicos (H2 y H3), generados por la variación de la hipótesis referida a las condiciones del entorno político (H1), lo cual es una confirmación de la importancia conferida por los expertos al tema de las relaciones Cuba-Estados Unidos y la Unión Europea. En este caso la interpretación sería que dado una variación positiva (recrudecimiento de las condiciones adversas) o negativa (flexibilización o normalización de las relaciones) de la hipótesis 1, implicarían un efecto significativo y en sentido contrario del cumplimiento de la hipótesis sobre el desempeño macroeconómico, en general (H2) y sobre H3, referida a los temas demográficos y de nivel de vida de la población.

Resulta también significativo el valor que toma la elasticidad para el caso de la hipótesis H6, referida al reforzamiento de los estándares ambientales y en especial a la participación activa del país en los organismos internacionales vinculados al tema ambiental, y el aprovechamiento ventajoso de los posibles mecanismos que emanen de la ratificación de acuerdos de transferencias tecnológicas.

Por otra parte, los coeficientes de elasticidad de H1 con relación a las hipótesis H4 y H5 son también negativos aunque significativamente menores que en los casos antes comentados, especialmente para la hipótesis relacionada con los temas de las tecnologías apoyadas en energías renovables.

Otra característica que salta a la vista es el hecho que esta hipótesis H1 presenta los mayores valores de elasticidad, tanto de motricidad como de dependencia. Lo cual indica la gran sensibilidad de esta hipótesis, por lo que su comportamiento puede hacer cambiar dramáticamente la probabilidad de ocurrencia de los diferentes escenarios energéticos y en general socioeconómicos definidos, corroborando la percepción empírica expresada por los expertos.

En cuanto a la elasticidad total de dependencia, el resultado presenta a las hipótesis H2 (temas macroeconómicos) y H4 (preponderancia de los hidrocarburos en la matriz energética nacional) como las de mayor dependencia, seguidas por la hipótesis H6 vinculada con el reforzamiento de los estándares ambientales y el marco regulatorio para la emisión de licencias ambientales, así como la participación activa del país en los fórum internacionales relacionados al medio ambiente. Esto significa que dichas hipótesis son las que más se afectan debido a posibles cambios en el resto y por tanto pueden inducir cambios significativos en los escenarios respectivos.

Por último, se observa que la hipótesis más motriz es la relacionada con las condiciones político económicas del entorno (H1), lo cual había sido detectado desde las primeras etapas de aplicación de esta metodología y que se corrobora una vez más. De hecho, cambios en esta hipótesis pueden tener impactos significativos en las otras, en especial en cuanto a las relativas a los aspectos macroeconómicos (dinámica y estructura del PIB), demográficos y de nivel de vida y en lo relativo a la inversión en FRE y por tanto en la preponderancia de los hidrocarburos en la matriz energética nacional.

Método multicriterio MULTIPOL

El método tiene como objetivo comparar diferentes acciones o soluciones a problemas relativos a muchos criterios y políticas, de tal forma de que sirva de apoyo a los responsables de política en la toma de decisiones (Godet, 2000, y Godet y Durance, 2011).

El MULTIPOL (acrónimo de MULTI-criterio y POLicy), es uno de las más sencillas aplicaciones de procedimientos multicriteriales que están disponibles en la literatura prospectiva, pero no por ello resulta menos útil en el apoyo a la toma de decisiones. Está fundamentado sobre la evaluación de acciones a través de ponderaciones promedio, similar al procedimiento utilizado para la evaluación de los estudiantes en una clase calculada de acuerdo a coeficientes por sujeto.

En la práctica, una vez determinados los criterios de evaluación se contrastan tanto con las acciones como con las políticas y los escenarios definidos. El resultado que se busca es determinar para cada escenario cuáles serían las Políticas más importantes, y dentro de ellas, las acciones prioritarias, dado el hecho de que siempre los recursos son escasos y hay que priorizar, las acciones de mayor impacto, menores periodos de recuperación del dinero invertido, por ejemplo (Medina, 2008; y Godet y Durance, 2011).

Criterios definidos para el trabajo de Escenarios Energéticos

Estos criterios no tienen que ser estos, pueden ser cualquier otro, en dependencia de a partir de lo que desee evaluar. En este caso el tema de la dependencia importadora resulta un criterio importante para medir el impacto en la balanza física de energía como en la balanza de pago de la nación (recordar que hasta no hace mucho las importaciones de energía eran el 30% del total de importaciones del país).

Criterios

N°	Short label	Long label	Weight
1	DEPIMPOR	DEPENDENCIA IMPORTADORA	1
2	REQTECH	REQUERIMIENTOS TECNOLOGICOS	1
3	MA	IMPACTOS AMBIENTALES	1
4	FINANCIAMI	FACILIDADES DE FINANCIAMIENTO A LA INVERSION	1
5	FRE	PARTICIPACION DE FRE Y RECURSOS NACIONALES	1
6	CAPACIDADE	CAPACIDAD CIENTIFICO TECNICA DE IMPLEMENTACION	1

Fuente: Somoza y Álvarez, 2003

También tiene sentido el criterio de los requerimientos tecnológicos, lo mismo que las capacidades científico técnica del personal que sería el encargado de echar andar la tecnología nueva, pues por una parte escenarios, políticas y acciones que implique un alto requerimiento tecnológico pudieran implicar determinadas barreras a la materialización de los mismos, y si por otra parte no están instaladas las capacidades de conocimientos, serian también elementos limitantes. Los criterios de financiamiento, e impacto ambiental se explican por sí mismo al evaluar la "factibilidad" de determinadas acciones, políticas y escenarios; sobre todo cuando el ejercicio está referido al sector energía.

Otros criterios que generalmente se utilizan en las evaluaciones de este tipo tienen que ver con la aceptación de las personas de determinado tipo de fuente energética (petróleo, viento), tecnologías (eólica, nuclear) , o determinados niveles de contaminación u otro efecto conexo a las tecnologías o decisiones en general. O las sinergias, positivas o negativas, en otros sectores/actividades, en fin.

Acciones

N°	Short label	Long label
1	RESERVA	Alcanzar Márgenes de Reserva eléctrica suficientes
2	CALIDADSUM	Mejorar la calidad del suministro energético
3	COBERTURA	Ampliar la cobertura de los requerimientos energéticos básicos
4	IMPBALANZA	Reducir el impacto de la factura energética sobre la balanza de pagos
5	EQUIP-R	Conseguir el equilibrio entre la producción y evolución de las reservas de combustibles no renovables
6	FINANZAS	Lograr la sustentabilidad financiera
7	PENFRE	Promover el uso de las fuentes renovables de energía
8	ELECTRIF	Expandir el nivel de abastecimiento energético a partir de fuentes modernas de energía
9	EFIGLOBAL	Aumentar el nivel de eficiencia global de la economía
10	EFITRANSF	Mejorar la eficiencia de los procesos de transformación energética
11	EFIUFINAL	Incrementar la eficiencia energética en los sectores del uso final
12	PROSPTECH	Mantener un estado adecuado de prospección tecnológica que permita la determinación de las líneas de desarrollo más adecuadas y convenientes
13	CAPACITACI	Lograr un adecuado nivel de calificación del personal científico técnico involucrado en la actividad de I&D
14	I+D+i	Lograr la sustentabilidad financiera necesaria para el sostenimiento y expansión de la actividad de I&D y asimilación y adaptación tecnológica en este campo
15	TRANSFTECH	Participar en los principales flujos de transferencia tecnológica e inversión aprovechando las nuevas posibilidades y mecanismos que se prevén
16	REGULACION	Implementación de leyes y regulaciones que normen, incentiven y penalicen el uso racional y eficiente de las fuentes y el equipamiento energético
17	INVMA	Garantizar el aspecto ambiental en las inversiones énergéticas

Fuente: Somoza y Álvarez, 2003

Políticas

N°	Short label	Long label	Weight
1	ENERGETICA	POLITICA ENERGETICA	1
2	LEGALREGUL	POLITICA REGULATORIA	1
3	TECH	POLITICA TECNOLOGICA	1
4	POLIMA	POLITICA AMBIENTAL	1
5	ECONFIN	POLITICA ECONOMICO FINANCIERA	1
6	INVERSION	POLITICA INVERSIONISTA	1
7	SOCIAL	POLITICA SOCIAL	1

Fuente: Somoza y Álvarez, 2003

Escenarios

N°	Short label	Long label	Weight
1	HIDROBAJO	HIDROCARBUROS CON BAJO CRECIMIENTO	1
2	HIDROALTO	HIDROCARBUROS CON ALTO CRECIMIENTO	1
3	DIVERSALTO	DIVERSIFICADO ALTO CRECIMIENTO ECONOMICO	1
4	ESCFRE	fre ALTO CRECIMIENTO ECONOMICO	1

Fuente: Somoza y Álvarez, 2003

MULTIPOL permite asignarle a cada política y a cada escenario una ponderación particular que puede ser diferente en dependencia del objetivo final del ejercicio. Por ejemplo, si se trata de escenarios de mitigación de emisiones de GEI, muy probablemente las ponderaciones que deberían asignársele al escenario diversificado y de uso intensivo de las

FRE, deberían ser diferentes al resto, haciendo notar la importancia de estos en el ejercicio. Lo mismo se puede argumentar para el caso de las políticas, que deberían ponderarse según la importancia especifica de las mismas dentro de la obtención del objetivo final del ejercicio (por ejemplo, mitigar emisiones de GEI), donde quizás las políticas regulatorias, ambientales y tecnológicas tengan un peso mayor, y habría que atenderlas de manera más estrecha que el resto de las políticas (Godet y Durance, 2011).

Resultados de la ponderación de los expertos

Los expertos tienen que calificar tanto las acciones, políticas y escenario según los criterios seleccionados de manera de construir los rankings de acciones por cada tipo de política, y los de política por cada escenario identificado. A continuación se presenta la salida de MULTIPOL con la calificación de los expertos.

La calificación de las acciones con respecto a los criterios se realiza sobre la base de una escala de 0-20.

Acciones/criterios

	DEPIMPOR	REQTECH	MA	FINANCIAMI	FRE	CAPACIDADE
RESERVA	15	18	17	12	16	11
CALIDADSUM	17	19	18	15	17	10
COBERTURA	16	17	15	13	12	13
IMPBALANZA	18	18	14	16	15	12
EQUIP-R	15	16	16	14	15	15
FINANZAS	14	16	14	17	18	15
PENFRE	19	19	18	17	20	15
ELECTRIF	14	16	17	14	12	14
EFIGLOBAL	18	18	15	18	16	12
EFITRANSF	19	20	17	18	15	15
EFIUFINAL	18	20	18	20	17	13
PROSPTECH	16	15	17	13	12	16
CAPACITACI	15	14	12	15	12	17
I+D+i	17	18	16	17	16	18
TRANSFTECH	18	16	13	18	17	14
REGULACION	15	16	17	15	15	13
INVMA	10	17	20	16	16	13

© LIPSOR-EPITA-MULTIPOL

Los valores de la matriz corresponden a la evaluación de las Políticas con respecto a los criterios, ponderados de forma tal que la suma por fila tiene que ser igual a 100.

Políticas/Criterios

	Sum	DEPIMPOR	REQTECH	MA	FINANCIAMI	FRE	CAPACIDADE
ENERGETICA	100	17	20	13	18	20	12
LEGALREGUL	100	17	10	23	19	20	11
TECH	100	18	20	15	19	15	13
POLIMA	100	14	15	22	15	20	14
ECONFIN	100	19	20	12	19	15	15
INVERSION	100	14	15	15	20	20	16
SOCIAL	100	10	15	17	30	15	13

© LIPSOR-EPITA-MULTIPOL

Los valores de la matrix corresponden a la evaluación de los escenarios con respecto a los criterios ponderados de forma tal que la suma por fila sea igual a 100.

Escenarios/Criterios

	Sum	DEPIMPOR	REQTECH	MA	FINANCIAMI	FRE	CAPACIDADE
HIDROBAJO	100	10	30	10	25	10	15
HIDROALTO	100	15	33	6	25	6	15
DIVERSALTO	100	17	24	12	26	14	7
ESCFRE	100	19	24	12	26	15	4

© LIPSOR-EPITA-MULTIPOL

Resultados del MULTIPOL

La primera matriz que ofrece MULTIPOL permite el análisis y la clasificación de las acciones para cada política identificada, pudiéndose determinar un ranking por la importancia de cada una a nivel global de políticas y particular en cada una de ellas.

El ordenamiento de las acciones se realiza a partir de la ponderación de acciones, políticas y escenarios con respecto a los criterios de evaluación seleccionados, y en la matriz se presenta de forma creciente de las acciones de menor ponderación, por ejemplo en este

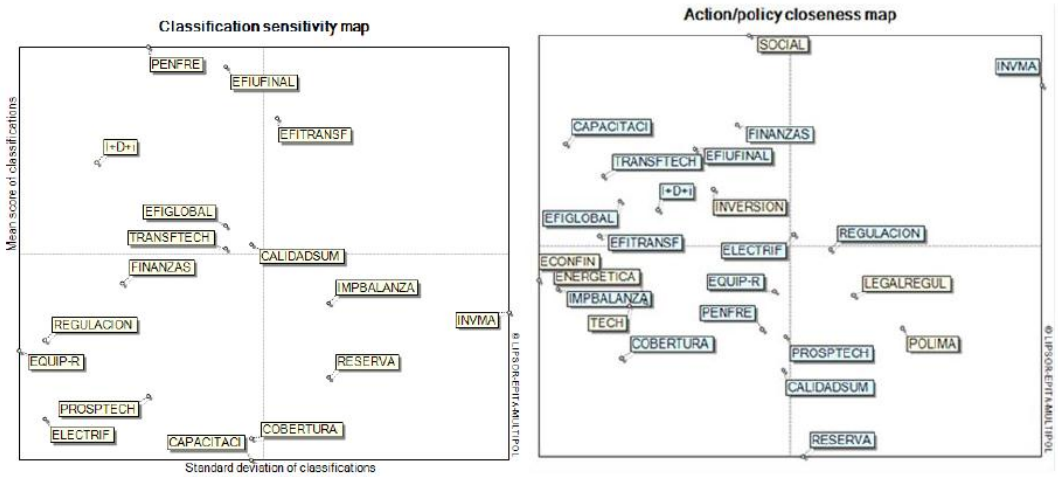
caso, la Capacitación (1), hasta la Penetración de FRE (17). Cada Política presenta sus particularidades, por ejemplo para la Política Energética, las acciones que estarían representando el núcleo priorizado de acciones además de la Penetración de las FRE y muy próxima a ella en términos de prioridad, estarían la Eficiencia en el Uso Final de la Energía (18), la Eficiencia en los procesos de transformación energética (17.5), y la actividad de I+D+i (17). Por su parte, para la Política Medioambiental, dicho conjunto de acciones priorizadas está compuesto por la Penetración de FRE, y las tres acciones relacionadas con la eficiencia (la global, la de los procesos transformativos y la del uso por los consumidores finales de la energía), la actividad de investigación-desarrollo e innovación y la calidad del suministro de energía.

Acciones/Políticas

	ENERGETICA	LEGALREGUL	TECH	POLIMA	ECONFIN	INVERSION	SOCIAL	Moy.	Ec. Ty	Number
RESERVA	15	14,9	15	15,1	14,8	14,7	14,5	14,9	0,2	5
CALIDADSUM	16,3	16,3	16,3	16,2	16,1	15,9	16	16,2	0,2	12
COBERTURA	14,4	14,2	14,5	14,3	14,5	14,1	14,1	14,3	0,2	2
IMPBALANZA	15,8	15,4	15,8	15,4	15,8	15,4	15,5	15,6	0,2	9
EQUIP-R	15,1	15,1	15,2	15,2	15,1	15,1	15	15,1	0,1	6
FINANZAS	15,9	15,7	15,7	15,7	15,7	15,9	15,9	15,8	0,1	10
PENFRE	18,2	18,1	18,1	18,1	18	18	17,9	18,1	0,1	17
ELECTRIF	14,4	14,5	14,6	14,6	14,5	14,4	14,5	14,5	0,1	3
EFIGLOBAL	16,5	16,2	16,5	16,1	16,4	16,2	16,4	16,3	0,1	13
EFITRANSF	17,5	17,2	17,6	17,2	17,6	17,2	17,4	17,4	0,2	15
EFIUFINAL	18	17,8	18	17,7	17,9	17,7	18,1	17,9	0,1	16
PROSPTECH	14,6	14,8	14,8	14,8	14,8	14,6	14,5	14,7	0,1	4
CAPACITACI	14,1	13,8	14,2	13,9	14,3	14,1	14,1	14,1	0,2	1
I+D+i	17	16,8	17	16,9	17,1	17	17	17	0,1	14
TRANSFTECH	16,3	16	16,2	15,8	16,2	16,1	16,2	16,1	0,1	11
REGULACION	15,2	15,3	15,2	15,3	15,1	15,1	15,2	15,2	0,1	7
INVMA	15,3	15,7	15,3	15,8	15,1	15,4	15,8	15,5	0,2	8

© LIPSOR-EPITA-MULTIPOL

En los mapas de sensibilidad y cercanía acción/política se puede apreciar la ubicación de este núcleo de acciones de alta prioridad. En el mapa de sensibilidad, casi todas la acciones comentadas se ubican en la parte superior izquierda de la matriz, indicando altos valores promedio de ponderación y muy baja desviación estándar, lo que indica el nivel de coincidencia en la valoración de los expertos.



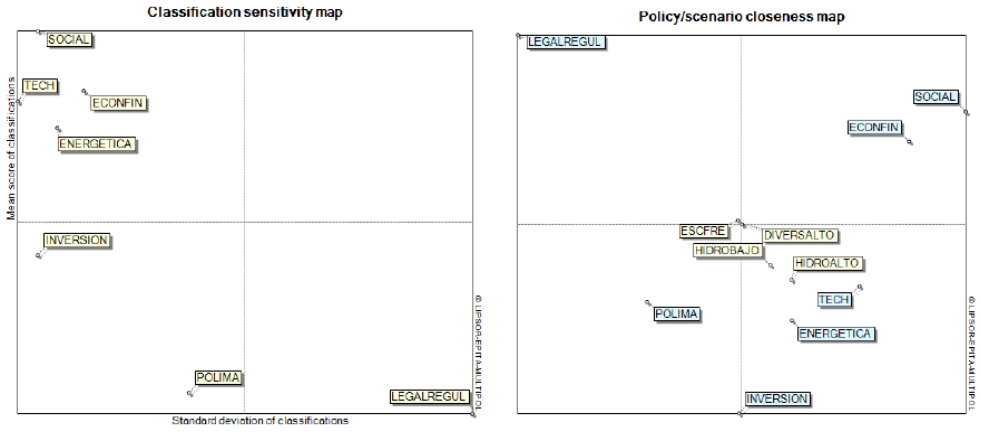
Por su parte, el mapa de cercanía está indicando que la mayoría de las acciones son compartidas por las políticas identificadas. No obstante, es posible observar el alejamiento relativo, por una parte, de la Política Social, y por otra de la acción referida a la inversión medioambiental, lo que probablemente sea un reflejo de la persección de la realidad por parte de los expertos entrevistados. Sin embargo, de forma general la Política Social es ubicada en el primer nivel de importancia y atención cuando se evalúa y clasifican las políticas identificadas en cada escenario.

Los valores de la matriz permiten evaluar y clasificar las políticas con respecto a los escenarios.

Políticas/Escenarios

	HIDROBAJO	HIDROALTO	DIVERSALTO	ESCFRE	Moy.	Ec. Ty	Number
ENERGETICA	17,3	17,4	17,6	17,8	17,5	0,2	4
LEGALREGUL	15,4	14,8	16,6	16,8	15,9	0,8	1
TECH	17,5	17,8	17,6	17,7	17,7	0,1	5
POLIMA	15,9	15,4	16,3	16,4	16	0,4	2
ECONFIN	17,6	18,1	17,6	17,6	17,7	0,2	6
INVERSION	16,8	16,5	16,9	16,9	16,8	0,1	3
SOCIAL	18,1	17,8	18,1	18,1	18,1	0,1	7

©LIPSOR-EPITA-MULTIPOL



A continuación se presenta de forma más amplia las hipótesis que conforman el escenario Base o de Referencia. Más abajo se muestran los resultados del escenario Base, desarrollo macroeconómico y demográfico.

Ámbito Internacional

Si bien las relaciones del país con los Estados Unidos y la Unión Europea continúan siendo tensas, se vislumbran señales que indican la tendencia a la concertación de acuerdos comerciales y de colaboración sin condicionamientos políticos, en el caso de la Unión Europea y algunos pasos hacia la moderación del bloqueo por parte de los EUA, que a mediano plazo pudiera traducirse en la flexibilización del mismo, hasta su levantamiento definitivo.

No obstante las crisis presentes en la actualidad (económica-financiera, energética y ambiental), es posible identificar un ambiente internacional favorable para la Inversión Extranjera Directa. En cuanto a las relaciones con el resto del Mundo, se destacan opciones de integración Sur-Sur más diversificadas, en particular con los países de la Región, incorporándose las concepciones de la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA) de forma dinámica a las relaciones económicas regionales. Además se revitalizan las relaciones comerciales con antiguos socios (Rusia) y cobran dinámica otras (China, Brasil, India, Viet Nam, Irán).

Situación económica interna

Se caracteriza por una economía nacional planificada; creciente grado de descentralización; notable participación de la banca nacional en el diseño e implementación de la política monetaria y económica en general. Control sobre los indicadores macros fundamentales: déficit fiscal y de cuenta corriente; inflación.

Cambios estructurales favorables a las manufacturas, energía y servicios. Se favorecen los flujos de capital de inversión hacia las industrias tradicionales (minería y turismo), hacia otras manufacturas de mayor valor agregado, a la infraestructura, y actividades agropecuarias. Crecen y se diversifican las exportaciones tanto en productos y servicios, como en mercados.

No se prioriza suficientemente la inversión en capital social e institucional para el incremento de la actividad ambiental; "rigidez" en los mecanismos económicos y de regulación y control, e inconsistencias en las señales económicas para incentivar nuevos patrones de conducta con relación a la preservación de los recursos naturales y el medio ambiente.

Desarrollo sostenido de la economía (ritmo de crecimiento del 5%, aproximadamente, entre el 2004 y el 2050). El ingreso per cápita se incrementa a una tasa ligeramente inferior a la del PIB, aproximándose al nivel que actualmente presentan los países más desarrollados de Latinoamérica.

Tabla 85. Escenario de Referencia. Indicadores demográficos y macroeconómicos.

Indicadores	2004	2010	2015	2020	2030	2050	Tasa 2004-50 (%)
Población media (Millones)	11,24	11,2	11,23	11,23	11,22	11,2	-0,01
PIB 97 (Billones de $)	32,8	47,24	60,5	77,6	140,1	280,7	4,78
Ingreso ($/hab)	2918	4218	5386	6910	12487	25063	4,79

Tabla 86. Desagregación del Producto Interno Bruto.

PIB 97' Mil millones de pesos	2004	2010	2015	2020	2030	2050	Tasa % 2004-50
	32,8	47,2	60,5	77,6	140,1	280,7	4,8
Agro Silvicultura y Pesca	1,9	2	2,6	3,9	8,4	16	4,7
Minas y canteras	0,5	0,2	0,4	0,6	1,4	2,8	3,8
Manufacturas	5,2	6,7	8,3	10,9	21	53,3	5,2
Acero	0,002	0,002	0,01	0,02	0,04	0,1	9,4
Química Petroquímica	0,7	0,9	1,1	1,5	2,9	7,5	5,3
Metales no Ferrosos	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	1,1	3,8
Minerales no Metálicos	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	4,0
Maquinaria y Equipos	0,5	0,6	0,8	1,2	2,9	7,5	6,1
Alimentos y Tabaco	2,8	3,7	4,6	6,1	11,8	29,8	5,3
Papel y celulosa	0,2	0,3	0,4	0,4	0,9	2,1	5,2
Textil Confecciones Calzado	0,005	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	10,1
Azúcar	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	1,5	2,9
Otras Manufacturas	0,3	0,5	0,6	0,5	1,1	2,7	4,9
Construcción	1,9	3	3,8	4,8	8,4	16,8	4,9
Electricidad Gas y Agua	0,6	0,7	0,9	1,1	2	3,5	3,9
Transporte	2,9	4,3	5,3	7	14	28,1	5,1
Comercio y Servicios	20,3	31,6	39,2	49,3	84,9	158,3	4,6

Tabla 87. Estructura sectorial del Producto Interno Bruto (%).

PIB 97'	2004	2010	2015	2020	2030	2050
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Agro Silvicultura y Pesca	5,8	4,2	4,3	5,0	6,0	5,7
Minas y canteras	1,5	0,4	0,7	0,8	1,0	1,0
Manufacturas	15,9	14,2	13,7	14,0	15,0	19,0
Acero	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Química Petroquímica	2,1	1,9	1,8	1,9	2,1	2,7
Metales no Ferrosos	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
Minerales no Metálicos	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2
Maquinaria y Equipos	1,5	1,3	1,3	1,5	2,1	2,7
Alimentos y Tabaco	8,5	7,8	7,6	7,9	8,4	10,6
Papel y celulosa	0,6	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7
Textil Confecciones Calzado	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Azúcar	1,2	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5
Otras Manufacturas	0,9	1,1	1,0	0,6	0,8	1,0
Construcción	5,8	6,4	6,3	6,2	6,0	6,0
Electricidad Gas y agua	1,8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,2
Transporte	8,8	9,1	8,8	9,0	10,0	10,0
Comercio_servicios	61,9	66,9	64,8	63,5	60,6	56,4

Demografía y Nivel de Vida

La tasa de crecimiento de la población seguirá los patrones de la última década, de bajo crecimiento estimándose que para el 2050 la dinámica poblacional presente tasas negativas.

Tabla 88. Escenario de Referencia. Población.

Población Media	Años									Tasa media
	2004	**2006**	**2007**	**2008**	**2010**	**2015**	**2020**	**2030**	**2050**	**2004-2050**
	11,241	11,239	11,239	11,236	11,234	11,232	11,230	11,220	11,200	-0,01

Fuente: 2004-2010 Anuarios Estadísticos de Cuba.

El nivel de urbanización alcanza un nivel de saturación a finales del próximo lustro, comenzando una ligera tendencia hacia el incremento del peso de la población en áreas rurales como resultado de las políticas de incentivo a la producción agropecuaria y forestal, hasta alcanzar en el 2050 una relación urbano-rural de 60/40.

Se caracteriza por un crecimiento de forma moderada del número de viviendas a partir de los programas del gobierno y de los esfuerzos propios de la población. En el 2050 se alcanza un nivel de 4,7 millones de viviendas, todas electrificadas, con un promedio de habitantes por vivienda de 2,4, notablemente inferior al promedio registrado en el 2008, próximo a los 3,1.

Tabla 89. Viviendas.

Viviendas	2003	2004	2005	2006	2007
	3260783	3345046	3369355	3536036	3597915
Electrificadas	3113909	3196304	3210585	3387730	3459851
No electrificadas	146874	148742	158770	148306	138064
Electrificables	51789	58539	64946	51449	50907
No electrificables	95085	90203	93824	96857	87157
Personas por vivienda	3,435	3,361	3,337	3,178	3,124

Tabla 90. Escenario Referencia.

Viviendas	2015	2020	2030	2050
	3623226	3872414	4488000	4666667
Electrificadas	3478297	3756241	4380288	4666667
No electrificadas	144929	116172	107712	
Electrificables	91305	73189	56639	
No electrificables	53624	42984	51073	
Personas por vivienda	3,100	2,900	2,500	2,400

Existe un acceso creciente a los servicios básicos de salud, agua potable y salubridad. Incremento de la tenencia de equipos electrodomésticos modernos; sustitución casi total de la utilización de combustibles fósiles para la cocción y calentamiento de agua por electricidad, gas, el uso eficiente de la biomasa y de las FRE modernas (eólica, solar fotovoltaica y térmica).

La participación y eficiencia del transporte público aumenta, así como un incremento moderado de la tenencia de autos por parte de la población.

Política energética

Han sido potenciados los programas de ahorro de energía en el marco de la "Revolución Energética", sin embargo, aún existen reservas no aprovechadas. Desarrollo sostenido de las FRE, y la aplicación de sistemas híbridos de generación de energía dirigidos a potenciar el desarrollo de áreas rurales y de regiones remotas.

Se dan avances importantes en la reglamentación de la actividad energética. Se mantienen, sin embargo, ciertas limitaciones en la aplicación de las normativas ambientales en sectores energointensivos. Completamiento del marco institucional y legal regulatoria de la energía, con la promulgación de las leyes eléctrica y de energías renovables, consolidación de los trabajos de los grupos de energías renovables, el ahorro y uso racional de la energía.

El uso de Energía Renovable será casi 3 veces mayor que la registrada en el año base, sin embargo, su participación en la oferta total primaria aún mantendrá una discreta proporción en la oferta total de energía. Las importaciones de hidrocarburos estarían

representando casi la quinta parte de las exportaciones totales de bienes y servicios, y casi el 40% de la oferta energética total.

La aplicación de programas de ahorro energía; "Revolución Energética"; continuación del PAEC y consolidación del PAC, implicaría una importante reducción de la intensidad energética, aunque con reservas sustanciales de eficiencia aún no explotadas.

Se continúan los trabajos de prospección y exploración de petróleo y gas natural. Limitada tasa de penetración del crudo nacional en actividades económicas; incremento de su uso en la refinación, tanto del crudo proveniente de los nuevos yacimientos off shore, como de los yacimientos terrestres previa aplicación de procesos de mejoramiento. Sustitución de los consumos de crudo y diesel, en generación eléctrica y otros usos térmicos, por fuel oil y gas natural.

Permanece el proceso de penetración de la electricidad. En este sentido se estima que la demanda máxima del SEN crezca en el escenario de Referencia, entre el 2004 y 2050 a una tasa casi 2% anual, y alcance los 6GW en el 2050.

Tabla 91. Máxima Demanda. Escenario de Referencia.

Máxima	2004	2009	Tasa 04-09 (%)	2015	2020	2050	Tasa 04-50 (%)
Demanda MW)	2203	2950	6,0	3310	4250	6371	2,3

Fuente: 2004 y 2009 Anuario Estadístico de Cuba.

Existe un acceso limitado a nuevas tecnologías renovables de energía. Perfeccionamiento de la planificación energética y de los mecanismos para el financiamiento y créditos para la inversión en el sector, en particular en lo referente al sector residencial y a las tecnologías que utilizan las FRE; reducción paulatina de los subsidios a los energéticos, sin afectación significativa sobre los niveles de vida

Transporte

El escenario de Referencia parte de las premisas siguientes:

- Mejoramiento del estado actual de la infraestructura de transporte (equipos y carreteras).
- Incremento de la eficiencia tanto en el transporte de pasajero como de carga.
- Limitación de la importación de transporte de "segunda mano".

- Incremento de la remotorización y del uso de combustibles alternativos (etanol, biodiesel, Gas Natural Comprimido, hidrógeno) a los derivados del petróleo, de forma directa o en mezclas con estos.
- Introducción de los vehículos híbridos.
- Incremento de la participación del ferrocarril en el transporte de carga y pasajeros.
- Construcción de poliductos para la transportación de combustibles líquidos y gas.
- Penetración muy incipiente del transporte eléctrico (ferrocarril).

Tabla 92. Transporte Escenario de Referencia.

Transporte (Mil Millones pasajeros-km)	2004	2010	2015	2020	2030	2050	Tasa 2004-50 (%)
Pasajeros Total	8,5	8	8	9,9	11,8	15,2	1,3
Pasajero ferroviario	1,8	1,1	1,3	1,4	1,7	2,3	0,5
Ómnibus Urbanos	2	2,8	3,2	3,6	4,4	5,9	2,4
Ómnibus Interprovinciales	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	1	1,1
Taxi	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	1,1
Autos privados	0,01	0,01	0,01	0,1	0,1	0,1	5,1
Marítimo	0,0	0,0	0,0	0,05	0,07	0,1	
Aéreo	3,8	3,2	3,4	3,8	4,4	5,4	0,8
Ómnibus Total	2,6	3,4	3,9	4,3	5,2	6,9	2,1
Pasajeros Carretero	2,9	3,7	4,3	4,7	5,7	7,5	2,1

Tabla 93. Transporte\Carga Total. Escenario de Referencia.

Carga Total (Billones t-km)	2004	2010	2015	2020	2030	2050	Tasa 2004-50 (%)
Carga Total	10,8	7,9	8,9	10	11,4	16,1	0,9
Carga Ferrocarril	1,3	1,6	2,1	2,8	3,4	5,1	3,0
Carga automotor	1,9	2,3	2,6	2,8	3,1	3,7	1,5
Carga camiones Ligeros	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	1	1,5
Carga Camiones Pesados	1,4	1,7	1,9	2	2,3	2,8	1,5
Carga Marítimo Internacional	6,5	3,7	3,9	4	4,5	6,6	0,0
Carga Marítimo Cabotaje	0,9	0,3	0,3	0,3	0,4	0,6	-0,9
Carga Aéreo Internacional	0,1	0,06	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Aéreo Nacional	0,001	0,003	0,004	0,004	0,005	0,007	4,3

Tecnología

Se efectúan acciones tendientes a erradicar las limitaciones en el desempeño institucional que hacen que aún no se logre un adecuado grado de interacción y cooperación entre los diferentes agentes del Sistema Nacional de Ciencia e Innovación Tecnológica. Esto permite aumenten las inversiones en desarrollo humano y en capacidad institucional para la investigación y la innovación.

Desarrollo racional de las áreas priorizadas por el Sistema Nacional de Ciencia e Innovación Tecnológica; sustitución de tecnologías obsoletas en las principales industrias y procesos;

eficacia de los procesos de transferencia de tecnología que garantiza que las nuevas tecnologías y procesos incorporados sean eficiente y ambientalmente sostenible (tecnologías limpias).

Alto desarrollo de la biotecnología y las ciencias médicas y farmacéuticas, la producción de equipos médicos de alta tecnología; incorporación eficaz de las TICs en estos y otros sectores productivos.

En cuanto al sector energético se tiene un incremento en la eficiencia del uso de la energía tanto en las actividades de transformación (generación de electricidad), como en el equipamiento final del sector productivo, los usos no energéticos (producción de fertilizantes y plásticos, tableros, ácidos, gases industriales, entre otros), y de la población. Además de una mayor eficiencia en el uso de las fuentes energéticas no comerciales, en especial de la biomasa y una penetración moderada de tecnologías energéticas para el uso de FRE, en especial eólica y solar tanto en la variante fotovoltaica como la térmica.

Medio Ambiente

Se adoptan oportunamente las medidas necesarias para la mitigación de los impactos provenientes de la expansión económica. Sin embargo, aún se aprecian rigideces e inconsistencias en la aplicación de lo legislado en materia ambiental que limitan el alcance de los objetivos que se persiguen de transitar por una senda de desarrollo socioeconómico sostenible, y de adaptación a la variabilidad climática.

En la Tabla 94, se presenta la proyección estimada para el escenario de Referencia, de las emisiones de GEI provenientes del sector no Energético.

Tabla 94. Emisiones de GEI del sector no energético (Miles t CO_2 eq).

Sector	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Tasa 04-50 (%)
Industria	1201,9	1526,3	1926,6	2435,5	2644,4	2966,6	3288,8	2,2
Pinturas y solventes	2377,3	3020,7	3411,0	3629,6	3711,0	3777,9	3844,8	1,1
Agropecuario	7152,7	7306,1	7951,0	9072,0	9894,0	10601,0	11308,0	1,0
Silvicultura	-10323,1	-11115,7	-13996,9	-13548,5	-13359,4	-14009,2	-14659,1	0,8
Desechos	2983,2	3027,0	3144,8	3379,1	3568,8	3821,9	4075,0	0,7
Cambio uso tierra	74,5	79,6	83,8	88,1	96,6	105,0	113,5	0,9
Emisiones Netas Total	**3466,5**	**3844,0**	**2520,3**	**5055,8**	**6555,4**	**7263,2**	**7971,0**	**1,8**

Fuente: ONE, 2009.

Aumento de la vulnerabilidad ante fenómenos severos, con importantes efectos ecológicos, sociales y económicos. Fortalecimiento de los estándares y controles, marco regulatorio referentes a los niveles de emisiones de sustancias dañinas al medio ambiente. Mayores

exigencias en la concesión de las licencias ambientales para los nuevos proyectos de inversión.

Continuación de la activa participación del país en los organismos internacionales vinculados con el medio ambiente. Preparación para la participación ventajosa en los posibles mecanismos de financiamiento internacionales vinculados al tema del medio ambiente como el MDL.

3.5 Escenarios de mitigación. Definición y descripción.

Los resultados del presente acápite se corresponden con la identificación, análisis y cuantificación de opciones para la mitigación del cambio climático, llevado a cabo en el marco de la SCN del país a la CMNUCC, con apoyo financiero del PNUMA. Estos resultados constituyen un paso de avance con relación a las evaluaciones realizadas en el marco de la PCN, en cuanto al mayor grado de precisión de los potenciales del país para contribuir a mitigar el calentamiento global provocado por las emisiones de GEI.

Vale la pena aclarar que en el escenario de Mitigación se partirá del supuesto de que las variables macro y microeconómicas (precios claves y estructura económica) y demográficas se mantienen invariables. Esto se hace con el fin de poder aislar los efectos sobre las emisiones de GEI resultantes de las variaciones de la eficiencia energética, la intensidad en el uso de la energía, el cambio de energéticos, la penetración de las FRE, los cambios en los patrones de uso, entre otros efectos, resultantes de la adopción de las opciones de mitigación identificadas.

En este estudio se evaluaron 35 opciones de mitigación (10 más que en la PCN), correspondientes a los sectores de energía, residencial, transporte, agropecuario, forestal y desperdicios, para lo cual se han tomado en consideración los resultados presentados en la PCN y del Inventario de Emisiones y Absorciones de GEI del 2002 y los valores estimados para el 2004. Además dichas opciones fueron diseñadas siguiendo las orientaciones metodológicas publicadas por el PNUMA en UNFCCC Resource Guide for preparing the National Comunications of Non Annex I Parties, Module 4, Measures to Mitigate Climate Change, adaptadas a las circunstancias y condiciones nacionales.

Algunas de las medidas incluidas en este estudio se corresponden con opciones identificadas en la PCN (luminarias, refrigeración doméstica, sustitución de televisores y aire acondicionados, por ejemplo), implementadas posteriormente en el 2006, en el marco de la llamada “Revolución Energética”. El objetivo de esto es que a la luz de la aplicación de

metodologías y herramientas de cuantificación, determinar los impactos que las mismas tuvieron en la reducción de emisiones de GEI, el ahorro energético, así como para la estimación de los costos de implementación.

Los resultados globales indican que existe un potencial de mitigación de emisiones de GEI entre el 2004 y el 2050, del orden de los 629 millones de t CO_2 eq, de los cuales casi 520 millones de t CO_2 eq le corresponde a la quema de combustibles (sectores de Demanda y Generación), y el resto a los sectores no energéticos (procesos industriales, pinturas y solventes, agricultura, forestal y desechos).

Por su parte, se estima que los costos incrementales acumulados al 2050, y actualizados al 2004, en el escenario de Mitigación (respecto al escenario de Referencia), son del orden de los 1900 billones de dólares (constantes de 1997), de los cuales casi 1200 le corresponden al subsistema eléctrico. Por su parte, los costos acumulados incrementales de capital, actualizados al 2004, del escenario de Mitigación rondan los 34 billones de dólares (constantes de 1997).

3.6 Discusión de los resultados. Indicadores.

En las 35 opciones identificadas en este estudio, el Potencial Mitigación estimado (Emisiones Referencia – Mitigación), está en el orden de los 715 Millones t CO_2 (acumuladas 2004 y 2050); mientras que en el 2050 la reducción con relación al escenario de Referencia es de aproximadamente 40 millones de t CO_2 eq[41].

Tabla 95. Potencial de Mitigación de emisiones. Millones de t CO_2eq Acumuladas.

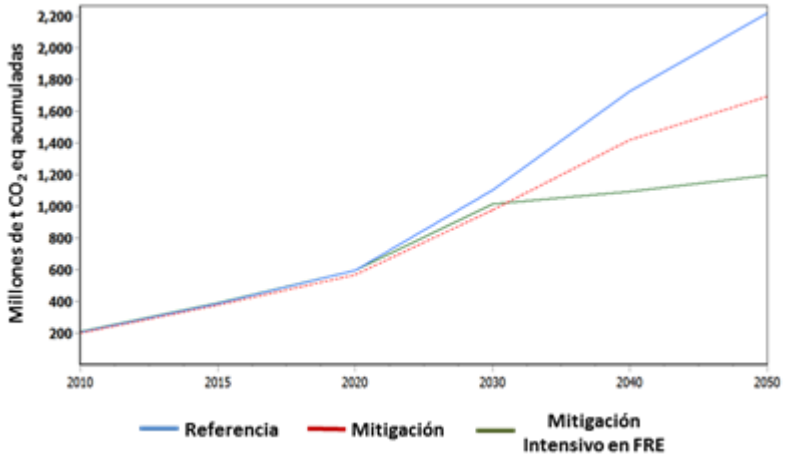
Sector	2050	Sector	2050	Sector	2050
Demanda	**-444,2**	**Transformación**	**-76,8**	**Sector No Energético**	**-194,1**
Agricultura	-6,5	Carboneras	0,0	Agropecuario	-0,3
Comercio Servicios	-4,9	Cogeneradores	-2,7	Cambio uso tierra	-1,5
Construcción	0,0	Destilerías	0,7	Desechos	-0,1
Industrial	-352,1	Fábrica de Gas	0,0	Industrial	-0,1
Residencial	-16,4	Generación Eléctrica	-74,9	Pinturas y solventes	0,0
Transporte	-64,2	Refinación Petróleo	0,0	Silvicultura	-192,0
		Total	**-715,1**		

Fuente: LEAP.

En la Figura 18, se presentan las emisiones acumuladas al 2050 en cada uno de los escenarios contrastados.

[41] Los resultados reportados en la PCN indicaban un potencial de mitigación de emisiones de GEI del orden de los 230 millones t CO_2, en unas 23 opciones identificadas y en un marco temporal que iba desde el 1999 al 2020.

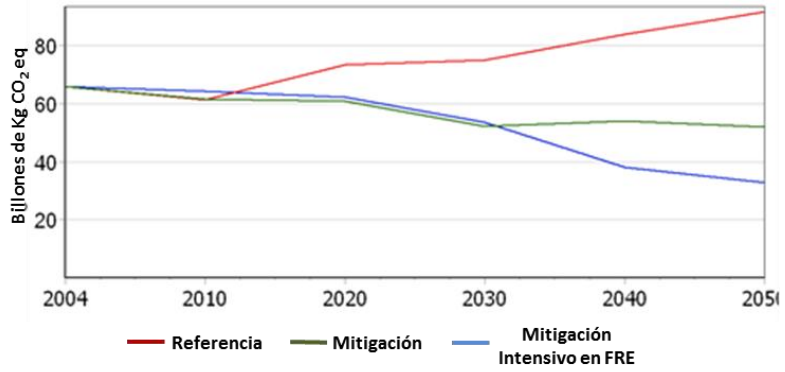
Figura 18. Emisiones de GEI acumuladas en términos de potencial de calentamiento.



Fuente: LEAP.

Por otra parte, en la Figura 19, se muestra la dinámica de las emisiones según el potencial de calentamiento global. Se observa como 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 superiores próximos a los 80 millones de t CO_2 eq.

Figura 19. Escenarios de emisiones de GEI



Fuente: LEAP.

Por su parte, en los escenarios de Mitigación y de uso intensivo de las FRE (Tierra, Viento y Sol), las tendencias son a la reducción de las emisiones en niveles absolutos producto del uso de tecnologías y procesos, tecnológicos y energéticos (transporte, producción de cemento, equipamiento electrodoméstico), más eficientes, la sustitución de combustibles fósiles por otros fósiles menos contaminadores (por ejemplo gas natural en lugar de fuel oil), la penetración 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 en 2050, en el escenario de Mitigación, alcanzan los 34 billones de pesos, y representan el 2,1% del valor presente del PIB en los 46 años que median entre 2004 y 2050 (rango entre 1 al 3%).

Para evaluar la pertinencia de una política de mitigación activa, se estima que las pérdidas del PIB global como consecuencia del Cambio Climático incontrolado esto es, el costo de "no acción", representa entre un 5 y 20% del producto global (Informe Stern, 2006).

No obstante, aún existe un alto nivel de incertidumbre, poca información disponible y alta sensibilidad a los parámetros que se utilizan para la estimación de los costos de las acciones de mitigación. En el caso de los parámetros, aun es intenso el debate en torno al tema de qué tasa de retorno utilizar para los estudios de factibilidad económica de los proyectos ambientales y en especial de las medidas de mitigación de emisiones de GEI. Por ejemplo, los resultados de la estimación de los costos antes comentados fueron realizados utilizando una tasa de retorno 5%, si se usara una de 12%, los costos incrementales pasarían a representar el 15% del valor presente del PIB acumulado hasta el 2050.

Tabla 96. Escenario de Mitigación, Costos de Capital.

Billones de USD del 97' acumulados descontados al 2004.					
Opción de mitigación	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Calentadores Eléctricos	0,014	0,051	0,166	0,281	0,4
Climatización	0,008	0,017	0,041	0,064	0,1
Cocción	0,056	0,08	0,134	0,179	0,207
Iluminación	0,133	0,289	0,639	0,875	1,029
Refrigeración	0,011	0,08	0,334	0,561	0,704
Televisores	0,02	0,051	0,202	0,357	0,6
Ventiladores	0,024	0,035	0,055	0,068	0,1
Sector Residencial	*0,266*	*0,603*	*1,571*	*2,385*	*3,14*
Transporte\Carga\Carretero	0,382	0,518	0,726	0,870	2,00
Transporte\Carga\Ferroviario	4,600	8,233	14,014	17,494	22,000
Transporte\Pasajeros\Carretero	0,086	0,124	0,180	0,218	0,300
Transporte\Pasajeros\Ferroviario	0,022	0,038	0,063	0,078	0,200
Sector Transporte	*5,090*	*8,913*	*14,983*	*18,660*	*25,000*
Total sectores de Demanda Final	***5,356***	***9,516***	***16,554***	***21,045***	***28,140***
Procesos\CEN	0,000	0,000	0,004	0,038	0,062
Procesos\CTE Existentes	0,108	0,000	0,000	0,000	0,000
Procesos\CTE Bagaceras	0,005	0,029	0,102	0,226	0,400
CTE Nuevas	0,000	0,172	0,316	0,441	0,610
Sistemas geotérmicos	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Eólica	0,016	0,058	0,503	1,027	1,600
Residuos Sólidos	0,000	0,000	0,002	0,003	0,004
Hidroeléctricas	0,006	0,018	0,049	0,082	0,110
Motores Diesel	0,047	0,050	0,054	0,057	0,100
Motores Fuel Oil	0,186	0,300	0,460	0,546	0,600
Solar	0,000	0,006	0,063	0,140	0,210
Turbinas de Biomasa gasificada y ciclo combinado	0,000	0,000	0,027	0,023	0,041
Turbina Gas Natural	0,005	0,008	0,014	0,018	0,021
Turbinas Gas con Ciclo Combinado	0,029	0,073	0,152	0,269	0,500

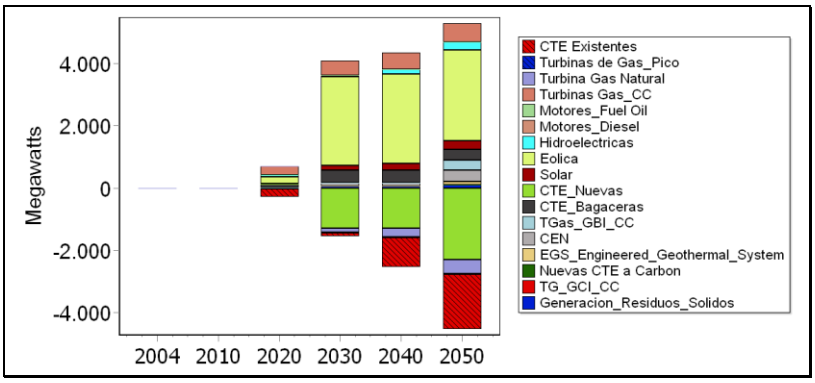
Turbinas de Gas Pico	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001
Total Generación	*0,402*	*0,713*	*1,745*	*2,870*	*4,260*
Biocombustibles	0,001	0,007	0,021	0,035	0,45
Biogás	0	0,000	0,001	0,1	0,35
Cogeneradores	0,001	0,002	0,004	0,005	0,35
Destilerías	0,0001	0,001	0,002	0,08	0,65
Otros Transformación	*0,0021*	*0,01*	*0,028*	*0,22*	*1,8*
Total Inversión Capital	***5,760***	***10,239***	***18,327***	***24,135***	***34,100***

Fuente: LEAP.

En cuanto a los costos de inversión del escenario intensivo en el uso de las FRE, estos se diferencian tanto con relación al escenario de Referencia como al de Mitigación en la magnitud de las inversiones en el subsector eléctrico. Los costos de capital acumulados en el año 2050 del subsector eléctrico en los escenario de Mitigación e Intensivos en el uso de FRE exceden los del escenarios 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 una potencia instalada del orden de los 820 MW (20% de la capacidad instalada en el país), con la cual se generaba casi 2 mil GW.h, casi el 12% de la energía eléctrica producida en el país. En este año la producción de azúcar de caña alcanzó uno de los niveles más elevados de la etapa Revolucionaria. Con la restructuración de la industria azucarera, la participación de las FRE en la OTE y en particular en la producción de electricidad se redujo dramáticamente, de tal forma que en el 2004, año base de los escenarios que se presentan en este trabajo, la energía eléctrica generada representó apenas el 6% de la generación total del país.

Figura 20. Variación de Capacidad instalada Escenario Mitigación versus Escenario de Referencia.

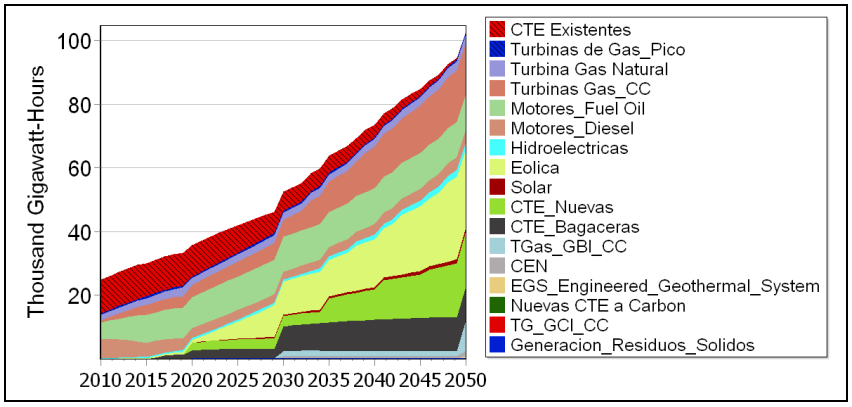


Fuente: LEAP.

En el escenario de Referencia, la participación de las FRE alcanzan en el 2050, solamente el 10% de la OTE; con una capacidad instalada de casi 1400 MW (11% de la capacidad de generación total del país), responsable del 17% de la electricidad total generada; mientras

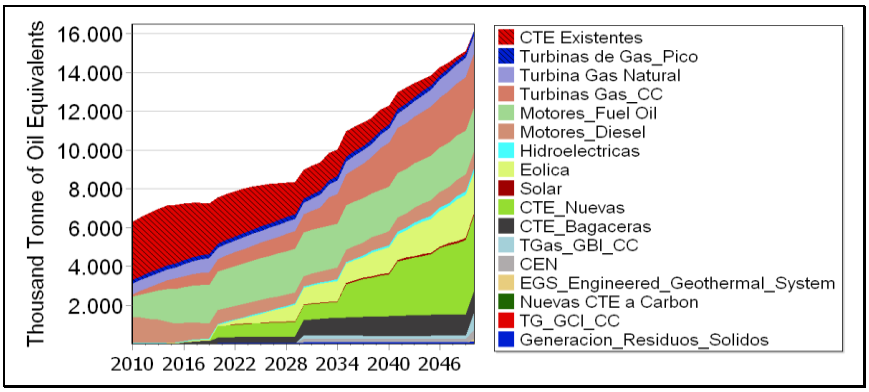
que en el escenario de Mitigación, las FRE alcanzan una participación similar a la del año 1989, con el 20% de la OTE, pero con una notable diferencia en cuanto a la participación en la capacidad de generación instalada, 39% de la potencia total del país (casi 7300 MW), responsable del 31% de la producción total de electricidad (26 mil GW.h).

Figura 21. Generación Bruta de electricidad en el Escenario de Mitigación.



Fuente: LEAP.

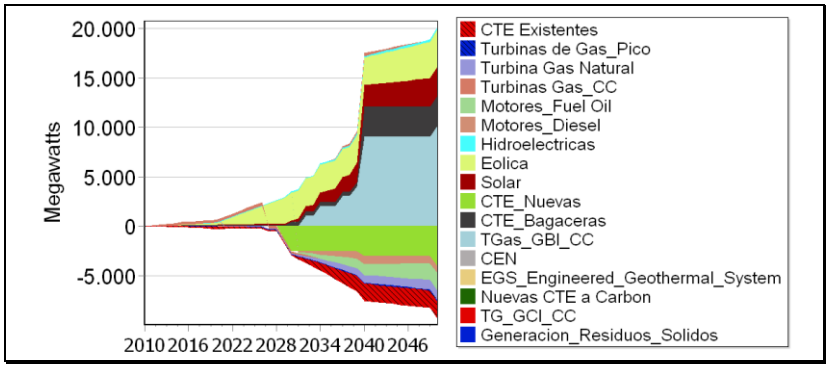
Figura 22. Insumos de energía para la generación de electricidad en el Escenario de Mitigación.



Fuente: LEAP.

En un escenario más radical en cuanto a la penetración de las FRE en la generación de electricidad, esto es, aprovechamiento de la biomasa, el potencial eólico y solar identificado, uso de los residuos sólidos urbanos, energía hidroeléctrica (casi el 75% de la energía generada en el 2050), el potencial de mitigación de GEI es del orden de los 435 millones de t CO_2 eq. Desde el punto de vista de la inversión de capital acumulada este escenario es superior al de Mitigación en unos 2300 millones de dólares.

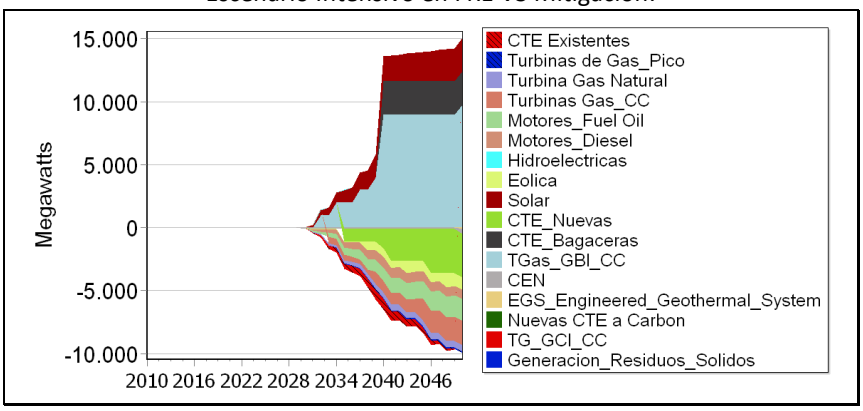
Figura 23. Variación de la Capacidad Instalada de generación de electricidad Escenario Intensivo en FRE VS Referencia.



Fuente: LEAP.

La capacidad instalada en el escenario Intensivo en FRE refleja las características del uso de dichas fuentes en cuanto a la discontinuidad y estacionalidad de estos recursos. De ahí que para el cubrimiento de la demandas de energía sea necesario instalar el doble o el triple de la capacidad requerida si se utilizaran las tecnologías basadas en recursos fósiles o centrales nucleares. En la Figura 24, es posible observar dicho comportamiento.

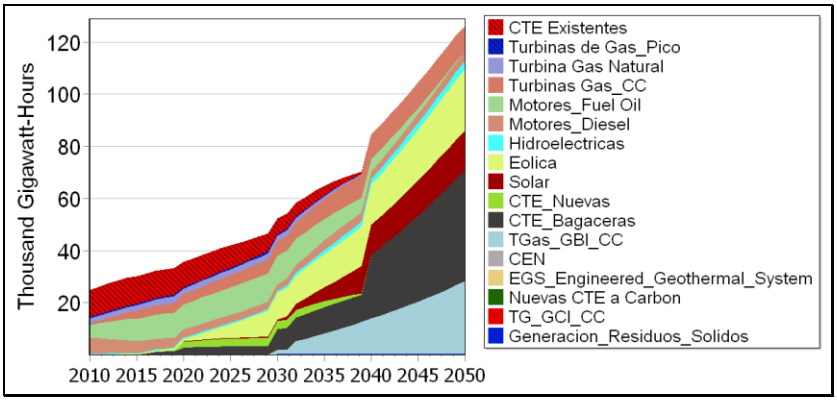
Figura 24. Variación de la Capacidad Instalada de generación de electricidad Escenario Intensivo en FRE VS Mitigación.



Fuente: LEAP.

En este escenario, en el 2050, la capacidad de generación instalada con FRE representa el 91% de la 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 insumida en la generación correspondiente a combustibles fósiles, solo el 6%, unos 784 Mtep corresponden a derivados del petróleo, en este caso, al diesel de los grupos electrógenos interconectados al sistema (ver Figura 25).

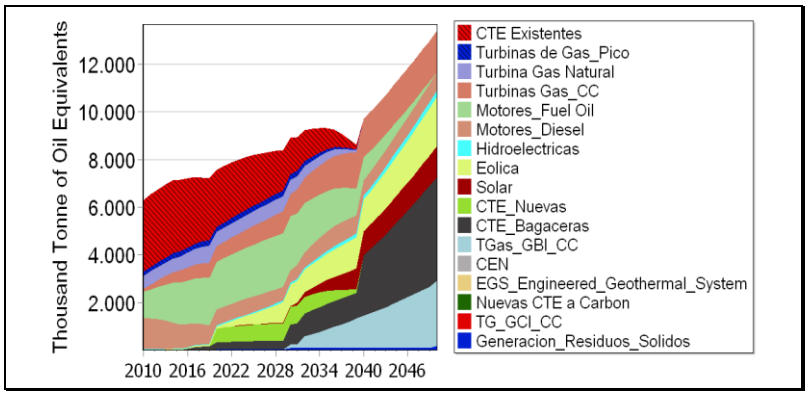
Figura 25. Generación de electricidad en el escenario Intensivo en FRE.



Fuente: LEAP.

En la Figura 26, se presenta la composición de los insumos de energía para la generación de electricidad en el escenario Intensivo en FRE, donde se destaca la participación de la biomasa, la energía eólica y la solar.

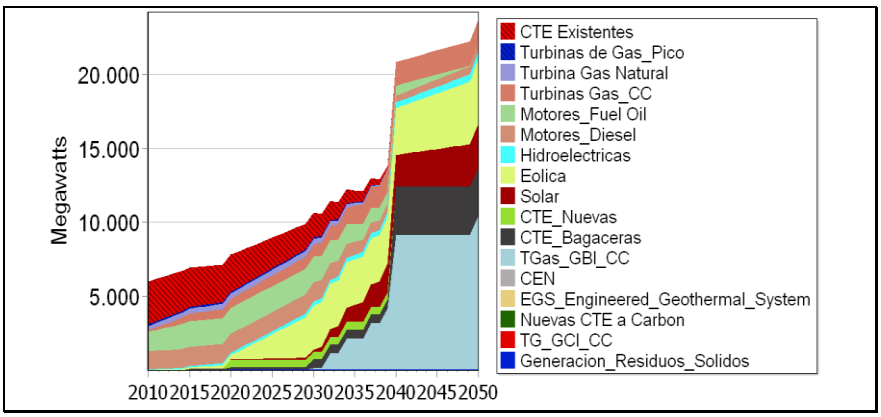
Figura 26. Insumos para la generación Escenario Intensivo en FRE



Fuente: LEAP.

Finalmente, en la Figura 27, se presenta la evolución de las capacidades instaladas en el escenario Intensivo en FRE. Apenas el 10% de la capacidad instalada en el 2050 en este escenario corresponde a generación a partir de combustibles fósiles, con tecnologías a gas natural y ciclos combinados y motores diesel, ambas con notables niveles de eficiencia energética.

Figura 27. Capacidad Instalada Escenario Intensivo en FRE.



Fuente: LEAP.

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% de ésta, lo que también explica la reducción de emisiones de GEI y de la factura energética acumulada al 2050.

En efecto, 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 (siempre con respecto al de Referencia), las importaciones acumuladas se reducen en unas 53 MMtep (12 billones de dólares actualizado al 2004). En 2050 la importación de energía se reduce unos 4 millones de tep; casi 800 millones de dólares (ver Tabla 97).

Tabla 97. Importaciones. Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004.

	Referencia	Mitigación	Variación
	2050	2050	Mit./Ref.
Primario\Petróleo crudo	149,492	149,492	0,0
Secundario\Avgas	1,264	1,264	0,0
Secundario \CNG		0,483	0,5
Secundario \Diesel	16,85	13,922	-2,9
Secundario \Etanol	0,022	0,084	0,1
Secundario \Gasolina	8,798	8,798	0,0
Secundario \Jet Keroseno	3,442	4,73	1,3
Secundario \LPG	3,513	2,86	-0,7
Secundario \Nafta	4,544	4,544	0,0
Secundario \Residual Fuel Oil	20,018	9,185	-10,8
Total	**207,943**	**195,363**	**-12,6**

Fuente: LEAP.

Por su parte, las exportaciones de crudo y derivados se incrementan en 66 MMtep, unos 25 billones de dólares, según la dinámica de los precios internacionales de los hidrocarburos utilizada en esta investigación (IEA, 2010). Ver Tabla 98 a continuación.

Tabla 98. Exportaciones. Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004.

	Referencia	Mitigación	Tierra Viento y Sol
Acumulado 2050	83.6	108.5	123.2
Beneficios VS Referencia		24.9	39.6
Beneficios VS Mitigación			14.7

Fuente: LEAP.

En el escenario Intensivo en el uso de FRE (Tierra Viento y Sol), el incremento acumulado de las exportaciones es del orden de los 40 billones de dólares, mientras que comparado con el escenario de Mitigación los beneficios acumulados estarían en el orden de los 15 billones de dólares.

Buena parte de las opciones identificadas pueden integrar la cartera nacional de Proyectos de MDL del Protocolo de Kyoto. Si la mitad del potencial de Mitigación identificado (357 Millones t CO_2) se incluyen en MDL los ingresos estarían en el orden de los 5 billones de dólares, equivalente al 8% de la inversión acumulada en el escenario de Mitigación, al 24% del incremento de las exportaciones acumuladas de energía, y al casi 42% de las exportaciones de Bienes y servicios reportadas en el 2009, unos 11,9 billones de dólares constantes de 1997.

Finalmente, desde el punto de vista de los consumos y emisiones específicas, los resultados reportados por la cuantificación indican reducciones importantes en el escenario de Mitigación con relación a la línea base o escenario 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 que se alcanza para el mismo año en el escenario de Referencia, esto es, en el escenario de Mitigación se estaría necesitando para producir 1000 pesos de producto, 10 kilogramos equivalentes de petróleo (kg ep) menos que en el escenario de Referencia (ver Tabla 99).

De igual forma ocurre con las emisiones específicas. Por ejemplo, las emisiones per cápita en el escenario de Mitigación (2,52 t CO2 eq), en el año 2050, son 3,6 t CO2 inferiores a la del escenario de Referencia, y casi 2 t CO2 eq menores que las emisiones del año base (4,49 t CO2 eq).

Tabla 99. Indicadores.

Emisiones per cápita (t CO_2 eq/hab)								
Escenarios	Años							Tasa
	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050	04/50
Mitigación	4,49	4,02	4,07	3,66	2,72	2,79	2,52	-1,2
Referencia	4,49	4,00	4,24	4,78	4,74	5,46	6,07	0,7
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	4,49	4,28	4,26	3,79	2,85	1,38	0,81	-3,7
Intensidad de emisiones (t CO_2 eq/mil pesos)								
Mitigación	2,01	1,3	1,05	0,79	0,37	0,26	0,19	-5,1
Referencia	2,01	1,3	1,08	0,95	0,53	0,40	0,33	-3,9
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	2,01	1,4	1,08	0,8	0,38	0,18	0,12	-6,0
Intensidad eléctrica (t CO_2 eq/GW.h)								
Mitigación	2955,61	1495,93	1248,75	897,06	433,92	330,59	249,86	-5,2
Referencia	2955,61	1699,37	1573,5	1377,20	858,81	667,82	487,79	-3,8
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	2955,61	1610,85	1320,74	937,64	462,81	100,91	50,87	-8,5

Fuente: LEAP.

Por su parte, la intensidad de las emisiones tanto con relación al producto agregado como a la energía eléctrica generada, se reducen en el escenario de Mitigación con relación a la línea base. En el primer caso en un 46%, de 0,327 t CO_2 eq/mil pesos en el escenario de Referencia a 0,185 en el escenario de Mitigación, mientras que en el segundo, la reducción fue del 50%, desde los 0,5 Mt CO_2 eq/GW.h en el escenario de Referencia a 0,25 en 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 por habitante de energía final en el 2004 es de apenas media tep, uno de los más modestos de la región latinoamericana y caribeña, mientras que en el 2050 se estima que estos alcancen la cifra de 1,6 tep/hab en el escenario de Referencia y 1,4 tep/hab en el escenario de Mitigación. Resultados que se sustentan por importantes ganancias de eficiencia energética, penetración del uso de la electricidad y de FRE en la generación de la misma y una estructura productiva dinámica y favorable a actividades de menores requerimientos energéticos.

El presente estudio constituye una notable oportunidad para explorar las posibles consecuencias sobre el sistema socioeconómico y ambiental de diferentes sendas de desarrollo. Aunque el objetivo del mismo es identificar las opciones de mitigación de emisiones de GEI y el potencial a éstas vinculadas, el trabajo pone en evidencia los impactos sobre el uso, el comercio exterior, la eficiencia y los costos de tales escenarios (ver Anexos del 1 al 13).

Tabla 100. Indicadores.

Consumo energético per cápita (tep/habitante)								
	Años							Tasa
Escenarios	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050	04/50
Mitigación	0,53	0,60	0,68	0,74	0,92	1,20	1,46	2,2
Referencia	0,53	0,60	0,69	0,80	0,99	1,29	1,57	2,4
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	0,53	0,60	0,66	0,74	0,92	1,20	1,46	2,2
Consumo energía primaria per cápita (tep/habitante)								
Mitigación	0,84	1,12	1,20	1,32	1,59	2,03	2,47	2,4
Referencia	0,84	1,06	1,13	1,32	1,69	2,08	2,45	2,4
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	0,84	1,11	1,26	1,36	1,61	1,81	2,26	2,2
Intensidad energética (Miles tep/millones pesos)								
Mitigación	180,8	143,23	125,31	107,56	73,5	63,94	58,39	-2,4
Referencia	180,8	142,6	128,2	115,37	78,9	68,5	62,5	-2,3
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	180,8	143,23	125,31	107,56	73,5	63,94	58,39	-2,4
Intensidad energética primaria (Miles tep/millones pesos)								
Mitigación	287,4	267,49	223,49	190,73	126,93	108,36	98,46	-2,3
Referencia	287,4	252,03	209,15	191,41	135,67	110,88	97,80	-2,3
Intensivo en FRE (Tierra viento y sol)	287,4	263,99	233,76	196,52	129,18	96,47	90,33	-2,5

Fuente: LEAP.

Por otra parte, llama la atención sobre la importancia de incorporar metodologías y técnicas de evaluación para los estudios de mitigación. Especialmente, la importancia de contar con escenarios robustos, y muy específicamente con un escenario de Referencia bien estructurado y que incorpore las tendencias pesadas del sistema socioeconómico y ambiental y las medidas y políticas identificadas y en proceso de implementación de tal forma que el mismo no constituya solo una extrapolación de datos actuales hacia el futuro.

Aunque este ejercicio es cualitativamente más completo que el realizado para la PCN por el uso de las nuevas herramientas, aún es posible identificar ciertas lagunas en cuanto a la disponibilidad de la información y la incomprensión de muchas de las autoridades involucradas en este ejercicio que por demás constituye un compromiso del Gobierno Cubano ante la CMNUCC.

Se identifican dos elementos de importancia hacia los cuales se deberán enfocar los esfuerzos principales de investigación, búsqueda de información y divulgación en el resto de los actores involucrados en estos estudios. El primero relacionado con los trabajos de estimación de factores de emisión propios del país para incorporarlos a los estudios de cambio climático en general y a los de mitigación en particular. El segundo está relacionado con los estudios de costos-beneficio o de impacto de las opciones de mitigación, aspecto del

cual adolecen la gran mayoría de las investigaciones realizadas y consultadas en este campo. La correcta comprensión de las categorías y conceptos relacionados con la evaluación financiera de los proyectos y programas medioambientales resulta de la mayor importancia en la toma de decisiones económicas en la aceptación o no de determinadas políticas, cuyas implicaciones rebasan el marco temporal de las generaciones actuales.

En 35 opciones de mitigación estudiadas se identificó un potencial de mitigación, para el marco temporal comprendido desde el 2004 hasta el 2050, del orden de los 715 millones de t CO_2 eq, con un costo de inversión que ronda los 34 billones de dólares, equivalentes al 2% del PIB acumulado y actualizado en el período de estudio.

En este escenario de Mitigación se evitan importaciones de energía que están en el orden de los 53 millones de tep, lo que tendría un impacto positivo sobre la balanza comercial de la nación por un volumen aproximado de 12 billones de dólares constantes del 2004. Por su parte, las exportaciones de energía se incrementan en unos 66 millones de tep, equivalente a ingresos adicionales que estarían en el orden de los 21 billones de dólares.

Finalmente, estas opciones muy bien podrían ser incorporadas a la cartera de proyectos de MDL. Por ejemplo, si al menos la mitad de estas incorporadas a tal mecanismo implicarían ventas de certificados de carbono por unos 5 billones de dólares, alrededor del 8% de la inversión acumulada en el escenario de Mitigación, y casi la mitad de lo exportado en bienes y servicios ejecutada en el año 2009.

En la Tabla 101, se presenta de forma resumida los criterios cuantitativos y cualitativos utilizados para evaluar y ordenar las 35 opciones de mitigación de emisiones de GEI por sectores.

En la agregación de las emisiones evitadas solo se consideró aquellas opciones que evitan emisiones directamente por sustitución de combustibles fósiles. Esto se debe a que si se consideran todas las emisiones se estaría corriendo el riesgo de la doble contabilidad, pues buena parte de las opciones del mismo evitan emisiones por reducción o eliminación del consumo de electricidad que se traduce como reducción de generación y por tanto del insumo de combustibles.

Tabla 101. Resumen de criterios de evaluación.

Opción de mitigación	Costo del CO_2 evitado $/t	Emisiones evitadas miles t	Barreras tecnológicas	Aceptación pública	Capacidad de implementación	Impacto positivo sobre otros sectores
LEDs	-433,00	80,00	alta	alta	alta	alta
Calentadores solares	-321,00	90,00	baja	alta	alta	alta
Hornos microondas	-342,00	30,00	alta	alta	media	alta
Cocinas inducción	210,00	40,00	alta	alta	media	alta
Purificadores de agua	-526,00	30,00	baja	media	media	alta
TV	-501,00	20,00	baja	alta	alta	alta
Refrigeradores	-224,00	290,00	baja	alta	alta	alta
Aires acondicionados	-482,00	40,00	baja	alta	alta	alta
Módulo de cocción	-118,00	1230,00	baja	alta	alta	medio
Total Residencial	**-174,42**	**1850,00**				
CCTG	-113,00	452,00	media	alta	alta	bajo
GNL en CTE	-40,92	407,00	alta	alta	alta	bajo
BIGCC	-103,41	554,00	baja	alta	baja	medio
CTE biomasa cañera	-98,00	993,00	media	alta	alta	bajo
CEN	-93,00	791,00	alta	baja	baja	medio
Eólica	-47,00	143,00	media	alta	media	bajo
Hidroeléctrica	-65,42	252,00	media	alta	alta	bajo
Solar FV red	-14,00	261,00	media	alta	media	bajo
CTE carbón	7272,00	10,00	media	media	alta	bajo
TG GCI CC	917,80	44,00	media	media	alta	bajo
Total Generación	**-53,66**	**3907,00**				
Remotorización	235,00	18,00	media	alta	media	alto
Reordenamiento	163,00	38,00	media	alta	media	alto
Mezcla alcohol gasolina	-345,00	7,00	alta	media	baja	medio
Carga a ferrocarril	-289,00	1446,00	media	media	alta	alto
Pasajeros a ferrocarril	-392,00	10,00	media	alta	alta	alto
Biodiesel	189,00	160,00	alto	medio	bajo	medio
Total Transporte	**-228,45**	**1679,00**				
Agricultura conservación	-60,10	387,00	media	alta	media	alto
Arroz secano	-2,70	147,00	alta	alta	baja	alto
Biofertilizantes	59,00	341,00	baja	media	media	alto
Fermentación entérica	-	355,00	medio	medio	alta	alto
Total agricultura	**-41,23**	**1230,00**				
Cobertura forestal	1,36	1200,00	media	alta	alta	medio
Cambio categoría bosque	29,30	23,50	media	alta	medio	medio
Total Forestal	**1,90**	**1223,50**				
Incineración DSM	0,35	250,00	alta	alta	baja	alta
Mitigación CH_4			alta	alta	baja	alto
Producción Cemento	1,10	300,00	alta	medio	alta	medio
Biogás alcohol	0,80	21,00	alta	medio	medio	alto
Biogás porcino	0,50	143,00	alta	medio	medio	alto
Otras opciones	**0,708**	**714,00**				
Total Opciones de Mitigación	**-85,71**	**9983,50**				

Fuente: elaborada por los autores a partir del Screening y el NAIADE.

3.7 Ejercicio multicriterio integrado de las diferentes opciones de mitigación.

El uso de la evaluación multicriterio tiene como objetivo establecer el orden de prioridades de la posible implementación de las opciones de mitigación de emisiones de GEI, de acuerdo a un conjunto de criterios cualitativos y cuantitativos previamente seleccionados por el grupo de expertos. Se seleccionaron 16 criterios para la aplicación del NAIADE para cada estudio sectorial, cuyos resultados se presentan en la Tabla 102.

Tabla 102. Resumen de los resultados del análisis multicriterio por sectores.

Residencial	Electricidad	Transporte	Agricultura	Forestal
• Purificadores de agua • Aires acondicionados de alta Eficiencia • TV de bajo consumo • Sustitución cocinas keroseno por módulo cocción eléctrico • Calentadores solares en viviendas • Hornos microondas para la cocción • Lámparas con LED • Refrigeradores de bajo consumo • Cocinas de inducción	• Turbinas de Gas con Ciclo Combinado • Gas Natural en CTE • Hidroeléctricas • Biomasa gasificada con Ciclo Combinado • CTE Bagaceras • FV en red • CEN • Eólica	• Mezclas de alcohol con gasolina • Reordenamiento • Re motorización • Cambio de tráfico pasajeros ómnibus FFCC • Cambio Tráfico carga carretera a FFCC	• Biofertilizantes • Fermentación Entérica • Agricultura de Conservación • Arroz secano favorecido	• Aumento de la cobertura forestal • Cambio de categoría de bosques

Fuente: Elaborada por los autores a partir de los resultados sectoriales en el NAIADE.

El análisis integrado de las 35 opciones identificadas se realizó teniendo en cuenta solamente 6 criterios, que arrojaran mayor grado de discriminación para el ordenamiento de las opciones. Se hizo énfasis en criterios que definan claramente el objetivo del trabajo, a saber, la reducción de emisiones, y el costo (beneficio) por unidad de emisiones evitadas, ambos cuantitativos, y en 4 criterios cualitativos que resuman la aceptación social y tecnológica de cada opción. En la Tabla 103 se resumen los criterios utilizados.

Tabla 103. Descripción de los criterios utilizados para el análisis integrado de todas las opciones.

Criterios (comunes para todos los sectores)	**Descripción**	**Criterios para el estudio Integrado**	**Descripción**
Costo de la tonelada de CO_2 evitada	Costo anual de mitigación	\$/t CO_2 eq	Numérico y Fuzzy
Cantidad de emisiones evitadas	Cantidad de GEI dejados de emitir	t CO_2 eq (10^3)	Numérico y Fuzzy
Capacidad de implementación (instrumentación)	Se refiere a la capacidad técnica y regulatoria de instrumentar la medida	Alto-Medio-Bajo	Lingüístico
Barreras tecnológicas	Restricciones en acceso a la tecnología	Alto-Medio-Bajo	Lingüístico
Impacto sobre otro sector (positivo)	Sinergia favorable o desfavorable sobre otro sector	Alto-Medio-Bajo	Lingüístico
Barreras culturales	Aceptación pública	Alto-Medio-Bajo	Lingüístico

Fuente: Elaborada por los autores.

3.7.1 Discusión de los resultados.

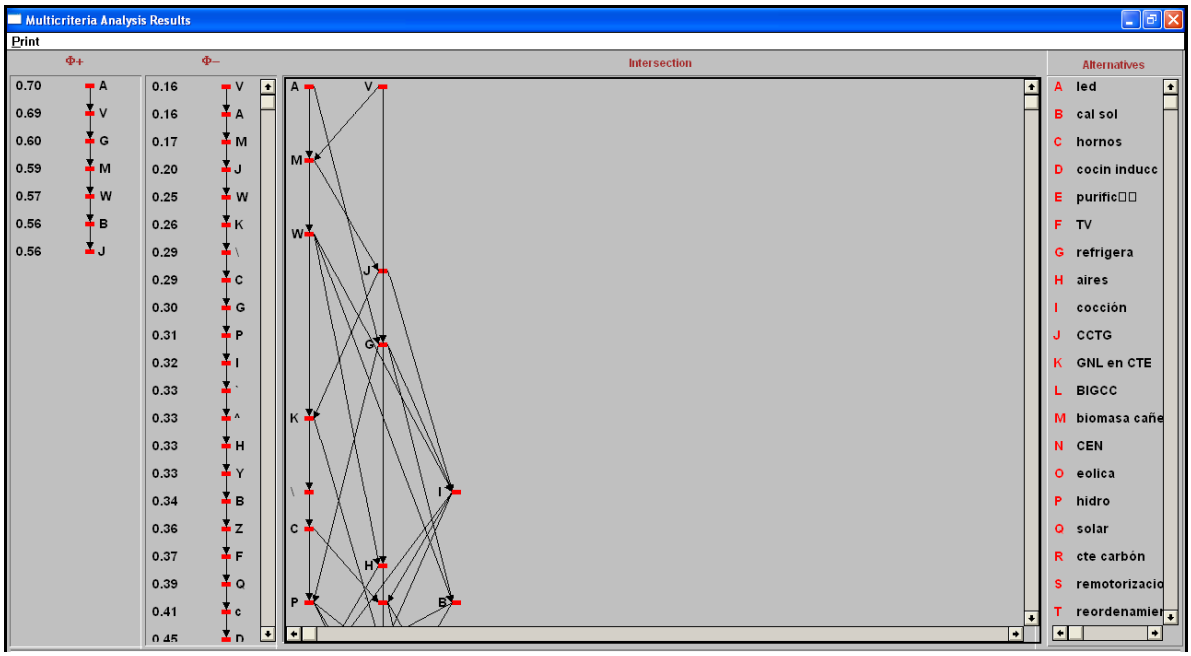
El análisis integrado de las 35 opciones de mitigación de emisiones de GEI identificadas contrasta con los resultados parciales por cada sector. Por ejemplo, según los 6 criterios seleccionados para este análisis la opción que resulta preferida es la de sustitución de focos ahorradores por lámparas LEDs, opción que en el análisis sectorial se ubica en el séptimo lugar, solo por encima en las preferencias de la sustitución de refrigeradores existentes por eficientes, y la introducción de las cocinas de inducción.

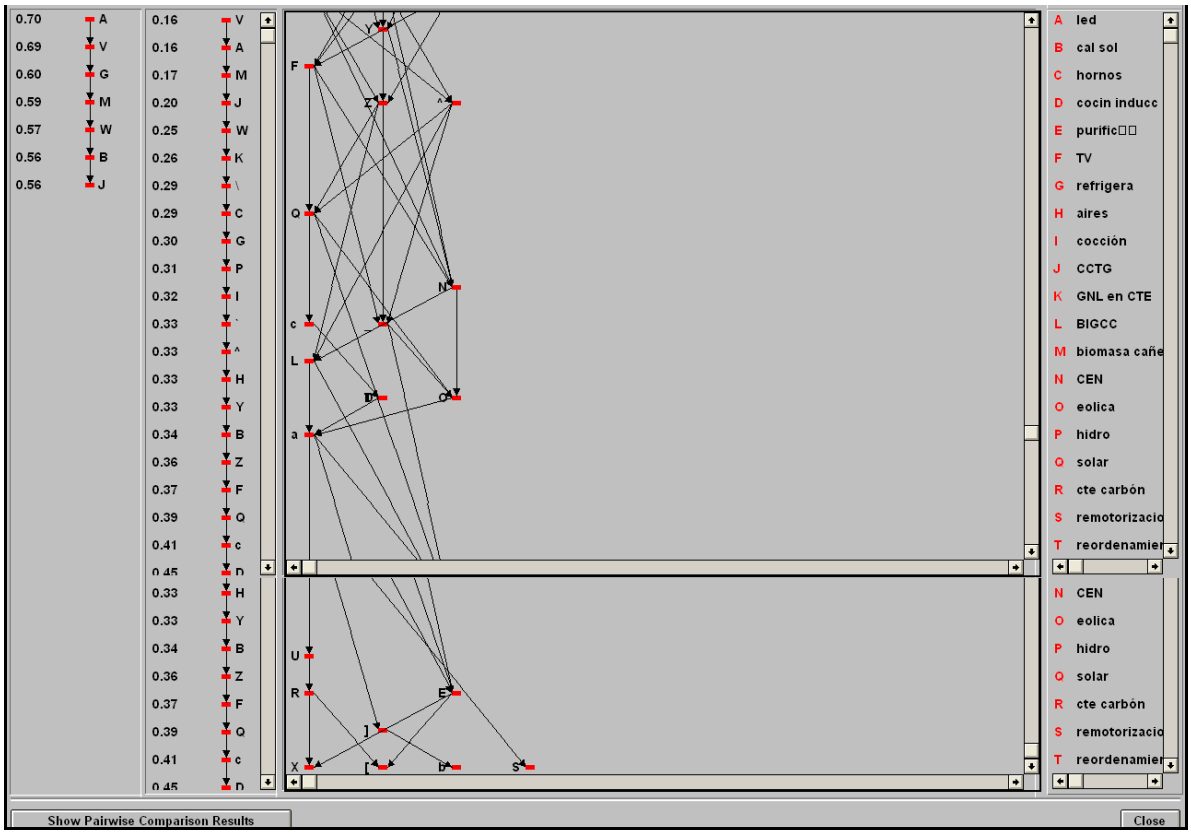
Por otra parte, resulta notable el hecho de que en el análisis multicriterio integrado tenga el mismo nivel de preferencia que la opción LED, la de cambio del tráfico de carga carretero a FFCC, última de las opciones en el orden de prioridad resultante del análisis del sector Transporte.

Resulta destacable además el hecho de que a continuación de las opciones "preferidas" se sitúen las opciones correspondientes a la CTE bagaceras y a la sustitución de tráfico de pasajero por ómnibus a FFCC; las turbinas de gas con ciclo combinado y la sustitución de refrigeradores existentes por ahorradores. Finalmente, como opciones menos preferidas a un mismo nivel de preferencia se ubicaron las opciones de remotorización, biodiesel, biofertilizantes y la producción de biogás a partir de los mostos de las destilerías de alcohol.

En la Figura 28, se resume el orden de prioridades resultantes del análisis integrado de las opciones de mitigación de emisiones de GEI identificadas en esta investigación.

Figura 28. Resultados del análisis multicriterio integrado.





Fuente: Software NAIADE.

3.7.2 Consideraciones finales.

Los resultados obtenidos del análisis multicriterio pueden ser mejorados a partir de la participación activa de un grupo más amplio de expertos y la incorporación de nuevos o mejores criterios para discriminar entre diferentes opciones y llegar a resultados más "finos". Sin embargo el abuso de la cantidad de expertos y criterios también puede llevar a resultados incoherentes, poco plausibles o indeterminados.

Por otra parte, independientemente de la complejidad que refleja el árbol de prioridades de las opciones evaluadas, es posible identificar un resultado robusto en el ordenamiento, el cual sitúa a las opciones sustitución de luminarias existentes por LEDs, paso de tráfico de carga carretero a ferrocarril, sustitución de refrigeradores existentes por eficientes, introducción de CTE bagaceras, paso del tráfico de pasajeros por ómnibus a ferrocarril, re motorización del transporte y el incremento de la participación de turbinas de gas con ciclo combinado en la generación eléctrica del país, las opciones preferidas en orden descendente.

En la Tabla 104, se resume los costos y la participación dentro de las emisiones evitadas anualmente por todas las opciones identificadas de las 6 opciones preferidas.

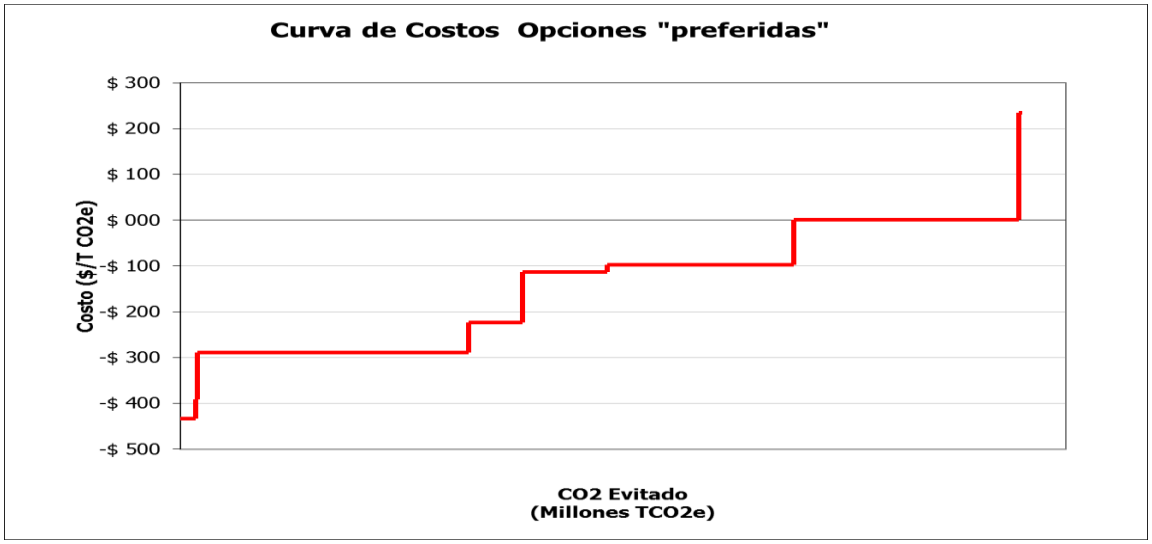
Tabla 104. Opciones preferidas según los resultados del análisis multicriterio integrado.

Opciones preferidas	$/ton CO_2 eq evitado	Emisiones evitadas miles t CO_2 eq	% vs Emisiones evitadas
LEDs	-433,00	80,00	0,8
Carga a FFCC	-289,00	1446,00	14,5
Refrigeradores eficientes	-224,00	290,00	2,9
CTE bagaceras	-98,00	993,00	9,9
Pasajeros a FFCC	-392,00	10,00	0,1
Remotorización	235,00	18,00	0,2
Turbinas de gas CC	-113,00	452,00	4,5
Subtotal	-66,6674	3289,00	32,9
Total evitado	**-85,7058**	**9983,5**	**100,0**

Fuente: Elaborada por los autores.

En estas 6 opciones se concentra la tercera parte de las emisiones evitadas anualmente y sus beneficios por tonelada de CO_2 evitada son inferiores al promedio de todas las opciones. La Figura 29, muestra la curva de costos de estas opciones "más preferidas" según el análisis multicriterio integrado, al 2050.

Figura 29. Curva de costos de opciones «preferidas» al 2050.



Fuente: Elaborada por los autores.

Comentarios finales.

Los comentarios finales están referidos a los resultados de evaluación de opciones de mitigación, a la construcción de escenarios, a las barreras existentes tanto para la ejecución de esta investigación como a las de carácter económico tecnológico e institucionales para la implementación de estas opciones, a las oportunidades y en consecuencia a la identificación de temas de investigación a emprender en próximas investigaciones en el marco de las Comunicaciones Nacionales o como parte de los programas y proyectos de investigación sectoriales.

En cuanto a la identificación de opciones de mitigación y la construcción de escenarios, hay que destacar el salto cualitativo y cuantitativo logrado, con relación a la PCN y en general con relación a los estudios realizados en el país en este tema, con la incorporación de metodologías de análisis y herramientas de cuantificación incorporadas.

La aplicación del Screening como herramienta de evaluación particular de las opciones "candidatas" a incorporar en el escenario de Mitigación le da consistencia y robustez a los resultados tanto desde el punto de vista de la mitigación de GEI como a la evaluación de los costos anuales de las emisiones evitadas.

Por otra parte, se aplica por primera vez el análisis multicriterio en las investigaciones sobre mitigación de emisiones de GEI, al menos en investigaciones de esta magnitud. La aplicación permite ofrecer un orden de prioridad a la posible implementación de las opciones identificadas a partir de criterios no solo cuantitativos, que por lo general deciden o no la instrumentación de políticas e implementación de acciones, sino de otros criterios que incorporan un conjunto de capacidades y preferencias que también deciden y explican la aceptación y factibilidad de las opciones y las falencias en el funcionamiento a corto y largo plazo.

Si bien, la construcción de escenarios ha ganado espacio e importancia en este tipo de investigación dado el reconocimiento explícito de que temas de alto nivel de complejidad y múltiples interrelaciones incorporan una cantidad grande de incertidumbres y que, por tanto, la exploración de los desarrollos futuros requieren de la aplicación de estudios prospectivos para la formulación de escenarios, y la implementación de las políticas que allanen el o los "caminos" que acerque o aleje la dinámica del fenómeno estudiado a dichos estados deseados o no; es primera vez que se intenta la estimación de los costos

económicos requeridos para implementar un escenario alternativo o como en esta investigación, de Mitigación.

Los resultados indican que existe un potencial notable de mitigación de emisiones que está en el orden de los 700 millones de t CO_2 eq, provenientes de las 35 opciones identificadas que no agotan las oportunidades existentes en estos y otros sectores de la economía. Que sin llegar a un estudio exhaustivo de costos, debido a la no disponibilidad de la información necesaria, los costos de inversión acumulados y actualizados de un escenario de Mitigación están en el orden de los 35 billones de dólares lo que equivale a casi el 2% del PIB acumulado entre el 2004 y el 2050.

Si al menos la mitad de este potencial de mitigación identificado formara parte de una cartera de proyectos de MDL, los ingresos por la venta de certificados de carbono, pudiera llegar a representar la quinta parte de los ingresos reportados en el 2009 por exportaciones de bienes y servicios.

Que los costos de inversión requeridos por un escenario de uso intensivo de las FRE en la generación de electricidad duplicarían los del escenario de Mitigación, aunque las emisiones de GEI del sector se reducirían más que proporcionalmente a dicho incremento de los costos de inversión.

La gran mayoría de las opciones identificadas se corresponden con las llamadas opciones "no regret", esto es, que los resultados de los estudios de perfectibilidad arrojan costos negativos o beneficios por t CO_2 (en términos de potencial de calentamiento global) dejado de emitir a la atmósfera, y que por lo tanto, atendiendo a este criterio, no habría justificación para no implementarla o rechazarla. La gran mayoría de estas opciones se ubican en el sector energético que incluye la producción de energía, el sector residencial y el transporte y se debe al hecho de las notables ganancias de eficiencia energética o a la sustitución de portadores energéticos "más limpios" por los combustibles fósiles utilizados en las tecnologías de referencia. Hay que destacar que las tecnologías de "mitigación" son casi siempre más caras que las de Referencia, exceptuando casos como el de la Agricultura de Conservación en la que la inversión en el nuevo módulo es inferior al utilizado en la agricultura de altos insumos.

En efecto, en su conjunto las opciones evaluadas evitan, como promedio, emisiones de GEI anuales del orden de los 10 millones de t CO_2 en términos de potencial de calentamiento

global, con beneficios (costos negativos) de casi 86 dólares por cada tonelada de emisiones evitadas.

Con relación a las barreras identificadas para la implementación de las opciones identificadas, las de carácter financieras es común para todos los sectores. De hecho tales limitaciones en el acceso a los flujos de financiamiento internacionales son el resultado de la implementación de acciones punitivas por parte del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica en el ámbito económico financiero que adquiere un carácter extraterritorial, enfocado a la desarticulación total del sistema socioeconómico y en definitiva a la caída del Gobierno Cubano.

A esta barrera se le suman las inconsistencias en el funcionamiento del propio sistema macroeconómico, en buena medida consecuencia de las presiones externas, que ha mantenido las inercias de una estructura adoptada para hacer frente a la crisis de los 90', pero que ya hace tiempo da señales claras de obsolescencia. Los temas monetarios, la doble moneda, las tasas de cambio apreciadas, los tipos de interés no competitivos, unido a la escasez de fuentes de financiamiento, hacen que desde la macroeconomía no se envíen señales clara sobre precios relativos fundamentales al sector productivo y a los inversionistas, a la vez que dificulta el cálculo o estimación de los costos económicos a los diferentes niveles de la actividad productiva de la nación.

Desde el punto de vista regulatorio legal e institucional, también se identifican barreras que limitan la introducción de las opciones de mitigación de emisiones que a la vez como se ha comentado anteriormente, constituyen una fuente importante de ahorro de energía. En especial en el tema de las FRE, hay limitaciones importantes para la expansión de la inversión que chocan con la voluntad expresa de las autoridades del sector de apoyar la rápida introducción de estas fuentes en el sistema energético nacional. Tal es el caso de la orientación explícita de hacer depender el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica procedente de las tecnologías que utilizan FRE, solo de la inversión extranjera, que por otra parte es sometida a un riguroso pero dilatado proceso de selección de propuestas que muchas veces termina con el retiro de los inversores potenciales.

Por otra parte, desde el punto de vista regulatorio legal, existen importantes vacíos. Tal es el caso de la aprobación e implementación del marco regulatorio y legal moderno para el sector de la energía, por tanto tiempo esperado, que ordene toda la actividad en el ámbito de la energía. Esto iría desde las tarifas y subsidios, normas técnicas y de calidad de la energía, la producción, transmisión y distribución, hasta las normas y parámetros del

equipamiento de uso final tanto para los productores nacionales de equipos como para los importadores, y que abarque de forma general todas las fuentes energéticas con énfasis particular en las FRE, sobre lo cual también se espera una muy promocionada ley.

En este último caso de las FRE resulta urgente el perfeccionamiento de la estructura, organización y funciones del Grupo Permanente de Atención a la Energía Renovable, la Cogeneración, el Ahorro y la Eficiencia Energética, con el fin de lograr un impacto de mayor trascendencia y sostenibilidad a largo plazo.

También se identificaron otras barreras que limitaron el alcance de este trabajo, entre las cuales se destacan la insuficiente coordinación interinstitucional con la consecuente limitación en la selección de opciones de mitigación de emisiones a evaluar y el "tibio" apoyo de estas instituciones a la realización del trabajo que por demás constituye una obligación del Gobierno de Cuba con la CMNUCC.

Otra barrera para la elaboración de esta investigación, y que por cierto es muy común en la mayoría de los países en desarrollo, está relacionada con la escasez de bases de datos necesarias o al grado de desagregación de dichas bases de datos en aquellos casos en que se dispongan. La falta de coeficientes de emisiones propios podría incidir en el grado de incertidumbre de los resultados, no obstante haber utilizado los coeficientes y las metodologías que recomienda la Guía de Buenas Prácticas del IPCC.

Así es que entre los temas de investigación identificados con el fin de mejorar los trabajos para la próxima Comunicación Nacional estarían: estimación de coeficientes de emisiones de los principales contaminantes, en particular los responsables del calentamiento global, y los de carácter local de gran importancia para las autoridades nacionales relacionadas el medio ambiente; establecer los procedimientos de recolección-construcción de indicadores y datos con el nivel de desagregación requerido por los trabajos de mitigación, adaptación e inventarios de emisiones y remociones de GEI, en especial los referidos a nivel de actividad, rendimientos, costos y, por supuesto, coeficientes de emisiones.

En este sentido, en el Centro de Investigaciones del Transporte se propone como temas de investigación priorizados, la determinación de los Factores de Emisión propios para la actividad de transporte para los combustibles diesel y gasolina; determinación de la disminución de los contaminantes por el empleo de las nuevas tecnologías aplicadas en el sector a corto plazo; realización del inventario de GEI producto de la actividad de transporte en el período comprendido entre 2005 hasta 2011.

Por su parte, CUBAENERGIA participa y lidera un grupo de proyectos enfocados a la determinación de coeficientes de emisiones de GEI y otros contaminantes, en el sector generación, la estimación de las externalidades de la actividad de generación de electricidad y del transporte sobre el resto de la sociedad, la evaluación de opciones tecnológicas para la mitigación de emisiones de GEI, para su incorporación a la carpeta nacional de proyectos de MDL, entre otros trabajos a mediano y largo plazo.

Otros sectores como el agropecuario y el forestal están alineando los temas priorizados de investigaciones con las exigencias que desde el lado del medioambiente contribuyen al desarrollo sostenible de estos sectores estratégicos. Por ejemplo, en el caso del sector forestal, los investigadores del IIF han identificado los temas de estudios a futuro, teniendo en cuenta la necesidad de completar y precisar informaciones y coeficientes para la cuantificación más exacta del carbono retenido por los bosques.

Finalmente, el Grupo de Cambio Climático de la Universidad de La Habana, ha identificado aspectos de mucha importancia que inciden directamente en el análisis de la mitigación a partir la incorporación de capacidades importantes de generación a base de tecnologías que utilizan las FRE. En este sentido, se ha participado en los estudios de los marcos regulatorios e instrumentos de incentivos y promoción del uso de las FRE en los países que mayores éxitos exhiben a nivel mundial en el uso de estas fuentes renovables; y en los retos que plantea la penetración masiva de estas fuentes en los sistemas eléctricos existente con fuerte componente de capacidades de generación a base de combustibles fósiles, en cuanto a los impactos de la intermitencia en los costos de generación. En este sentido, se presentan en los Anexos 14 y 15, los resultados parciales obtenidos durante las investigaciones realizadas en el año 2015 por dicho Grupo en relación a estos aspectos, y que constituyen “elementos de partida” para profundizar en el entendimiento de la promoción y gestión de las FRE y la mitigación de las emisiones de GEI y su evaluación económica.

Finalmente, en la Tabla 105 se presenta un resumen de las barreras y oportunidades identificadas a través de la investigación, desagregada según las fuentes generadoras.

Tabla 105. Tipos y fuentes de las Barreras y Oportunidades.

Fuentes	Barreras	Oportunidades
Políticas	Limitaciones para atraer capital privado internacional debido a la percepción de alto riesgo de inversión en el país, debido al bloqueo económico financiero de Estados Unidos, no pertenencia a fondos internacionales, cooperación limitada con la Unión Europea, entre otros aspectos. Baja visibilidad de programa de desarrollo con objetivos coherentes a largo plazo y claras metas de expansión. Insuficiente comprensión de urgencia de diversificar fuentes de energía.	Decisión del Partido y el Estado de potenciar el empleo de la eólica y otras renovables (Proyecto de Lineamientos del VI Congreso del PCC).
Macroeconómicas	Existencia de dos monedas, varios circuitos de comercialización pobremente interrelacionados y precios básicos de la economía desalineados (tasa de cambio, tipos de interés), induce notables distorsiones en la planificación y regulación de la actividad económica, que en el sector de la energía se evidencia en la falta de definición de los precios (y subsidios) de la energía. Se necesita elaborar un marco regulatorio integral para la energía (aprobación de la nueva Ley Eléctrica y de la Ley para las FRE), que haga explícito el compromiso del Gobierno de garantizar el abastecimiento energético oportuno, seguro, de calidad y a mínimo costo y en especial con el desarrollo de las FRE en la matriz energética. Acceso limitado a fuentes de financiamiento internacional para nuevas inversiones.	Aprobación de bases de un marco regulatorio para la actividad energética y en especial para el uso de las FRE. Promoción efectiva de fuentes de financiamiento externas que faciliten el desarrollo de las FRE y la eficiencia energética. Creación de un Fondo Financiero Revolvente especializado en el financiamiento de las FRE y la eficiencia energética. Utilización de instrumentos indirectos de regulación como los incentivos económicos (precios preferenciales o subsidios) fomentar el desarrollo de las FRE y el uso eficiente de la energía; la producción de electricidad a partir de estas fuentes; y que estimulen la participación del inversionista extranjero en el desarrollo de las FRE y la eficiencia.
Microeconómicas	Dilatado proceso de aprobación de Directivas de Negociaciones. Excluidas licitaciones: Negociaciones directas limitan competencia. Contratar pequeños parques impide atraer fabricantes consolidados. Dispersión de objetivos limita alcanzar masa crítica para fabricación nacional de grandes componentes a fin de reducir costos. Baja potencia de parques existentes y contratos deficientes han limitado adquirir repuestos, servicios y compromiso de proveedores.	Identificados inversionistas interesados en el mercado cubano. Identificados fabricantes consolidados también interesados. Experiencias y desaciertos previos pueden aprovecharse para mejorar negociaciones y contratos futuros.
Tecnológicas	Baja utilización de experiencias previas para formar recursos humanos. Poco acceso a información avanzada y entrenamientos especializados. Baja integración de universidades a temas de interés productivo. La ausencia de redes y subestaciones de alto voltaje en las zonas de interés para	Identificadas insuficiencias de anexos técnicos de contratos previos. Definido elaborar Bases de Diseño para Contratación basadas en norma UNE-EN 45510-5-3 y las mejores prácticas internacionales. Caracterizadas las exigencias de desarrollo de infraestructuras; impactos positivos de

	desarrollos eólicos encarecerá inversiones.	otros programas de inversiones en marcha. En estudio soluciones logísticas integrales. Suficientemente caracterizados para avanzar en las negociaciones. Identificada la necesidad de perfeccionar la confiabilidad de los pronósticos, las vías y acciones necesarias para lograrlo. Identificadas restricciones. En estudio soluciones y medidas para lograr compatibilidad de los desarrollos con zonas sensibles.
I&D, innovación y Transferencia de Tecnología	Insuficiente integración entre los centros de investigación, las Universidades, la industria y los "demandantes de servicios energéticos", que apoye la labor de I&D e innovación en el campo de las energías renovables. Baja participación de las empresas y los Organismos de la Administración Central del Estados en el proceso de transferencia de tecnología que limitan la gestión empresarial. Tecnologías para las que no existen capacidades nacionales para ejecutar estudios de factibilidad y fundamentar las inversiones. Baja especialización de las empresas de ingeniería e Insuficientes Instituciones especializadas que brinden servicios para las Solicitudes de Licencia Ambiental, elaboración de presupuestos de inversión, etc. Baja capacidad de servicios de mantenimiento a las instalaciones de algunos tipos de FRE. Carencia de un sistema sostenible para proveer las piezas de repuesto necesarias para las tecnologías implementadas en la actualidad.	
Socioculturales y patrones de uso	Limitado acceso a la información e incipiente conciencia ambiental en la población y decisores, aunque aún con una insuficiente conciencia sobre las consecuencias de los GEI sobre el medio ambiente. Falta de información y conocimiento acerca de la aplicabilidad de tecnologías avanzadas para la mitigación del cambio climático en las condiciones de Cuba. Insuficiente incorporación de los niveles locales a la toma de decisiones en este campo. Rechazo hacia nuevas soluciones tecnológicas que se pretenden asimilar debido a que el proceso de adopción se considera una amenaza al status existente.	Formulación de acciones de educación energética coordinadas en un programa en el marco del sistema de educación. Énfasis del sistema educativo y los medios de difusión masiva en profundizar y mejorar la calidad e integralidad del conocimiento de la política nacional enfocada al ahorro y al uso eficiente de la energía y la sostenibilidad ambiental.

Fuente: Zúñiga et al, 2011; Soler, et al, 2011; Amarales et al, 2011; Mercadet et al, 2011; Riverol et al, 2011; Curbelo et al, 2011.

Bibliografía.

Alfonso R. y J. Iglesias (1984): "Resultados preliminares de la tolerancia a la sequía en líneas y variedades de arroz". Cienc. Téc. Agric. Arroz 7(1): 93-109. 1984.

Alfonso R. Resultados de los ensayos de secano. Informe a la XV Reunión Nacional de Instructivos Técnicos de Arroz. 8P.

Alfonso R.; J. E. Deus y F. Martí (1984): "Estabilidad en el rendimiento y el ciclo de cinco cultivares de arroz" (Oryza sativa) Agrotécnia de Cuba 18 (1): 7-11 1984.

Alfonso R (1986): "Situación actual y perspectivas del arroz de secano en Cuba. Curso de producción del arroz". CIAT. Cali. Colombia. 17p.

Alfonso R.; F. Martí y J. Iglesias (1986): "Estudio del comportamiento de líneas y variedades de arroz (Oryza sativa) bajo condiciones de secano". Cienc. Téc. Agric. Arroz 9(2).

Alfonso R.; J. Iglesias y E. Suárez (1987): "Avances en el mejoramiento genético del arroz para condiciones de secano en Cuba". II Encuentro Nacional de Riego del Arroz. MINAGRI. Inst. de Hidroeconomía. Ponencias. p. 38-47 1987.

Alfonso R.; J. E. Deus y E. Suárez (1988): "Estimación de la interacción genotipo ambiente y heredabilidad de algunos caracteres agronómicos en arroz (Oryza sativa)". Agrotécnia de Cuba 20(1): 41-48 1988.

Alfonso R.; J. E. Deus; E. Suárez y T. Duardo (1990): "Estabilidad para el rendimiento y ciclo en 11 cultivares de arroz (Oryza sativa) y Repetibilidad de la estabilidad de estos caracteres". Agrotécnia de Cuba 22(1): 7-12.

Álvarez, A. y Alicia Mercadet. (2008): "Puesta a punto del sistema automatizado SUMFOR v-2.0. Informe Final de Resultado"; Subproy. 11.69.03: La mitigación del cambio climático por los bosques cubanos; Proy. 11.69: Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático: Subsector Forestal. Inst. Inv. Forestales, La Habana. 12 p.

Álvarez, A.; Alicia Mercadet; L. Yero; Isis Zulueta; Osiris Ortiz; Arleti Ajete y Teresa Suárez (2010): "Formulación de estrategias de mitigación para empresas forestales". Subproy. 11.69.03: La mitigación del cambio climático por los bosques cubanos; Proy. 11.69: Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático: Subsector Forestal. Inst. Inv. Forestales, La Habana. 54 p.

Amaral Martha; José Villarroel y Xiomara Cardoso (2011): "Medidas de mitigación para los GEI en el sector del transporte para diferentes escenarios". Reporte del CETRA al Producto Mitigación de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Biart Hernández R (2002): "Inventario Nacional de Emisiones de GEI en fuentes móviles, 1998-2000", Informe final, CETRA, La Habana.

Blum A; G. Golan and J. Meyer (1991): "Progress achievied by breeding open pollinated cultivars as compared whit landraces of sorgum". Jour. of Agric. Science. (Cambridg) 117: 307-312.

Bogdanov G., V. Vlizlo, L. Solohub, V. Janovich, H. Antoniak, I. Luchka Biochemical aspects of mitigation of methane emission in atmosphere by ruminants.

Bogner, J., R. Pipatti, S. Hashimoto, C. Díaz, K. Mareckova, L. Díaz, P. Kjeldsen, S. Monni, A. Faaij, Q. Gao, T. Zhang, M. Abdelrafie Ahmed, R. T. M. Sutamihardja, R. Gregory (2008). "Mitigation of global greenhouse gas emissions from waste: conclusions and strategies from the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Fourth Assessment Report. Working Group III (Mitigation)". Waste Management & Research; Vol. 26, No. 1, 11-32.

Cárdenas, A. (2010): "Departamento de Silvicultura, Empresa Forestal Integral Ciénaga de Zapata. Comunicación personal".

Cantanhedo, A y G. Monge (1994): "Small (Manual) Sanitary Landfills. Course on Environmental Risk Control. Pan American Center for Sanitary Engineering and Environmental Sciences (CEPIS)", Lima, Perú 35 pp.

CETRA-MITRANS-CUPET (2008-2009): "Informe "Propuesta de inversión para mezclas de gasolina con alcohol anhidro", Ciudad de La Habana.

CITMA (2007): "Estrategia Ambiental Nacional 2007/2010. Anexo Único de la Resolución No. 40/2007". Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente, Ciudad de La Habana, Cuba, 60 pp.

CITMA-ONE-PNUMA (2010): "Cuba 2009. Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible. Indicadores de Seguimiento". Edición 2010.

Cline, W.R, (1992): "The Economics of Global Warming", Washington; Institute for International Economics.

CMNUCC, Resource Guide. Module 4: Measures to mitigate climate change.

Coffman W and M. E. Smith (2010): "Roles of Public. Industry and International Research Center breeding programs in developing gerplasm for sustainaible agriculture. Consideration for objetives and Methos. C. S. S". A Special Publication. P. 1-9 1991.

Cruz Menéndez, Víctor, y Wilhelm Gómez (2010): "Análisis sobre la Industria Azucarera Cubana actual". Presentación en la Cátedra Azucarera, La Habana.

Curbelo Alonso, Alfredo; Barbará Garea; María Elena Montesino y Daniel González Rodríguez (2011): "Evaluación de la Capacidad Nacional para la Transferencia de Tecnología asociada al Cambio Climático en el Sector Energético en Cuba" Presentación en II Congreso Internacional de Cambio Climático y VIII Convencion Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

Díaz Estévez R, (2010): "El reordenamiento del transporte de cargas en los municipios" Informe parcial, CETRA, La Habana.

DDF (2004): "Cómo y por qué separar la basura. Una solución al problema de los residuos sólidos en la Ciudad de México". Delegaciones Distrito Federal, Folleto, Septiembre 2004, 24 pp.

Di Sbroiavacca, Nicolás (2010); "El Modelo LEAP, principales características y especificación para la prospectiva y mitigación en el sector energía" La Habana, junio.

Elings A and M. M. Nachit (1991): "Durum wheat landraces from Sgria. Agroecological and Morphological Characterization". Euphytica. 53: 211-224.

Fernández, V. (2009): Mitigacion de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Agropecuario.

FLAR. (1997): "Foro Arrocero Latinoamericano". V 3 (1) 12p.

Gamboa Jiménez, G. (2003). Evaluación multicriterio social de escenarios de futuro en la XIª región de AYSEN, Chile.

Grupo Nacional de Cambio Climático. "Primera Comunicación de la República de Cuba a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático". Octubre, 2001. ISBN: 959-02-0333-7

González Francés, José; Tomas Benítez y Pedro Pérez (2004): "Análisis del uso del carbón para la Generación de Electricidad. Resumen Ejecutivo", abril del 2004

Gómez Elaine, José Somoza Cabrera y Argelia Fernández (2009): "Escenarios Socioeconómicos y Ambientales, 2004-2050" para Cuba", del libro "GEO Cuba 2007, estado del medio ambiente cubano" CITMA, PNUMA

Goicochea, O., Fabregat, M. (2011): "Análisis del Ciclo de Vida en el Desarrollo de Alternativas para el Manejo Integral de los Residuos Sólidos Urbanos. Estudio de Caso". La Habana. Memorias. VIII Convención Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Palacio de Convenciones de la Habana, Cuba, 4-8 de Julio de 2011. ISBN: 978-959-300-018-5.

Grupo Empresarial de Agricultura de Montaña, GEAM (2005): "Programa Forestal hasta el 2015.

Heredia, J., M. Muñiz, O. López, J. Ly (2004): "Una Reseña Corta Sobre 45 Años (1959 – 2004) en el Desarrollo de la Porcicultura Cubana". Revista Computadorizada de Producción Porcina. Vol. 11 No. 1, 2004.

Godet, M. (2000). "La caja de herramientas de la prospectiva estratégica". Prospektiker. Abril.

Godet, M. (2001): "Creating futures: Scenario planning as a stretegic management tool". Londres-Paris-Genéve. Económica.

Godet, M. y Philippe Durance (2011): "La prospectiva estratégica para las empresas y los territorios". Fundación de Prospectiva e Innovación. Organización de las Naciones Unidas para la Educación la Ciencia y la Cultura

Hugo von Bernard, Virginia Vilarino y Gervasio Piñeiro; Emisión teórica de metano en tres sistemas de invernada para engorda de ganado en Argentina. Artículo de investigación.

Internacional Energy Agency, IEA (2007): "Biomass for power generation and CHP". IEA Energy Technology Essentials. ETE03.

International Energy Agency, IEA (2009): "World Energy Out Look, 2009 Fact Sheet: Why is our current energy pathway u, unsustainable?"

International Energy Agency, IEA (2010): "Energy Technology Perspectives".

Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico (COPAR) (2010): "Generación. Capítulos 3 y 5", Comisión Federal de Electricidad de México.

International Energy Agency, IEA (2010): "World Energy Outlook 2009. Fact Sheet. Why is our current energy pathway unsustainable?

Intergovernmental Panel for Climatic Change, IPCC (2007): "Guidelines for National Gas Inventories (1997): Reference Manual".

Intergovernmental Panel for Climatic Change, IPCC (2006): "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories". Volumes I, II, III, IV, V. IPCC – NGGIP, Japan.

Jaramillo, J. (2003). "Guidelines for the Design, Construction and Operation of Manual Sanitary Landfills".. PAHO/CEPIS/PUB/03.108, Lima, 16pp.

Jones M.P. (1995): "Estrategias e Resultados no melhoramento de arroz de sequeiro no wordeo", pag. 83. en: "Arroz na America Latina perspectivas para o incremento da producâoe do potencial produtivo". IX Conferencia Internacional de arroz para América

Latina e o Caribe e V Reuniâo Nacional de Pesquisa de arroz, Goiânia, G.O.Brasil 1995.Ed.. Beatriz Da Silva Pinheiro e Encio Perpetuo Guimarâez. EMBRAPA- CNPAF ´Goiânia, G.O.Vol. 1 296p.

Kruger D., T. Beer, R. Waingerg, X. Huaqing (2000). "Solid Waste Management and Wastewater Treatment.. In: Methodological and Technological Issues in Technology Transfer. A Special Report of IPCC Working Group III". Cambridge University Press, 313 – 327.

Leiva, G. y Novo, R. (2011): "Valoraciones técnicas en apoyo al estudio sobre riesgos de interferencias de un futuro parque eólico con migraciones de aves en Gibara, Holguín". VII Conferencia Internacional de Energía Renovable, Ahorro de Energía y Educación Energética, CIER 2011. III Taller Internacional de Energía Eólica

López, C., P. V. Fernández, R. W. Manso, A. Valdés, A. León, A. V. Guevara, C. González, M. E. García, G. Legañoa, T. M. González, J. Dávalos, I. López, D. Pérez, H. Ricardo, S. F. Pire, J. M. Ameneiros, A. Mercadet, A. Álvarez (2009): "Emisiones y Remociones de Gases de Invernadero en Cuba. Reporte Actualizado para el Período 1990-2004", CITMA/AMA/Instituto de Meteorología. La Habana, 338 pp.

López, C., P. V. Fernández (2010): "Parámetros de Emisión de Metano para los Rellenos Sanitarios Manuales.. Resultado de Investigación. Instituto de Meteorología. Centro de Química y Contaminación Atmosférica. Equipo Técnico Inventario de Gases de Invernadero", Ciudad de La Habana, Octubre, 165 pp.

López Cabrera, Carlos M. (2011): "Escenarios Combinados de Gestión Ambiental – Mitigación para la Proyección de las Emisiones de Metano Derivadas de los Desechos Sólidos Municipales en Cuba" mineo.

Mercadet, Alicia y A. Álvarez. (2009): "Metodología para establecer la línea base de retención de carbono en las Empresas Forestales Integrales de Cuba". en: "Efecto de los cambios globales sobre el ciclo del carbono". Edt. F. Ortega, L. Fernández y Alejandra Volpedo; Red CYTED 406RT0285. p. 107-118.

Mercadet, Alicia, A. Álvarez, A. Escarré, Osiris Ortiz, L. Yero y Arlety Ajete (2010): "Ampliación de la base de datos de los coeficientes de carbono y de nitrógeno en la madera de especies forestales arbóreas cubanas. Informe Final de Resultado"; Subproy. 11.69.01: La retención de carbono por los bosques cubanos; Proy. 11.69: Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático: Subsector Forestal. Inst. Inv. Forestales, La Habana. 12 p.

Mercadet, Alicia y Arnaldo Alvarez Brito (2011): "Opciones para el sector forestal mediante la captura y almacenamiento de carbono". Reporte del Sector Forestal al Producto Mitigación de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático

Meléndez, C. E. (2004): "Guía Práctica para la Operación de Celdas Diarias en Rellenos Sanitarios Pequeños y Medianos". PROAR/SIGMA. Proyecto CCAD- USAID, Guatemala, 39pp.

Menéndez, M. (2011): "Estado de las Energías Renovables en Cuba". IX Seminario de Energía en Apoyo a la Toma de Decisiones", julio, 2011.

MINAZ (2008):"Estrategia energética en el contexto del programa de alcohol" La Habana, abril.

Montenegro J. y S. Abarca; Fijación de Carbono, Emisión de Metano y de Óxido Nitroso en Sistemas de Producción Bovina en Costa Rica.

Murillo, M. (2014) Intervención en la Asamblea Nacional del Poder Popular; l 6-7 de julio del 2014. Mesa Redonda Informativa; 10 de julio del 2014.

Navarro, (2011): "Proyecto MDL Enervas". IX Seminario nacional de energía en apoyo a la toma de decisiones, 22-24 de junio, La Habana, Cuba. www.cubanergia.cu/SeminarioNacionalde Energía/IX Seminario Nacional de Energía.

Nipon (2004): "Estudio de plan maestro sobre manejo integral de los Residuos Sólidos Urbanos (RSUrsu) en la Ciudad de La Habana, Cuba" Informe de Avance (1), Vol. 1 julio 2004. Nipon Koei Co., Ltd. Pacific Consultants International. Pág Vol. 1:1.3-22 – 1.3-24. Vol2: 6-11.

Nordhaus, W.D, (1994): "Managing the Global Commons", Cambridge, Massachusetts; MIT Press.

Oficina Nacional de Estadísticas e Información, ONE: Anuario Estadístico de Cuba, 2004 al 2011.

Oficina Nacional de Estadísticas, ONE (2009b). Estadísticas Energéticas en la Revolución. ONE, Habana, Cuba.

Oficina Nacional de Estadísticas, ONE (2010) a): Electricidad en Cuba. Indicadores seleccionados. ONE, Habana, Cuba.

Ortiz, Osiris (2010): "El sector forestal de la península Zapata, en Matanzas, Cuba: Aspectos de su interrelación con el cambio climático". Tesis en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Ecológicas. Univ. Alicante, España; Univ. P. Río, Cuba. 264 p.

Petersson, Maritza y Mercedes Marrero (2010). "El método NAIADE. Una guía para su aplicación en la solución de problemas relacionados con el cambio climático". Universidad de Matanzas. 15 p.

Presa, J. M. (2011): “Las fuentes renovables de energía en Cuba”. VII Conferencia Internacional de Energías Renovables, Eficiencia y Educación Energética, CIER 2011. La Habana, Cuba.

Rey, O. (2016): “El Acuerdo de París sobre cambio climático: una primera aproximación”. DIÁLOGOS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO I. Espacio científico y académico para promover el debate e intercambio sobre este tema; enero 2016. Auspiciado por el Centro de Investigaciones Marinas (CIM) de la Universidad de La Habana, el Centro de Investigaciones de la Economía Mundial (CIEM) y el Instituto de Meteorología (INSMET) del CITMA.

Riverol M. Castellano N. peña F. y Fuentes A. (2001). Programa Nacional de conservación y Mejoramiento de los Suelos. AGRINFOR. Ministerio de la Agricultura. ISNS 959-246-042-6. La habana 39p.

Riverol M, Peña F, Cabrera E, León G, Hernández C, Llanes, Alfonso A, Aguilar Y, Fuentes A. (2007): Tecnología integral para el Manejo de suelos erosionados. Ministerio de la Agricultura. Instituto de Suelos. 39p.

Riverol Mario; y Wofhan A. Richelme (2011): Opciones de mitigación en el sector agropecuario, cambio de la agricultura de altos insumos a la agricultura de conservación”; Reporte del Instituto de Suelos al Producto Mitigación de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

Stern, N. “The Economics of Climate Change, The Stern Review”. Cambridge University Press: Cambridge, 2006.

Suárez Lastre, Yoel, Alfredo Curbelo Alonso, y Oscar Jiménez Cabeza (2011): “Casos de estudios de proyectos programáticos del MDL en Cuba” Grupo de Bioenergía de CUBAENERGIA. IX Convención de Medioambiente y Desarrollo y II de Mitigación del Cambio Climático.

Socorro M. (1997): “Situación de la siembra popular de arroz”. Informe presentado al MINAGRI 4p.

Soler Iglesias, Belkis; Ileana López; Ilse Berdellans y David Pérez (2011): “Opciones de Mitigación de emisiones de GEI en el sector Eléctrico”. Reporte de CUBAENERGIA al Producto Mitigación de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

SRREN (2011): “Contribution to Special Report Renowable Energy Source” IPCC; draft.

Somoza Cabrera, José; Adriano García Hernández; David Pérez; Ileana López; Juan F. Zúñiga: Juan Llanes Regueiro y Julio Torres (2002): “Escenarios para la Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Cuba”.

Somoza, J., y Pedro Álvarez (2003): "Herramientas para la Formulación de Política Energética: el Análisis Prospectivo en la Construcción de Escenarios Energéticos y el Uso de Modelos para su Formalización".

Somoza, José; José A. Aguilar y Wilhelm Gómez (2010): "Demanda de energía, modelos, proyecciones y escenarios". Cuba, investigación económica; año 15, número 1, enero-junio.

Stockholm Environment Institute of Boston (2010): "LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System) version 008".
UNEP (1999): Economics of Greenhouse Gas Limitations Guidelines.

Villarroel Castro J.M. (2008): "Informe "El control del combustible", CETRA, Ciudad de La Habana.

VI Congreso del Partido Comunista de Cuba (2011): "Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución". Aprobado el 18 de abril del 2011

WWF, Informe Planeta Vivo 2010. Biodiversidad, biocapacidad y desarrollo. 2010, World Wide Found for Nature: Gland, Suiza.

Zúñiga Santana, Juan F.; Hakna Ferro Azcona (2011): "Evaluación de Opciones de Mitigassem de Emisiones de GEI em El sector Residencial Cubano". Presentación en II Congreso Internacional de Cambio Climático y VIII Convención Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

Anexos.

Anexo 1. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2004 (Mtep)											
	Combustibles sólidos	Gas Natural	Petróleo crudo	Hidroenergía	Renovables	Biomasa	Electricidad	Prod. del Petróleo	Calor	Alcohol	Total
Producción	0	594	3021	5	0	805	0	0	0	0	4425
Importaciones	34	0	2337	0	0	0	0	5669	0	0	8040
Exportaciones	0	0	0	0	0	0	0	-364	0	0	-364
From Stock Change	0	0	0	0	0	-4	0	-16	0	-3	-23
Total Oferta Primaria	**34**	**594**	**5358**	**5**	**0**	**801**	**0**	**5289**	**0**	**-3**	**12078**
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
BioCombustibles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinación Petroleo	0	0	-2348	0	0	0	0	2207	0	0	-141
Fábrica de Gas	0	-9	0	0	0	0	0	0	0	0	-9
Destilerías	0	0	0	0	0	-56	0	0	0	32	-24
Carboneras	0	0	0	0	0	-76	0	0	0	0	-76
Cogeneradores	0	0	0	0	0	-452	98	-201	395	0	-160
Generación Eléctrica	0	-481	-2489	-5	0	0	1231	-1048	0	0	-2792
Uso Propio	0	0	0	0	0	0	-72	0	0	0	-72
Pérdidas Transmisión y Distribución	0	0	0	0	0	0	-182	0	0	0	-182
Total Transformación	**0**	**-490**	**-4837**	**-5**	**0**	**-583**	**1074**	**957**	**395**	**32**	**-3457**
Diferencias Estadísticas	-8	0	36	0	0	20	81	85	0	0	214
Residencial	0	71	0	0	0	11	428	428	0	28	965
Electrificados	0	71	0	0	0	0	428	412	0	28	939
No Electrificados	0	0	0	0	0	11	0	15	0	0	26
Transporte	0	0	0	0	0	0	8	1473	0	0	1480
Pasajeros	0	0	0	0	0	0	8	924	0	0	932
Carga	0	0	0	0	0	0	0	549	0	0	549
Agricultura	1	0	0	0	0	36	23	174	0	0	234
Usos Calóricos	1	0	0	0	0	36	0	174	0	0	211
Usos Eléctricos	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	23
Construcción	0	0	2	0	0	1	6	178	0	0	186
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	6
Usos Calóricos	0	0	2	0	0	1	0	178	0	0	180
Comercio_Servicios	0	24	10	0	0	116	157	92	0	1	399
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	157	0	0	0	157
Usos Calóricos	0	24	10	0	0	116	0	92	0	1	242
Industrial	22	9	473	0	0	27	270	1144	716	0	2661
Acero	4	0	0	0	0	0	15	13	0	0	32
Química y Petroquímica	5	0	1	0	0	0	16	25	0	0	47
Metales no Ferrosos	1	0	193	0	0	0	49	553	142	0	938
Minerales no Metálicos	0	1	261	0	0	0	25	51	0	0	338
Maquinaria y Equipos	5	0	0	0	0	0	5	31	0	0	41
Alimentos_Tabaco	0	0	8	0	0	0	41	148	0	0	197
Papel y Celulosa	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
Textil_Confecciones_Cuero	0	0	0	0	0	0	3	5	0	0	8
Azúcar	0	0	4	0	0	26	89	243	574	0	936
Otras Manufacturas	7	8	6	0	0	0	25	74	0	0	121
Total Demanda	**23**	**104**	**485**	**0**	**0**	**190**	**891**	**3487**	**716**	**29**	**5925**

Fuente: LEAP.

Anexo 2. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2020 (Mtep)											
	Combustibles sólidos	Gas Natural	Petróleo crudo	Hidroenergía	Renovables	Biomasa	Electricidad	Prod. del Petróleo	Calor	Alcohol	Total
Producción	0	1313	2987	33	42	1143	0	0	0	0	5518
Importaciones	34	0	13863	0	0	0	0	1364	0	0	15261
Exportaciones	-1	0	-324	0	0	0	0	-6062	0	0	-6387
From Stock Change	0	0	0	0	0	0	0	-5	0	0	-5
Total Oferta Primaria	**33**	**1313**	**16525**	**33**	**42**	**1143**	**0**	**-4702**	**0**	**0**	**14388**
Biogás	0	0	0	0	0	2	0	-4	0	0	-3
BioCombustibles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinación Petroleo	0	0	-14201	0	0	0	0	13917	0	0	-284
Fábrica de Gas	0	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	-19
Destilerías	0	0	0	0	0	-63	0	0	0	32	-31
Carboneras	0	0	0	0	0	-53	0	0	0	0	-53
Cogeneradores	0	-53	0	0	0	-585	156	-402	635	0	-248
Generación Eléctrica	0	-1136	-1791	-33	-25	-94	2391	-3523	47	0	-4164
Uso Propio	0	0	0	0	0	0	-89	0	0	0	-89
Pérdidas Transmisión y Distribución	0	0	0	0	0	0	-283	0	0	0	-283
Total Transformación	**0**	**-1209**	**-15993**	**-33**	**-25**	**-793**	**2175**	**9988**	**682**	**32**	**-5176**
Diferencias Estadísticas	0	0	47	0	0	0	1	13	0	0	61
Residencial	0	74	0	0	17	9	1233	177	0	32	1542
Electrificados	0	74	0	0	17	0	1233	169	0	32	1525
No Electrificados	0	0	0	0	0	9	0	8	0	0	17
Transporte	0	0	0	0	0	0	12	1819	0	0	1831
Pasajeros	0	0	0	0	0	0	12	1122	0	0	1134
Carga	0	0	0	0	0	0	0	698	0	0	698
Agricultura	0	0	0	0	0	26	46	264	0	0	335
Usos Calóricos	0	0	0	0	0	26	0	264	0	0	290
Usos Eléctricos	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	46
Construcción	0	2	3	0	0	1	9	187	0	0	201
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	9
Usos Calóricos	0	2	3	0	0	1	0	187	0	0	193
Comercio_Servicios	0	9	4	0	0	110	545	134	3	0	805
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	545	0	0	0	545
Usos Calóricos	0	9	4	0	0	110	0	134	3	0	260
Industrial	15	19	478	0	0	215	334	2368	794	0	4224
Acero	3	0	0	0	0	0	16	33	0	0	53
Química y Petroquímica	3	0	1	0	0	0	15	55	0	0	75
Metales no Ferrosos	0	0	181	0	0	0	44	1134	288	0	1648
Minerales no Metálicos	0	1	281	0	0	0	26	128	0	0	436
Maquinaria y Equipos	3	0	0	0	0	0	5	68	0	0	76
Alimentos_Tabaco	0	0	8	0	0	0	43	364	0	0	415
Papel y Celulosa	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
Textil_Confecciones_Cuero	0	0	0	0	0	0	3	12	0	0	15
Azúcar	0	0	0	0	0	215	152	392	505	0	1263
Otras Manufacturas	5	18	7	0	0	0	27	183	0	0	240
Total Demanda	**15**	**104**	**486**	**0**	**17**	**360**	**2179**	**4949**	**796**	**32**	**8938**

Fuente: LEAP.

Anexo 3. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: REFERENCIA, Año: 2050 (Mtep)											
	Combustibles sólidos	Gas Natural	Petróleo crudo	Hidroenergía	Renovables	Biomasa	Electricidad	Prod. del Petróleo	Calor	Alcohol	Total
Producción	0	3325	9735	94	281	1896	0	0	0	0	15332
Importaciones	78	0	6052	0	0	0	0	8081	0	0	14211
Exportaciones	-1	0	-324	0	0	0	0	-4220	0	0	-4545
From Stock Change	0	0	0	0	0	0	0	-5	0	0	-5
Total Oferta Primaria	**77**	**3325**	**15462**	**94**	**281**	**1896**	**0**	**3856**	**0**	**0**	**24993**
Biogás	0	0	0	0	0	2	0	-4	0	0	-2
BioCombustibles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinación Petroleo	0	0	-14201	0	0	0	0	13917	0	0	-284
Fábrica de Gas	0	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	-19
Destilerías	0	0	0	0	0	-79	0	0	0	40	-39
Carboneras	0	0	0	0	0	-53	0	0	0	0	-53
Cogeneradores	0	-259	0	0	0	-803	221	-411	904	0	-348
Generación Eléctrica	0	-2878	0	-94	-260	-662	4128	-6350	331	0	-5785
Uso Propio	0	0	0	0	0	0	-154	0	0	0	-154
Pérdidas Transmisión y Distribución	0	0	0	0	0	0	-488	0	0	0	-488
Total Transformación	**0**	**-3156**	**-14201**	**-94**	**-260**	**-1595**	**3707**	**7153**	**1235**	**40**	**-7172**
Diferencias Estadísticas	0	0	47	0	0	0	1	13	0	0	61
Residencial	0	101	0	0	28	0	1745	194	0	39	2107
Electrificados	0	101	0	0	28	0	1745	194	0	39	2107
No Electrificados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte	0	0	0	0	0	0	20	2808	0	0	2827
Pasajeros	0	0	0	0	0	0	20	1730	0	0	1750
Carga	0	0	0	0	0	0	0	1077	0	0	1077
Agricultura	0	0	0	0	0	63	130	648	0	0	841
Usos Calóricos	0	0	0	0	0	63	0	648	0	0	711
Usos Eléctricos	0	0	0	0	0	0	130	0	0	0	130
Construcción	0	4	8	0	0	2	27	484	0	0	526
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	27	0	0	0	27
Usos Calóricos	0	4	8	0	0	2	0	484	0	0	499
Comercio_Servicios	0	14	6	0	0	160	1046	195	4	0	1425
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	1046	0	0	0	1046
Usos Calóricos	0	14	6	0	0	160	0	195	4	0	378
Industrial	59	51	1199	0	0	116	786	6344	1244	0	9800
Acero	10	0	0	0	0	0	49	99	0	0	158
Química y Petroquímica	10	0	4	0	0	0	49	176	0	0	239
Metales no Ferrosos	0	0	420	0	0	0	103	2627	668	0	3818
Minerales no Metálicos	0	3	719	0	0	0	67	327	0	0	1117
Maquinaria y Equipos	25	0	0	0	0	0	35	501	0	0	561
Alimentos_Tabaco	0	0	38	0	0	0	197	1675	0	0	1910
Papel y Celulosa	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	9
Textil_Confecciones_Cuero	0	0	0	0	0	0	12	49	0	0	61
Azúcar	0	0	0	0	0	115	192	397	576	0	1280
Otras Manufacturas	14	47	18	0	0	1	74	493	0	0	647
Total Demanda	**59**	**169**	**1214**	**0**	**28**	**341**	**3754**	**10672**	**1248**	**40**	**17525**

Fuente: LEAP.

Anexo 4. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: MITIGACIÓN, Año: 2020 (Mtep)											
	Combustibles sólidos	Gas Natural	Petróleo crudo	Hidroenergía	Renovables	Biomasa	Electricidad	Prod. del Petróleo	Calor	Alcohol	Total
Producción	0	2309	2343	43	192	1069	0	0	0	0	5957
Importaciones	44	29	13863	0	0	0	0	1340	0	0	15276
Exportaciones	-1	0	-324	0	0	0	0	-7226	0	0	-7552
From Stock Change	0	0	0	0	0	0	0	-5	0	0	-5
Total Oferta Primaria	**43**	**2339**	**15882**	**43**	**192**	**1069**	**0**	**-5891**	**0**	**0**	**13676**
Biogás	0	0	0	0	0	10	0	-25	0	0	-15
BioCombustibles	0	0	0	0	30	-43	0	0	0	0	-13
Refinación Petroleo	0	0	-14201	0	0	0	0	13917	0	0	-284
Fábrica de Gas	0	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	-19
Destilerías	0	0	0	0	0	-85	0	0	0	43	-42
Carboneras	0	0	0	0	0	-98	0	0	0	0	-98
Cogeneradores	0	-35	0	0	0	-362	106	-282	415	0	-158
Generación Eléctrica	0	-2127	-1130	-43	-119	-266	2936	-3886	133	0	-4502
Uso Propio	0	0	0	0	0	0	-106	0	0	0	-106
Pérdidas Transmisión y Distribución	0	0	0	0	0	0	-337	0	0	0	-337
Total Transformación	**0**	**-2182**	**-15331**	**-43**	**-89**	**-843**	**2597**	**9725**	**548**	**43**	**-5575**
Diferencias Estadísticas	0	0	47	0	0	0	1	13	0	0	61
Residencial	0	74	0	0	14	9	1067	130	0	16	1310
Electrificados	0	74	0	0	14	0	1067	122	0	16	1293
No Electrificados	0	0	0	0	0	9	0	8	0	0	17
Transporte	0	22	0	0	30	0	50	1341	0	16	1458
Pasajeros	0	16	0	0	17	0	50	677	0	16	775
Carga	0	6	0	0	13	0	0	664	0	0	683
Agricultura	0	8	0	0	0	169	46	103	0	10	335
Usos Calóricos	0	8	0	0	0	169	0	103	0	10	290
Usos Eléctricos	0	0	0	0	0	0	46	0	0	0	46
Construcción	0	2	3	0	0	1	9	187	0	0	201
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	9
Usos Calóricos	0	2	3	0	0	1	0	187	0	0	193
Comercio_Servicios	0	25	7	0	17	90	545	100	20	1	805
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	545	0	0	0	545
Usos Calóricos	0	25	7	0	17	90	0	100	20	1	260
Industrial	29	26	494	0	55	200	881	1636	903	0	4224
Acero	5	0	0	0	0	0	34	14	0	0	53
Química y Petroquímica	3	5	1	0	0	0	23	44	0	0	75
Metales no Ferrosos	1	0	221	0	0	0	428	663	334	0	1648
Minerales no Metálicos	0	1	250	0	55	0	51	79	0	0	436
Maquinaria y Equipos	9	0	0	0	0	0	10	57	0	0	76
Alimentos_Tabaco	0	0	11	0	0	36	85	283	0	0	415
Papel y Celulosa	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
Textil_Confecciones_Cuero	0	0	0	0	0	0	5	9	0	0	15
Azúcar	0	0	3	0	0	159	188	345	568	0	1263
Otras Manufacturas	11	20	8	0	0	4	54	142	0	0	240
Total Demanda	**29**	**157**	**504**	**0**	**116**	**469**	**2597**	**3496**	**922**	**43**	**8333**

Fuente: LEAP.

Anexo 5. Balance de Energía para CUBA SCN. Mitigación FINAL_2011. Escenario: MITIGACIÓN, Año: 2050 (Mtep)												
	Combustibles sólidos	Gas Natural	Petróleo crudo	Hidroenergía	Renovables	Nuclear	Biomasa	Electricidad	Prod. del Petróleo	Calor	Alcohol	Total
Producción	0	8174	8752	191	1454	0	2641	0	0	0	0	21211
Importaciones	171	160	6052	0	0	479	0	0	2768	0	87	9718
Exportaciones	-1	0	-324	0	0	0	0	0	-7446	0	0	-7772
From Stock Change	0	0	0	0	0	0	0	0	-5	0	0	-5
Total Oferta Primaria	**170**	**8335**	**14480**	**191**	**1454**	**479**	**2641**	**0**	**-4683**	**0**	**87**	**23153**
Biogás	0	0	0	0	0	0	50	0	-125	0	0	-75
BioCombustibles	0	0	0	0	48	0	-70	0	0	0	0	-22
Refinación Petroleo	0	0	-14201	0	0	0	0	0	13917	0	0	-284
Fábrica de Gas	0	-19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-19
Destilerías	0	0	0	0	0	0	-228	0	0	0	114	-113
Carboneras	0	0	0	0	0	0	-143	0	0	0	0	-143
Cogeneradores	0	-201	0	0	0	0	0	91	-409	386	0	-132
Generación Eléctrica	0	-7697	0	-191	-2448	-479	-2016	7816	-3347	1008	0	-7354
Uso Propio	0	0	0	0	0	0	0	-281	0	0	0	-281
Pérdidas Transmisión y Distribución	0	0	0	0	0	0	0	-890	0	0	0	-890
Total Transformación	**0**	**-7917**	**-14201**	**-191**	**-2399**	**-479**	**-2406**	**6736**	**10036**	**1393**	**114**	**-9313**
Diferencias Estadísticas	0	0	47	0	0	0	0	1	13	0	0	61
Residencial	0	92	0	0	28	0	0	1545	0	0	0	1665
Electrificados	0	92	0	0	28	0	0	1545	0	0	0	1665
No Electrificados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte	0	119	0	0	48	0	0	127	1684	0	130	2108
Pasajeros	0	108	0	0	24	0	0	127	689	0	130	1078
Carga	0	10	0	0	25	0	0	0	995	0	0	1030
Agricultura	0	43	0	0	0	0	377	130	220	0	71	841
Usos Calóricos	0	43	0	0	0	0	377	0	220	0	71	711
Usos Eléctricos	0	0	0	0	0	0	0	130	0	0	0	130
Construcción	0	4	8	0	0	0	2	27	484	0	0	526
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	0	27
Usos Calóricos	0	4	8	0	0	0	2	0	484	0	0	499
Comercio_Servicios	0	34	0	0	72	0	38	1046	151	83	0	1425
Usos eléctricos	0	0	0	0	0	0	0	1046	0	0	0	1046
Usos Calóricos	0	34	0	0	72	0	38	0	151	83	0	378
Industrial	170	126	223	0	402	0	702	3978	2476	1721	0	9800
Acero	0	0	0	0	0	0	0	158	0	0	0	158
Química y Petroquímica	10	43	0	0	0	0	0	143	43	0	0	239
Metales no Ferrosos	0	0	0	0	0	0	0	2478	195	1145	0	3818
Minerales no Metálicos	0	0	223	0	402	0	0	223	268	0	0	1117
Maquinaria y Equipos	144	0	0	0	0	0	0	84	333	0	0	561
Alimentos_Tabaco	0	0	0	0	0	0	477	382	1051	0	0	1910
Papel y Celulosa	0	2	0	0	0	0	0	6	0	0	0	9
Textil_Confecciones_Cuero	0	0	0	0	0	0	0	21	40	0	0	61
Azúcar	0	0	0	0	0	0	192	320	192	576	0	1280
Otras Manufacturas	16	81	0	0	0	0	32	162	356	0	0	647
Total Demanda	**170**	**418**	**231**	**0**	**550**	**0**	**1119**	**6853**	**5016**	**1805**	**202**	**16363**

Fuente: LEAP.

Anexo 6. Demanda: Demanda Final de Energía. (Mtep)										
Portador		REFERENCIA			Variación (%)	MITIGACION			Variación (%)	Variación (Mtep)
	2004	2015	2020	2050	2050/2004	2015	2020	2050	2050/2004	Mit-Ref
Biodiesel	0,0	0	0	0		26	30	48		48
Biogás	0,0	10	13	13		195	250	480		467
Biomasa	21,9	11	14	30	36,2	11	11	0	-100,0	-30
CNG	0,0	0	0	0		13	29	160		160
Carbón	43,0	42	48	79	84,3	64	89	594	1281,6	514
Carbón inspecífico	0,8	0	0	0	-100,0	3	4	84	9929,8	84
Crudo Nacional	485,1	441	486	1214	150,2	525	504	231	-52,3	-982
Diesel	1153,1	1587	1802	4166	261,3	1249	1392	3321	188,0	-845
Electricidad	890,8	1810	2179	3754	321,5	2164	2597	6853	669,3	3098
Etanol	29,2	29	32	40	35,9	52	43	202	590,3	162
Gasolina	454,6	704	774	1214	167,0	489	336	195	-57,1	-1019
Calor	715,7	694	796	1248	74,4	698	922	1805	152,2	557
Hidrógeno	0,0	0	0	0		0	0	0		0
Jet Keroseno	464,1	222	337	481	3,7	288	359	558	20,2	77
Keroseno	268,7	98	104	110	-59,2	98	55	1	-99,6	-108
LPG	201,8	139	154	241	19,6	119	135	180	-10,9	-62
Metalurgical Coke	22,0	12	15	59	168,9	21	25	86	292,1	27
DSM	0,0	0	0	0		32	55	402		402
Gas Natural	104,0	94	104	169	62,5	112	128	257	147,3	88
Materias primas Refinería	0,0	0	0	0		8	8	7		7
Gasoil Residual	945,1	1687	1778	4460	371,9	1270	1211	754	-20,2	-3706
Solar	0,0	0	17	28		15	31	100		72
Madera	125,2	163	285	219	74,9	115	120	45	-64,2	-174
Total	**5925,0**	**7744**	**8938**	**17525**	**195,8**	**7569**	**8333**	**16363**	**176,2**	**-1161**

Fuente: LEAP.

Anexo 7. Demanda: Demanda Final de Energía (Mtep)										
Sector		REFERENCIA			Variación (%)	MITIGACION			Variación (%)	Variación (Mtep)
	2004	2015	2020	2050	2050/2004	2015	2020	2050	2050/2004	Mit-Ref
Residencial	965,0	1312	1542	2107	118,3	1257	1310	1665	72,5	-442
Transporte	1480,3	1590	1831	2827	91,0	1469	1458	2108	42,4	-719
Agricultura	233,6	239	335	841	260,1	239	335	841	260,1	0
Construcción	186,0	167	201	526	182,5	167	201	526	182,5	0
Comercio Servicios	399,3	708	805	1425	256,8	708	805	1425	256,8	0
Industrial	2660,9	3728	4224	9800	268,3	3728	4224	9800	268,3	0
Total	**5925,0**	**7744**	**8938**	**17525**	**195,8**	**7569**	**8333**	**16363**	**176,2**	**-1161**

Fuente: LEAP.

Anexo 8. Escenarios de Generación Eléctrica (GW.h)							
Opción	Año base	Escenario Referencia		Mitigación		Tierra Viento y Sol	
	2004	2020	2050	2020	2050	2020	2050
CTE Existentes	12325.9	7832	0	9832	0	9762	0
Turbinas de Gas_Pico	174.5	501	307	475	507	0	0
Turbina Gas Natural	1274.0	2602	5477	2213	2743	2262	0
Turbinas Gas_Ciclo Combinado	475.2	2478	8180	3767	16331	3767	10046
Motores_Fuel Oil	0.0	8828	11606	9690	10974	9690	0
Motores_Diesel	0.0	2551	2045	3183	4106	3112	3646
Hidroeléctricas	63.5	386	1098	495	2217	0	3040
Eólica	0.4	285	2995	854	24381	1	23900
Solar	0.0	6	24	59	1202	0	15112
CTE_Nuevas	0.0	2017	13804	2495	17437	2495	0
CTE_Bagaceras	0.0	870	3467	2504	10576	2504	42230
TGas_GBI_CC	0.0	0	2856	0	9416	0	27878
Central Electronuclear	0.0	0	0	0	1840	0	0
Geotérmica	0.0	0	0	0	467	0	0
Nuevas CTE a Carbón	0.0	0	0	0	0	0	0
TG_GCI_CC	0.0	0	0	0	0	0	0
Generación_Residuos_Sólidos	0.0	0	0	118	429	0	1
Total	**14313.1**	**28356**	**51858**	**35685**	**102625**	**33594**	**125853**

Fuente: LEAP.

Anexo 9. Insumo de energía para generación de electricidad (Mtpe)							
Insumo	Año base	Escenario Referencia		Mitigación		Tierra Viento y Sol	
	2004	2020	2050	2020	2050	2020	2050
CTE Existentes	3471.5	2244.8	0.0	2415.5	0.0	2398.1	0.0
Turbinas de Gas_Pico	65.3	215.3	131.9	204.2	217.9	204.2	0.0
Turbina Gas Natural	390.0	699.1	1471.7	594.6	943.4	607.9	0.0
Turbinas Gas_Ciclo Combinado	90.8	426.1	1406.7	647.7	2808.4	647.7	1727.7
Motores_Fuel Oil	-	1807.3	2376.0	1983.8	2246.6	1983.8	0.0
Motores_Diesel	-	562.5	450.9	701.8	882.6	686.2	783.8
Hidroeléctricas	5.5	33.2	94.4	42.6	190.6	42.6	261.4
Eólica	0.0	24.5	257.5	73.5	2096.4	75.1	2055.0
Solar	-	0.0	2.1	5.1	103.4	5.6	1299.4
CTE_Nuevas	-	495.6	3391.2	595.2	3945.6	595.2	0.0
CTE_Bagaceras	-	93.5	372.6	265.6	1095.6	265.6	4374.9
TGas_GBI_CC	-	0.0	288.9	0.0	920.0	0.0	2723.9
Central Electronuclear	-	0.0	0.0	0.0	479.5	0.0	0.0
Geotérmica	-	0.0	0.0	0.0	100.3	0.0	0.0
Nuevas CTE a Carbón	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG_GCI_CC	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación_Residuos_Sólidos	-	0.0	0.0	40.4	147.7	41.3	175.7
Total	**4023.0**	**6601.9**	**10243.9**	**7570.1**	**16178.0**	**7553.5**	**13401.8**

Fuente: LEAP.

Anexo 10. Insumo de energía para generación de electricidad (Mtpe)							
Insumo	Año base	Escenario Referencia		Mitigación		Tierra Viento y Sol	
	2004	2020	2050	2020	2050	2020	2050
Bagazo	0.0	94	662	266	2016	266	7099
Biomasa	0.0	0	0	0	0	0	0
Carbón Bituminoso	0.0	0	0	0	0	0	0
Petróleo Crudo	0.0	0	0	0	0	0	0
Crudo Nacional	2489.0	1791	0	1130	0	1121	0
Diesel	68.8	780	583	908	1101	248	0
Geotérmica	0.0	0	0	0	100	0	0
Hidroenergía	5.5	33	94	43	191	43	261
DSM	0.0	0	0	40	148	41	176
Gas Natural	480.8	1136	2878	2127	7697	2781	2511
Nuclear	0.0	0	0	0	479	0	0
Residual Fuel Oil	979.0	2743	5767	2978	2247	2973	0
Solar	0.0	1	2	5	103	6	1299
Viento	0.0	24	258	73	2096	75	2055
Madera	0.0	0	0	0	0	0	0
Total	**4023.0**	**6602**	**10244**	**7570**	**16178**	**7553**	**13402**

Fuente: LEAP.

Anexo 11. Capacidad Instalada (MW)							
Opción	Año base	Escenario Referencia		Mitigación		Tierra Viento y Sol	
	2004	2020	2050	2020	2050	2020	2050
CTE Existentes	2880	2761.4	1761.4	2500	0	2500	0
Turbinas de Gas_Pico	129.7	123.2	123.2	100	100	100	0
Turbina Gas Natural	160	382.9	956.9	383	520	383	0
Turbinas Gas_Ciclo Combinado	75	340	1660	620	3580	620	1620
Motores_Fuel Oil	0	1753	1753	1753	1753	1753	0
Motores_Diesel	0	1285	1285	1285	1285	1285	555
Hidroeléctricas	59	96	240	150	500	150	500
Eólica	0.5	85	600	300	5300	300	4367
Solar	0	2	6	20	280	20	2958
CTE_Nuevas	0	500	4000	500	3500	500	0
CTE_Bagaceras	0	80	250	180	600	180	3267
TGas_GBI_CC	0	0	300	0	620	0	10367
Central Electronuclear	0	0	0	0	375	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	100	0	0
Nuevas CTE a Carbón	0	0	0	0	0	0	0
TG_GCI_CC	0	0	0	0	0	0	0
Generación_Residuos_Sólidos	0	0	0	25	100	25	100
Total	**3304.2**	**7408.5**	**12935.5**	**7816**	**18613**	**7816**	**23733**

Fuente: LEAP.

Anexo 12. Escenario de Mitigación. Costos Domésticos/Foráneos. (Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004)							
Costos	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Demanda	0	1.6	5.4	9.5	16.6	21.5	24.8
Transformación Capital	0	0.1	0.5	0.9	2.2	3.6	4.5
Transformación Operación y Mantenimiento Fijos	0.1	1	1.6	2.1	2.9	3.5	4
Transformación Operación y Mantenimiento Variables	4.5	571.1	1629	2533	3930.8	5034.7	5874
Total	**4.6**	**573.8**	**1637**	**2546**	**3952.5**	**5063.3**	**5907.3**
de ello: costos de inversión de capital	0.1	2.7	7.5	12.5	21.7	28.6	33.3

Fuente: LEAP.

Anexo 13. Escenario Tierra_viento_sol. Costos Domésticos/Foráneos. (Billones de USD 97' acumulados descontados al 2004)							
Costos	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Demanda	0	1.6	5.4	9.5	16.6	21.5	24.8
Transformación Capital	0	0.1	0.5	0.9	2.2	4.3	6.8
Transformación Operación y Mantenimiento Fijos	0.1	1	1.6	2.1	2.9	3.8	4.9
Transformación Operación y Mantenimiento Variables	4.5	571.1	1629	2528	3892.9	5028.8	5928.4
Total	**4.6**	**573.8**	**1636**	**2541**	**3914.6**	**5058.4**	**5964.9**
de ello: costos de inversión de capital	0.1	2.7	7.5	12.5	21.7	29.6	36.5

Anexo 14

Marcos regulatorios, políticas y estrategias de promoción de las FRE en los balances energéticos nacionales; la experiencia internacional acumulada[42]

Autores: Dr. José Somoza Cabrera y M. Sc. Yusimit Betancourt Alayón; Centro de Investigaciones Marinas de la Universidad de La Habana

Resumen

El objetivo de este trabajo es ilustrar las experiencias acumuladas en cuanto al diseño e implementación de estrategias, políticas y regulaciones para incentivar el desarrollo de las fuentes renovables de energías y el incremento de la participación en los balances energéticos nacionales con diferentes propósitos entre los que se destacan la disminución de la dependencia de la utilización de fuentes fósiles de energía, generalmente importadas, y la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y la reducción de los niveles de contaminación locales, en particular en suelos, aire y aguas asociadas a la existencia de las grandes concentraciones humanas.

[42] Este artículo es el resultado de los trabajos realizados en el marco de la Tarea 15, de los Lineamientos Económicos y Sociales del Partido y la Revolución, en cuyo INFORME DE LA TAREA NO. 15: "Experiencias internacionales en el diseño de estrategias, políticas y marcos regulatorios e institucionales para el desarrollo de las fuentes renovables de energía, en particular en los casos de Alemania, España, Dinamarca, Australia y China" participó un grupo de académicos e investigadores de importantes centros universitarios y de investigaciones a saber: Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), CUJAE; Centro de Estudios de Medio Ambiente (CEMA), UH; Centro de Estudios de Tecnologías de Energía Renovables (CETER), CUJAE; Centro de Estudios de Técnica de Dirección (CETDIR), CUJAE; y el Instituto Nacional de Investigaciones Económicas, (INIE). Los autores del informe fueron: Dra. María Rodríguez Gámez; Dr. Juan F. Llanes Regueiro; Dr. José Somoza Cabrera; Lic. Antonio Vázquez Pérez; MsC. Alexis Llanes; e Ing. Wilhelm Gómez

Introducción.

Antes de adentrarse en el estudio de las regulaciones para promover la introducción masiva y el uso de las tecnologías que utilizan fuentes renovables de energías (FRE), valdría la pena hacer una breve referencia a los fundamentos teóricos y conceptuales del término Regulación.

¿Qué es la Regulación?

De forma general se puede definir el término Regulación como el cuerpo de disposiciones económicas, legales, técnicas, ambientales, administrativas y políticas, mediante las cuales interviene el Gobierno en el entramado socio económico de una nación. Se emplea para establecer precios o cantidades de la producción, o especificaciones técnicas y en general, restricciones que deben cumplir los ciudadanos y las empresas para participar en un tipo de actividad; proteger el medio ambiente y la salud humana, animal y vegetal, así como establecer condiciones para el ejercicio de profesiones y para las relaciones laborales; y organizar el funcionamiento de la propia administración pública para proveer servicios y bienes públicos (Train, 1991).

La Regulación tiene como objetivo la protección de los agentes económicos y sociales de las prácticas monopólicas de asignación de precios y niveles de producción, así como de garantizar metas sociales como el acceso universal a los servicios básicos de vida, por ejemplo: i) defender a los consumidores de los incrementos de precios; ii) proteger a los productores de las malas prácticas de producción (no dejar que la empresa "trabaje" con pérdidas, garantizando tasas de rentabilidad justas y razonables a los productores; y iii) garantizar el cumplimiento de metas sociales como es el caso de accesos a servicios universales (salud, agua, educación); protección ambiental; uso racional de la energía, penetración de las FRE, entre otros aspectos que las fuerzas del mercado no son capaces de garantizar.

Según la teoría de la Regulación, ésta se aplica en los casos en que existan las llamadas "fallas de mercado": i) monopolios a sectores como la energía (en casos de monopolios naturales) y la agricultura (con una intención más política que económica), donde la "mano oculta" del mercado por sí sola no puede lograr una asignación eficiente de los recursos, esto es las condiciones de competencia perfecta (p = cMarg); ii) existencia de

Externalidades que ocurren cuando el costo derivado de una transacción económica recae sobre individuos que no participan en la misma (costo de oportunidad social es mayor que costo de oportunidad privado), y de no regularse, los resultados desde el punto de vista de la sociedad no conducirá a una asignación eficiente de los recursos; iii) información imperfecta, insuficiente o muy costosa, (el regulador establece reglamentos de seguridad industrial que garantice la información necesaria sobre riesgos, características particulares de los productos, periodo de vencimiento, entre otros; iv) existencia de bienes "públicos" o de uso común, como los bienes ambientales o los servicios de defensa y seguridad interna, de alumbrado público entre otros, los que generalmente no se transan en mercados formales y por lo tanto el Gobierno tiene que intervenir para establecer o simular las condiciones de competencia (Train, 1991).

Ahora resulta comprensible el por qué la regulación se aplica en el campo de las FRE.

Regulación y FRE

El potencial de FRE para abastecer las necesidades de servicios energéticos es enorme (IPCC, 2011). La explotación y desarrollo de las FRE utilizando tecnologías modernas de conversión contribuye a mejorar aspectos decisivos de sostenibilidad del desarrollo a saber: i) seguridad energética mundial; ii) reducir los precios de largo plazo de los combustibles fósiles, y conservar sus reservas para otras aplicaciones y el uso de las generaciones venideras; iii) contribución a la reducción de la contaminación y evitar el riesgo de seguridad del uso de los combustibles convencionales, mientras ofrece una oportunidad de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a niveles que podrían estabilizar las concentraciones de estos gases en la atmósfera de acuerdo a los niveles acordados globalmente; iv) contribución a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles importados, minimizando los conflictos relacionados con la extracción y uso de los recursos naturales limitadamente disponibles y el crecimiento económico; creación de nuevos empleos en especial a nivel local y rural.

Sin embargo, el uso de las FRE también enfrenta retos resultantes de: i) baja intensidad espacial (J/m^2) o densidad (J/m^3) comparadas con los combustibles fósiles y nucleares, con costos de inversión generalmente intensivos en capital; ii) costos de operación muchas veces mayores que lo deseable, además de una variedad de preocupaciones de tipo

ambiental y social relacionados con el uso y desarrollo de las FRE; iii) carácter intermitente del viento, la radiación solar y algunos tipos de energía oceánica, lo cual requiere la inversión de sistemas de respaldo, y de almacenamiento entre otras innovaciones tecnológicas para asegurar una oferta energética confiable.

Aun cuando las FRE fueran competitivas a partir de su costo de oportunidad social, existen otras "barreras" a la penetración de estas tecnologías que dificultan la penetración masiva de las mismas en los mercados energéticos, como son: i) las barreras de información: ¿los productores y consumidores conocen las tecnologías renovables?; ¿productores y consumidores están al tanto de sus características de rendimiento y costo?; ii) economías de escala: ¿las características productivas de las tecnologías renovables son suficientemente grandes para permitir una rebaja de los costos hasta donde sea posible?; ¿cuán grande es el mínimo tamaño eficiente de una tecnología que utilice las FRE?; iii) acceso a la red eléctrica, muy importante para las renovables porque la mayoría se usa para generar electricidad; iv) aceptación por el consumidor: las "inercia" por parte de los usuarios de la energía que entienden las tecnologías "viejas" y son renuentes a cambiar para algo "nuevo", poco comprobado y menos confiable (aversión al riesgo).

Entonces la pregunta es ¿cómo llevar a los productores y consumidores de energía a hacer los cambios de conducta necesarios?; ¿es que estos agentes no conocen el problema o las posibilidades tecnológicas de las FRE para resolverlo?

Estos temas tienen un impacto negativo en los inversionistas en primer lugar por la extensión del periodo de recuperación del capital invertido o por el incremento del riesgo y las tasas de retornos esperadas. Los riesgos pueden ser reducidos utilizando el financiamiento proveniente del sector público o los instrumentos de Mercado tales como garantías en términos de acceso al Mercado (algo parecido a lo acordado entre Sherry y UNE para ENERGAS), tamaño del mercado y seguridad de precios.

En este sentido la intervención del Estado resulta imprescindible, y lo hace a través de la Regulación utilizando dos enfoques no excluyentes: Política de Mando y Control; y Política de incentivos económicos. La primera caracterizada por la utilización de límites o restricciones de base tecnológica para controlar niveles de producción, consumo y emisiones a partir de instrumentos directos como las normativas de calidad ambiental,

regulaciones de calidad del combustible, regulación en el uso del combustible, normativas de emisiones, y normativas prescriptivas de tecnología. Por su parte dentro del enfoque de política regulatoria basado en instrumentos propios de mercado se encuentran los basados en incentivos para motivar la mitigación de emisiones de GEI, por ejemplo. En este caso una primera idea es que el precio refleje el costo de la energía producida o utilizada y / o de las emisiones contaminantes provenientes de estas actividades mediante: i) impuestos sobre productos (ejemplo: fuel oil); ii) recargos sobre emisiones (ejemplo: CO_2); y iii) permisos para usar productos o para "liberar" emisiones. Una segunda idea de este tipo de política regulatoria sería fijar un "precio" que refleje el costo del desarrollo de nuevas tecnologías (menos contaminantes) para producir y usar la FRE o las fuentes energéticas con bajos niveles de emisión de GEI a partir de: i) subsidios para estimular la adopción de tecnologías disponibles menos contaminantes; y ii) subsidios para desarrollar nuevas tecnologías menos contaminantes[43].

En cuanto a los "estándares" de producción, "consumo" y emisión (método de comando y control), estos establecen límites legales sobre la cantidad de los ítem anteriores para una fuente individual[44].

Tendencias y futuros

La inversión anual en tecnologías modernas de FRE se incrementó dramáticamente en los últimos 20 años, de menos de 2 billones de US$ (constantes del 2005), en 1990 hasta 191 billones de US$ en el 2010, excluyendo las inversiones en proyectos hidroeléctricos de gran escala. Si se incluyen estos últimos, las inversiones en FRE alcanzan la cifra de los 230 billones de US$ del 2005. Al cierre del 2013, la inversión en nuevas capacidades alcanzo la cifra de 214 billones de US$, mientras que la inversión en capacidades de generación basada en combustibles fósiles alcanzo los 270 billones US$. En el caso de las FRE el monto de la inversión con respecto al 2012 se contrajo como resultado de la reducción de

[43] Sin embargo, se debe tener cuidado con el uso indiscriminado de los subsidios, pues otra buena pregunta que pocas veces se hace es ¿de dónde salen los dineros para la creación del subsidio?

[44] Sin embargo, no está clara la forma de hacer esta asignación en ausencia de información sobre costos de control. El método más sencillo para resolver este problema es asignarle a cada fuente una cantidad igual de reducción, lo que implicaría una estrategia no costo efectiva o de mínimo costo. Por su parte, el control costo efectivo resulta el método más barato de control y será ampliamente diferente no solo entre industrias sino entre plantas de una misma industria. La selección del método más barato requiere de información detallada sobre posibles tecnologías así como de los costos asociados a ellas.

los costos de capital de estas tecnologías, por una parte, y al incremento de la incertidumbre política en la mayoría de los mercados internacionales financieros y de bienes[45].

Las fuentes de financiamiento que han apoyado este crecimiento han provenido de los capitales a riesgo, inversores del sector privado quienes ofrecen capital para las necesidades de innovación tecnológica y comercialización; capitales públicos, los cuales movilizan los recursos necesarios para las compañías y proyectos a escala; y la inversión de los bancos, los cuales ayudan a levantar capital y concertar fusiones y adquisiciones. La importancia de estos nuevos actores financieros ha marcado una frontera extensa para el financiamiento de los activos de gran escala en las capacidades de las nuevas plantas de generación.

En el periodo 2004-2009 la tasa de crecimiento promedio anual en la inversión en FRE fue del 32% para el financiamiento de tecnología y comercialización, 45% para el financiamiento de la construcción de proyectos, y del 85% para el financiamiento de manufactura de equipos y escalamiento. Este "carril rápido" para las tecnologías de FRE está comenzando a cambiar el paradigma energético mundial, aunque aún tendrá que crecer mucho más antes de que las FRE puedan convertirse en la fuente primaria de energía a nivel mundial. De ahí la relevancia de las políticas, estrategias y apoyos regulatorios para la expansión y consolidación de nuevo paradigma energético.

Desde el punto de vista ambiental, se sabe que los GEI asociados a los servicios de provisión y uso de la energía es la principal causa del Cambio Climático[46] (ver 5to Reporte de Estudio al IPCC).

Tabla 1. Indicadores de la actividad de FRE.

		Final 2004	Final 2012	Final 2013
Nueva inversión en FRE (anual)	Miles de millones de	39.5	249.5	214.4 (249.4)

[45] Sin embargo, buena parte de la inversión en capacidades de generación fósil fue para sustituir unidades a carbón, petróleo y gas existentes mientras que solo 102 billones de US$ constituye nueva capacidad fósil. En contraste, casi toda la inversión en capacidades de FRE constituyó nuevas capacidades en ese año. Es así que considerando solo la capacidad de generación neta en el 2013 la inversión en FRE creció por cuarto año consecutivo para alcanzar los 192 billones de US% contra los 102 billones de US$ correspondiente a la nueva capacidad adicional de generación con combustibles fósiles. Si solo se tienen en cuenta los proyectos hidroeléctricos menores de 50MW la inversión en capacidades de generación con FRE en el 2013 más que duplicó la inversión destinada a las nuevas capacidades de generación con combustible fósil.

[46] Más del 80% de la energía primaria utilizada a nivel global proviene de la quema de combustibles fósiles en los sistemas de energéticos, y estos procesos de combustión son responsables de aproximadamente el 60% de las emisiones totales de GEI.

	US$			
Generación eléctrica				
Capacidad de generación Total de FRE (sin hidro)	GW	85	480	560
Capacidad de generación Total de FRE (con hidro)	GW	800	1440	1560
Hidroenergía (Capacidad instalada)	GW	715	960	1000
Biomasa (capacidad de generación)	GW	Menor de 36	83	88
Biomasa generación	TW.h	227	350	405
Geotérmica (capacidad de generación)	GW	8.9	11.5	12
Solar PV (capacidad de generación)	GW	2.6	100	139
Concentradores solares (capacidad de generación)	GW	0.4	2.5	3.4
Eólico (capacidad de generación)	GW	48	283	318
Calor				
Capacidad instalada de calentamiento solar	GWt	98	282	326
Transporte				
Producción de etanol	Billones de litros	28.5	82.6	87.2
Producción de biodiesel	Billones de litros	2.4	23.6	26.3

Fuente: REN21, 2014.

Hay múltiples medios para reducir las emisiones de GEI provenientes de la quema de combustibles fósiles, sin alterar en cantidad y calidad de los servicios energéticos ofertados entre las cuales se identifican las FRE. A partir del uso de tecnologías de energía renovables. Estas tecnologías de FRE son muy diversas y pueden cubrir el rango completo de necesidades de servicios energéticos.

La contribución de las FRE tributa al portafolio de "tecnologías de bajo carbono", y su participación depende de la competitividad económica de estas tecnologías, su carga ambiental relativa (más allá del cambio climático), así como de otros aspectos como son los de seguridad, y los costos y aceptación por parte de la sociedad (costos sociales).

Mientras que la participación de las FRE en el uso global de energía se mantiene en niveles relativamente bajos, el desarrollo de estas tecnologías ha crecido rápidamente en años recientes. Algunas de estas tecnologías pueden ser desarrolladas en lugares de difícil acceso para las tecnologías tradicionales (sistemas energéticos centralizados, por lo general a base de combustibles fósiles), por ejemplo en ambientes rurales y urbanos aislados de las redes de suministro de energía; mientras que otras pueden acoplarse a los grandes sistemas energéticos centralizados.

Tabla 2. Participación de las FRE en el uso final de energía y la generación.

	Participación de las FRE en el	Participación de las

	consumo final global en el 2012	FRE en la generación eléctrica
Total (EJ)	510.0	60.0
Fósil	78.4	77.9
Nuclear	2.6	
Todas las FRE	19.0	22.1
FRE tradicional"(Biomasa)	9.0	
FRE "modernas	10.0	
Calor (biomasa, solar y geotérmica)	4.2	
Hidroenergía	3.8	16.4
Electricidad	1.2	
Eólico		2.9
Biomasa		1.8
Solar FV		0.7
Geotérmica		0.4
Biocombustibles	0.8	

Fuente: REN21 (2014) y IPCC WG III AR5 (2014)

Marcos Regulatorios e instrumentos de apoyo para la penetración de las FRE

Los Marcos Regulatorios en los países europeos se han dirigido apoyar e incentivar las actividades de I+D, producción y uso de las FRE, en un primer momento la energía eólica y más recientemente la solar fotovoltaica. Las políticas trazadas han consistido en la creación de un grupo de instrumentos de distintos tipos y que responden a objetivos y metas particulares en cada caso, como el establecimiento de primas y tarifas fijas beneficiosas para las inversiones en FRE.

Por su parte, la política financiera seguida por los bancos se enfocó en estimular y ampliar la participación de nuevos actores en el perfil energético, y concertar fusiones y nuevas adquisiciones. En la Tabla 3 se resumen estos instrumentos según los objetivos de política.

Tabla 3. Opciones y Objetivos de política

	Opciones de política				
Objetivos de política	Instrumentos de Económicos	Desarrollo y difusión tecnológica	Regulatorios	Acuerdos voluntarios	Información y otros instrumentos
Eficiencia energética	Mayores impuestos a la energía Menores subsidios a la energía Carga a las emisiones de las plantas generadoras de electricidad Incentivos fiscales Permisos de emisiones transables	Generación más limpia a partir de combustibles fósiles	Estándares de mínima eficiencia para centrales eléctricas Prescripción para mejores tecnologías disponibles	Acuerdos voluntarios para mejorar la eficiencia de las plantas de generación eléctrica	Campañas de información y educación
Cambio de fuente energética	Impuestos a las emisiones de CO_2 y CH_4 Cargo sobre emisiones Permisos de emisiones transables Incentivos fiscales	Incremento de la generación a partir de ER, nuclear, e hidrogeno de fuentes limpias	Portafolio de estándares de combustibles para la generación de electricidad	Acuerdos voluntarios de cambio de portafolio de combustibles	Campañas de información y educación

Energía renovable	Tarifas de entrada (feed-in tariffs) Cuotas obligatorias Impuestos a las emisiones de CO_2 Cargo sobre emisiones Permisos de emisiones transables	Incremento de la generación a partir de ER	Metas (objetivos)	Acuerdos voluntarios para instalar capacidades de ER	Campañas de información y educación. Validación de "energía verde"
Captura y almacenamiento de carbono	Cargo sobre emisiones Permisos de emisiones transables	Secuestro químico y biológico de carbono Secuestro del carbono en las profundidades oceánicas	Restricciones de emisiones en los puntos principales de las fuentes emisiones		Campañas de información

Fuente: REN21 (2011)

De la Tabla 3, se puede observar cómo se acude a las Tarifas de entrada (feed-in tariffs), cuotas obligatorias, Impuestos a las emisiones de CO_2, cargo sobre emisiones, y permisos de emisiones transables (negociables), a la hora de apoyar los objetivos vinculados a la promoción de FRE. Mientras que en el resto de opciones de políticas prevalecen el uso de Metas de desempeño o cuantitativas u objetivos de participación de las FRE en el balance energético; el uso de Acuerdos Voluntarios para instalar capacidades de FRE; y campañas de información y educación y Validación de "energía verde", para los instrumentos regulatorios, de acuerdos voluntario e información y otros instrumentos, respectivamente.

En la Tabla 4, se resumen los principales instrumentos de política regulatoria y fiscal, así como los instrumentos de financiamiento público para un grupo importante de países. En ella se observa como las políticas de apoyo a las FRE en los países de altos ingresos están constituidas por una combinación bastante equilibrada de instrumentos de política regulatoria, fiscal y de financiamiento público.

Todos estos países utilizan instrumentos de tarifas y estándar de precios, excepto en el caso de Trinidad y Tobago que no hace uso de este tipo de instrumento. Por otra parte, se observa que en países como Australia, Canadá y los Estados Unidos de Norteamérica estas tarifas son aplicadas a nivel de estado-provincias y nunca con carácter nacional.

Tabla 4. Principales instrumentos de política regulatoria y fiscal, así como los instrumentos de financiamiento público.

Países	Política Regulatoria						Incentivos fiscales				Financiamiento público	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Países de altos ingresos												

Alemania	☺			☺	☺		☺	☺	☺		☺	
Austria	☺			☺		☺	☺	☺			☺	
Australia	▲			▲		☺	☺				☺	
Dinamarca	☺		☺	☺		☺	☺	☺	☺		☺	☺
Canadá	▲	▲	☺	☺			☺	☺	☺		☺	☺
Francia	☺			☺		☺	☺	☺	☺		☺	☺
Italia	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺		☺	☺
Japón	☺	☺	☺			☺	☺				☺	
España	☺			☺	☺		▲	☺	☺		☺	
T&T							☺	☺	☺			
UK	☺	☺		☺		☺			☺	☺	☺	
USA	▲	▲	▲	☺	▲	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
Países de ingresos altos-medios												
Argentina	☺			☺			☺	☺	☺	☺	☺	☺
Brasil				☺					☺		☺	☺
Chile		☺					☺		☺		☺	
Costa Rica	☺			☺								
República Dominicana	☺						☺	☺	☺			
Malasia	☺										☺	
México			☺					☺			☺	☺
Panamá	☺										☺	
Perú	☺			☺				☺	☺	☺		☺
Rusia						☺	☺					
Sud África	☺					☺	☺					☺
Turquía	☺											
Uruguay		☺		☺					☺			☺
Países de ingresos medios-bajos												
Bolivia									☺			
China	☺	☺		☺	☺		☺			☺	☺	☺
Ecuador	☺											
El Salvador								☺	☺	☺	☺	☺
Guatemala			☺					☺	☺			☺
Honduras	☺							☺	☺			☺
India	☺	☺		☺		☺	☺	☺	☺		☺	☺
Ucrania	☺											
Viet Nam							☺	☺	☺			

Fuente: REN21 (2014).

☺ Programa nacional y ▲Programa territorial.

1: Feed tarifas (incl. pago de premios) o tarifas avanzadas para ER/o estándar de precio mínimo.
2: Cuotas obligatorias para las compañías eléctricas/RPS
3: Net Metering
4: Obligaciones de uso de biocombustible
5: Obligaciones de uso de calor
6: REC transables
7: Subsidios al capital, bonos o rebate
8: Créditos a la inversión o producción
9: Reducción en ventas, energía, CO_2, VAT u otras tasas
10: Pago por energía producida
11: Inversión pública, préstamos o créditos
12: Competitividad por Subasta pública

Japón y UK apenas hacen uso de instrumentos fiscales, mientras que Australia solo usa la concesión de subsidios, no así los créditos a la inversión. Finalmente, todos estos países utilizan los instrumentos de financiamiento público para apoyar objetivos y estrategias de FRE, en especial los créditos, préstamos e inversión de carácter público.

En el caso español se da esta combinación de instrumentos regulatorios con relevancia para las tarifas y obligaciones (caso de la participación de los biocombustibles y la producción de calor con FRE), incentivos fiscales (subsidios) y financiamiento público, en esta última, con prevalencia de la inversión pública y préstamos o créditos a la inversión. En el caso de los subsidios la aplicación se realizó a nivel de provincias o autonomías.

Para los países de altos-medios ingresos, los instrumentos más comúnmente utilizados son los de tipo fiscal y de financiamiento público, aunque también se utilizan instrumentos de tarifas y obligaciones típicos de las políticas regulatorias.

En los países de bajo ingreso, los instrumentos más utilizados se corresponden con los de tipo fiscal y de financiamiento público, aun el caso chino se caracteriza por una amplia combinación de instrumentos característica de los países de altos ingresos.

Existen dos tipos de políticas o mecanismos de apoyo para promover el uso de las FRE: i) el sistema de precios o tarifas fijas (**FITs**), en el cual el gobierno regula el precio de venta de la electricidad pagada por el productor y permite que el mercado determine la participación de las FRE en la matriz energética; y ii) el sistema de cuotas de las FRE, en el cual el gobierno regula la cantidad de electricidad proveniente de las FRE y deja que el mercado establezca el precio.

Ambos sistemas buscan el objetivo de incentivar mejoras tecnológicas y disminuciones de costos, bajando los precios de las FRE para que puedan competir con las fuentes convencionales en el corto plazo, en un contexto de producción de energía subsidiada con fuentes no renovables, en el que los costos externos no son asumidos por los productores de energía de origen fósil.

A inicios del 2011, al menos 61 países y 26 estados/provincias, contaban con instrumentos regulatorios de tipo tarifarios (FITs), más de la mitad de los cuales los habían implementados desde 2005. Algunos FITs están bajo revisión como en el caso de

la energía fotovoltaica por la inesperada reducción de los precios ocurrida entre 2009 y 2010.

Muchos cambios y adiciones se han efectuado en los años recientes, fundamentalmente en Europa como resultado de la crisis económica que atraviesan varios países de la zona Euro, líderes en el uso de las FRE. Por ejemplo, Portugal modificó su tarifa fija para tener en cuenta la diferencia entre las tecnologías, los impactos ambientales y la inflación. Austria enmendó su ley de electricidad con FRE para permitir un nuevo sistema de tarifa fija. España modificó la tarifa fija aplicando una prima, la cual es añadida al precio base de la energía. Alemania propuso modificaciones a su mecanismo de tarifa fija. La provincia canadiense de Ontario aplicó una nueva política de tarifa fija para un grupo de tecnologías similares. En el ámbito nacional, Canadá adoptó el equivalente a una prima a la tarifa fija, la cual le otorga 1 centavo canadiense por kW.h a casi todos los tipos de proyectos de FRE construidos antes del 2011, y de los cuales se espera que cubran una capacidad adicional de 4 GW. (Renewables 2011; Global Status Report).

Por lo menos 60 países (37 desarrollados y en transición, y 23 en desarrollo), aplican algún tipo de mecanismo de apoyo para promover la generación de energía mediante FRE, y son los instrumentos regulatorios de tipo tarifario los más comúnmente utilizado. Este tipo de apoyo fue adoptado por Dinamarca, Alemania, Grecia, India, Italia, España y Suiza, en los primeros años de la década de los 90 del siglo pasado. Las tarifas fijas han estimulado la innovación y la inversión en muchos países, y ha tenido los mayores efectos positivos en la generación eólica, aunque también ha incidido en la energía solar fotovoltaica, el uso energético de la biomasa y en el desarrollo de la pequeña hidroeléctrica.

La fijación de la tarifa pasa por un proceso político que depende de las condiciones económicas y productivas del país o región. En general, se establecen en función del costo de producción, más un beneficio razonable para los productores o consumidores de energía proveniente de las FRE. El valor de la tarifa suele diferenciarse dentro de cada una de las tecnologías teniendo en cuenta el tamaño, la aplicación, la localización y la calidad del recurso.

Por lo general, se aplican tarifas preferenciales para incentivar los proyectos de pequeñas escalas. Los pequeños proyectos pueden resultar no rentables si se aplican tarifas que se

emplean para grandes proyectos. Tal es el caso de los proyectos de producción de biogás en Alemania donde se aplican tarifas preferenciales para los proyectos inferiores a los 150 kW; y también para impulsar el desarrollo de estas tecnologías en regiones remotas o de difícil acceso. En algunos países como Grecia, las tarifas de proyectos en tierra firme no son tan bien pagadas como los que se aplican en sus islas. También se establecen tarifas diferenciadas según la calidad y abundancia del recurso en determinadas regiones geográficas, por ejemplo, en el caso de Francia, para el recurso eólico el país se divide en regiones con vientos bajos, medios y altos, a los que se aplican diferentes tarifas en dependencia del factor de capacidad.

El sistema de prima (**premium system**), es un mecanismo mediante el cual se aplica un pago adicional (prima) sobre el precio máximo del mercado de la electricidad, es decir, se añade una prima a un precio base fijado previamente. La diferencia entre prima y tarifa fija, radica en el hecho de que en la primera, el precio de la electricidad en el mercado tiene influencia en el pago adicional, mientras que en la tarifa fija, el productor recibe un pago independiente del precio de la electricidad en el mercado.

El sistema de prima ha representado una modificación del sistema de tarifa fija en algunos países. Aunque el instrumento más utilizado en Europa es el de tarifa fija, el sistema de prima se emplea también en España, República Checa, Eslovenia, Holanda y Dinamarca.

Por otra parte, al menos 52 países utilizan algún tipo de mecanismo fiscal como por ejemplo, ofrecer algún tipo de **incentivo directo** a la **inversión** de capital, **subsidios, concesiones y devoluciones de impuestos a las importaciones**, así como **apoyos financieros a nivel nacional y estadual**. Los **pagos por producción de energía o créditos** para la generación o adquisición de tecnologías de ER son conocidos en muchos países como **"premios"**, que consisten, por lo general, en precios fijados al kW.h.

Un grupo importante de países han establecido **Fondos Especiales** para las FRE, los que son utilizados directamente para financiar inversiones, ofrecer créditos con bajas tasas de interés o facilitar el desarrollo de mercados, por ejemplo, a través de la investigación, educación y la calificación o estándares de desempeño.

La **medición neta de energía** (net metering), se basa en medir el exceso de energía que se entrega a la red con respecto a la que se consume, es decir, medir en las dos direcciones. Permite a un consumidor instalar pequeños sistemas de FRE en su propia

casa o negocio, y vender el exceso de electricidad a la red o al suministrador de la electricidad. **Es adecuada para pequeñas instalaciones.** Se aplica en al menos ocho países (Bélgica, México, Brasil, Tailandia, Canadá, República Checa, Dinamarca, Italia y Japón), y en muchos estados de los Estados Unidos de Norteamérica.

Este sistema ofrece beneficios tanto para el proveedor de la electricidad como para el consumidor, por cuanto el exceso de electricidad producido durante las horas pico, puede mejorar los factores de carga del sistema y compensar la necesidad de generación con plantas pico. Ha sido aplicado mayoritariamente en pequeñas instalaciones, **y se está extendiendo a las de mayor tamaño con determinadas regulaciones**. En Dinamarca, por ejemplo, se ha empleado fundamentalmente con aerogeneradores instalados en fincas o cooperativas.

El **sistema de cuotas** se presenta en dos tipos para las FRE: las **normas de cartera de renovables** y los sistemas basados en **licitaciones**. Las Normas de cartera de renovables (Renewable Portfolio Standards) o **mecanismo RPS**, también conocido como sistema de cuotas renovables, **obligaciones renovables** o **política de cuotas**, existe a nivel de estado o provincia en Estados Unidos de Norteamérica, Canadá e India, y a nivel nacional en siete países: Australia, China, Italia, Japón, Polonia, Suecia y Reino Unido. El sistema consiste en una obligación (mandato no voluntario), que establece el gobierno sobre las compañías o consumidores para brindar o utilizar un nivel minino de participación (por mandato) de FRE, ya sea de capacidad instalada, generación o venta de energía. Estas obligaciones pueden ir acompañadas de penalidades por el no cumplimiento de la meta de participación.

Hasta el 2007, había unos 44 estados, provincias o países con este mecanismo, en el cual el gobierno regula la cantidad de electricidad renovable y deja que el mercado determine el precio, es decir, **este esquema no fija el precio** o la tarifa de la energía. Para inicios del 2011, 10 países tenían instrumentados este tipo de política a nivel nacional, y al menos otros 50 lo tienen incorporado a nivel de estado/provincia/región. En los Estados Unidos de Norteamérica, 30 estados más Washington tienen implementado este tipo de política.

La mayoría de las políticas RPS plantean la participación de las FRE en el rango de 5 a 20% en los años 2010-2012, y ya muchos países han establecido metas hasta el 2015, el 2020 e incluso más allá.

Por otra parte, muchos países en desarrollo han implementado leyes y marcos regulatorios para las FRE. Jordania, por ejemplo, fue uno de los más recientes ingresos a este conjunto de naciones al establecer un **Fondo para el Apoyo del Desarrollo de las FRE**, conjuntamente con la aprobación de una **Ley para acelerar el desarrollo de inversiones tanto de las FRE como de la eficiencia energética**. Malasia adoptó un **Marco Regulatorio similar en apoyo a las energías solar fotovoltaica y biomasa**, mientras que Zambia flexibilizó la **política de impuestos** en el área de minería para estimular la inversión en capacidades de generación, con preferencia en tecnologías de FRE (hidroenergía y solar).

Trinidad & Tobago también adoptó medidas para la **promoción de la inversión** en el campo de las FRE, a partir de la introducción de una **variedad de créditos, exenciones y asignaciones** de recursos para aerogeneradores, energía solar fotovoltaica y sistema solares para calentamiento de agua.

Los países continúan utilizando la **oportunidad de competencia pública** para cantidades fijas de capacidad de generación de electricidad a partir de FRE (competencia ex-ante o por el mercado)[47].

La **licitación pública competitiva** para cantidades fijas de capacidad de FRE es aplicado en algunos países y provincias. Este sistema basado en licitaciones convierte a la competencia en el eje central de los contratos dirigidos a construir y operar un proyecto en el que gana la oferta de menor precio. En China se ha empleado para la concesión de proyectos eólicos con cuatro rondas de licitaciones durante 2003-2006. Después de cinco rondas se pudieron licitar la instalación de 3,6 GW.

Brasil ha aplicado licitaciones para pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas y de biomasa, mediante el **programa PROINFA**. También se ha empleado en proyectos eólicos en Irlanda, Francia, Reino Unido y Dinamarca. La desventaja de este instrumento consiste en que los inversionistas tratan de obtener un precio muy bajo para ganar el contrato y después abandonan el proyecto[48].

[47] En Cuba se utilizó este mecanismo en los años 70 para decidir la inversión en una termoeléctrica que reforzaría el SEN en la región centro sur de la Isla, en la cual se aceptó la propuesta japonesa de la Hitachi de una CTE con dos unidades de 156 MW de potencia nominal, una de las plantas más eficientes del SEN y con menores costos del kW.h generado.

[48] Por ejemplo, el sistema inglés de licitación NFFO resultó un fracaso, ya que varios contratos quedaron detenidos, por lo que se decidió no continuar aplicándolo.

Finalmente, nuevas formas de regulación y planificación para las compañías eléctricas están surgiendo con el objetivo de **integrar las FRE a las redes eléctricas existentes** e incrementar los niveles de penetración como por ejemplo:

Subsidios a la inversión, mediante **pagos directos** al capital inversionista **o reembolso**, realizados generalmente sobre la base de la potencia instalada del generador. Algunos tipos de subsidios directos al capital inversionista o reembolso se aplican en unos 35 países. Rusia combinó esta variante desde el 2007 con una legislación que ofrece subsidios a la inversión para la conexión a la red de los productores de energía con FRE, junto con primas y otras medidas.

Créditos e incentivos fiscales, se fundamentan en el ofrecimiento de un crédito contra los pagos fiscales por cada kWh producido. Este mecanismo se emplea en Estados Unidos de Norteamérica y Canadá[49]. Los créditos e incentivos fiscales son formas comunes de apoyos financieros. Algunos Estados de Argentina y al menos otros 40 países, ofrecen una variedad de créditos e incentivos fiscales para las FRE.

Otras formas de incentivos están constituidas por **impuestos sobre las ventas**, **exención** del impuesto por el valor añadido, **certificados verdes negociables**, **inversiones o financiamiento directo** del gobierno. Algunos países, estados y provincias han establecido **fondos especiales** para las FRE, que se usan para **financiar** inversiones, conceder **préstamos** con bajo interés o facilidades en diferentes formas, por ejemplo, a través de investigaciones y formación de recursos humanos.

Sin embargo los instrumentos de apoyo no están igualmente desarrollados para todas las fuentes de FRE. En la Tabla 5, se resume los resultados de un estudio prospectivo de tipo DAFO para la Unión Europea.

Tabla 5. Matriz DAFO para FRE

	FORTALEZAS	***DEBILIDADES***
Problemas generales	· Ambición política de crear un Espacio de Investigación Europeo. · Concienciación política de la necesidad de abrir los programas de I+D nacionales a los otros Estados miembros. · Se han establecido (o se están estableciendo) plataformas tecnológicas en 3-4 campos importantes de I+D. · Espacio de Investigación Europeo en fusión nuclear.	· La mayor parte de la I+D sobre energía se realiza a nivel de los Estados miembros y no está coordinada. · Los recursos asignados a la I+D sobre energía son insuficientes para preparar a Europa para los retos a largo plazo.

[49] En los Estados Unidos de Norteamérica, el mercado ha estado regulado por un crédito de impuesto para la producción (PTC) federal, del orden de 1,8 centavos por kW.h, el que se ajusta anualmente.

Rendimiento	· Concienciación política sobre el rendimiento energético · Muchas iniciativas orientadas a cubrir las necesidades del mercado a nivel de la UE, incluidos **programas de apoyo no tecnológicos, legislación y campañas de información.**	· La I+D sobre rendimiento energético no es un campo de investigación coherente y definido a nivel de la UE. · Los fondos asignados a la I+D sobre rendimiento energético son relativamente escasos.
Biomasa y biocombustibles	· Hay una sólida base científica y tecnológica en biomasa y biocombustibles, y buenas redes. · Posición líder en producción de electricidad mediante biomasa en plantas generadoras de ciclo de vapor. · La industria Europea/Nórdica es el principal productora y exportador de equipos y servicios para la producción de bioelectricidad. · **La legislación de la UE favorece la producción de energía a partir de biomasa.** **· Hay sistemas de apoyo nacional en varios países.**	· Se pone demasiado énfasis en tecnologías innovadoras y poco en el desarrollo de tecnologías más sólidas, sencillas y efectivas. · No hay redes o vinculaciones fuertes entre la universidad y los reguladores. · En Europa hay preocupación por los cultivos modificados genéticamente. · Disponibilidad de tierras. Falta de políticas integradas entre el sector agrario y el de la energía en la UE y en los Estados miembros. · No hay coordinación entre los distintos sistemas de apoyo nacional y hay poco intercambio de experiencias.
Fotovoltaica	· Buena base científica en energía fotovoltaica. · Aumento del mercado europeo para la energía fotovoltaica y **estrategia de exportación dedicada.** · Tres fabricantes europeos de obleas y fabricantes competitivos de módulos, células y componentes complementarios. · **Normas y certificaciones de la UE en preparación.** · Algunos Estados miembros **tienen incentivos para cubrir las necesidades del mercado.** · Se está estableciendo una plataforma.	· El 90% de la I+D se realiza a nivel nacional y no hay una coordinación formal entre programas. · La transferencia tecnológica a la industria y los problemas de fabricación no se tratan de forma eficaz y la industria de la energía fotovoltaica no puede competir con Japón. En la mayoría de los Estados miembros faltan sistemas de incentivos para la energía fotovoltaica.
Hidrógeno y pilas de combustibles	· Hay una buena capacidad de investigación básica en química, ciencia de materiales y sistemas energéticos. · Se está realizando un esfuerzo de I+D a largo plazo en pilas de combustible e hidrógeno en la UE, y hay buenas redes el campo de las pilas de combustible. · Hay una demostración en marcha bien definida en el sector del transporte (CUTE/ECTOS). · Se han lanzado **programas piloto** de 2.800 millones de euros en el campo del hidrógeno y una instalación de producción de hidrógeno a gran escala basada en combustibles fósiles con captura y almacenamiento de CO_2. · La industria europea es líder en conversión de vapor. · Hay una sólida posición en el campo de SOFC para aplicaciones fijas. · Hay una plataforma tecnológica bien establecida con una **agenda de investigación estratégica y una estrategia de implementación**, así como el compromiso de los Estados miembros de crear un Espacio de Investigación Europeo. · Proyecto Hyways y hojas de ruta en marcha en 6 Estados miembros. · En **Alemania**, **tarifa que retribuye las energías renovables para pilas de combustible fijas.** · Hay **medidas políticas diversificadas** para cubrir las necesidades del mercado y para introducir avances tecnológicos. · La Comisión de la UE y varios Estados miembros están representados en IPHE.	· Los fabricantes de PEMFC no son competitivos en el mercado de Transporte automotor en comparación con las empresas norteamericanas. · Entre los fabricantes de automóviles europeos hay relativamente poco compromiso con el desarrollo de vehículos basados en pilas de combustible, salvo en el caso de Daimler-Chrysler, si se compara con Estados Unidos y Japón. · No hay hoja de **ruta europea** para la economía del hidrógeno, incluidas las tecnologías de transición fundamentales, las tecnologías competidoras, etc.

Fósiles no contaminantes	· El proyecto de almacenamiento Sleipner en el Mar del Norte es de talla mundial. · Cooperación internacional en el proyecto Weyburn de control de CO_2 en Canadá. · Buenos centros de prestigio y redes de excelencia. · Se está estableciendo una plataforma tecnológica. · Hay **buenos marcos políticos** para la cogeneración en varios países. · **Legislación de la UE sobre cogeneración y comercio de derechos de emisión de CO_2, etc.** · Lanzamiento del proyecto Hypogen con un presupuesto de 1.300 millones de euros.	· Baja prioridad de las tecnologías de combustibles fósiles a corto y medio plazo en el sexto programa marco. · I+D fragmentada. · En el Sexto Programa Marco la I+D en turbinas de gas no desemboca en proyectos piloto (como ocurre en Estados Unidos). · No hay fabricantes de tecnologías de captura. · Aún no se han aclarado la financiación de Hypogen y la tecnología seleccionada. · Hay algunas incertidumbres respecto a los márgenes de emisión y los impuestos del CO_2. · No hay un marco legal para el almacenamiento de CO_2.
	OPORTUNIDADES	***AMENAZAS***
	· **Aprovechar plenamente las diversas medidas orientadas a cubrir las necesidades del mercado y a introducir avances tecnológicos, establecidas para el rendimiento energético y nuevas tecnologías** energéticas sostenibles y menos contaminantes como la biomasa y los biocombustibles, hidrógeno y pilas de combustible, energía fotovoltaica y otras. · **Fomentar la coordinación y la cooperación entre las administraciones de la UE.** · Crear Espacios de Investigación Europeos completos en tecnologías energéticas clave con los fondos necesario y el compromiso de la industria y los Estados miembros. · Desarrollar sinergias entre las iniciativas de los Estados miembros. · Reforzar la I+D internacional y las relaciones comerciales con los mercados emergentes para las nuevas tecnologías energéticas.	· **Fragmentación continuada de la I+D sobre energía de la UE.** · **Preocupación pública sobre algunas tecnologías** (organismos modificados genéticamente, energía nuclear). · Competencia de Estados Unidos y Japón, así como de los países de ingresos bajos y rápido crecimiento económico como China e India.

Fuente: CIEMAT, 2009

Se identifican debilidades importantes en cuanto a la biomasa incluyendo biocombustibles como es el caso de la escasez de redes o vinculaciones fuertes entre la universidad y los reguladores. Por otra parte, hay poca coordinación entre los distintos sistemas de apoyo nacional y un reducido intercambio de experiencias. Por su parte, las debilidades identificadas en el campo de las energía solar fotovoltaica están en el hecho de que aproximadamente el 90% de la I+D se realiza a nivel nacional y no hay una coordinación formal entre programas y políticas; mientras que en la mayoría de los países de la UE no son suficientes los sistemas de incentivos.

Entre las amenazas identificadas en el sistema energético de la UE se tienen en primer lugar, la fragmentación continuada de la I+D sobre energía; la preocupación pública sobre algunas tecnologías como es el caso de los organismos genéticamente modificados y la energía nuclear; y la competencia con Estados Unidos, Japón, y los países de ingresos bajos y rápido crecimiento económico como China e India.

Finalmente, observar que dentro de las Fortalezas identificadas, el tema de los marcos regulatorios, institucionales, programas de apoyo tecnológico campañas de información, y leyes que apoyen políticas de y objetivos en los distintos campos de la energía, ocupan un lugar de relevancia en la política comunitaria hacia el sector.

Consideraciones para Cuba

Para Cuba resulta necesario adoptar una norma jurídica, donde de forma explícita se brinde el apoyo necesario para la introducción masiva de las FRE en la matriz energética nacional, como se hace constar en los lineamientos y los acuerdos del último Congreso del PCC, y ha quedado plasmado en el Programa de Desarrollo Energético al 2030 aprobado por la Asamblea Nacional del Poder Popular en julio del 2014[50].

Sin embargo, existe el criterio casi unánime entre especialistas involucrados en el tema de que resulta imprescindible contar con un documento jurídico que establezca las "reglas del juego" para el sector energía, donde además de los aspectos de política e instrumentos para el apoyo de las FRE, abarque los campos de: i) eficiencia y uso racional de la energía (por supuesto incluyendo la electricidad); ii) uso y explotación de los recursos energéticos fósiles o no renovables que incluya el tema de la energía nuclear; iii) la tecnología, que incluya la actividad prospección y extracción-explotación de los recursos/potenciales, la inversión extrajera, la actividad de I+D, producción nacional, y las normas e incentivos y penalidades en la importación de aparatos, equipos y tecnologías, y para la exportación de recursos energéticos (petróleo y derivados), tecnologías y servicios energéticos; iv) inversión en tecnologías, equipos y procesos productivos con "cero o bajas emisores de GEI", tecnologías "+ limpias", y las normas, estándares y otros instrumentos regulatorios para la protección ambiental, y otras actividades en el ámbito de la política ambiental (como la participación en los mecanismos derivados de Kyoto y post-Kyoto (por ejemplo, MDL y NAMAs).

La experiencia revisada en este estudio indica que tanto las políticas como la base regulatoria instrumentada para el apoyo y promoción de las FRE han contado con leyes, decretos reales, u otras formas jurídicas con carácter de ley, en el marco del sector energético, que además de proporcionar recursos y facilidades, atraer capitales, normar, regular, incentivar participaciones y penalizar las acciones, garantiza niveles importantes

[50] En el Programa de Desarrollo Energético al 2030 queda explícitamente recogido que todo el financiamiento necesario para el incremento de las capacidades de generación eléctrica usando biomasa, energía solar fotovoltaica y eólica, será a partir del financiamiento proveniente de la inversión extranjera la que estimados la sitúan en el orden de los 12 mil millones de dólares hasta el 2030.

de credibilidad a las políticas en ese campo dado el compromiso que asume el Estado al respecto.

El hecho que en la práctica se hayan instalado algunas capacidades de generación de FRE, en el campo eólico y solar al margen de la existencia de las leyes que formalicen la voluntad del Estado de acompañar y apoyar estos emprendimiento no debería ser argumento para rechazar la tarea de establecer un marco de políticas para la energía. Se trata de un marco fundamentado, explícito y transparente, tanto para los negocios y los mercados actuales como para atraer futuros socios y diversificar fuentes de capital y tecnologías de FRE, en el entendido de que estos socios potenciales están acostumbrados a determinadas señales de política que para decidir la participación en estos tipos de negocios de alto riesgo (el viento y el sol no son ni las únicas ni las más importantes para Cuba).

Por otra parte, una política de apoyo y promoción de FRE en Cuba tendrá que tomar muy en cuenta la estructura económica que emergerá de los cambios y actualizaciones del modelo socio productivo, a raíz del "perfeccionamiento", a saber: i) qué nivel de autonomía tendrán las empresas estatales en cuanto a la toma de decisiones relevantes para el funcionamiento de la empresa, por ejemplo, la inversión, la contratación de la fuerza de trabajo, la distribución de las ganancias; ii) cuál será la participación en la estructura, resultante del perfeccionamiento, de las empresas privadas y cooperativas; iii) cuál será la estructura de los "mercados" de capitales, de la banca nacional de las instituciones habilitadas para conceder créditos; iv) la reforma salarial y el incremento del poder de compra de la población; v) los programas de difusión de conocimiento sobre las FRE; vi) la reforma institucional y los organismos que serán responsables de la planificación, regulación y monitoreo de los instrumentos de políticas de apoyo y su implementación; vi) las características de los mercados potenciales que aportarán mayor cantidad de financiamientos para la inversión (qué políticas e instrumentos usan y con cuáles están más "familiarizados" a tratar en el tema del negocio de las FRE).

El hecho es que las experiencias estudiadas se desarrollan en ambientes de economías de mercado, con mercados financieros y de capital bien establecidos y con el protagonismo del Estado como promotor y facilitador de la inversión y las actividades de I&D, innovación y la regulación y monitoreo de las políticas, y del sector privado como

inversionista, generador y consumidor de las FRE; es lo que reclama una reflexión como la propuesta.

También habrá que considerar las fortalezas que tienen el uso de algunas tecnologías de FRE, con el fin de decidir los niveles y magnitudes de los apoyos, sobre todo cuando los instrumentos consisten en subsidios a la inversión o precios de la energía generada.

En este sentido, para potenciar la penetración de FRE y su participación en la matriz energética nacional, puede resultar importante establecer las metas de participación actual y perspectiva de estos recursos en el esquema energético nacional, así como implementar instrumentos de apoyo que incentiven la generación y entrega a la red para productores individuales, cooperativas, asociaciones, organizaciones e instituciones que por el carácter de los procesos productivos tengan potencialidad para inversiones en procesos de generación o cogeneración.

Por ejemplo, mecanismos de apoyo como el Balance Neto, y la Medición Neta podrían resultar adecuados y relativamente fáciles de implementar dado que existen experiencias para la actividad de cogeneración en la industria azucarera con el pago de una tarifa preferencial del kW.h entregado a la red en el horario pico. Ambos instrumentos podrían aplicarse en el caso de productores a nivel de cooperativas agropecuarias pero también industriales en la medida que esta nueva forma de propiedad se extienda a actividades como el procesamiento de alimentos y la metalmecánica que incluyan tratamiento térmico, forja y fundición, u otros servicios comerciales, turísticos, entre otros. La medición neta también pudiera ser aplicada a este tipo de agentes, con énfasis en el caso de grandes establecimientos de servicios con una adecuada situación y suficiente superficies libres para la instalación de dispositivos eólicos y paneles FV.

En el caso de los centrales azucareros, la política de incentivos deberá tomar en cuenta no solo la importancia como generador de energía eléctrica y derivados, sino el carácter estratégico de dicha actividad por los encadenamientos que activaría, tanto "aguas arriba" (desde las actividades de I&D), como "aguas abajo" (comercialización, medioambiente, por ejemplo). Así que los instrumentos deberán dirigirse primero a incentivar la inversión no solo en tecnologías de producción (azúcar, energía eléctrica, biocombustibles, biogás, fertilizantes orgánicos, papel y tableros), sino también en I&D (gasificación de bagazo y RACs, por ejemplo). Pudiera aplicarse la experiencia española de la creación de un "régimen especial", en la que el país también cuenta con ciertas experticias por el lado de

facturación de consumidores menores de 50 kW de demanda, donde se podrían utilizar en un primer momento una combinación de instrumentos regulatorios[51], fiscales (subsidios al capital o condiciones especiales para la recuperación del capital y la repatriación de utilidades, como la depreciación acumulada o incentivos a la reinversión de las utilidades; o créditos a la inversión, o pagos especiales a la energía producida y/o entregada a la red, en especial en el pico de demanda eléctrica); y políticas públicas (desde la inversión pública, créditos y préstamos, en especial dirigidos a fomentar la I&D y a los productores de caña y en general de biomasas incluyendo la posibilidad del uso de caña energética o leña como combustibles en periodos de no zafra, por ejemplo, hasta el establecimiento de la competencia ex antes, o por determinada posición en el mercado).

El uso de tarifas y cuotas debería introducirse solamente cuando exista una certeza de la estructura de los agentes que emergerán del proceso de "perfeccionamiento del modelo" antes comentado.

Conclusiones

Debería hacerse hincapié en las características macroeconómicas y estructurales que distinguen cada país estudiado y en general la mayoría de los países líderes en el uso de FRE, por ejemplo:

1) todos los países tienen economías de mercado;
2) China en su reforma del sector energía lo que buscó fue implementar las condiciones de competencia de mercado[52];
3) todos tienen un importante desarrollo de los mercados de capital y las instituciones financieras y bancarias para apoyar las inversiones en el campo de FRE;
4) todos cuentan con leyes que norman y regulan el sector energía en general y/o el de las FRE;

[51] Por ejemplo, obligaciones de uso de combustibles y calor provenientes de FRE que favorecería en primer lugar la inversión en la producción de alcohol y biodiesel a partir de mostos de la producción de azúcar y el calor de proceso de las industrias cercanas a los centrales azucareros.

[52] El hecho de buscar competencia en el Mercado eléctrico surge con el desarrollo e introducción en éste de las unidades de generación formadas turbinas de gas natural con ciclos combinados que dan al traste con las economías de escala al introducir la competencia en la generación. En América Latina, la competencia en los mercados eléctrico, al margen de los efectos contraproducentes en otros campos, constituyó un cambio positivo al alcanzar metas de eficiencia productiva, asignativa y tecnológica, fundamentalmente en los grandes mercados eléctricos de la región, no así en los mercados pequeños. Es en este sentido es que no se cree necesario la creación de un mercado a lo chino, o latinoamericano para el caso de Cuba, y en todo caso se podría introducir elementos de competencia, dado las ventajas de eficiencia antes comentadas, no de mercado sino por el mercado o competencia ex antes en subasta pública.

5) las leyes edictos reales, marcos regulatorios y cuerpos legales son de especial importancia para la instrumentación, aplicación y control-monitoreo de políticas a apoyo para no solo las FRE, sino también para otros aspectos estratégicos como la eficiencia, el uso racional, los precios y tarifas, el impacto ambiental, entre otros;
6) que las políticas regulatorias y de incentivos no son fijas, varían en el tiempo, ajustándose según lo aconsejen las condiciones;
7) que existe un amplio rango de instrumentos de promoción, la gran mayoría soportados por tarifas y primas, instrumentos clásicos de economías de mercados, aunque se usan otros de corte normativo, como permisos y cuotas de participación;
8) exceptuando el caso de China donde las empresas públicas y con participación extranjera tienen un peso importante en el mercado energético, la mayoría de los actores involucrados son agentes privados, que responden normalmente a las señales de precios provenientes de los mercados y de las instituciones reguladoras;
9) en todos los casos la inversión pública ha jugado un papel de relevancia no solo por los montos invertidos si no por la participación de estos en los puntos estratégicos de la cadena energética, esto es en las actividades de I+D+i, pero también en la credibilidad de las políticas para los participantes potenciales tanto nacionales como los inversionistas extranjeros; tales características resultan relevantes a la hora de seleccionar el tipo de política de apoyo;
10) los instrumentos también varían según la FRE que se vaya a promover y el sector a que se quieran aplicar (biomasa, eólica, solar FV, privados, cooperativas, públicos, grandes y/o pequeños productores/consumidores).

Bibliografía

CIEMAT, (2009): "Los organismos reguladores de servicios públicos. Diseño regulatorio. Teoría y práctica. Revista de la Red de Expertos Iberoamericanos en energía", 1er Semestre.

IPCC (2014):"Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. Grupo de Trabajo III, 5to Informe de Evaluación"

REN21 (2011): "Renewables 2011 Global Status Report" Paris REN21 Secretariat.

REN21 (2014): "Renewables 2014 Global Status Report" Paris REN21 Secretariat.

Rodríguez, M.; J. Llanes; J. Somoza; A. Vázquez; A. Llanes; y W. Gómez (2012): "Experiencias internacionales en el diseño de estrategias, políticas y marcos regulatorios

e institucionales para el desarrollo de las fuentes renovables de energía, en particular en los casos de Alemania, España, Dinamarca, Australia y China". INFORME DE LA TAREA NO. 15, La Habana

Train, K., (1991): "Optimal regulation: the economic theory of Natural Monopoly"- Massachusetts Institute of the Technology. ISBN 0-262-20084-8.

Anexo 15

Impactos de la intermitencia sobre los costos de generación: "estado del arte", y experiencias para los estudios de mitigación en Cuba

Autores: José Somoza Cabrera, Yusimit Betancourt Alayón, Pedro Álvarez Medero, y Juan F. Llanes Regueiro.
Grupo de Cambio Climático. Centro de Investigaciones Marinas de La Universidad de La Habana.

Resumen:

El potencial de las fuentes renovables de energía (FRE) para satisfacer la demanda de servicios energéticos es enorme. La explotación y desarrollo de las FRE utilizando tecnologías modernas de conversión contribuye a mejorar aspectos decisivos de sostenibilidad del desarrollo. Sin embargo, el uso de éstas también implica retos, entre los cuales se identifican los impactos sobre los costos de operación de los sistemas eléctricos ante la penetración "masiva" de capacidades de generación con fuentes renovables de energía, resultante del carácter intermitente del viento, la radiación solar y, en menor medida, de la biomasa, lo cual requiere la inversión de sistemas de respaldo, y de almacenamiento entre otras innovaciones tecnológicas, para asegurar una oferta energética confiable. Se pasa revista a estudios de importancia realizados internacionalmente. Se precisan los requerimientos de datos para el estudio de tales impactos en el SEN cuyas capacidades de generación son mayoritariamente a base de hidrocarburos. Se presentan los resultados preliminares de impacto sobre emisiones y costos de escenarios con uso de FRE, utilizando el LEAP para Cuba, donde la Estrategia de Desarrollo Energético al 2030 prevé la instalación de algo más de 600 MW de centrales eólicas, unos 700 MW de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, y una capacidad similar en centrales térmicas a bagazo.

Introducción

El potencial de Fuentes Renovables de Energía (FRE) para abastecer las necesidades de servicios energéticos es enorme según el Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation of the Intergovernmental Panel on Climate Change, (2011). La explotación y desarrollo de las FRE utilizando tecnologías modernas de conversión contribuye a mejorar aspectos decisivos de sostenibilidad del desarrollo a saber: i) seguridad energética mundial; ii) reducir los precios de largo plazo de los combustibles fósiles, y conservar sus reservas para otras aplicaciones y el uso de las generaciones venideras; iii) contribución a la reducción de la contaminación y evitar el riesgo de seguridad del uso de los combustibles convencionales, mientras ofrece una oportunidad de reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a niveles que podrían estabilizar las concentraciones de estos gases en la atmósfera de acuerdo a los niveles acordados globalmente; iv) contribución a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles importados, minimizando los conflictos relacionados con la extracción y uso los recursos naturales limitadamente disponibles y el crecimiento económico; creación de nuevos empleos en especial a nivel local y rural.

Sin embargo, el uso de las FRE también enfrenta retos resultantes de: i) baja intensidad espacial (J/m^2) o densidad (J/m^3) comparadas con los combustibles fósiles y nucleares, con costos de inversión generalmente intensivos en capital; ii) costos de operación muchas veces mayores que lo deseable, además de una variedad de preocupaciones de tipo ambiental y social relacionados con el uso y desarrollo de las FRE; iii) carácter intermitente del viento, la radiación solar y algunos tipos de energía oceánica, lo cual requiere la inversión de sistemas de respaldo, y de almacenamiento entre otras innovaciones tecnológicas para asegurar una oferta energética confiable.

Aun cuando las FRE fueran competitivas a partir de su costo de oportunidad social, existen otras "barreras" a la penetración de estas tecnologías que dificultan la penetración masiva de éstas en los mercados energéticos, como son: i) las barreras de información: ¿los productores y consumidores conocen las tecnologías a FRE?; ¿productores y consumidores están al tanto de sus características de rendimiento y costo?; ii) economías de escala: ¿las características productivas de las tecnologías renovables son suficientemente grandes para permitir una rebaja de los costos hasta donde sea posible?; ¿cuán grande es el mínimo tamaño eficiente de una tecnología que utiliza estas fuentes renovables?; iii) acceso a la red eléctrica, muy importante para las FRE porque la mayoría se usan para generar electricidad; iv) aceptación por el consumidor: la "inercia" por parte de los usuarios de la energía que entienden las tecnologías "viejas" y son renuentes a cambiar para algo "nuevo", poco comprobado y menos confiable; v) el reto de la Intermitencia de las tecnologías FRE de generación de electricidad

Sin embargo, una de las características de las FRE y que limita en muchas ocasiones la penetración masiva de éstas en los sistemas energéticos existentes es la Intermitencia. En efecto, la electricidad generada varía con las condiciones medioambientales como por

ejemplo, la potencia del viento, sobre las cuales el operador de la red no tiene control. La asimilación de estas fluctuaciones tiene la potencialidad de afectar la operación y la economía de las redes eléctricas, los mercados y la generación provenientes de fuentes fósiles. Esta intermitencia puede afectar la seguridad/fiabilidad de la oferta eléctrica y las acciones necesarias para cubrir la demanda instantáneamente.

Objetivos del presente trabajo

Por la importancia del tema para la futura expansión del sistema Electroenergético Nacional es que se decide abordar esta investigación, que también estaría aportando conocimiento para la cuantificación de las cantidades de GEI evitadas en las evaluaciones de opciones de mitigación en el sector eléctrico[53]. Los objetivos se presentan a continuación: i) Pasar revista a los estudios más relevantes realizados internacionalmente; ii) Presentar las principales conclusiones; y iii) Identificar los modelos y los datos para realizar este tipo de investigación en Cuba[54].

Materiales y Métodos

De la revisión de trabajos de reconocidos investigadores internacionales que abordan el estudio de impactos de la intermitencia sobre los costos de operación de los sistemas eléctricos de la penetración masiva de las FRE, se extrajeron elementos de suma importancia a tener en cuenta en los estudios del fenómeno en el caso del sistema energético cubano y específicamente en la valoración de los efectos de la penetración de las tecnologías de generación de electricidad a base de los recursos eólicos, radiación solar y la biomasa, sobre la cantidad de emisiones e insumo de combustibles evitados.

Resultados de los estudios revisados

Los estudios revisados indican que incremento de los niveles de penetración, reduce los costos de la energía eólica debido a efecto de las economías de escala y el aprendizaje tecnológico. Sin embargo, esta reducción de costos es contrarrestado y en muchas ocasiones más que compensadas por el incremento de los costos debido a: (1) La necesidad de invertir en capacidades de generación de respaldo (back-up capacity); (2) la necesidad de generar electricidad proveniente de la energía eólica en sitios marginales con menor calidad del recurso, y (3) Electricidad eólica desaprovechada debido a la no coincidencia entre oferta de viento y demanda (fluctuante) de los consumidores del sistema.

[53] En los resultados de la Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, se identificaron 10 opciones de mitigación con un potencial que ronda los 10 millones de t CO_2 eq anuales.

[54] La Estrategia de Desarrollo Energético al 2030 se propone instalar de algo más de 600 MW de centrales eólicas (y unos 1120 millones de US$), y unos 700 MW de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Esto ocurre para niveles de penetración de la energía eólica superiores al 20% de la generación total de electricidad del sistema en cuestión. Para niveles de penetración superiores al 30%, el incremento de los costos es más significativo debido a la energía eléctrica no aprovechada, por el desfasaje entre oferta eólica y demanda de los consumidores, excluyendo el almacenamiento.

Tanto en los países de la OECD como en Estados Unidos de Norteamérica (USA) y Japón, el uso de electricidad eólica podría evitar el uso de tecnologías de generación a gas natural, así que los costos de las emisiones de CO_2 evitado se mueven en un rango que va desde los 14 \$/t CO_2 en los países de la OECD europeos hasta los 33 \$/t CO_2 para USA, debido a la mayor velocidad de crecimiento de los costos eólicos en los USA.

Resultados

La penetración masiva de las tecnologías que utilizan las FRE para la generación de electricidad tiene importantes impactos sobre los costos de operación de los sistemas en la medida que afectan directamente importantísimos parámetros de la actividad de los sistemas eléctricos. A continuación se presentan los más notables para una evaluación al caso cubano.

Eficiencia de la Generación: el comportamiento intermitente de las FRE conduce al resto de las unidades del Sistema Eléctrico (SE) desde el punto de vista de la generación, a un desempeño subóptimo (generar por debajo o por encima de los niveles nominales de operación). Este problema puede ser compensado con una mayor exactitud en la estimación y predicción de la disponibilidad y por tanto la operación con estas FRE. No obstante, contar con buenas herramientas de predicción, la fluctuación de las FRE reduce la eficiencia de operación del resto de las unidades en especial de las unidades térmicas del sistema. La reducción de eficiencia de las unidades térmicas reduciría los beneficios potenciales por mitigación de emisiones de la generación con FRE.

Reserva del SE: en un SE se identifican tres tipos de reservas a saber: i) para regulación (1-min); ii) seguimiento de la demanda (5-min); y iii) reserva de Operación (10-min).

Los factores principales que inciden sobre los requerimientos de reservas son: la variación inicial de la carga; el tamaño de la región de balance, y finalmente, la dispersión geográfica de potencia del recurso eólico.

Según los estudios se tiene que los requerimientos de reserva para regulación de la carga no es preocupante incluso con altos niveles de penetración eólico en el SE, debido a los efectos de agregación y distribución espacial del viento.

En cuanto a la reserva para los requerimientos del seguimiento de carga se observa que tiene una mayor importancia e incluso puede exceder la capacidad existente de generación cuando el nivel de penetración de la energía eólica supera el 17% de la generación total de SE. Los estudios arrojan que en un escenario de penetración eólico

del 20% y mayor, los requerimientos de reserva (más de 10-min) pudieran ser incrementadas en orden de preparar el SE para caídas extremas de la generación eólica.

Por otra parte, el trabajo de van Kooten, 2009, también se enfoca hacia la determinación de los efectos sobre la economía de la integración a gran escala de los sistemas eólicos en los SE existentes con énfasis particular en los costos asociados a la intermitencia del recurso viento.

Se presentan dos aproximaciones para estimar los costos indirectos de la variabilidad del recurso: i) enfoque sobre los costos de adicionar las reservas de capacidades para cubrir el incremento de la variabilidad de la carga por la penetración eólica. Estas reservas constituyen las reservas de balance de corto plazo (para la regulación) y que están disponibles inmediatamente (reserva rodante o spinning reserves), o en unos 10 minutos (gas turbines); y las reservas de contingencias de largo plazo que remplaza grandes unidades de generación que fallan, y ii) enfoque directamente sobre aspectos de administración, planificación y manejo, como el ajuste de la generación y sus implicaciones sobre las reservas y los costos del mantenimiento del balance del SE.

Un punto también característico de la operación de capacidades a base de FRE es que éstas no son despachables, así que existen marcos regulatorios que establecen la obligación de dar prioridad a la electricidad generada con FRE, de tal forma que por ley no es posible limitarlas.

Entonces, fluctuaciones en el viento trae como resultado un incremento de las capacidades de respuesta del sistema, (el ramping-up y ramping-down), en las unidades generadoras de carga base, fallo en la capacidad de respuestas de las unidades con low-ramping para seguir las variaciones de la carga, con mayor frecuencia de arranques y paradas (turbinas de open-cycle), grupos electrógenos a diesel y plantas gas, con implicaciones importantes sobre el incremento de los costos de operación y mantenimiento (O&M). Este problema pudiera ser menos dramático a partir del uso de dispositivos de almacenamiento (por ejemplo, hidroacumuladoras) pero hasta el momento estos sistemas de back-up a precios competitivos no están disponibles en el mercado de tecnologías energéticas. De hecho, los problemas de almacenamiento de la energía eólica se reducen en aquellos SE con grandes capacidades hidráulicas que pueden asumir el papel de back-up de manera muy efectiva.

Fiabilidad del SE. El efecto de la variabilidad del recurso eólico puede incidir débilmente sobre la demanda pico si los patrones de generación y demanda están correlacionados. Por ejemplo, la generación de electricidad fotovoltaica está correlacionada con la demanda máxima de refrigeración o acondicionamiento de espacios. Sin embargo, normalmente la generación eólica no está correlacionada con la demanda por ejemplo, la demanda máxima de energía ocurre en verano, mientras que el pico de generación eólica ocurre en invierno.

Pero aún así, no hay garantía de que la generación de electricidad eólica esté disponible en el momento en que más se le necesite (peak periods). Por tanto, grandes niveles de penetración de capacidades eólicas pueden exigir grandes capacidades de generación con unidades para asegurar una oferta energética adecuada y segura.

La Fiabilidad del Sistema Eléctrico (SE) con altos niveles de penetración eólica también es afectada por la disponibilidad de capacidades de transmisión y la flexibilidad del SE.

En resumen, el costo incremental de los requerimientos de reservas para balancear el SE es pequeño a niveles bajos de penetración eólica y se incrementa con el aumento de la penetración.

La flexibilidad de las unidades convencionales despachables juega un papel crucial en la reducción de los costos de integración de la generación con FRE. De esta forma los sistemas dominados por centrales hidroeléctricas (CHE) tienen menores costos de integración que aquellos sistemas dominados por las centrales termoeléctricas (CTE) convencionales. La coordinación de la operación de las CHE con los productores de electricidad eólica abre nuevas posibilidades para los operadores del sistema y los generadores al poder almacenarse las cantidades generadas con viento en los momentos de baja demanda en los reservorios de las CHE y ser entregadas en el momento en que más se necesite.

La disponibilidad de acceso a los sistemas de transmisión de los "vecinos" (SE interconectados), facilita el incremento en los niveles de penetración de la energía eólica sin incurrir en los requerimientos de reserva para el balance del SE al menos para ciertos niveles de penetración. Por ejemplo, Gross et, al., 2006, estima costos de balance de $0.65/MW.h de generación eólica para un 67% de nivel de penetración (peak wind production/peak demand). Sin embargo, los costos de integración crecen cuando la red vecina genera más energía eólica y las posibilidades de exportación se reducen.

Para minimizar los costos de integración, las capacidades de generación eólica deberían estar geográficamente dispersas, especialmente en los casos en que las capacidades de transmisión son relativamente limitadas. Tal es el caso de Alemania que tiene costos de integración relativamente mayores que Dinamarca, Noruega y Suecia, debido a que la generación eólica se concentra en la región noroccidental del país.

Modelos

Existe una amplia variedad de modelos específicos, por ejemplo el TIMER-EPG Model, para simular impactos económicos por penetración de capacidades de generación eólica/solar FV. Por su parte, el modelo EPG simula inversión en varias tecnologías de generación de electricidad en respuesta a la demanda, basado en el cambio de los precios relativos de los combustibles y de los costos de generación de las plantas térmicas y no térmicas. Contiene reglas simples de estrategias operacionales a nivel mensual que resultan en costos y emisiones de la generación de electricidad.

Los resultados presentados por van Kooten (2009), se apoyan en modelos de optimización, en este caso minimiza los costos de operación del sistema de generación sujeto a un grupo de restricciones de capacidades, demanda, velocidades de ajuste (ramping up y down), entre otras. Por su parte, Prescott, y van Kooten (2009), presentan un modelo de optimización de despacho económico óptimo de generación eléctrica a la red.

$$\underset{Q_{i,t}}{Min}\, TC = \underset{Q_{i,t}}{Min} \sum_{t=1}^{24\times days} \left[\sum_{i=1}^{n} \left(F_i + Q_{i,t}(P_i + V_i) + O_i C_i \right) + F_w + Q_{w,t} V_w + O_w C_w + \tau \frac{Q_{i,t} e_i}{efficiency_i} \right]$$

Sujeto a:

Demand is met	$\sum_{i=1}^{n} Q_{i,t} + Q_{w,t} \geq (1+S) D_t, \forall t = 1,\ldots,24 \times days$
Ramping-up limits	$Q_{i,t+1} - Q_{i,t} \leq RU_i, \forall i = 1,\ldots,n; \forall t = 1,\ldots,24 \times days$
Ramping-down limits	$Q_{i,t} - Q_{i,t+1} \leq RD_i, \forall i = 1,\ldots,n; \forall t = 1,\ldots,24 \times days$
Capacity constraints	$Q_{i,t} \leq C_i, \forall i = 1,\ldots,n; \forall t = 1,\ldots,24 \times days$
Non-negativity	$Q_{i,t} \geq 0, \forall i = 1,\ldots,n; \forall t = 1,\ldots,24 \times days$

Donde: $Q_{i,t}$ es la cantidad de electricidad generada (MW.h) entregada a la red por el generador *i* (CTE de carbón, hidro, gas, biomasa, etc.) en el momento *t* (hora); w se refiere a las plantas eólicas; F_i, son los costos fijos anuales amortizados de operación del generador *i*; P son los costos de producción de una unidad de energía para un generador dado ($/MW.h); O_i costos de O&M asociados a la capacidad (C_i) de cada generador ($/MW); D_t la demanda (carga) en cualquier periodo *t*; S es el factor de fiabilidad, que asegura exista siempre alguna capacidad de generación tradicional disponible para cubrir las variaciones de la demanda; e_i factor de emisiones que convierte la electricidad producida por el generador *i* en CO_2; RU_t y RD_t son las tasas de ajuste de la capacidad de generación ante una variación de la demanda (ramping up y ramping down), y τ incentivo económico que favorece la entrada de las capacidades eólicas sobre las fósiles (ver Prescott. R, *et al.*, 2009).

Por su parte, Jabr y Pal (2008), presentan un modelo estocástico de generación eólica en un programa de despacho de flujo óptimo de generación (OPF). El modelo incluye un término que recoge el error en la estimación de la potencia del viento usando probabilidades o un histograma de frecuencia. El modelo calcula: (i) costos por el no uso de toda la capacidad eólica disponible, y (ii) los costos de la reserva debido a la escasez de potencia eólica (ver Jabr and Pal, 2008).

Los resultados de la modelación de van Kooten, 2009, se presentan en las Tablas 1 y 2. En primer lugar se observa que los impactos sobre costos y nivel de emisiones depende no solo de los niveles de penetración de las capacidades eólicas en el SE, sino también de la estructura o composición de plantas que integran el sistema (ver Tabla 1).

Tabla 1 Escenarios de penetración de capacidades eólicas

Fuentes de generación	SE con alta capacidad Hidráulica		Estructura Típica		SE con alta capacidad fósil	
	Generación (GW.h)	Emisiones (Mt CO_2)	Generación (GW.h)	Emisiones (Mt CO_2)	Generación (GW.h)	Emisiones (Mt CO_2)
NO EOLICA						
CHE	8941	80.5	1722	15.5	2190	19.7
CEN	1412	17	3811	45.7		
CTE	2023	1983	6765	6689.7	9418	9226.5
CCGNT	5.5	8.5	85	38.3	778	349.5
TG CICLO ABIERTO	0.6	0.4	0.7	0.3	1.3	0.8
EOLICA						
TOTAL	12383	2083.3	12383	6727.5	12383.3	9606.9
EOLICA 30%						
CHE	7260	65.3	1335	12	2064	18.6
CEN	1356	16.3	3158	38	-	
CTE	1987	1947.4	6218	6094	8131	7968
CCGNT	0	0	26.4	12	417	188
TG CICLO ABIERTO	0	0	0	0	0	0
EOLICA	1780	26.7	1780	26.7	1780	26.7
TOTAL	12383	2055	12383	6182.6	12383	8201

Fuente: van Kooten, 2009

Con una penetración del 30% de la capacidad de generación del SE, la energía generada por los Parques eólicos apenas sobrepasan el 14% de la generación bruta total. De acuerdo a los costos la entrada de tal capacidad eólica, en un SE con alta capacidad de generación hidroeléctrica, ocurre a expensas de las plantas de gas a ciclo abierto y las turbinas de gas natural a ciclos combinados y de generación hidráulica, las fuentes más caras de generación del sistema. Las reducciones de las plantas nucleares y térmicas a carbón, unidades que constituyen la carga base del sistema, son realmente pequeñas. Las centrales hidroeléctricas aportan una capacidad de respaldo suficiente ante la penetración del 30% de las capacidades eólicas.

Desde el punto de vista de la mitigación de emisiones de GEI, la penetración masiva de capacidades eólicas no tiene un impacto importante. Con respecto al escenario de no penetración para una composición de la generación con alto componente hidroeléctrico los efectos en la reducción de emisiones apenas rebasa las 30 mil t CO_2.

Con relación al escenario no eólico, cuando penetra la capacidad de generación eólica en un 30%, las emisiones se reducen en unas 1,4 millones de toneladas de CO_2, casi un 15% de las emisiones totales del escenario no eólico. Los efectos sobre la estructura de generación son específicamente sobre las CTE, las plantas pico y los ciclos combinados, en éstos últimos la generación se reduce en casi la mitad.

En la Tabla 2, se presentan los costos de generación totales y los de la electricidad producida para las diferentes estructuras de generación a saber, el SE con alta capacidad

hidráulica; el llamado sistema típico que no es más que una mezcla de diferentes unidades de generación y el sistema fósil.

Tabla 2. Costos totales, nivelados y emisiones por escenarios

Escenario	Generación no eólica	Costo no eólico	Costo total	Costo electricidad	Emisiones
	(GW:H)	(millones $)	(millones $)	($/MW.h)	(Millón tCO_2)
Escenario Hidráulico					
0%	12383	53,3	53,3	4,31	2,1
10%	11790	52,1	87,9	7,45	2,1
30%	10603	50,1	157,5	14,86	2,1
Típico					
0%	12383	142,9	142,9	11,54	6,7
10%	11798	136,0	171,8	14,56	6,5
30%	10738	126,1	233,5	21,75	6,2
Combustibles fósiles					
0%	12383	195,1	195,1	15,7	9,6
10%	11790	180,4	216,2	18,3	9,1
30%	10613	156,6	263,4	24,8	8,2

Fuente: van Kooten, 2009

En el caso del escenario Hidroeléctrico, la penetración de las capacidades eólicas en un 30% provocan un incremento de los costos totales de generación en 104 millones de dólares como resultado de una reducción de los costos no eólicos y el incremento de 107 millones de dólares por el efecto de la generación eólica. Tal variación en los costos de generación repercute en un incremento del costo de la electricidad generada de algo más de 3 veces con relación a la variante de 0% de penetración eólica.

Por otra parte, el incremento de los costos entre los diferentes niveles de penetración hace que los precios de la electricidad generada crezcan en casi una vez y media, cuando se contrasta la situación de penetración del 30% con el caso de Referencia (no penetración).

Con relación a los impactos de la penetración sobre la mitigación de emisiones de CO_2 en el escenario hidráulico es casi insignificante, mientras que en el escenario fósil es de aproximadamente 2 millones de toneladas de dióxido de carbón.

Finalmente, entre los escenarios hidráulico y fósil se observa para un nivel de penetración eólica del 30%, un incremento del costo de la electricidad producida de aproximadamente 10 $/MW.h, lo cual está indicando el mayor impacto de la penetración sobre los costos de generación en un sistema caracterizado por capacidades de generación de tipo fósil. Mientras que se logra un nivel de mitigación entre ambos escenarios de casi 6.1 millones de t CO_2, lo que está indicando el mayor efecto de la penetración eólica en los sistemas estructurados mayoritariamente por capacidades fósiles.

Los estudios de costos de la intermitencia para Cuba

Se cuenta con el software especializado para el análisis matemático, GAMS, que constituye una poderosa herramienta de cálculo sobre todo para abordar problemas de optimización que involucre un gran número de variables y de restricciones como es el caso de la minimización de costos de sistema de generación eléctrica.

Por otra parte, se han hecho intentos de calcular el impacto sobre los costos y la mitigación de GEI de la intermitencia para el país, aprovechando las capacidades de optimización disponibles en el LEAP (Planificación de Alternativas Energética de Largo Plazo), llegándose a resultados que necesitan ser validados por otros métodos. En este sentido, se preparó un ejercicio que contrasta escenarios de expansión del SEN sin la introducción masiva de FRE (eólica, solar y biomasa), y escenarios alternativos donde se supone la expansión del sistema a partir de estas fuentes. A continuación se presentan algunos resultados.

En las Tablas 5 y 6, se resumen los resultados obtenidos en el LEAP, para niveles de penetración de capacidades de generación a base de FRE del 23% de la capacidad total instalada en el SEN.

Tabla 5. Escenarios de penetración de capacidades eólicas, solares FV y Biomasa. Simulación con LEAP para el SEN

Fuentes de generación	SE con alta capacidad Fósil	
	Generación (10^3GW.h)	Emisiones (10^3t CO_2)
REFERENCIA		
CTE a petróleo y fuel oil	777	732
Hidroeléctrica	3	0
CTE Bagaceras	82	0
Turbinas de Gas a CC	286	246
Grupos Electrógenos	603	444
Turbina de Gas Aislados	18	29
“Granjas” EOLICAS	1	0
“Campos” Solar FV	1	0
TOTAL	1771	1451
EOLICA 23 % de la capacidad del SEN		
CTE a petróleo y fuel oil	665	626.5
Hidroeléctrica	5	0.0
CTE Bagaceras	85	0.0
Turbinas de Gas a CC	153	131.4
Grupos Electrógenos	488	359.6
Turbina de Gas Aislados	8	12.6
“Granjas” EOLICAS	366	0.0

"Campos" Solar FV	1	0.0
TOTAL	1771	1130
BIOMASA 23% de la capacidad del SEN		
CTE a petróleo y fuel oil	647	610
Hidroeléctrica	4	0
CTE Bagaceras	492	0
Turbinas de Gas a CC	149	128
Grupos Electrógenos	472	348
Turbina de Gas Aislados	5	9
"Granjas" EOLICAS	1	0
"Campos" Solar FV	1	0
TOTAL	1770	1093

Fuente: salida LEAP. Nota: CTE, centrales termoeléctricas; CC, ciclo combinado

En la simulación realizada para el SEN se tiene que la penetración de generación eólica, solar FV y biomasa desplaza básicamente generación en CTE petroleras, motores de fuel oil (grupos electrógenos interconectados a la red), turbinas de gas natural a Ciclo Combinado, carga base del sistema y Turbinas de gas a siglo abierto (picos), las tres primeras conforman la carga base del SEN y la última por ser la forma de generar electricidad más costosa en el sistema. Por ejemplo la penetración de generación eólica desplaza 112 10^3 GW.h de generación en termoeléctricas a crudo y fuel oil, y 133; 115 y 10 miles de GW.h de generación a bases de turbinas de gas natural a ciclo combinado, grupos electrógenos y turbinas pico respectivamente. Por su parte, la penetración de generación en CTE a biomasa (bagazo y residuos forestales), desplazaría unos 130; 137; 131 y 13 10^3 GW.h de generación en CTE petrolera, turbinas de gas a ciclo combinado, grupos electrógenos y plantas picos respectivamente.

Tabla 6. Costos totales, por MW.h y emisiones por escenarios

Escenarios	Generación no FRE (10^3GW.h)	Costo no FRE (10^6 $)	Costo total (10^6 $)	Costo electricidad ($/MW.h)	Emisiones ($10^3 tCO_2$)
Combustibles fósiles					
Referencia	1684	7487	8688	5.16	1451
23% EOLICA	1314	6334	9685	7.37	1130
23% SOLAR FV	1315	6334	9939	7.56	1130
23% BIOMASA	1263	6318	9133	7.23	1093

Fuente: salida LEAP

Finalmente, el costo de la electricidad generada en los escenarios de penetración eólico-solar y de biomasa se incrementa entre un 40 y 46% respecto al escenario de Referencia (no penetración), mientras que las emisiones se reducen entre 22 y 25% igualmente con relación al sistema de Referencia.

Conclusiones y recomendaciones

De la revisión bibliográfica realizada sobre el tema de los impactos económicos de la intermitencia de las FRE en los sistemas de generación eléctricos se pueden sacar conclusiones de importancia para el país cuyo plan de expansión al 2030 tiene una fuerte componente de tecnologías renovables incluida la biomasa, eólica y solar FV.

En primer lugar que el tema es relevante y debe prestársele la mayor atención en especial en el caso cubano donde los impactos pueden ser mayores que los imaginados a priori. Téngase en cuenta que el país no cuenta con grandes capacidades hidroeléctricas, ni con accesos a otros sistemas eléctricos, además de no contar con extensiones de territorio suficientemente grandes para compensar los déficit de estos recursos (viento y radiación solar por ejemplo).

Por otra parte, se evidencia la complejidad implícita en la evaluación de opciones de mitigación en el sector generación, que es, por cierto, uno de los que más potencial de mitigación ofrece. Como se vio en la revisión de los trabajos estudiados la penetración de capacidades eólicas no sustituye simplemente un tipo de facilidad de generación del sistema en cuestión, afecta es especial a las tecnologías más caras y posteriormente o al mismo tiempo capacidades de generación de régimen base, es decir CTE, CEN. Tampoco es trivial la estimación de las emisiones evitadas, más que una multiplicación por un factor de emisiones correspondiente a la supuesta unidad cuyas capacidades son sustituidas, Hay que tener en cuenta las capacidades de reserva que habrá que tener disponible ante la probabilidad de que ocurra un déficit en la disponibilidad de viento o irradiación solar. Un análisis superficial de este tema puede llevar a la toma de decisiones erradas en cuanto a negociar las cantidades de combustibles verdaderamente evitadas y provocar una situación difícil (de escasez coyuntural, por ejemplo) en algún momento.

Los resultados de la simulación con el LEAP permiten contar con indicadores de referencia, que por otra parte, están en correspondencia con los mostrados en la literatura consultada. No obstante resulta muy importante la validación de estos resultados utilizando el GAMs, u otro software disponible, para la optimización de los costos de generación ante niveles importantes de penetración de capacidades de generación basadas en FRE, dada las facilidades de este tipo de modelo para agregar un número importante de restricciones, quizás no todas recogidas en el procedimiento de optimización incorporado en LEAP.

REFERENCIAS

Albadi, M. H.; and E.F. Saadany (2009): Overview of wind power intermittency impacts on Power Systems. Department of Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo, 200 University Ave. W, Waterloo, ON, N2L3G1, Canada.

Gross, R.; P. Heptonstall; D. Anderson; T. Green; M. Leach; y J. Skea (2006): "An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network" A report of the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre, with financial support from the Carbon Trust. Imperial College of London; ISBN 1 90314 404 3

Hoogwijka, M.; Detlef van Vuurenb; Bert de Vriesb; Wim Turkenburga (2007): "Explorando los impactos sobre los costos y la generación en sistemas con altos niveles de penetración de fuentes intermitentes de electricidad en países OECD de Europa y los USA. Resultados para la energía eólica". Energy 32 (2007) 1381–1402. Department of Science, Technology and Society, Copernicus Institute, Utrecht University, Padualaan 14, 3584 Utrecht CH, The Netherlands, and Netherlands Environmental Assessment Agency (MNP), Bilthoven, The Netherlands.

Jabr, R.A. and B.C. Pal (2008): "Intermittent wind generation in optimal power flow dispatching". Electrical, Computer and Communication Engineering Department, Notre Dame University, PO Box 72. Zouk Mikhael, and Zouk Mosbeh, Lebanon, Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College, London SW7 2BT, UK. E-mail: rjabr@ndu.edu.lb

Luickx, P. J.; E. D. Delarue, and, W. D. D'haeseleer. (2007): "Considerations on the backup of wind power: Operational backup". Division of Applied Mechanics and Energy Conversion, University of Leuven (K.U.Leuven), Celestijnenlaan 300A, B-3001 Leuven, Belgium

Modelo LEAP (2014): "Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo versión 2014", SEI de Boston

Monahan, K. and, G. Cornelis van Kooten (2010): "The economics of tidal stream and wind power: an application to generating mixes in Canada". Environmental Economics, Volume 1, Issue 1, 2010

Prescott, R.; and G. C. van Kooten (2009): "Economic costs of managing of an electricity grid with increasing wind power penetration". Climate Policy 9 (2009) 155–168. DOI:10.3763/cpol.2007.0425 © 2009 Earthscan ISSN: 1469-3062 (print), 1752-7457 (online) www.climatepolicy.com

Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (2015): "Capítulo 4. Programas que comprenden medidas para mitigar el Cambio Climático". CITMA, La Habana, julio 2015.

Sovacool, B. K. and L. K. Yew (2008): "The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse?". Centre on Asia and Globalisation, School of Public Policy, National University of Singapore, 469C Bukit Timah Road, Singapore 259772, Singapore.

van Kooten, G. C. (2009): "Wind power: the economic impact of intermittency". Lett Spat Resour Sci (2010) 3: 1–17. DOI 10.1007/s12076-009-0031-y. This article is published with open access at Springerlink.com.