



**Proyecto NEEDS
National Economic, Environment and Development Study for
Climate Change**

**Opciones de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto
Invernadero en Costa Rica: Hacia la Carbono Neutralidad en el
2021**

Borrador Final

5 de febrero del 2010

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	6
ANTECEDENTES.....	6
OBJETIVO Y ENFOQUE	7
2. INVENTARIO DE EMISIONES Y TENDENCIAS.....	12
3. PROYECCIÓN DE EMISIONES	16
PROYECCIÓN DE VARIABLES BASE PARA ESTIMACIÓN DE EMISIONES POR CONSUMO ENERGÉTICO	17
<i>Población y Viviendas.....</i>	17
<i>Producto Interno Bruto.....</i>	18
<i>Precios del Petróleo.....</i>	21
CONSUMO DE ENERGÍA	21
<i>Consumo de Electricidad.....</i>	22
<i>Consumo de Leña y Biomasa.....</i>	23
<i>Consumo de Derivados de Petróleo.....</i>	25
Consumo de Diesel y Gasolina	25
Precio del Diesel y la Gasolina	26
<i>Consumo Total de Energía</i>	26
EMISIONES EN EL ESCENARIO BAU POR USO DE HIDROCARBUROS Y DESECHOS SÓLIDOS	27
SECTORES FORESTAL Y AGROPECUARIO	29
<i>Escenario BAU</i>	29
Sector Forestal	29
Sector Agropecuario	35
EMISIONES TOTALES PROYECTADAS EN ESCENARIO BAU.....	37
4. MEDIDAS DE INTERVENCIÓN Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE EMISIONES	40
SECTOR TRANSPORTE.....	42
SECTOR INDUSTRIAL	50
SECTOR RESIDENCIAL	52
SECTOR FORESTAL Y AGRÍCOLA	54
POTENCIAL TOTAL DE MITIGACIÓN.....	62
COSTOS TOTALES DE MITIGACIÓN	65
5. CONCLUSIÓN	71
6. REFERENCIAS.....	72
7. ANEXOS.....	76

PRESENTACIÓN

El Proyecto NEEDS (National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project) para Costa Rica es una iniciativa del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), impulsada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés). El proyecto fue ejecutado por INCAE Business School, bajo un memorando de entendimiento entre la UNFCCC y MINAET. Adicionalmente, se contó con el apoyo técnico y de coordinación de la Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR).

El análisis se basa en la estimación a nivel nacional y sectorial de los costos e impactos potenciales que resultarían del uso de tecnologías y prácticas productivas alternativas, sobre la capacidad del país para mitigar las emisiones de GEIs. En el caso de Costa Rica, el análisis se enfoca particularmente en el potencial para alcanzar la Carbono Neutralidad (CN) en el año 2021, uno de los objetivos centrales de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) del país.

Este reporte fue preparado por los consultores Luis Rivera y Francisco Sancho bajo la dirección del profesor Lawrence Pratt, director del Centro Latinoamericano para la Competitividad y el Desarrollo Sostenible del INCAE Business School. Se basa en los siguientes documentos técnicos:

Modelación de escenario de crecimiento económico 2010-2030: Luis Rivera.

Modelación de variables clave y proyección de emisiones de CO₂: Francisco Sancho y Luis Rivera.

Identificación y evaluación de iniciativas y proyectos de mitigación en el sector energético, de transporte, residencial, industrial y desechos sólidos: Francisco Sancho y Luis Rivera.

Proyección de emisiones de CO₂ en el sector forestal y agropecuario: Departamento de Ciencia y Tecnología. Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR).

Identificación y evaluación de iniciativas y proyectos de mitigación en el sector forestal y agropecuario: Departamento de Ciencia y Tecnología. Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central (FUNDECOR).

Durante el proceso de estudio se contó con valiosos aportes, comentarios y acceso a datos e información oficial de la Dirección Sectorial de Energía (DSE) y el Instituto Meteorológico Nacional (IMN). Se agradece el apoyo brindado por estas dependencias de gobierno, clave para lograr realizar este trabajo.

Las conclusiones y opiniones expresadas son de los autores, y no necesariamente reflejan la posición del MINAET ni la UNFCCC, ni de las organizaciones del sector público que contribuyeron con datos, insumos y propuestas para el estudio. Comentarios y observaciones pueden dirigirse a Lawrence Pratt (Lawrence.Pratt@incae.edu) o William Alpizar (walpizar@imn.ac.cr).

ABREVIACIONES

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BAU	Business-as-Usual (tendencia actual)
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CFL	Compact Fluorescent Lamp (lámpara compacta fluorescente)
CH ₄	Metano
CLACDS	Centro Latinoamericano para la Competitividad y el Desarrollo Sostenible
CONACE	Comisión Nacional de Conservación de Energía
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ e	Dióxido de Carbono equivalente
DIGECA	Dirección de Gestión de Calidad de Ambiental
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ECN	Estrategia de Carbono Neutralidad
EGC	Equilibrio General Computable
FONAFIFO	Fondo Nacional de Financiamiento Forestal
FUNDECOR	Fundación para el Desarrollo de la Cordillera Volcánica Central
GEI	Gas de Efecto Invernadero
Gg	Giga gramo
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IMN	Instituto Meteorológico Nacional
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático)
KWh	kilovatio-hora
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LULUCF	Land-use, land-use change, and forestry (uso, cambio de uso del suelo y forestal)
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MINAET	Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones
MOPT	Ministerio de Obras Públicas y Transporte
MW	Megavatio
NEEDS	National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project
NO _x	Óxidos Nitrosos (NO y NO ₂)
PIB	Producto Interno Bruto
PRUGAM	Plan Regional Urbano de la Gran Área Metropolitana de Costa Rica
REDD	Reducing emissions from deforestation and forest degradation (reducción de emisiones por deforestación y degradación del bosque)
TJ	Terajulio
TM	Tonelada Métrica
TREM	Tren Eléctrico Metropolitano
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático)
US\$	Dólar de los Estados Unidos

1. INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

El Proyecto NEEDS (National Economic, Environment and Development Study for Climate Change Project) para Costa Rica es una iniciativa apoyada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés). Tiene como objetivo general apoyar a los países no-Anexo I con la elaboración de evaluaciones sobre los requerimientos financieros para implementar proyectos de mitigación y adaptación al cambio climático.

En el caso de Costa Rica, el esfuerzo se centra en el análisis de sectores y proyectos específicos que pueden contribuir con la mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El análisis se enfoca en el potencial para alcanzar la Carbono Neutralidad (CN) en el año 2021, uno de los objetivos centrales de la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) del país.

Costa Rica ha impulsado a nivel nacional e internacional, importantes esfuerzos en el tema del manejo ambiental sostenible y particularmente la mitigación del cambio climático. Desde los años 70s, el país ha invertido significativamente en la protección de los bosques y la biodiversidad a través del Sistema Nacional de Áreas de Conservación (SINAC). Adicionalmente, desde hace más de una década se han asignado recursos cercanos a los US\$400 millones para reducir la deforestación mediante el sistema de Pago por Servicios Ambientales (PSA). Desde la perspectiva de la sostenibilidad energética y la reducción de emisiones de GEI, actualmente más del 90% de la electricidad del país se genera con fuentes renovables.

Las fuentes de financiamiento de estos esfuerzos nacionales han sido principalmente fiscales (impuestos sobre combustibles fósiles), fondos locales y endeudamiento externo. La cooperación internacional ha tenido un papel positivo pero comparativamente menor.

El país ha liderado discusiones en el seno de la UNFCCC, fue pionero en los mercados emergentes de carbono, ha desarrollado varios proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM), y se ha planteado la ambiciosa meta de lograr la Carbono Neutralidad para el 2021.

El cambio climático es una prioridad de política para Costa Rica. La ENCC consiste de seis áreas estratégicas (mitigación, adaptación, medición, creación de capacidades, concientización y educación pública, financiamiento), con el objetivo común de alinear políticas ante el cambio climático, dentro de una estrategia de desarrollo sostenible para el largo plazo.¹

Los objetivos centrales de la Estrategia son alcanzar una economía “Clima Neutral” para el año 2021, reducir la vulnerabilidad sectorial y geográfica ante los efectos del cambio climático, y desarrollar un sistema de información preciso, confiable y verificable. Adicionalmente, se busca fortalecer la creación de capacidades, la sensibilización y educación de la población, así como crear los mecanismos de financiamiento necesarios para impulsar la agenda nacional.

OBJETIVO Y ENFOQUE

El análisis de mitigación se basa en la estimación a nivel nacional y sectorial de los costos e impactos potenciales que resultarían del uso de tecnologías y prácticas productivas alternativas, sobre la capacidad del país para mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs).

El objetivo general es proveer a los decisores de política un análisis con las opciones potenciales, escenarios alternativos, y costos asociados de mitigación, consistentes con los objetivos de desarrollo sostenible del país. Un resultado directo del análisis es la

¹ Las medidas de mitigación y adaptación que se evalúan están alineadas con sectores clave de la economía, como el turismo, la generación eléctrica, los bosques y el pago de servicios ambientales, entre otros ejes que buscan consolidar una estrategia de desarrollo sostenible que fortalezca el desempeño competitivo del país y contribuya con la mitigación del cambio climático. En la actualidad se realiza un proceso de coordinación nacional para consolidar la estrategia de implementación.

construcción de una curva de costos de mitigación de GEIs. Esta curva establece una relación entre la cantidad de GEIs (en toneladas equivalentes de CO₂) que pueden mitigarse según diversas opciones que sean consideradas, y su costo unitario (en dólares por tonelada equivalente de CO₂).

El objetivo final de la curva de costos de mitigación es mostrar las diversas opciones, según su potencial de mitigación y los costos asociados. Para tal efecto, se deben diferenciar los costos promedio, incrementales y marginales. Adicionalmente, dado que no se trata de una curva continua, sino discreta, con diversos “bloques” de opciones de mitigación, se deben considerar estas opciones desde la más “barta” hasta la más “cara,” reflejando una relación de costo (oferta) creciente ante mayores precios por tonelada.

El alcance del estudio es técnico y financiero. Si bien se identifican aspectos institucionales y de diseño de política que deberían evaluarse para impulsar una Estrategia de Carbono Neutralidad, se parte del supuesto que las condiciones de planeamiento futuro se dan, para así enfocarse en la recomendación de medidas de mitigación con base en el análisis cuantitativo. El trabajo se fundamenta en cuatro componentes:

- El alcance de la evaluación de mitigación (en este caso 2010-2030) y la metodología a utilizarse (particularmente el enfoque conceptual y analítico, así como las herramientas de trabajo)
- La identificación, delimitación y caracterización de las tecnologías y prácticas productivas con mayor potencial de mitigación y consistencia con objetivos nacionales de desarrollo sostenible, con base en un enfoque de costo/beneficio.
- La estimación de los costos e impactos potenciales de diversas tecnologías y medidas de política sobre las emisiones de GEIs.
- El análisis de los siguientes sectores:
 - Uso y Cambio de Uso del Suelo
 - i. Agricultura
 - ii. Sector Forestal

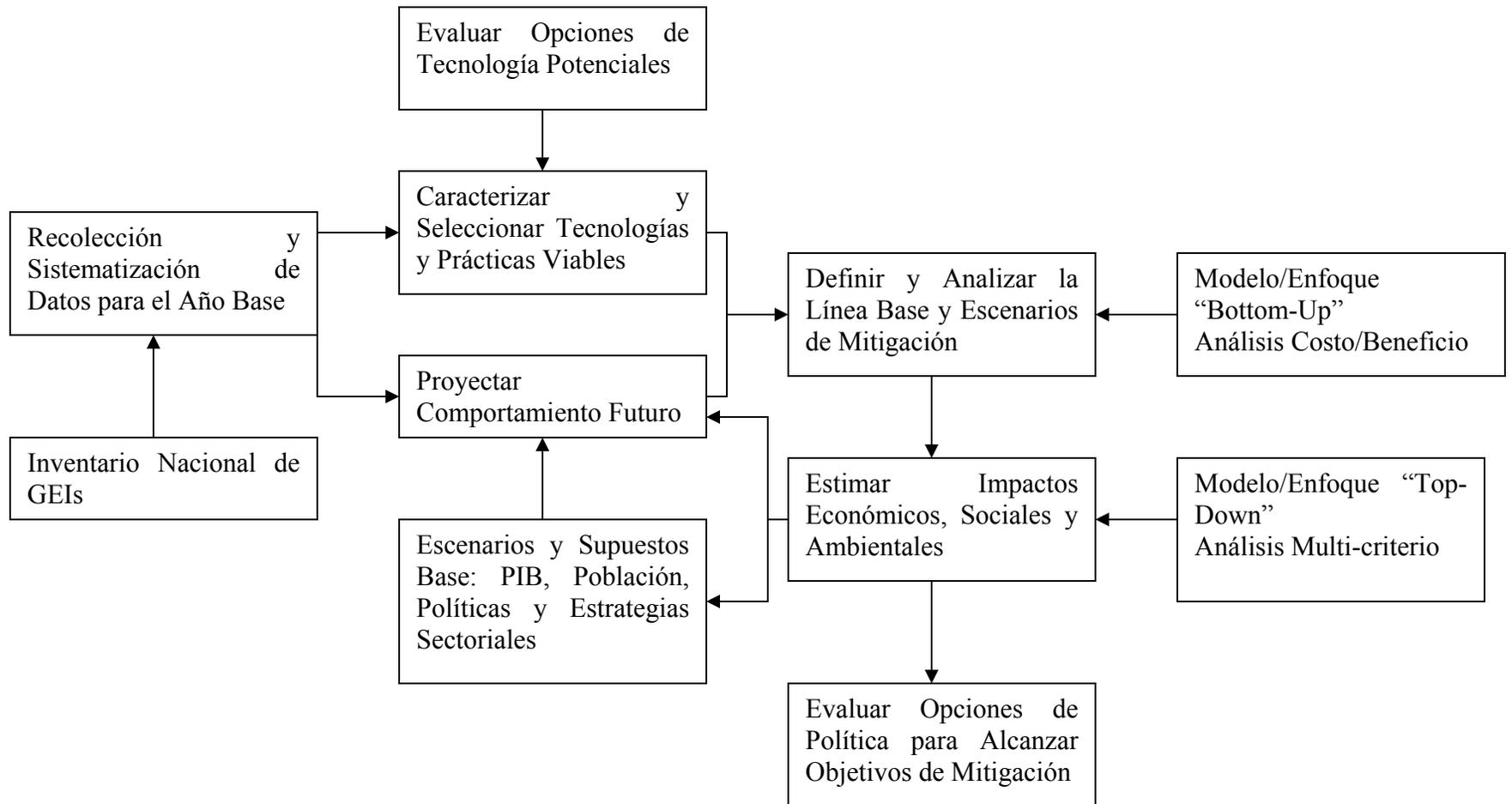
- Oferta y Demanda Energética
 - iii. Generación por Fuente y Tecnología
 - iv. Consumo Total (Industrial, Residencial, Servicios, Transporte)
- Manejo de Desechos Sólidos

El enfoque general del trabajo se resume en la Figura 1. Se realiza una evaluación tanto a nivel macro (desde lo más general a lo más específico, o *top-down*) y un análisis detallado partiendo de proyectos a nivel micro hacia su agregación para evaluar efectos globales (o *bottom-up*). En las fases el estudio se utilizaron varias herramientas analíticas que son detalladas en los capítulos siguientes. Los pasos seguidos para realizar el estudio fueron:

1. Recopilación de información para construir la línea base. El punto de partida es el inventario de GEIs más reciente realizado por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN). Adicionalmente, se evaluaron las diversas fuentes de información secundarias disponibles. No se realizaron encuestas ni trabajo de campo para recolección de información primaria.
2. Elaboración de las proyecciones y supuestos sobre el crecimiento económico y otras variables sociales y ambientales a ser consideradas, a nivel nacional y sectorial.
3. Evaluación del potencial individual (sectorial) de diversas opciones tecnológicas.
4. Análisis costo/beneficio para identificar las mejores opciones tecnológicas.
5. Construcción de la Curva de Mitigación nacional, con base en los siguientes criterios:
 - a. Potencial de mitigación de GEIs
 - b. Análisis Costo/Beneficio de la opción
 - c. Otros impactos económicos indirectos (si es relevante)
 - d. Consistencia con objetivos de desarrollo nacional
 - e. Viabilidad de implementación
 - f. Sostenibilidad de largo plazo
 - g. Disponibilidad de datos e información para seguimiento y ajustes

6. Evaluación del entorno institucional y de políticas para impulsar las opciones identificadas.

Figura 1. Estructura General del Análisis de Opciones de Mitigación



Fuente: adaptado de metodología desarrollada por el Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)

2. INVENTARIO DE EMISIONES Y TENDENCIAS

El nuevo inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para Costa Rica, que forma parte de la Segunda Comunicación Nacional ante la UNFCCC señala que el sector energía y la agricultura son los principales emisores de GEI en el país (Tabla 1).² Esto como producto del uso de combustibles fósiles en el sector transporte, las emisiones de metano producto de la ganadería, y el uso intensivo de agroquímicos en las actividades agrícolas.³ En el caso de la agricultura, las emisiones parecen haberse estabilizado, mientras que en los otros sectores han venido aumentando. En el caso del sector cambio de uso del suelo, este se ha consolidado como una fuente de captura importante, en el sector forestal.

Tabla 1
Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Gg CO₂e)

Fuente	2000	2005
Energía	4.805,6	5.688,6
Procesos Industriales	449,8	672,5
Agricultura	4.608,6	4.603,9
Cambio de Uso de la Tierra	-3.160,5	-3.506,7
Manejo de Desechos	1.236,9	1.320,9
Total	7.940,5	8.779,2

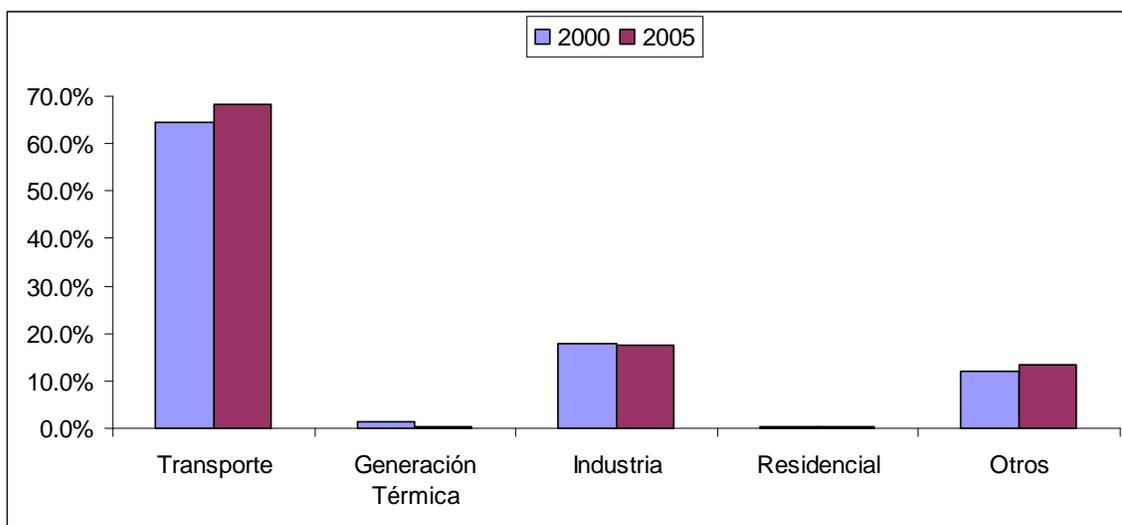
Fuente: MINAET e IMN (2009)

El tema de las emisiones del sector energético se centra en el sector transporte, ya que la generación eléctrica del país depende en más del 90% de fuentes renovables, principalmente la hidroelectricidad. Por otro lado, las emisiones debidas a las actividades agropecuarias han tendido a estabilizarse en años recientes, luego de alcanzar niveles altos a inicios de la década de los 90. En lo que al cambio de uso de la tierra se refiere, es notable el papel que el sector forestal juega en la captura de carbono. Así, las políticas de conservación de bosques, protección de parques nacionales y Pago por Servicios Ambientales (PSA), entre otras, han logrado consolidar un sector forestal que contribuye de manera importante con la mitigación de emisiones de GEI.

² En el Anexo se muestra mayor detalle sobre las emisiones según los principales sectores.

³ El sector transporte genera el 70% de las emisiones totales por uso de energía, lo que representa un 45% de las emisiones totales del país.

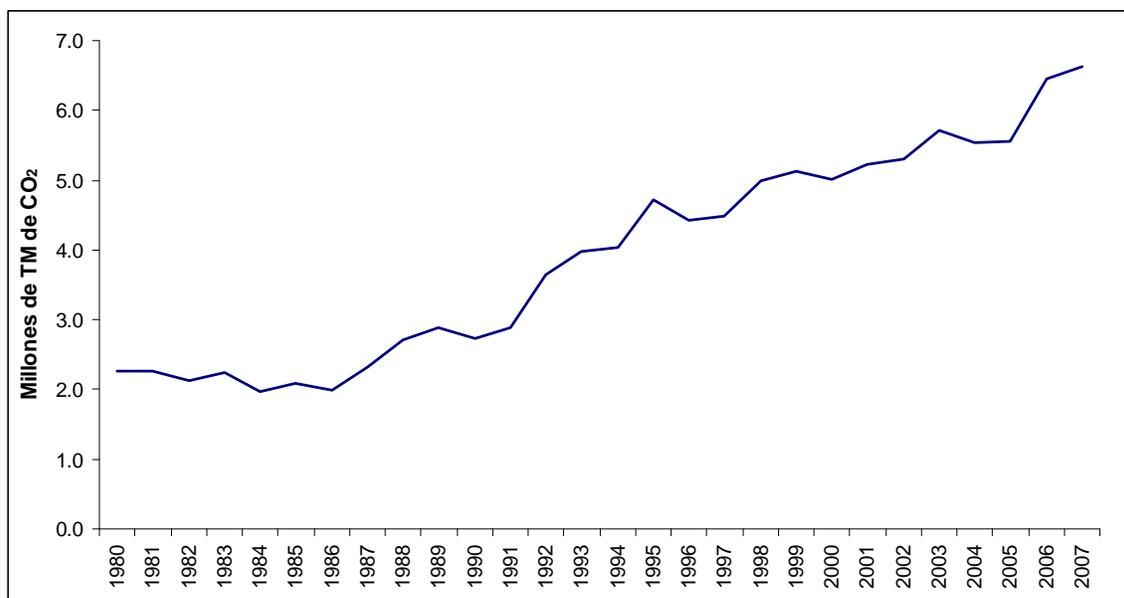
Figura 2 Distribución de las Emisiones en el Sector Energía



Fuente: elaboración propia con datos de MINAET e IMN (2009)

Las emisiones del país por el uso de combustibles fósiles se han triplicado en las últimas tres décadas (Figura 3). Esto indica que el crecimiento económico de Costa Rica se ha alcanzado a la par de mayores emisiones de fuentes de energía fósil, principalmente en el sector transporte y el sector industrial.

Figura 3 Emisiones de CO₂ por Uso de Combustibles Fósiles (Millones de TM)



Fuente: elaboración propia con datos del U.S. Energy Information Administration

Una herramienta frecuentemente utilizada para explorar los determinantes agregados de las emisiones es la Identidad Kaya.⁴ Según esta identidad, las emisiones de un país se pueden descomponer en el producto de cuatro factores básicos: a) las emisiones de CO₂ por unidad de energía, la energía consumida por unidad de PIB, el PIB por habitante, y la población:

$$CO_2 = \left[\frac{CO_2}{E} \right] \times \left[\frac{E}{PIB} \right] \times \left[\frac{PIB}{POB} \right] \times POB$$

Con base en la identidad se pueden realizar estimaciones de posibles escenarios de emisiones tomando en cuenta el comportamiento de sus componentes, partiendo de un escenario base (BAU). Utilizando las estimaciones de comportamiento de cada uno de los componentes se pueden identificar las posibles implicaciones de medidas de mitigación en el futuro. Asimismo, se pueden realizar supuestos sobre metas de emisiones y determinar los impactos sobre las variables determinantes.

Como las emisiones de CO₂ se relacionan con el producto de varios factores, su cambio no puede simplemente expresarse como la suma de los cambios absolutos en esos factores. En este sentido, Bacon y Bhattacharya (2007) sugieren utilizar el Índice Divisia (su media logarítmica) para obtener una descomposición más precisa.⁵ Así, las variaciones en las emisiones entre el año 0 y un año t dependerán del cambio en cada uno de los componentes expresados como:

$$\Delta CO_2 = [CO_{2t} - CO_{20}] * \left\{ \left[\frac{\ln \left[\frac{C(t)}{C(0)} \right]}{\ln \left[\frac{CO_{2t}}{CO_{20}} \right]} \right] + \left[\frac{\ln \left[\frac{E(t)}{E(0)} \right]}{\ln \left[\frac{CO_{2t}}{CO_{20}} \right]} \right] + \left[\frac{\ln \left[\frac{Q(t)}{Q(0)} \right]}{\ln \left[\frac{CO_{2t}}{CO_{20}} \right]} \right] + \left[\frac{\ln \left[\frac{P(t)}{P(0)} \right]}{\ln \left[\frac{CO_{2t}}{CO_{20}} \right]} \right] \right\}$$

Donde:

C = Intensidad de Carbono de la Energía (por uso de combustibles fósiles)

E = Intensidad Energética del PIB

⁴ Kaya, Y. (1990): "Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios." Paper presented to IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group.

⁵ Lo que se busca es aproximar los cambios en los componentes como una función continua en el tiempo, como cambios relativos a las emisiones totales.

Q = PIB por habitante

P = Población

En la Tabla 2 se observa el comportamiento de cada uno de los componentes de la Identidad Kaya para Costa Rica entre los años 1980 y 2007, con base en datos históricos. Como se puede observar, las emisiones durante los 80 y 90 se explican principalmente por un aumento en la intensidad energética, la producción nacional y el crecimiento demográfico. En la década anterior el país presentó una mejora en el uso energético por unidad de PIB, pero las emisiones ligadas al uso energía crecieron. Esto a al par de un mayor crecimiento económico y en menor medida del aumento en la población.

Tabla 2 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles

Cambios en (Distribución %)	1980-1990	1990-2000	2000-2007
Intensidad de Carbono (de la Energía)	-55.6%	-16.8%	28.9%
Intensidad Energética (del PIB)	29.5%	32.8%	-46.8%
PIB por habitante	-19.5%	50.3%	75.1%
Población	145.6%	33.8%	42.9%
Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Millones Ton CO ₂)	+0.47	+2.27	+1.82

Fuente: elaboración propia con datos del U.S. Energy Information Administration, con base en Bacon y Bhattacharya (2007)

Esto muestra cómo el análisis del crecimiento en las emisiones de GEI requiere identificar sus principales fuentes, para así focalizar las áreas de acción prioritarias para las recomendaciones de política. Este enfoque macro debe sin embargo complementarse con un análisis más detallado (a nivel de proyectos) para poder evaluar la viabilidad de las acciones requeridas para alcanzar un mayor ritmo de crecimiento económico, menos intensivo en energía y emisiones.

3. PROYECCIÓN DE EMISIONES

En este capítulo se detalla la estimación de las líneas base para Costa Rica en las emisiones netas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), con base a las proyecciones del consumo eléctrico y de hidrocarburos a nivel nacional, así como las emisiones de los sectores forestal y agropecuario.

En el caso de los hidrocarburos, inicialmente se buscó realizar las proyecciones de las emisiones independientemente para cada sector: residencial, industrial, comercial, general y transportes. Sin embargo, para construir modelos de regresión estadísticamente robustos para las proyecciones de emisiones futuras, se procedió a hacer una agrupación de tales sectores, con excepción del sector transporte, el cual tiene una separación del consumo de hidrocarburos. En este caso se construyeron modelos para el consumo de la gasolina, del diesel y del resto de hidrocarburos. El consumo de los hidrocarburos para otros propósitos diferentes al transporte se realizó agrupando todos los restantes sectores.

El sector eléctrico se modeló agregando todos los sectores, pese a que sus características y los estudios que ha realizado la Dirección Sectorial de Energía (DSE) facilitan la modelación individual, pero para los efectos de proyecciones y aplicación de modelos de mitigación y abatimiento, el modelo agregado presenta las condiciones para cumplir con los propósitos del estudio.

Primeramente se presenta la proyección de variables base sobre las que se realizan las proyecciones respectivas en los modelos de regresión (población, el número de viviendas y la población por vivienda, el Producto Interno Bruto (PIB) y los precios del petróleo). Luego se presentan los ajustes del consumo de energía, sobre los cuales se estima un escenario base para los efectos de proyecciones. Con base en lo anterior, se procede a realizar las estimaciones de gases de efecto invernadero como CO₂ equivalente producto del uso de hidrocarburos. Se utiliza adicionalmente información de fuentes secundarias para aproximar las emisiones futuras generadas por el crecimiento de desechos sólidos.

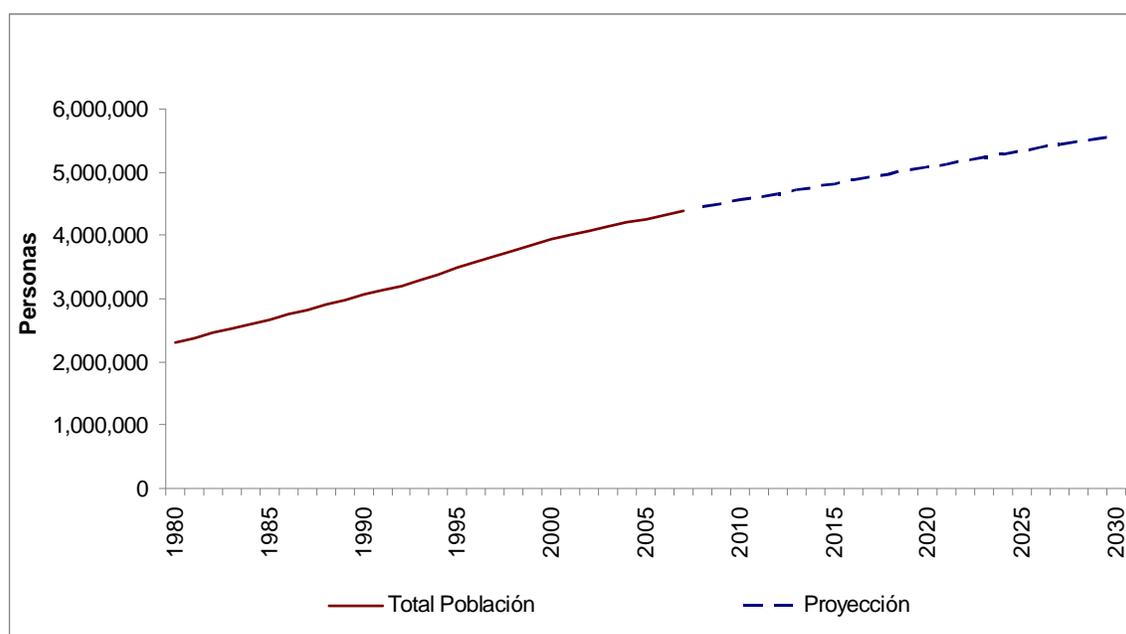
Con relación a los sectores forestal y agropecuario, se realizan proyecciones sobre el uso y cambio del uso del suelo para identificar el potencial de contribución de cada sector con la mitigación de emisiones. Se profundiza el estudio con una nueva metodología que hace uso de imágenes satelitales para realizar un inventario más detallado sobre el uso de suelo actual y en la historia reciente del país. De esta manera se puede estimar una línea base siguiendo un escenario BAU.

PROYECCIÓN DE VARIABLES BASE PARA ESTIMACIÓN DE EMISIONES POR CONSUMO ENERGÉTICO

Población y Viviendas

Las proyecciones de población provienen del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), el cual proyecta las tasas de crecimiento poblacional al 2030. A partir del año 2023, la tasa cae por debajo del 1% de crecimiento anual. En el 2008 la población alcanzó 4,451,205 personas, mientras que en el 2021 se situaría en 5,136,625 de habitantes. Para el 2030 alcanzaría 5,563,132 personas.

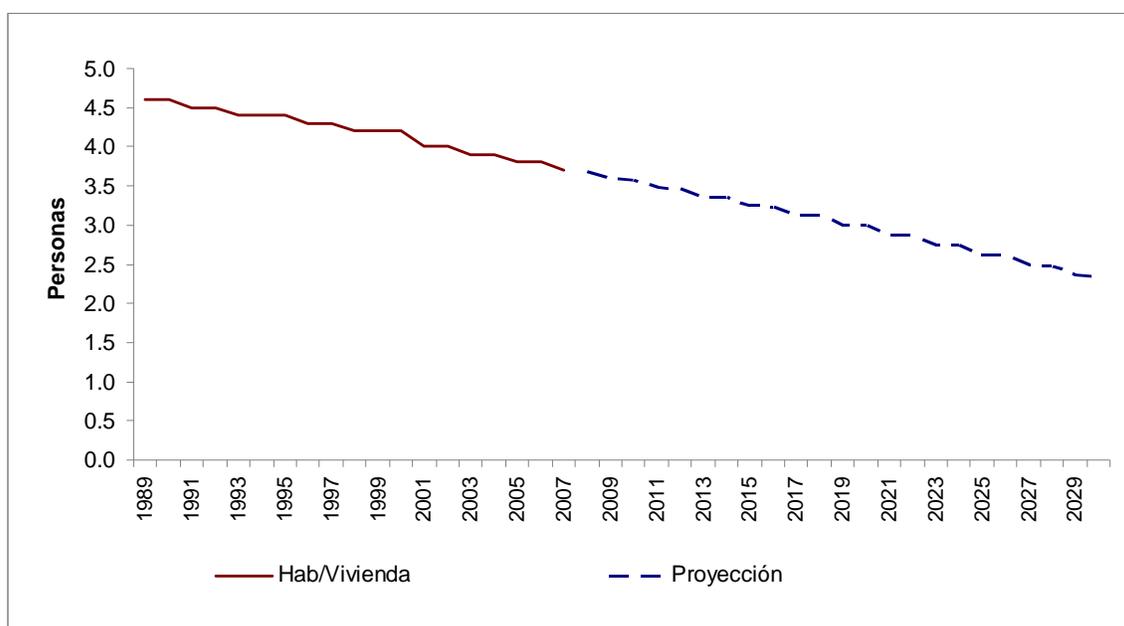
Figura 4 Población Histórica y Proyectada



Fuente: elaboración propia con datos del INEC

Un elemento muy importante para la modelación de el escenario base es la proyección del número de viviendas que tendrá el país. Sobre el número de viviendas se aplicó la población del periodo para obtener el número de habitantes por vivienda. A la serie de tiempo resultante se le aplicó un modelo autoregresivo con dos rezagos. El modelo resultó altamente explicativo. La proyección de los habitantes por vivienda que se estima hasta el 2021 es de 2,9 personas, partiendo de 3,69 personas por vivienda en el 2008, hasta alcanzar 2,35 habitantes por vivienda en el 2030.

Figura 5 Número de Habitantes por Vivienda Histórico y Proyectado



Fuente: elaboración propia con datos del INEC

Producto Interno Bruto

Para realizar las proyecciones del cambio en el Producto Interno Bruto del país, hasta el año 2030, se utiliza el Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC) desarrollado en Rivera y Rojas-Romagosa (2009).⁶ Se trata de un modelo dinámico recursivo, el cual se resuelve para cada año proyectado, vinculando los resultados mediante choques

⁶ Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2009): *Human Capital Formation and the Linkage between Trade and Poverty: The Cases of Costa Rica and Nicaragua*. Documento de trabajo del proyecto "Poverty, Trade Policy and Complementary Policies," CEPAL-AECID. Mimeografía.

exógenos en variables clave como los factores de producción y los niveles de productividad. Así se estima un sendero de crecimiento de la producción el cual sirve como línea base para análisis posteriores. En todos los casos, se estima la *desviación* de la tasa de crecimiento de la producción comparada con la línea base estimada con el modelo. Luego se establece una tasa de crecimiento anual hasta el año 2030, partiendo del 2004 como año base.

Para este ejercicio se asume un crecimiento anual del 3% en los factores de producción (tierra, trabajo, capital) así como un incremento de la Productividad Total de los Factores (PTF) de un 1.5% anual. El tema de la PTF es clave, ya que la literatura indica que Costa Rica si bien ha logrado un desempeño modesto comparado con el de otras naciones en desarrollo, mantener un ritmo de crecimiento de la productividad sostenido en el largo plazo es una condición fundamental para acelerar el crecimiento económico.⁷

Adicionalmente, tomando en cuenta la importancia del comercio internacional para el crecimiento del país, se realizaron simulaciones sobre los impactos esperados del Tratado de Libre Comercio con los Estados Unidos (siguiendo a Francois et al, 2008⁸) y del esperado Acuerdo de Asociación con la Unión Europea (con base en Rivera y Rojas-Romagosa, 2009⁹). Es importante considerar estos Tratados, ya que se espera que el crecimiento de las próximas dos décadas dependa de manera importante del comercio internacional, como lo ha sido en los últimos años de mayor integración del país con la economía internacional.

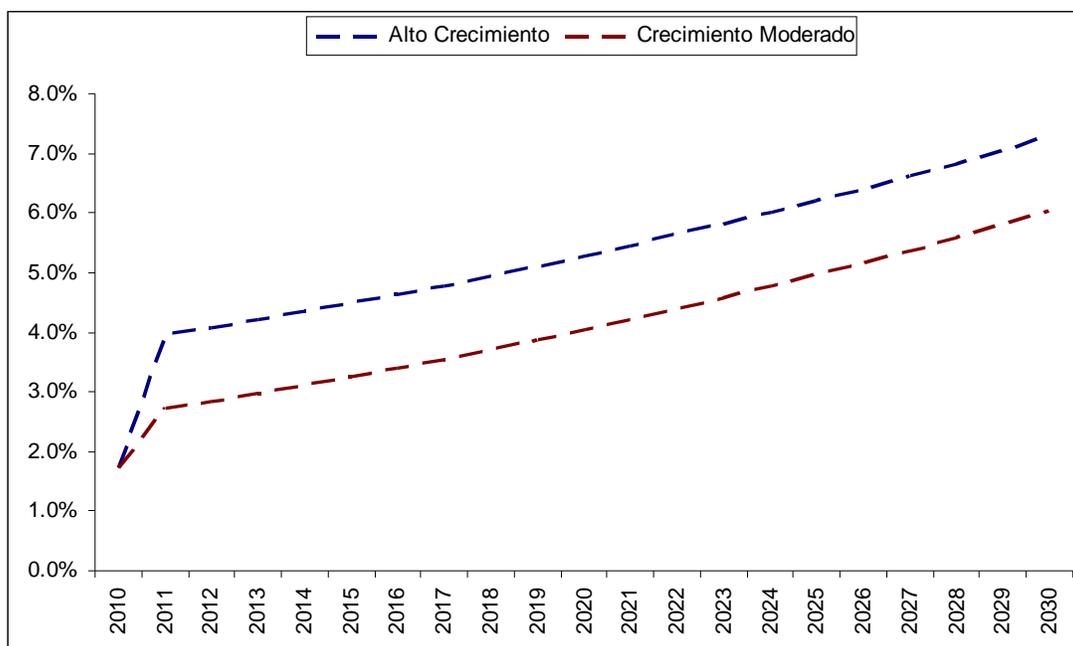
⁷ Véase Monge-González, R., L. Rivera y J. Rosales (2009): “Productive Development Policies in Costa Rica: Market Failures, Government Failures and Policy Outcomes.” Working Papers, RD-IADB. En prensa.

⁸ Francois, J., L. Rivera y R. Rojas-Romagosa (2008): “Economic Perspectives for Central America after CAFTA: A GTAP-based Analysis.” CPB Discussion Paper 99. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.

⁹ Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2009): “Análisis de Impacto sobre la Sostenibilidad (AIS) ante un Acuerdo de Asociación entre la Unión Europea y Centroamérica.” En S .Heieck et al, editores, Política Comercial en Centroamérica: Perspectivas del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea y Retos para las Pequeñas y Medianas Empresas. Alajuela, C.R.: INCAE Business School.

En Figura 6 se observan las tasas de crecimiento estimadas con el modelo, tanto para una senda de crecimiento “alto” como para otra “moderada.”¹⁰ Se encuentra un aceleramiento de las tasas de crecimiento conforme se fortalecen los encadenamientos originados con la integración con los bloques comerciales ofrecidos por el DR-CAFTA y la Unión Europea. Las mayores tasas de crecimiento se observan a partir de la consolidación de los Tratados, es decir, cuando los calendarios de eliminación de barreras comerciales se concretan. A esto se suma el crecimiento de la productividad que se simula en el modelo.¹¹

Figura 6 Crecimiento del PIB Proyectado (2010-2030)



Fuente: elaboración propia

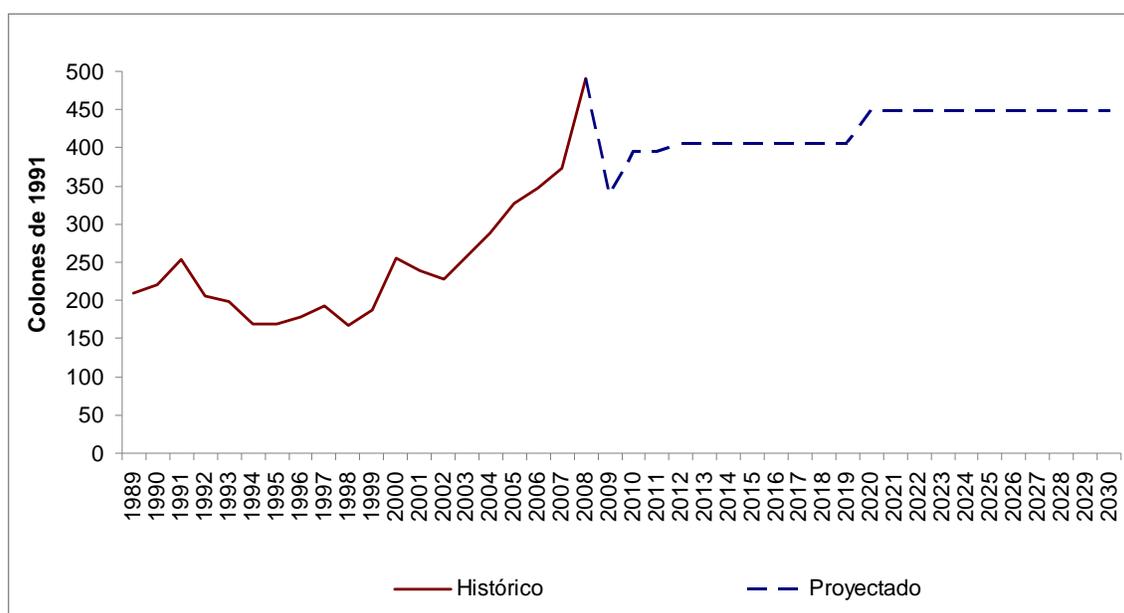
¹⁰ Se estimaron dos sendas de crecimiento para efectos de analizar la sensibilidad de las emisiones totales proyectadas a la tasa de crecimiento del PIB. Sin embargo, ya que no se encontraron resultados muy distintos en las proyecciones de emisiones que se desarrollan en una sección más adelante, los resultados que se presentan en este reporte se basan principalmente en la senda de crecimiento “alto.” Aún así, se incluyen como referencia varias estimaciones con el escenario “moderado.” Las tasas de crecimiento anual promedio para el periodo 2010-2030 en cada caso son 5.28% (alto) y 4.09% (moderado).

¹¹ Debe tenerse presente que estas estimaciones se basan en supuestos sobre el comportamiento futuro de la economía. Se recomienda realizar revisiones futuras sobre estas estimaciones a medida que se avance con los planes y proyectos de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Adicionalmente, debe recordarse que las simulaciones se basan en escenarios que no consideran otros posibles efectos de variables internas y externas sobre el patrón de crecimiento de la economía. Más aún, en este caso solamente se están considerando los efectos estáticos (eficiencia en la asignación de recursos productivos) resultantes de la apertura comercial. No se evalúan otros posibles cambios que generen impactos dinámicos como el crecimiento de la inversión extranjera directa o cambios endógenos en la productividad.

Precios del Petróleo

Para las proyecciones se asume que los precios internacionales del petróleo no caerán en el futuro a menos de US\$75 el barril y para los siguientes años el precio tendería a aumentar a US\$80 durante la presente década, y a US\$100 en la siguiente.¹² Aplicando estos supuestos sobre el comportamiento futuro del precio del petróleo, la aplicación del modelo de regresión da como resultado el precio del diesel en colones de 1991 que se utiliza para realizar las estimaciones de consumo energético.

Figura 7 Proyección de Precio del Diesel



Fuente: elaboración propia con datos de la DSE

CONSUMO DE ENERGÍA

Para la estimación del consumo de energía y consiguientes emisiones, se analizó la posibilidad de modelos sectoriales por actividad económica, individualizando las emisiones procedentes de los sectores residencial, comercial, industrial, transporte y

¹² Las proyecciones manejadas por la Agencia Internacional de Energía apuntan a precios promedio por barril que oscilan entre \$100 y \$200 hasta el 2030. Véase World Energy Outlook 2009. IEA/OECD. París. 2009.

general. Esto permitiría una consideración de las medidas de mitigación sectoriales. Sin embargo, debido a la importancia relativa del sector transporte en el consumo de derivados de petróleo, representando un 68%, y la importancia de los derivados del petróleo en el consumo de energía, representando 58% del consumo de energía del país, una modelación de la energía por sectores se hace más difícil de configurar, ya que en la contabilidad de energía por sector se excluye el consumo procedente de transporte, dejando las cifras resultantes muy difíciles de correlacionar con las macro-variables usuales de actividad.¹³

La metodología que se eligió fue considerar el sector eléctrico como un todo, sin hacer una división del consumo eléctrico por sector económico. Igual criterio fue aplicado para el consumo de energía procedente de la leña, la biomasa y los clasificados como otros energéticos. En el caso de los hidrocarburos el enfoque fue diferente, ya que el consumo se separó en consumo de diesel, consumo de gasolina y consumo de otros hidrocarburos. Esta subdivisión se realizó para tener una aproximación más detallada del consumo de los derivados del petróleo, debido a la gran importancia relativa que tienen en el consumo total de energía del país.

Consumo de Electricidad

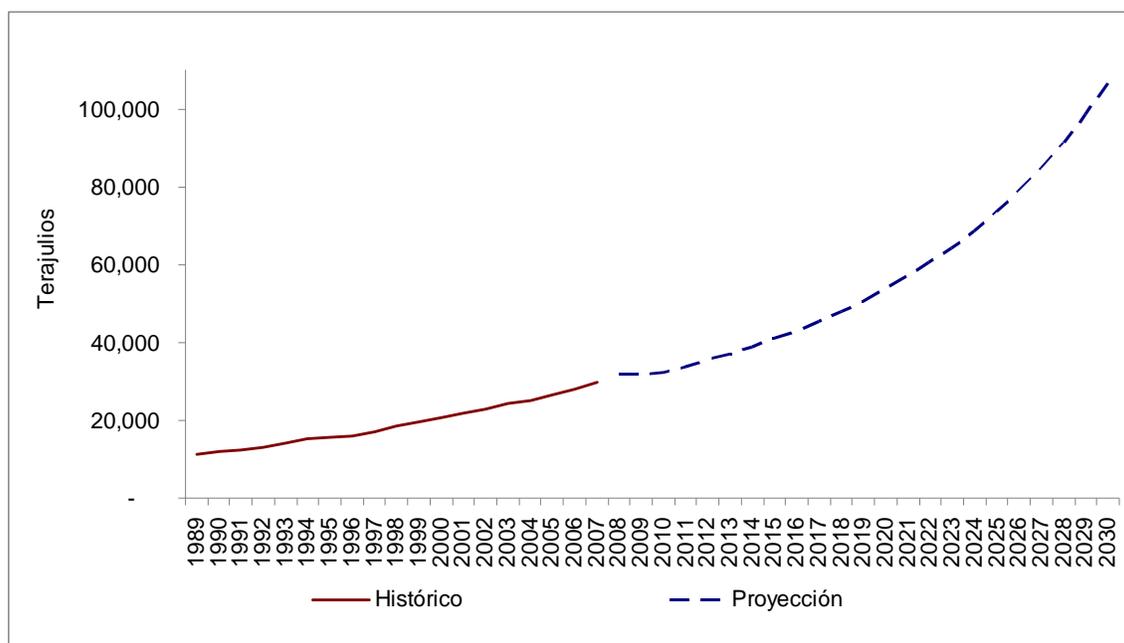
El consumo de electricidad ha mostrado una fuerte asociación con la producción nacional en las últimas décadas. Respecto al PIB real (con base en 1991), la asociación es prácticamente perfecta hasta 1999, cayendo el consumo eléctrico un poco más que proporcionalmente en los años 2000 y 2001, pero encontrándose una fuerte asociación de nuevo a partir de 2002.

Con base en un ajuste de regresión se estimó el consumo eléctrico futuro. Comparando las cifras históricas con las proyectadas, se encuentra que históricamente la tasa de crecimiento en el consumo de electricidad, entre 1989 y el 2007, fue de 5,5%. Para el periodo de proyección esa tasa de crecimiento será en promedio 5,7%. Para el año 2008

¹³ Esta limitación fue apuntada por personeros de la Dirección Sectorial de Energía, quienes en sus sugerencias de cómo realizar esta modelación, indicaron estas dificultades.

se tiene un consumo eléctrico de 31.850 terajulios, para el 2021 el consumo asciende a 56.843 terajulios, mientras que para el 2030 el consumo será de 106.451 terajulios.

Figura 8 Consumo de Electricidad Histórico y Proyectado



Fuente: elaboración propia con datos de la DSE

Consumo de Leña y Biomasa

De acuerdo a la Dirección Sectorial de Energía (DSE)¹⁴ las principales fuentes productoras de leña son árboles en potreros, cafetales, charrales y tacotales, así como las cortas y el aserrío, lo cual ha sufrido alteraciones debido a la introducción de nuevas tecnologías tanto agrícolas como pecuarias, como la eliminación de árboles de sombra en los cafetales y la utilización de variedades de café con porte más bajo, que producen menos leña de poda.

Asimismo, la DSE indica en el Diagnóstico del V Plan Nacional de Energía 2008-2021 que existe un vacío importante de información sobre esta actividad, pues las estimaciones

¹⁴ Dirección Sectorial de Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008, página 74.

de potencial anual de dicho recurso provienen del período 1986-1987 y se hace una comparación con cifras de potencial del recurso en la Encuesta de Biomasa del 2006, si bien la comparación puede resultar no válida, por tratarse de períodos completamente diferentes. A partir de estos puntos de referencia se han venido construyendo las series de tiempo del consumo.

Teniendo en cuenta estas y otras limitaciones se procedió a hacer un modelo de proyección basado en una regresión con base en el periodo 1993 y 2001, cuando el aumento en el consumo de leña se mostró más moderado y ahí su correlación con el PIB real. Esto se hace debido a que de acuerdo con la DSE aspectos como técnicas poco eficientes de manejo de charrales y tacotales, el crecimiento poblacional y la demanda industrial, han provocado una fuerte presión sobre el recurso, empujándolo al agotamiento.¹⁵ De esta forma, el fuerte repunte en el consumo que se vio entre 2002 y 2007, que hasta podría deberse por los problemas de medición antes apuntados, podría sencillamente no ser sostenible, debido a las limitaciones de producción de la leña.

En el periodo histórico considerado el consumo presentaba una tasa de crecimiento promedio de 5,0% por año. En el periodo proyectado la tasa de crecimiento promedio es de 4,9%. Para el año 2008 se tiene un consumo de 12.565 terajulios, para el 2021 se estima en 28.309 terajulios y para el 2030 en 47.470 terajulios.

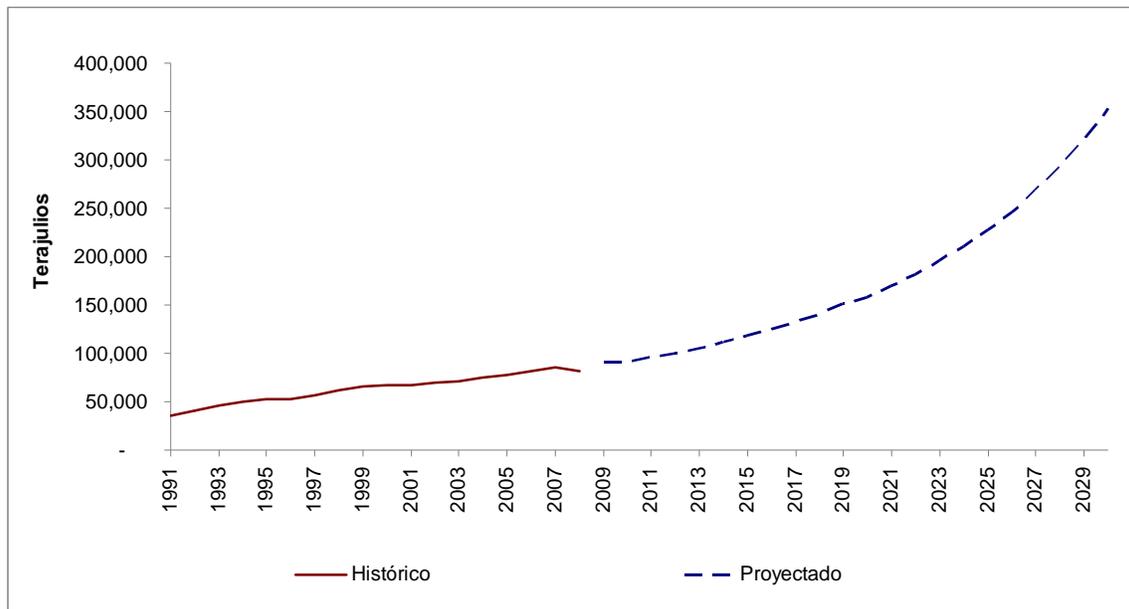
El consumo de la biomasa para producción energética sufre limitaciones similares. Sin embargo, el análisis realizado indicó que su relación con el PIB real es más fuerte. Con el ajuste realizado, mientras que la tasa de crecimiento promedio en el periodo histórico fue de 3,6%, para el periodo proyectado alcanza un 3,1%. Así, para el año 2008 se tiene un consumo de 9.491 terajulios, para el 2021 se estima en 12.752 terajulios y para el 2030 en 17.558 terajulios.

¹⁵ Dirección Sectorial De Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008, página 74.

Consumo de Derivados de Petróleo

Como se había indicado, en el caso del consumo de los derivados del petróleo se separó en consumo de diesel, consumo de gasolina y consumo de otros hidrocarburos. El consumo total de hidrocarburos estimado se ubicó en 81,949 terajulios para el año 2008, proyectado a 169,626 terajulios en el 2021 y alcanzando 352,996 terajulios en el 2030.

Figura 9 Consumo de Hidrocarburos Histórico y Proyectado



Fuente: elaboración propia con datos de la DSE

Consumo de Diesel y Gasolina

Se realizó un ajuste en el consumo del petróleo que se basa en la flota de vehículos de carga, la flota de vehículos de transporte público y el precio del diesel. Para la estimación de la flota se consideró la relación población por vehículo. Este indicador permite mantener una relación flota-población que se encuentra en órdenes de magnitud razonables. En el caso de la gasolina, se utilizaron como variables explicativas la flota de vehículos particulares, la flota de motocicletas, la flota de otros vehículos y el precio promedio de la gasolina súper y regular.

Precio del Diesel y la Gasolina

Para los precios del diesel y la gasolina se observó que especialmente después de 1998 la política de precios nacional estuvo muy ligada con el comportamiento del precio del petróleo. En ambos casos se hizo un ajuste para estimar su relación.

Consumo Total de Energía

En la Tabla 3 se muestra el consumo total proyectado de energía según las diversas fuentes analizadas, el cual es de 145.674 terajulios en el 2008, 276.049 terajulios en el 2021 y 540.270 en el 2030. Los hidrocarburos representan 56% del consumo de energía en el 2008, y se proyectan en un 61% en el 2021 y 65% en el 2030. Esto indica que la tendencia en el país sobre una mayor dependencia de los productos derivados del petróleo para satisfacer el consumo de energía nacional se mantendría en un escenario BAU.

Tabla 3 Consumo Total de Energía en el Escenario BAU de Crecimiento Alto (TJ)

Año	Derivados de Petróleo	Electricidad	Leña	Res Veg	Otros	Total
2008	81,949	31,850	17,565	9,492	4,818	145,674
2009	91,129	31,850	17,565	9,492	4,818	154,855
2010	90,570	32,456	17,840	9,584	4,909	155,359
2011	95,412	33,893	18,488	9,797	5,122	162,713
2012	99,863	35,442	19,182	10,023	5,353	169,862
2013	105,433	37,115	19,925	10,262	5,601	178,336
2014	111,463	38,924	20,722	10,514	5,870	187,492
2015	118,002	40,883	21,577	10,780	6,160	197,402
2016	125,126	43,008	22,497	11,062	6,475	208,168
2017	132,905	45,317	23,488	11,361	6,817	219,888
2018	141,420	47,834	24,557	11,679	7,189	232,678
2019	150,739	50,574	25,710	12,015	7,594	246,632
2020	158,381	53,569	26,959	12,373	8,036	259,319
2021	169,626	56,843	28,309	12,752	8,519	276,049
2022	182,113	60,468	29,788	13,161	9,054	294,584
2023	195,805	64,409	31,379	13,591	9,634	314,817
2024	210,982	68,746	33,110	14,050	10,272	337,161

2025	227,876	73,528	34,996	14,540	10,974	361,914
2026	246,706	78,814	37,056	15,064	11,750	389,390
2027	267,867	84,669	39,310	15,624	12,608	420,078
2028	291,904	91,165	41,779	16,224	13,560	454,632
2029	319,783	98,392	44,489	16,868	14,617	494,148
2030	352,996	106,451	47,470	17,559	15,794	540,270

Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET

EMISIONES EN EL ESCENARIO BAU POR USO DE HIDROCARBUROS Y DESECHOS SÓLIDOS

En la Tabla 4 se observan los factores de conversión aplicados para la estimación de las emisiones de CO₂ basados en las guías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Tabla 4 Factores de Conversión para el Cálculo de Emisiones Equivalentes de CO₂

Hidrocarburos	0,0691	Gg CO ₂ / TJ
Madera / Leña	0,1127	Gg CO ₂ / TJ
Biomasa	0,1007	Gg CO ₂ / TJ
Diesel	0,0742	Gg CO ₂ / TJ
Gasolina	0,0700	Gg CO ₂ / TJ

Fuente: IPCC

En la Tabla 5 se muestran las emisiones netas de gases de efecto invernadero estimadas por el consumo de hidrocarburos, reportadas como CO₂ equivalente. Para efectos de los ejercicios subsiguientes no se consideran las emisiones de leña ni la biomasa, dada la fijación de CO₂ que estos hacen durante su formación, lo cual es considerado en las estimaciones del sector forestal presentadas en una siguiente sección. Adicionalmente, se utiliza la estimación y proyección de emisiones por desechos sólidos presentada por DIGECA (2009), la cual se complementa con proyecciones propias.

Tabla 5 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU de Crecimiento Alto Proyectadas al Año 2030. Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos (Gg CO₂e)

Año	Derivados Petróleo	Electricidad	Leña	Otros	Desechos Sólidos	Total*
2008	5,663	176	1,979	955	1,418	8,212
2009	6,297	176	1,979	955	1,452	8,880
2010	6,258	224	2,010	965	1,487	8,934
2011	6,593	234	2,083	986	1,523	9,336
2012	6,901	245	2,161	1,009	1,559	9,714
2013	7,285	256	2,245	1,033	1,597	10,171
2014	7,702	269	2,335	1,058	1,635	10,664
2015	8,154	282	2,431	1,085	1,674	11,195
2016	8,646	297	2,535	1,114	1,715	11,772
2017	9,184	313	2,646	1,144	1,756	12,397
2018	9,772	331	2,767	1,176	1,798	13,077
2019	10,416	349	2,897	1,209	1,841	13,815
2020	10,944	370	3,037	1,245	1,885	14,444
2021	11,721	393	3,189	1,284	1,930	15,328
2022	12,584	418	3,356	1,325	1,977	16,304
2023	13,530	445	3,535	1,368	2,024	17,367
2024	14,579	475	3,730	1,414	2,073	18,541
2025	15,746	508	3,943	1,464	2,123	19,841
2026	17,047	545	4,175	1,516	2,174	21,282
2027	18,510	585	4,429	1,573	2,226	22,894
2028	20,171	630	4,707	1,633	2,279	24,713
2029	22,097	680	5,012	1,698	2,334	26,809
2030	24,392	736	5,348	1,767	2,390	29,285

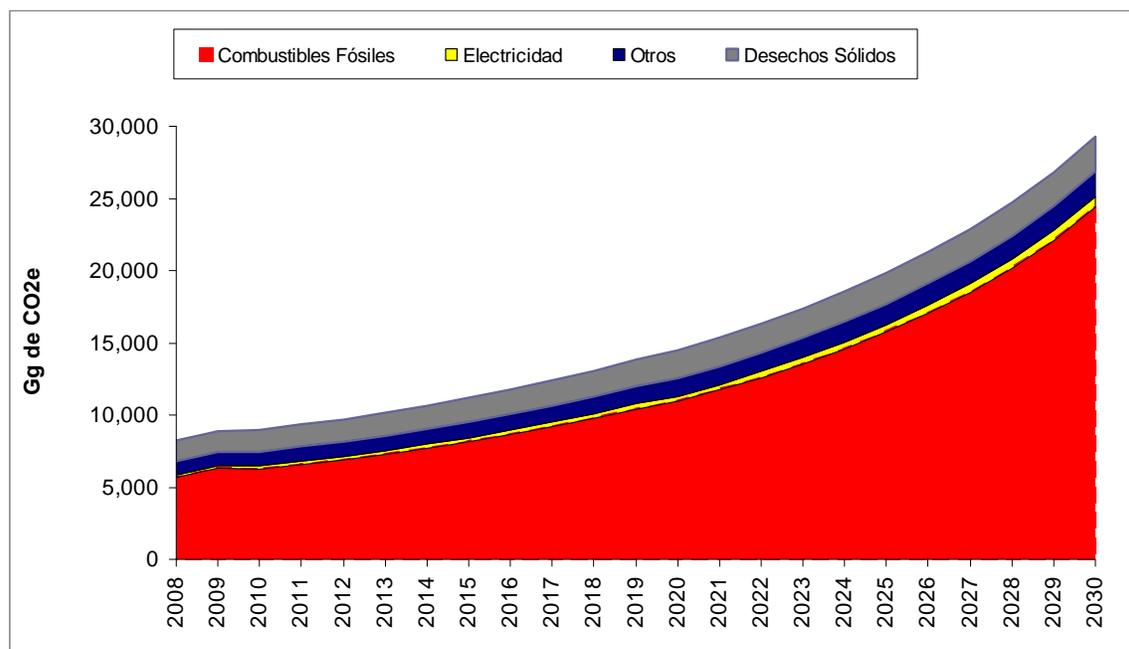
* No incluye las emisiones proyectadas por uso de leña y biomasa.

Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, y DIGECA (2009)

Con base en las estimaciones realizadas se observa que para el año 2008 las emisiones de CO₂ resultantes del consumo de hidrocarburos más las emisiones equivalentes generadas por el crecimiento de desechos sólidos alcanzaron 8,212 gigagramos. Las proyecciones

indican que para el año 2021 las emisiones alcanzarían 15.328 gigagramos mientras que en el 2030 serían de 29.285 gigagramos, generadas por estos sectores.¹⁶

Figura 10 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Alto (Gg CO₂e)



Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET, y DIGECA (2009)

SECTORES FORESTAL Y AGROPECUARIO

Escenario BAU

Sector Forestal

En el caso del sector forestal, se construye la línea base para la proyección de emisiones (escenario BAU) mediante el desarrollo de mapas de uso del suelo y proyecciones sobre la dinámica de la cobertura boscosa hasta el año 2030. Los mapas de uso del suelo que se usaron fueron los proporcionadas por Instituto Meteorológico Nacional (IMN), para las

¹⁶ En el caso de las estimaciones para el escenario de crecimiento “moderado,” los resultados al año 2021 son de casi 1 millón de toneladas de CO₂ menos, mientras que la diferencia al 2030 es de casi 4 millones de toneladas menos. En el Anexo se muestran los resultados.

fechas de 1980, 1990, y se tomaron los desarrollados para el 2000 y 2005 por el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO). De las 5,110,575 hectáreas totales que corresponden a la totalidad del país, se evaluó el 71% (3,626,195 hectáreas) libres de nubes y observables desde 1980 y hasta el 2005.

De las categorías de uso del suelo que se encontraron en los distintas clasificaciones, se re-codificaron a 16 categorías afines para el juego de imágenes utilizado (1980, 1990, 2000 y 2005), con el propósito de normalizar estas clases en todos los mapas (Tabla 6).

Tabla 6 Categorización del Uso del Suelo

1. Bosque Primario	9. Nubes, Sombra de Nubes y No Datos
2. Bosque Alterado y/o Intervenido	10. Urbano
3. Pasto con Árboles	11. Páramo
4. Cultivos y Pastos	12. Humedales
5. Charral	13. Manglar
6. Suelo Desnudo	14. No Clasificado, Fronteras
7. Cuerpos de Agua	15. Uso Mixto
8. Reforestación	16. Deforestación según FONAFIFO (definida con imágenes 1997-2000-2005)

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Luego se reagruparon en nuevas categorías. El propósito de esta reagrupación es obtener resultados lógicos, al realizar los análisis de cambio de uso del suelo (tabulaciones cruzadas) para las distintas fechas involucradas en el estudio (período 1980-2005), con el cual se fechan las distintas cohortes. De la revisión de las reclasificaciones se observó que el Bosque Secundario de 1980 (Categoría 2), solamente se catalogó en una de las imágenes que se usó para obtener el mapa total del país, compuesto por varias imágenes. Por esta razón finalmente se decidió reunir esta categoría con el uso de Cobertura Boscosa (Categoría 1) y desechar la opción de fechar los bosques secundarios de 1980. Finalmente se excluyen de todas las clasificaciones los usos 4, 5 y 6 (Tabla 7).

Tabla 7 Agrupación de Clasificación de Uso de Suelo

- | |
|-------------------------------------|
| 1. Cobertura Boscosa (1, 12, 13) |
| 2. Bosque Secundario 1980 (2) |
| 3. Otro Uso (3, 4, 5, 6, 10, 15,16) |
| 4. Nubes/No datos (8, 9, 14) |
| 5. Agua (7) |
| 6. Páramo (11) |

Nota: Los números entre paréntesis representan las categorías de la leyenda con 16 categorías

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

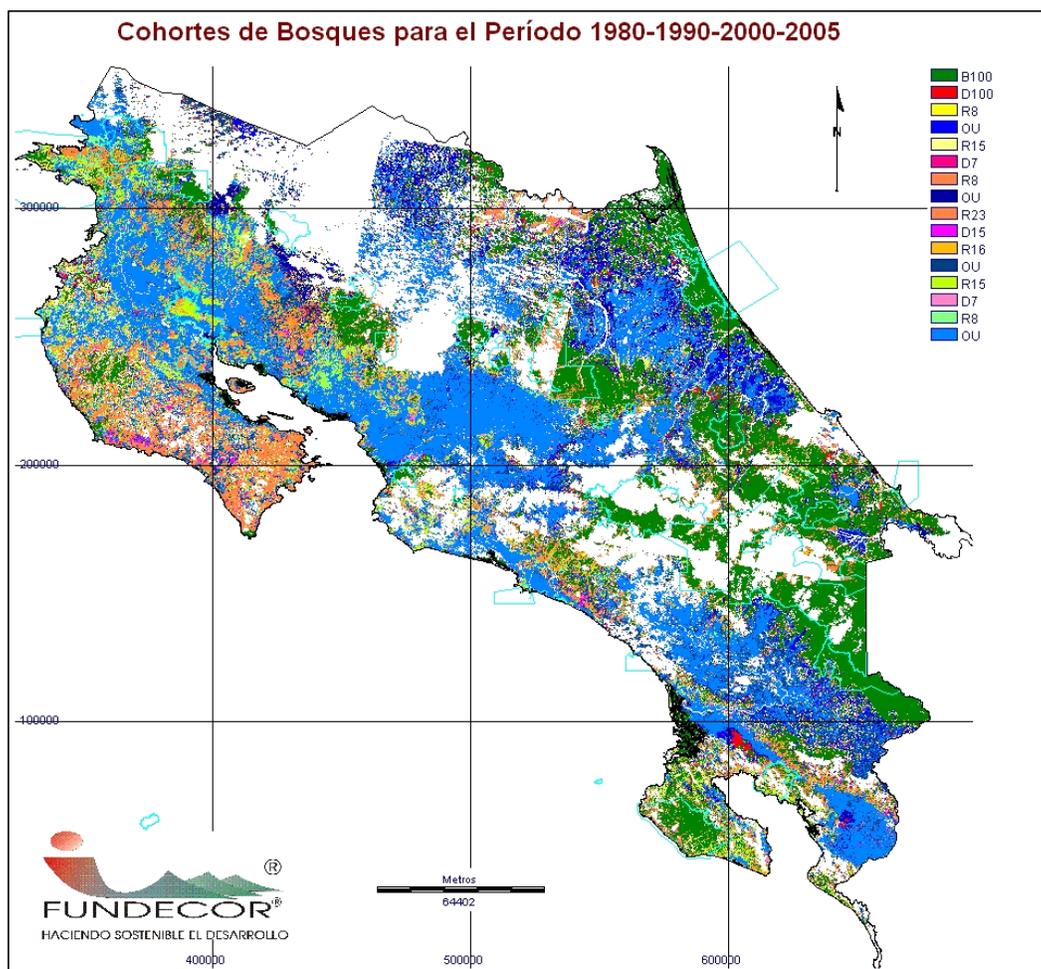
El Mapa 1 es el resultado de las 16 posibles opciones en la dinámica de cambio de uso del suelo para el período 1980-2005. Se aprecia la ubicación de los diferentes bosques por edades o cohortes que han permanecido visibles a las imágenes de satélite desde 1980, así como las áreas donde ha ocurrido la deforestación y aquellas donde se ha generado la regeneración.

Se estudió la dinámica del cambio de uso del suelo a partir de 1980 con el fin de fechar las cohortes de uso del suelo y así establecer la edad media de la regeneración retenida en el período 2000-2005. Se utilizaron períodos de 10 años para capturar el cambio neto de cobertura, obviando la regeneración efímera y la pérdida temporal de la cobertura boscosa. Esto con el fin de ser conservadores en las estimaciones de la recuperación de área boscosa, siguiendo la buena práctica del IPCC.

El último período 2000-2005, es de cinco años, por cuanto la proyección del escenario de referencia requiere de la mejor estimación del efecto de las políticas actuales en el cambio de uso de la tierra. Si bien el Programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA) se establece desde 1997, su mayor efecto en la cobertura se concentra en la etapa 2000-2005.¹⁷ Así, de continuar con el programa de PSA, se esperaría que se prolongue la tendencia observada en ese período para los siguientes 25 años proyectados (2005-2030).

¹⁷ El programa de Pago de Servicios Ambientales (PSA), que fue diseñado como un mecanismo financiero para promover la conservación de los recursos forestales del país, está amparado en la Ley Forestal 7575 del 16 de abril de 1996. En ella se establece que los servicios ambientales del bosque y las plantaciones forestales son aquellos que inciden directamente en la protección y el mejoramiento del medio ambiente, por lo que los propietarios de tierra deben recibir pagos para compensar los beneficios que sus bosques y plantaciones brindan a la sociedad. El PSA se aplica en Costa Rica actualmente bajo tres modalidades,

**Mapa 1 Cohortes de los Bosques Permanentes en Costa Rica para
Períodos 1980-1990-2000-2005**



Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Por otra parte, el país se dividió en cuatro estratos de dinámica de uso de la tierra claramente diferenciados. Para cada uno de esos estratos se obtuvo los valores sobre su dinámica de uso de la tierra, reagrupándose posteriormente en 4 estados de cobertura. La

PSA-Protección, PSA-Reforestación, y PSA-Manejo de Bosques. Cuando estos pagos se orientan a zonas prioritarias cuidadosamente seleccionadas, se logra conservar hábitat de alta biodiversidad, proteger cuencas hidrográficas de importancia socio-económica, y consolidar corredores biológicos que conecten los parques nacionales y las reservas biológicas existentes. El programa se financia principalmente con recursos públicos recolectados mediante un impuesto a los combustibles fósiles. Sin embargo, cada vez hay mayor participación de los beneficiarios directos de los servicios ambientales, principalmente empresas hidroeléctricas, embotelladoras de agua, y empresas de turismo. En general, se parte de dos supuestos: i) es más rentable para el país invertir en la conservación de los ecosistemas forestales que brindan los servicios ambientales, que invertir en obras de infraestructura para corregir los problemas derivados de la pérdida de bosques, y ii) es más conveniente, tanto desde el punto de vista social como económico, invertir en el financiamiento del PSA, que en la compra de tierras para crear áreas de protección absoluta, tales como parques nacionales.

tendencia de la cobertura boscosa a proyectar en cada estrato entre “n” estados se describe mediante una matriz de transición de 4 x 4 estados (Figura 11). Se considera que la cobertura boscosa está distribuida entre los estados, denominados: Otro uso (OU), Regeneración temprana (R22), Regeneración media (R27), Regeneración y Bosque maduro (B100). Se estimó la proporción t_{ij} de la cobertura del estado j , que se mueve al estado i en un período de cinco años comprendido entre 2000 y 2005. Esta matriz de transición se denomina $T = (t_{ij})$.

Figura 11 Matriz de Transición de Cobertura Boscosa

$$\begin{bmatrix} 1,424,898 & 163,147 & 200,097 & 625,209 \end{bmatrix} \cdot X \cdot \begin{bmatrix} & OU & R22 & R27 & B100 \\ OU & 0.921 & 0.729 & 0 & 0 \\ R22 & 0.265 & 0 & 0.735 & 0 \\ R27 & 0.141 & 0 & 0 & 0.869 \\ B100 & 0.060 & 0 & 0 & 0.940 \end{bmatrix}$$

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Multiplicando la matriz de transición **T** por el vector de uso de tierra del 2005, se proyecta de forma preliminar el uso de la tierra para cada quinquenio entre el 2005 y 2030. Esta proyección no necesariamente constituye el escenario “*Business as Usual*” de la cobertura boscosa, por cuanto aún no considera los efectos propios del crecimiento de la economía que se experimentarán en el país de aquí al 2030, tal como en el caso de las estimaciones del sector energético descritas en una sección anterior. Sin embargo, dada la tradición conservacionista del país, se parte del supuesto que al menos se mantendrían los esfuerzos actuales de protección de la cobertura boscosa (Tabla 8).

La estimación de la emisión anual en miles de toneladas de CO₂ para cada quinquenio se calculó mediante la diferencia de los stocks entre períodos. La estimación del stock para cada año proyectado se realizó considerando que un bosque secundario llega a ocupación total del sitio en 35 años y que tanto para los bosques en Guanacaste como para el resto del país, la biomasa promedio en ocupación total es de 60 y 100 toneladas por hectárea de carbono, respectivamente. A cada cohorte de regeneración se le estimó su stock basado

en la proporción de la edad sobre el tiempo total para alcanzar la ocupación total del sitio (edad/35 años) multiplicado por el carbono en ocupación total del estrato.

Tabla 8 Proyección BAU de la Cobertura Boscosa en Costa Rica (hectáreas) para un Área libre de Nubes (observable desde 1980, en las imágenes 1990, 2000 y 2005)

Año	OU	R22	R27	B100	Total
2000	1,923,333	300,383	459,209	943,270	3,626,195
2005	1,877,582	204,978	233,866	1,309,769	3,626,195
2010	1,817,863	195,279	158,968	1,454,085	3,626,195
2015	1,766,499	185,408	150,566	1,523,722	3,626,195
2020	1,724,701	177,505	142,317	1,581,672	3,626,195
2025	1,690,291	171,356	135,795	1,628,752	3,626,195
2030	1,661,777	166,507	130,767	1,667,144	3,626,195

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Para el resto del país (excluyendo Parques Nacionales y Guanacaste), se analizó la opción de mejorar el potencial de fijación de carbono por parte de los bosques. Para ello se asume que la deforestación de la Regeneración Media (R27) y Temprana (R22) se duplicaría y que en los bosques de viejo crecimiento se mantienen igual (B100). También se presume que en Guanacaste la recuperación de tierras de Otro Uso a Bosque Secundario disminuiría a la mitad y para el resto del país se mantiene igual a lo observado en el período 2000-2005. Las matrices de transición se mantienen iguales para los parques nacionales (Tabla 9).

Si el programa de PSA no se ejecutara entonces la cobertura del territorio nacional bajaría del 47% actual hasta un 44% durante todo del período que va del 2000 al 2030 (Tabla 10). Aún así se esperaría estabilizar el área de bosque de ocupación total en alrededor de 2.0 millones de hectáreas, con una ganancia de aproximadamente 600 mil hectáreas, pero con una caída sustancial en las regeneraciones temprana y tardía, que se tornarían muy inestables y una recuperación de áreas en otro uso (OU) de apenas 100 mil hectáreas.

Por su parte los niveles en el stock de carbono secuestrado apenas lograrían aumentar en 40 mil toneladas de dióxido de carbono en los 30 años del período proyectado. Las

emisiones se verían reducidas apenas en mil toneladas de dióxido de carbono en el mismo período.

Tabla 9 Proyección BAU del Uso de la Tierra (sin el Programa de PSA)

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en Ocupación Total (B100)	Total País (Ha)
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,861,199	235,697	237,792	1,775,886	5,110,575
2010	2,859,921	242,932	128,721	1,879,002	5,110,575
2015	2,851,212	239,369	129,817	1,890,177	5,110,575
2020	2,847,141	236,335	126,024	1,901,075	5,110,575
2025	2,844,911	234,451	123,117	1,908,096	5,110,575
2030	2,843,862	233,232	121,242	1,912,240	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Tabla 10 Stock de Carbono y Emisiones BAU Proyectado (sin el Programa de PSA)

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (Miles de Toneladas de CO₂)	Emisiones (Miles de Toneladas de CO₂)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	44%	701,170	(97)
2010	5,110,575	44%	706,217	(1,009)
2015	5,110,575	44%	707,743	(305)
2020	5,110,575	44%	747,681	(138)
2025	5,110,575	44%	746,068	(33)
2030	5,110,575	44%	743,862	35

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Sector Agropecuario

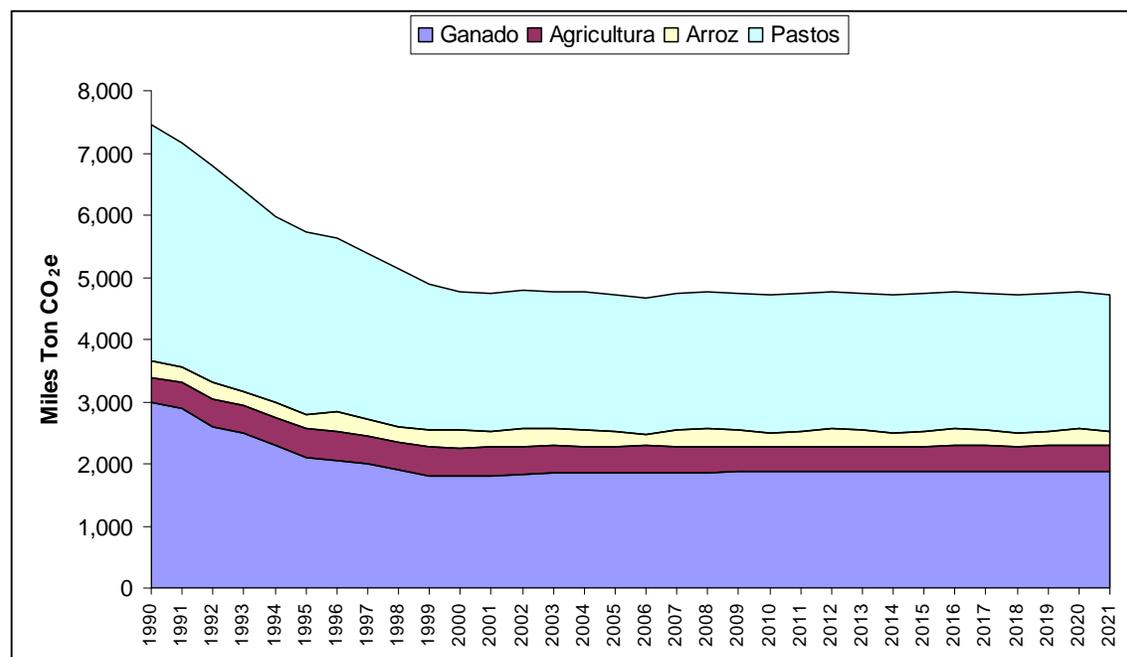
Para la estimación de las emisiones del sector agropecuario se consideraron especialmente las emisiones de los gases metano y óxido nitroso, generados principalmente por los componentes ganadero (vacuno), agrícola (separado en arroz y otros agrícolas) y producción de pastos. Con base en el área en que se desarrolla cada

componente se estima la emisión de los gases antes citados y posteriormente se establecen las equivalencias en CO₂. Así por ejemplo una tonelada de óxido de nitrógeno produce 0.31 toneladas de CO₂, mientras que una de metano equivale a 0.021 toneladas de CO₂.

Los datos que se examinan son inicialmente a partir de 1990 (con excepción del componente ganadero, para el que se cuenta con información desde 1988). La información analizada procede básicamente de las estadísticas regionales de instituciones como el MIDEPLAN y proyectos ejecutados por el CATIE. Las emisiones del sector agropecuario en un escenario BAU se proyectaron hasta el año 2021.

Los pastos son los mayores productores de CO₂, con valores que van desde las 2000 a las 3700 toneladas, seguidos del ganado que produce de 1800 a 2900 toneladas. Por su parte, la agricultura y el arroz emiten menos CO₂, y sus valores van desde las 200 a las 400 toneladas de CO₂ equivalente. Inicialmente se emiten cerca de 7500 toneladas anuales, situación que disminuye drásticamente en los primeros 10 años, para estabilizarse durante los siguientes 20 años, en alrededor de 4700 toneladas.

Figura 12 Emisiones Totales del Sector Agropecuario y Proyección para el Período 1990-2021 en Escenario BAU (miles de toneladas de CO₂ equivalente)



Fuente: elaboración propia con base en datos del MIDEPLAN y CATIE

EMISIONES TOTALES PROYECTADAS EN ESCENARIO BAU

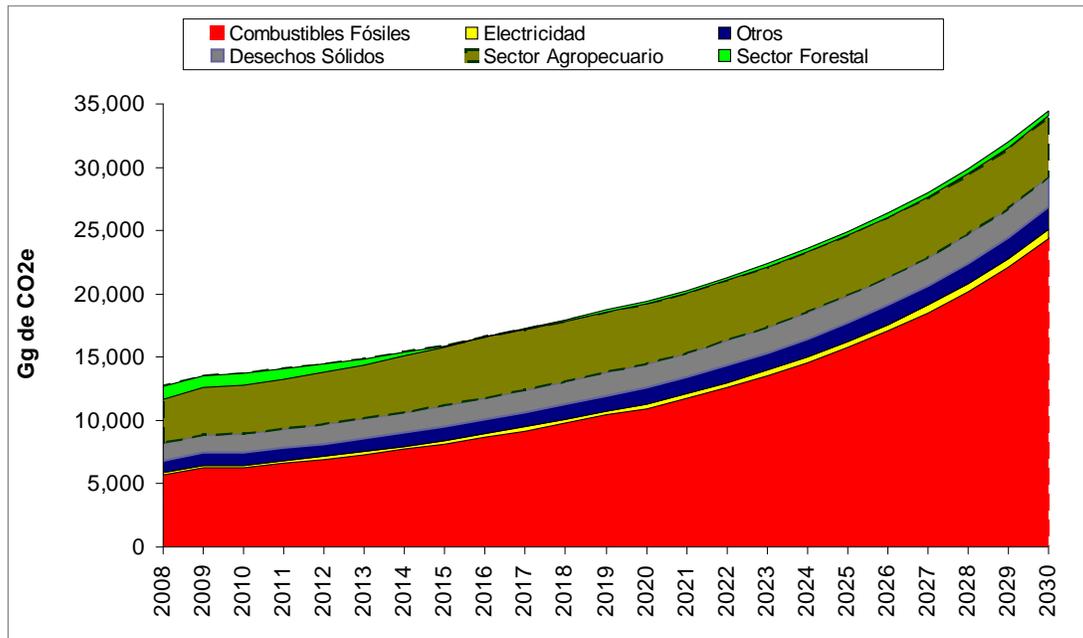
Con base en las proyecciones bajo un escenario de tendencia actual (BAU) para los sectores analizados, se estima que en el año 2021 las emisiones totales de CO₂ en un escenario de crecimiento alto alcanzarían 20,255 Gg de CO₂e, mientras que para el 2030 llegarían a 34,479 Gg de CO₂e (Figura 13).¹⁸ Lo anterior debido a la prominencia del uso de combustibles fósiles (principalmente en el sector transporte) como principal fuente de emisiones, ligado al crecimiento económico. El sector agropecuario continuaría con una importante contribución, así como la generación de desechos sólidos.¹⁹ Por otra parte, el

¹⁸ Si se parte del escenario de crecimiento moderado los valores respectivos serían 19,220 y 29,939 Gg de CO₂e, tal como se indica en el gráfico del Anexo. Esto sugiere que las proyecciones de crecimiento y emisiones no cambian significativamente los resultados para el año 2021, en que se esperaría lograr la carbono neutralidad. Para el 2030, por otra parte, crecer con mayores tasas implicaría, dada la situación actual (BAU) de intensidad energética (y de emisiones) del crecimiento económico, mayores niveles de emisiones de GEI.

¹⁹ Para el caso de las emisiones del sector agropecuario se supone que las emisiones alcanzadas en el 2021 se mantienen constantes por el resto de la década.

sector forestal no tendría un impacto importante como mitigador de emisiones, según en el escenario BAU que se describió en una sección anterior.

Figura 13 Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Alto (2008-2030), Gg CO₂e



Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, MIDEPLAN, FONAFIFO, IMN, CATIE y DIGECA (2009)

Las proyecciones muestran un ritmo de crecimiento en las emisiones por el uso de combustibles fósiles debido a su estrecha relación con el patrón de crecimiento económico del país. Si se observan los componentes de las emisiones siguiendo la Identidad Kaya es notable que la intensidad de carbono por uso energético disminuyera su contribución mientras que la intensidad energética del PIB crecería menos que en la década pasada. El crecimiento del PIB por habitante y la población serían los principales *drivers* de las emisiones por uso de combustibles fósiles al 2021. De ahí la necesidad de realizar esfuerzos para desacoplar el crecimiento económico de las emisiones mediante una menor dependencia de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía.

**Tabla 11 Composición de Variación en Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles
(Proyección BAU al año 2021)**

Cambios en (Distribución %)	2008-2010	2010-2015	2015-2021
Intensidad de Carbono (de la Energía)	16%	14.8%	-6.3%
Intensidad Energética (del PIB)	54.4%	16.8%	16.3%
PIB por habitante	0.7%	42.8%	64.5%
Población	28.8%	25.6%	25.5%
Emisiones por Uso de Combustibles Fósiles (Millones Ton CO ₂)	+1.07	+2.7	+3.6

Fuente: elaboración propia con datos del ICE, DSE, MINAET, con base en Bacon y Bhattacharya (2007)

4. MEDIDAS DE INTERVENCIÓN Y POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE EMISIONES

La metodología empleada para la estimación de los costos marginales consiste en estimar un flujo de costos netos y uno de emisiones evitadas por cada medida de intervención, con un horizonte de 20 años, que va del año 2010 al 2030. Para el flujo de costos se convierten las cifras en colones del año 2009 y se trabaja en términos reales. Una vez identificado el flujo neto de costos se trae a valor presente con una tasa de descuento del 12%. Para convertir las cifras resultantes de valor actual neto en dólares se usa un tipo de cambio de 591 colones por dólar. Los costos netos estiman los costos de inversión y otros costos asociados a las medidas de intervención y se le restan los beneficios asociados. Estos costos se estiman para cada año para obtener el flujo neto en el periodo de análisis.

En el caso del CO₂ equivalente que se mitiga por cada proyecto de intervención, se estima el monto de emisiones evitadas para cada año, para constituir el flujo proyectado hasta el 2030. Este flujo se trae a valor presente pero a una tasa de descuento de cero, lo que implica que las toneladas de CO₂ equivalente son más valiosas conforme más se eviten emitir en el futuro, lo que describe el nivel de importancia que el problema de cambio climático alcanza con el pasar de los años.

El valor presente del costo neto con relación al valor presente de las emisiones evitadas permite establecer el costo marginal de la tonelada de CO₂ equivalente. Es importante aclarar que cada medida de intervención tiene efecto sobre la línea base. Así, esa línea base ya ha contemplado los efectos de aquellas otras medidas de intervención que se implementen primero en el tiempo, según la secuencia de análisis que se siguió.

En el caso de las medidas en el sector transporte, estudios de la Dirección Sectorial de Energía (DSE) sugieren que se obtendría un mayor impacto cuando se implementan en un orden específico. Para efectos del análisis se sigue el criterio de la DSE, por tanto las medidas analizadas secuencialmente fueron:

1. Restricción vehicular
2. Biocombustibles
3. Vehículos híbridos
4. Agilización de trámites
5. Vehículos Flex Fuel
6. Autos compartidos
7. Trenes eléctricos
8. Transporte público
9. Vehículos eléctricos
10. Ciclovías
11. Descongestionamiento vial
12. Jornada de 4 días
13. Cambio de residencia
14. Conducción eficiente
15. Mejora Infraestructura Vial (PRUGAM)
16. Vehículos de Aire

Para el sector industrial las medidas se implementan en el siguiente orden:

1. Ahorro eléctrico en la industria
2. Calderas eficientes
3. Motores eficientes
4. Lámparas fluorescentes
5. Calentadores solares
6. Aire acondicionado eficiente

Para el sector residencial las medidas entran en el siguiente orden:

1. Educación residencial
2. Lámparas fluorescente
3. Timers para calentadores de agua

Otras medidas evaluadas fueron:

1. Plan de expansión del ICE con base en fuentes renovables
2. Rellenos sanitarios

3. Vivienda popular

En el caso del sector forestal y agropecuario se analizaron las siguientes opciones:

1. Continuación del Pago por Servicios Ambientales (PSA)
2. Implementación del PSA mejorado
3. Sistemas agropastoriles
4. Reducción de agroquímicos

Seguidamente se presenta un breve detalle de las medidas de intervención analizadas con los resultados obtenidos en términos de toneladas de CO₂ mitigadas y el costo marginal por tonelada de CO₂ equivalente. Tal como se indicó anteriormente, en este caso se evalúa la mitigación posible en el escenario BAU con crecimiento económico alto.

SECTOR TRANSPORTE

Restricción Vehicular en San José

Esta medida consiste en prohibir el ingreso de vehículos a la ciudad capital (San José) un día la semana de acuerdo al número de placa del vehículo. De la proyección de la flota vehicular del país, se estima que la restricción impide el ingreso a la zona de restricción a 2,06% de los vehículos, con lo cual se hace una proyección de la flota vehicular total que implica la medida a través de los años. La restricción está vigente 250 días al año y se estima que por vehículo bajo la restricción viajarán un promedio de 1,5 personas. Cada persona que no pueda utilizar su carro se desplazará en autobús, requiriendo de 2 buses de ida y 2 buses en su viaje de ida y vuelta para llegar a su trabajo. Los costos de los autobuses se considerarán dentro de San José (según ARESEP, vigentes a julio del 2009). Para el flujo de costos netos se estima el ahorro de combustible (diesel, gasolina y LPG) en litros por año. Como costo se considera solamente el relacionado con el costo de medio de transporte alternativo, que es el pago de autobuses. Para el flujo de las emisiones evitadas se usa un factor de conversión 0,07 Gigagramos (Gg) por Terajulio (Tj) para el diesel, para la gasolina de 0,077917 Gg por Tj y para el LPG de 0,0631 Gg por Tj. El resultado es que hasta el 2030 el proyecto permite la mitigación de 3,025,631

toneladas de CO₂ a un costo marginal de –US\$29 por tonelada de CO₂ equivalente. Este costo negativo indica que la medida tiene un beneficio neto para la sociedad de US\$29 por cada tonelada de CO₂ equivalente, lo que se conoce como un *non-regret measure*, que en principio ya debería estar realizando dado su beneficio.

Biodiesel

Esta medida consiste en la mezcla de biodiesel con diesel en una relación 75/25, que se refiere a 75% de diesel y 25% de biodiesel. Esta es una mezcla que va en línea con mejoras tecnológicas de nueva generación, ya que en la actualidad la mayoría de los motores diesel usan una mezcla que no supera el 10%. Se considera que los poderes caloríficos del diesel y biodiesel como equivalentes y todos los vehículos de diesel utilizarán la mezcla propuesta. La forma que se aplica la medida a partir del 2010 es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año y 65% el cuarto año, para alcanzar el 100% de implementación en el quinto año. Se usa la proyección de los precios para el biodiesel y para el diesel, considerándose que el precio del biodiesel es 20% mayor. Con esto parámetros se obtiene el equivalente del consumo en litros de diesel y se aplican las proyecciones de diesel y biodiesel para mezcla. Se calcula un costo de la mezcla como una combinación del costo del diesel y el biodiesel. Se considera el costo incremental que representa el consumo de la mezcla con respecto a haber usado solo diesel. Se considera las emisiones ahorradas usando como factor para el diesel 0,70 Gg por Tj y para el biodiesel de 0,068 Gg por Tj. Los resultados son 266,905 toneladas de CO₂ a un costo de US\$820 por tonelada de CO₂ equivalente.

Bioetanol

La medida consiste en el uso de bioetanol mezclado con gasolina con una cantidad de bioetanol a mezclar del 7%. Se considerará que el precio del bioetanol costará 9% de más. Se suponen poderes caloríficos de la gasolina y el bioetanol. Todos los vehículos de gasolina utilizarán la mezcla propuesta con 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año y 65% el cuarto año, para alcanzar el 100% de implementación en el quinto año. Se proyecta el costo del bioetanol y de la gasolina hasta el año 2030. Con base en las proyecciones de la flota vehicular se estima el consumo de gasolina y con base a la proporción de la mezcla propuesta se estima la cantidad de gasolina utilizada, la

gasolina ahorrada y las cantidades de etanol. Estas cantidades se estiman en términos de litros, para que con la aplicación de los precios proyectados se estime el costo del uso de solo gasolina y el uso de bioetanol. El costo incremental es el resultado de la diferencia de ambos costos. Las cantidades se convierten en terajulios para la estimación de las emisiones de ambos tipos de combustibles. Para las emisiones de CO₂ equivalente en la gasolina se usa el factor 0,077917 Gg por Tj y para el bioetanol 0,06868 Gg por Tj. Los resultados son 1,393,907 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$58 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Híbridos

De acuerdo a la DSE, con base en la encuesta del sector transporte el 45% de la flota son automóviles y taxis. Se asume que el 30% de los vehículos considerados tienen un valor similar al Toyota Prius que es el modelo híbrido de esa marca. Se sustituirán tanto vehículos de diésel como de gasolina (automóviles particulares y taxis). Se estima la proporción de este tipo de vehículos con base a la proyección de la flota vehicular. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se usan las proyecciones del precio de la gasolina y el diésel. Como costo del vehículo sustituido se utiliza US\$24.300 de un Toyota Corolla 2009. Como costo del auto híbrido se usa US\$33.000 del Toyota Prius 2009. La diferencia se usa como costo incremental. El consumo de combustible del Corolla es de 13,74 Km/L y del Prius es 20,9 Km/L. Con ello se calcula el ahorro esperado de combustible, lo cual por año implica un ahorro del 9,16%. Se hace la estimación de ahorro de gasolina y diésel tanto usando la proyección de los precios de ambos combustibles, se calcula el ahorro total esperado como beneficio. Al costo incremental se le resta el ahorro total para construir el flujo neto. Se estima el flujo de emisiones considerando para el diésel un factor de 0,07 Gg por Tj y para la gasolina de 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 9,081,852 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$38 dólares por tonelada de CO₂ equivalente

Agilización de Trámites

De la flota de automóviles en el país se estima que un 70% están concentrados en el Gran Área Metropolitana (GAM). Se supone que 25% transitan para realizar diversos trámites

en dependencias gubernamentales. Se supone que un 5% de los vehículos pueden evitarse si realizan trámites por teléfono o Internet. Se calcula el costo de las llamadas considerando 10% de intentos fallidos, sumando el costo de uso de Internet de US\$1 por tele-gestión. El resultado es un ahorro de combustibles del 0,88%, lo cual se convierte en litros para que con base en la proyección del precio de la gasolina y el diesel se estime el ahorro esperado. A este ahorro se le resta el costo de la telegestiones. De esta manera se calcula el flujo de ahorro neto esperado. Por su parte, se calcula el ahorro de emisiones con base al ahorro de combustibles esperado considerando para el diesel 0,07 Gg por Tj y para la gasolina 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 917,666 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$91 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Flex Fuel

Esta medida es una extensión del uso de bioetanol con la tecnología desarrollada para mezclar a utilizar es de 30% bioetanol y 70% gasolina, y que se conoce como Flex Fuel. Se estima que un 13% de la flota se puede sustituir a vehículos para flex fuel. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se supone que el precio del bioetanol costará 9% más que la gasolina. Se considerarán los poderes caloríficos de la gasolina y el bioetanol como equivalentes. Se proyecta el costo del bioetanol y de la gasolina hasta el año 2030. Nuevamente, con base en las proyecciones de la flota vehicular se estima el consumo de gasolina y con base a la proporción de la mezcla propuesta se estima la cantidad de gasolina utilizada, la gasolina ahorrada y las cantidades de etanol. Estas cantidades se estiman en términos de litros, para que con la aplicación de los precios proyectados se estime el costo del uso de solo gasolina y el uso de bioetanol. El costo incremental es el resultado de la diferencia de ambos costos. Las cantidades se convierten en terajulios para la estimación de las emisiones de ambos tipos de combustibles. Para las emisiones de CO₂ equivalente en la gasolina se usa el factor 0,077917 Gg por Tj y para el bioetanol 0,06868 Gg por Tj. Los resultados son 452,772 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$19,5 por tonelada de CO₂ equivalente.

Autos Compartidos

Se considerará que el 12% de la población que trabaja hará *Car Pooling*, basado en los datos de la población de Maryland, Estados Unidos de América, en los que se basan las estimaciones de la DSE. Se considerará que el 12% de los vehículos particulares diesel se adherirán este régimen. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. La cantidad de personas promedio que viajan en cada vehículo es de 1,5. El desplazamiento promedio de las personas que utilizan automóvil es de 10 Km hasta su trabajo. El consumo promedio de combustible de los vehículos particulares es de 10,57 Km/L. Con estos parámetros se estima la cantidad de combustible ahorrado en litros, para con la aplicación del precio proyectado del diesel y la gasolina, estimar el flujo de ahorro estimado. Para el cálculo de la emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj y para la gasolina 0,077917 Gg por Tj. Los resultados son 10,429,920 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$73 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Trenes Eléctricos

Se considera que el proyecto de los trenes eléctricos inicia en el 2014. La porción de automóviles, taxis y buses sustituidos por el tren es 5%, mientras que la porción de la carga total del país que será transportada por tren será del 50%. Adicionalmente, la totalidad de los trenes diesel se sustituye. La inversión calculada para el TREM es de US\$345,000,000 según cifras oficiales. La inversión calculada para el Tren Eléctrico Interportuario es de US\$1,500,000,000. Con estos parámetros se estima el ahorro de combustibles por la flota desplazada, con base con la proyección de la flota vehicular del país. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Se estima el costo de la energía que demandarán los trenes eléctricos y se considera la proporción de electricidad de origen térmico. Adicionando los costos de inversión, se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 10,188,960 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$73 por tonelada de CO₂ equivalente.

Integración del Transporte Público

Se supone que el transporte público se integra en ejes que optimizan los recorridos y evitan duplicaciones, y además se conecta con otros proyectos de transporte (como el TREM). Se propone disminuir un 5% la cantidad de vehículos que ingresan a San José, que equivale al 23.36% de la parque automotor del país. El desplazamiento promedio de las personas que utilizan automóvil es de 10 Km hasta su trabajo. El consumo promedio de combustible de los vehículos particulares es de 10,57 Km/L. Cada persona que no utilice su carro se desplazará en transporte público. Se tomará que en cada carro viajan 1,5 personas. Se considerará que cada persona requeriría de 2 viajes de ida y 2 de vuelta para llegar a su trabajo. Los costos de los autobuses se considerarán dentro de San José (según ARESEP vigentes a julio del 2009). Con estos parámetros se estima el ahorro de combustible en 4,67%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión, se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,685,342 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$78 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos Eléctricos

De acuerdo con la DSE, con base en la encuesta del sector transporte el 43,9% de la flota son automóviles. Se sustituirá 15% de la flota de particulares y taxis. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El costo promedio de un vehículo compacto 2009 es de US\$16,000. El costo de un vehículo eléctrico Reva i 2009 es de US\$17,500. Con estos parámetros se estima el costo incremental y el ahorro de combustible. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 9,081,852 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$38 por tonelada de CO₂ equivalente.

Ciclovías

Se considerará que el 5% de las personas que se movilizan en automóviles particulares y que utilizan el transporte público cambian su modo de transporte por bicicletas, según supuestos de la DSE, basados en los resultados obtenidos en varios países alrededor del mundo. El costo de construcción de ciclovías es US\$350 por Km. La distancia en áreas aplicables es de 800 Km. El costo total de construcción es de US\$280,000,000. Se considera que el ahorro de combustibles es del 5%. Con estos parámetros se estima el flujo de ahorro de combustible. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 4,383,263 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$18 por tonelada de CO₂ equivalente.

Descongestionamiento Vial en San José

En este proyecto se toman medidas de ingeniería vial, ordenamiento del tránsito y sumado con las otras medidas de intervención antes mencionadas, se logra un descongestionamiento de la ciudad de San José. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se considera para un vehículo un rendimiento con congestión de 23,23 L/100 Km y un rendimiento sin congestión de 15.43 L/100 Km. Con estos parámetros se estima un ahorro en combustibles del 10,84%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,685,342 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$317 por tonelada de CO₂ equivalente.

Jornada de Cuatro Días

De 200 mil empleados públicos que se han estimado, se parte que 50 mil labora en la Gran Área Metropolitana (GAM). De estos empleados 40% usan vehículo particular para desplazarse a sus lugares de trabajo. Se considera 1.5 personas por vehículo. Se supone que la jornada de estos empleados se hace de 4 días en oficina y 1 día desde el hogar en la modalidad de tele-trabajo. Con esto supuestos, el combustible ahorrado será 0,64%.

Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 401,670 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$73 por tonelada de CO₂ equivalente.

Cambio de Residencia

Se considera que se promociona y se incentiva el cambio de residencia de los trabajadores en el GAM que se transportan en vehículo particular de manera que su nueva residencia esté a un radio promedio de 10 Km del lugar de trabajo. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se estima que con esta medida el ahorro de combustible será del 3,5%. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 2,182,574 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$86 por tonelada de CO₂ equivalente.

Conducción Eficiente

Se supone que se invierte US\$150 mil por año, por seis años, para impulsar una campaña de educación e información sobre conducción eficiente entre los taxis, autobuses y vehículos de carga (pesada y liviana). La campaña tendrá efecto en ahorro tanto de diesel como de gasolina. De estos vehículos, se supondrá que el 5% de ellos van a conducir eficientemente, siendo la proporción mayor para taxis (16,8%) en los taxis y en los autobuses y vehículos de carga pesada (9,9%). La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Con la campaña se logra un ahorro de 0,84%, que se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 226,249 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$57 por tonelada de CO₂ equivalente.

Vehículos de Aire

De acuerdo a la DSE, con base en la encuesta del sector transporte, el 43,9% de la flota son automóviles. Se sustituirá el 15% de los vehículos que todavía no estén incluidos en las medidas de intervención anteriores, y se considerará que la alternativa es para autos compactos. La forma que se aplica la medida es 5% de la flota el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se hace una proyección del costo del aire comprimido. El costo promedio de un vehículo compacto 2010 es de US\$10,000. El costo de un vehículo de aire MDI City CAT 2010 es de US\$12,000. Con estos parámetros se estima el ahorro en combustibles y costo incremental. Dicho ahorro se traduce en colones al considerar los precios proyectados del diesel, la gasolina y el LPG. Adicionando los costos de inversión se estima un flujo neto del ahorro esperado. Para las emisiones evitadas se considera para el diesel 0,07 Gg por Tj, para la gasolina 0,077917 Gg por Tj y para el LPG 0,0631 Gg por Tj. Los resultados son 3,766,978 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$35 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

SECTOR INDUSTRIAL

Ahorro Eléctrico en la Industria

Se impulsa una campaña de US\$100 mil anuales para proveer programas de capacitación y asistencia técnica para promover el ahorro de energía eléctrica en el sector industrial. Con estos programas se estima un ahorro en energía del 6%. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 330,752 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$785 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Calderas Eficientes

Esta medida parte del estimado que en el país hay instaladas 600 calderas en diferentes aplicaciones, de las cuales el 100% lograrán ahorros en bunker con la aplicación de

tecnología eficiente. La forma que se aplica la medida es 5% del total el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Cada caldera eficiente tiene un costo de US\$250,000. Se hace una proyección del precio del bunker hasta el año 2030. Se calcula el ahorro de bunker y su equivalencia de colones. Se construye un flujo neto de ahorro considerando el costo de la inversión. Para las emisiones se toma un factor de 0,0032568052 Gg por Tj. Los resultados son 48,286 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$2,005 por tonelada de CO₂ equivalente.

Motores Eficientes

Se considera una población de motores eléctricos de 35,000. Se asume que el 50% de los motores estándar instalados pueden cambiarse por modelos de la misma potencia pero con alta eficiencia. La forma que se aplica la medida es 10% del total el primer año, 25% el segundo año, 55% el tercer año, 85% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El costo de los motores eficientes es de US\$400. El consumo de motores que se pueden reemplazar implica un ahorro del 4% en la energía consumida por ese rubro. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 15,826 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$78 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Lámparas Eficientes en Industria

Con esta medida se cambian lámparas incandescentes de 2,700 lúmenes de una potencia de 100W y un precio de US\$1, por luminarias compactas fluorescentes con potencia de 25W a un precio de US\$5. La vida útil de la luminaria compacta es de 5 años, por lo que se reinvierte en su reemplazo en ese momento. Con esta medida se estima un ahorro del 10% de la energía utilizada para iluminación por la industria. La forma que se aplica la medida es 20% del total el primer año, 40% el segundo año, 60% el tercer año, 80% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. Se hace una proyección del costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la

generación eléctrica. Los resultados son 15,581 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$705 dólares por tonelada de CO₂ equivalente.

Calentadores Solares para la Industria

Con esta medida se instalan calentadores solares en un 40% de la población industrial. La inversión es de US\$5,000 por calentador y se estima un ahorro de 4,20% de ahorro en energía eléctrica. La forma que se aplica la medida es 5% del total en el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 4,603 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$248 por tonelada de CO₂ equivalente.

Aire Acondicionado Eficiente en la Industria

Con esta medida se realiza un cambio de aires acondicionados con potencia de 1,000W a un costo de US\$570,000 por aires acondicionados de 800W a un costo de US\$700,000. Estos equipos se supone son usados 12 horas diarias. Se logra una participación del 50% de la industria con un ahorro total del 20% de la energía usada para aire acondicionado. La forma que se aplica la medida es 5% el primer año, 15% el segundo año, 35% el tercer año, 65% el cuarto año y se alcanza el 100% en el quinto año. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 4,855 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de -US\$8,8 por tonelada de CO₂ equivalente.

SECTOR RESIDENCIAL

Educación Residencial

Se impulsará una campaña de US\$100,000 al año en capacitación y educación para uso eficiente de la energía y conservación. Se estima un ahorro de 7% en el consumo

eléctrico. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 230,861 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$832 por tonelada de CO₂ equivalente.

Lámparas Eficientes en Residencias

Al igual que el caso industrial, se cambian lámparas incandescentes de 2,700 lúmenes de potencia de 100W y un precio de US\$1, por luminarias compactas con potencia de 25W a un precio de US\$5. La vida útil de la luminaria compacta es de 5 años, por lo que se igualmente se reinvierte en su reemplazo en ese momento. Se asume que el 40% de las bombillas incandescentes en hogares son cambiables, pues pasan encendidas al menos 5 horas al día. Se parte que se cambian en promedio 3 bombillas por hogar en el país. Con base en la proyección de hogares en el país se calcula el ahorro estimado en energía para iluminación de 30%. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 80,075 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de –US\$820 por tonelada de CO₂ equivalente.

Timers para Calentadores

Con esta medida en el 21% las casas del país, las cuales cuentan con calentadores de agua, se instalan temporizadores lo que implica un ahorro del en el consumo eléctrico por ese motivo. La aplicación de la medida es de 20% de los hogares meta para el primer año, 40% en el segundo año, 60% en el tercer año, 80% en el cuarto año, para tener el 100% de los hogares meta en el quinto año. El costo de los timers es de US\$85. Se proyecta el costo de KWh hasta el año 2030. El ahorro obtenido se calcula como un flujo y se trae a valor presente. Para la estimación de las emisiones se toma como parámetro 0,0691 Gg por Tj para la generación de energía eléctrica de origen térmico, que se estima en 10% de la generación eléctrica. Los resultados son 10,046 toneladas de CO₂ mitigadas a un costo de US\$1,206 por tonelada de CO₂ equivalente.

SECTOR FORESTAL Y AGRÍCOLA

Para la estimación del potencial de mitigación en el sector forestal se analizaron tres escenarios, el BAU (descrito en la sección anterior), uno con el PSA tal como funciona en la actualidad y otro con un PSA *mejorado*. La comparación de escenarios mostró diferencias importantes en las recuperaciones de cobertura boscosa. Del 47% de cobertura actual, podría disminuirse al 44% de no implementarse el PSA, mientras que se lograría un 65% de cobertura del país si se pudiera aumentar la potencia del programa de PSA y solo se lograría el 54% de mantenerse como hasta ahora ha funcionado el programa. Esto significa diferencias de hasta un 21% de mejoras en cobertura si se puede potenciar el PSA con respecto a la no existencia del mencionado programa o del 11%, en referencia a mantener el PSA como funciona hoy día.

En términos de hectáreas la diferencia entre los escenarios propuestos, evidencian que el no contar con PSA implica crecer de 1.3 hasta 1.9 millones de hectáreas en bosque de ocupación total (B100), al término del período proyectado (2005-2030), mientras que si se mejora la potencia del PSA se podrían alcanzar los 2.7 millones de hectáreas. De mantenerse la potencia del PSA se lograrían 2.4 millones de hectáreas de B100 al cabo del año 2030.

Por su parte, las ganancias en conversión de áreas de otro uso (OU) a cobertura boscosa, sea esta regeneración temprana (R22), tardía (R27) o bosque maduro (B100), alcanzaría más del millón de hectáreas en caso de mejorar la potencia del PSA, pero apenas 400 mil hectáreas si se mantiene el PSA actual y sólo se ganaría un poco más de 100 mil hectáreas si no existiera el programa de PSA.

En cuanto a stock de carbono la comparación de escenarios indica que la mejor opción sería aumentar la potencia del PSA (PSA *mejorado*). Se obtendrían 300 mil toneladas más de dióxido de carbono, al final del año 2030, mientras que mantener el PSA solo agregaría 150 mil toneladas. Sin PSA en ejecución, el incremento en la capacidad de fijar carbono por parte de los bosques del país subiría sólo en 43 mil toneladas durante el período analizado, como se indicó anteriormente.

Bajo los mismos términos de valoración, para un escenario donde se mantiene la potencia, (con una mejoría del 20%), el costo de la tonelada de carbono alcanzaría \$6.77, es decir \$3.99 (aplicando el mismo criterio de costos al 50% por la producción de otros servicios ambientales). Esto representaría que el costo por tonelada de carbono secuestrado en el esquema de PSA *mejorado* (\$2.40) es el más ventajoso dentro de las condiciones propuestas.

Manteniendo la Potencia del PSA

Para garantizar que los valores de los coeficientes matriciales sean válidos, se asume como supuesto fundamental para este estudio, que la penetración del programa de PSA en Costa Rica, se mantiene constante durante el período proyectado. Esto implica un crecimiento en área y en el presupuesto del programa, para certificar que se conserve el grado de penetración durante el período y se cumpla el objetivo del PSA.

En la Tabla 12 se observa el comportamiento del uso del suelo si se mantiene la potencia actual del PSA para el período 2000-2030. Se obtiene una recuperación aproximada de 1 millón de hectáreas de bosque de ocupación total (B100), mientras que las áreas de otro uso (OU) darían paso a recuperaciones en el orden de las 400.000 hectáreas.

Tabla 12 Proyección del Uso de la Tierra manteniendo el Programa de PSA

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en ocupación total (B100)	Total País (Ha)
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,646,169	288,886	329,599	1,845,922	5,110,575
2010	2,562,003	275,216	224,042	2,049,314	5,110,575
2015	2,489,613	261,304	212,200	2,147,457	5,110,575
2020	2,430,705	250,167	200,574	2,229,129	5,110,575
2025	2,382,211	241,500	191,383	2,295,481	5,110,575
2030	2,342,024	234,667	184,296	2,349,589	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

En la Tabla 13 se muestran los stocks de carbono y las emisiones de acuerdo con las proyecciones del uso del suelo, donde resalta que el crecimiento en la cobertura del país va de un 47% hasta un 54%. Además se obtendría una mejora en el stock de carbono de alrededor de 150 mil toneladas de dióxido de carbono y se reducirían las emisiones de 10 mil toneladas de dióxido de carbono en el 2005 a menos de 3 mil toneladas en el 2030.

Tabla 13 Stock de Carbono y Emisiones Proyectadas Manteniendo el Programa de PSA

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (Miles de Toneladas de CO₂)	Emisiones (Miles de Toneladas de CO₂)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	48%	752,245	(10,312)
2010	5,110,575	50%	783,761	(6,303)
2015	5,110,575	51%	806,009	(4,450)
2020	5,110,575	52%	824,507	(3,700)
2025	5,110,575	53%	839,892	(3,077)
2030	5,110,575	54%	852,761	(2,574)

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

Mejorando la Potencia del PSA

Para el resto del país (excluyendo Parques Nacionales y Guanacaste), se analizó la opción de mejorar el potencial de fijación de carbono por parte de nuestros bosques. Para ello se asumió que la deforestación antropogénica (es decir, la producida por el hombre) se reduciría en un 50% y que la tasa de Regeneración temprana (R22) se mejoraría también hasta en un 50%.

Tabla 14 Proyección de Uso de la Tierra Mejorando el Programa de PSA

Año	Otro Uso (OU)	Regeneración 22 años (R22)	Regeneración 27 años (R27)	Bosque en Ocupación Total (B100)	Total País (Ha)
2000	2,710,648	423,345	647,186	1,329,397	5,110,575
2005	2,452,616	448,165	352,592	1,857,202	5,110,575
2010	2,246,847	403,342	373,044	2,087,343	5,110,575
2015	2,085,787	367,879	335,130	2,321,779	5,110,575
2020	1,956,797	340,388	305,272	2,508,119	5,110,575
2025	1,853,387	318,595	282,188	2,656,404	5,110,575
2030	1,770,392	301,274	263,934	2,774,975	5,110,575

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

La Tabla 15 describe el comportamiento del uso del suelo en caso de lograr una mejora en la potencia del PSA. Se observa que podrían recuperarse alrededor de 1.0 millón de hectáreas de terrenos que actualmente están en otro uso (OU), pasando a sitios en recuperación muy estables. Además podría recobrase una alta cuota en el B100 (bosque de ocupación total) con más de 1.4 millones de hectáreas rescatadas en 25 años.

El crecimiento en la cobertura del territorio nacional pasaría de un 47% en el año 2000 hasta lograr un 65% en el 2030, recuperándose más del 20% del territorio del país, según se desprende de la tabla 7. Esto significa una mejora en el stock de dióxido de carbono de alrededor de 300 mil toneladas para el período y se lograría una reducción en emisiones que va de casi 20 mil toneladas en el 2000 hasta llegar a un poco más de 6 mil en el año 2030, con una caída del 70% en emisiones

Tabla 15 Stock de Carbono y Emisiones Proyectadas Mejorando el Programa de PSA

Año	Total País (Ha)	Territorio con Cobertura (%)	Stock Carbono (Miles de Toneladas de CO2)	Emisiones (Miles de Toneladas de CO2)
2000	5,110,575	47%	700,687	
2005	5,110,575	52%	799,595	(19,782)
2010	5,110,575	56%	869,381	(13,957)
2015	5,110,575	59%	929,262	(11,976)
2020	5,110,575	62%	977,212	(9,590)
2025	5,110,575	64%	1,015,684	(7,694)
2030	5,110,575	65%	1,046,613	(6,186)

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

En la estimación de costos del PSA para el período de 2010 al 2030, se empleó el pago actual de US\$64, que duplicado a US\$128/ha/año, significaría una mejora en la potencia, como escenario de análisis. Esta evaluación muestra en la Tabla 16, que los montos por evitar la deforestación, sumado a los costos por reforestar o regenerar áreas, ascienden a casi US\$488 millones, es decir US\$24 millones anuales y un costo de US\$4.80 por tonelada de carbono capturado. Este costo se reduciría a US\$2.40, asumiendo que un 50% del costo de capturar carbono, serviría también para producir directamente biodiversidad, agua y belleza escénica, como servicios ambientales conexos.

Tabla 16 Impacto en Mitigación y Costos Asociados con el Mejoramiento del Programa de PSA

Variable Analizada	Unidad	Valor
Costo Total 2010-2030	US\$	488,210,639
Precio PSA	US\$/ha	128.0
PSA Deforestación Evitada	US\$	257,383,860
PSA Reforestación/Regeneración	US\$	230,826,779
CO ₂ evitado total	TON CO ₂	101,814,496
Costo PSA Ton CO ₂	US\$/ha	4.80
Costo del Carbono Ton CO ₂	US\$/ha	2.40
De Otro Uso a Cobertura PSA ACTUAL	ha	96,401
De Otro Uso a Cobertura PSA MEJORADO	ha	352,876
Área a Reforestar	ha	256,474
Tasa de Reforestación anual	ha	12,824
Costo PSA Reforestación/ha	US\$/ha	900
Crecimiento anual CO ₂	Ton/ha	10
Produccion anual CO ₂	CO ₂ anual	134,344

Fuente: elaboración propia con base en datos del IMN y FONAFIFO

También significaría evitar la emisión de más de 100 millones de toneladas de dióxido de carbono durante el período citado. Y además se generaría anualmente una reforestación de más de 12 hectáreas, con un crecimiento en el stock de carbono de 10 toneladas. En términos de áreas recuperadas, representa que adicionalmente a las 100 mil hectáreas que hoy día se recobran bajo el actual esquema de PSA, se rescatarían 256 mil hectáreas más bajo el escenario de PSA mejorado, lo que entonces sumarían más de 350 hectáreas restablecidas.

De acuerdo con las emisiones de metano estimadas para cada uno de los sistemas de producción (carne, leche, doble propósito), existe mayor potencial de reducción en la ganadería de carne. Ello se basa en el manejo tradicional de las pasturas, el número y tipo de animal presente en este sistema de producción y los bajos índices productivos que presenta actualmente este sistema de producción.

Bajo este supuesto, si se incrementa el área de pastos mejorados, se ajustan los ciclos de pastoreo a la disponibilidad de forraje y se pastorea cuando el mismo tenga la mejor calidad nutritiva, es totalmente factible obtener reducciones significativas en las emisiones de metano al mismo tiempo que se mejora la respuesta animal en términos de ganancia de peso.

Adicionalmente, debe considerarse el incremento de la eficiencia en la conversión de alimento producto del mejoramiento genético de los animales. La eficiencia de conversión de alimento se refiere a la cantidad de energía consumida en relación con la utilizada por el animal, en consecuencia si esta relación se mejora se reduce la pérdida de energía como metano.

Otra de las posibilidades reales para reducir la generación de GEI se encuentra en el óxido nitroso, principalmente aquellas provenientes de la aplicación de fertilizantes nitrogenados en las pasturas. La fertilización es una práctica común en la ganadería de leche, actividad que por ser intensiva requiere disponer de pastos, que además de soportar altas cargas, posea alta calidad nutritiva y gran producción de forraje.

La utilización de nuevas fuentes nitrogenadas y formas de aplicación deben ser exploradas para determinar el verdadero potencial de reducción, que según estimados iniciales pueden ser muy significativos, sin que por ello se produzcan reducciones de materia seca y calidad de las pasturas y consecuentemente no afectaría negativamente la producción de leche.

Al igual que con el sector lechero, el mayor problema de emisiones de GEI en el sector agrícola es el óxido nitroso, el cual se origina por la aplicación de fertilizantes conteniendo nitrógeno. La opción de mitigación debe orientarse a la reducción de la cantidad de nitrógeno aplicada, utilizar diferentes fuentes nitrogenadas, utilizar diferentes métodos de aplicación y ajustar las fertilizaciones de acuerdo con las curvas de absorción del cultivo. Es decir, realizar la aplicación en cantidad de acuerdo con el estado fenológico del cultivo, donde más es requerido el nitrógeno, ya que la eficiencia de absorción y de utilización es mayor que en cualquier otra etapa del cultivo.

A partir de los datos analizados y proyectados para cada componente del sector agropecuario y en combinación con los valores conocidos sobre reducciones de emisiones en pastos mejorados, así como la capacidad de captura del componente silvopastoril, se calcularon las emisiones de dióxido de carbono equivalente por hectárea, asociadas a esos diferentes componentes del sector. A partir de esta información se calculó la capacidad total de reducción del sector agropecuario, que multiplicada por una base a reducir de 400 mil toneladas de CO₂, permite calcular el área necesaria para someter al PSA agropecuario.

Usando un precio base de US\$300 por hectárea por año durante 4 años, se estimó un costo anual del programa, el cual permite establecer un precio para cada tonelada de CO₂ equivalente incluida en el programa. Con base en una área mayor a las 1.2 millones de hectáreas de pastizales, más la producción anual de CO₂ equivalente para el 2010 se obtuvieron las emisiones de CO₂ equivalente por hectárea de 1,8 para los pastizales y de 1,5 para el ganado. Las emisiones para el componente silvopastoril se calcularon a partir de los índices conocidos de 0.36% de reducción de óxido nitroso y de 0.20% de metano para pastos mejorados, que son multiplicados por los valores de emisiones antes descritos.

La diferencia entre las emisiones asociadas a los pastizales y al ganado, menos las emisiones del componente silvopastoril, permiten establecer una reducción de óxido nitroso de 0.65, que sumado a la reducción de 0.30 por concepto de pasto mejorado, más el valor de 1.50 conocido del componente silvopastoril, revela un total de 2.45 CO₂ equivalente por hectárea.

Estimándose una reducción de 400 mil toneladas de CO₂ equivalente, comparada con un valor de reducción de 2.45 descrito anteriormente, resultan 163,104 hectáreas a someter al PSA agropecuario para lograr la reducción propuesta. Tal cantidad de hectáreas a razón de US\$300 por hectárea por año, por un período de 4 años, significa que el costo anual del programa de PSA agropecuario asciende a casi US\$10 millones al año. Esto significa que el costo por tonelada de CO₂ equivalente es de US\$24.47 (Tabla 17).

Tabla 17 Estimación de Mitigación de Emisiones y Costos Asociados en el Sector Agropecuario

Variable Estimada	Unidad	Valor
Área total de pastos en CR	Area (ha)	1,227,000
Reducción en N ₂ O por pasto mejorado	%	0.36
Reducción Metano pasto mejorado	%	0.20
Captura componente silvopastoral	%	(1.50)
Emisiones asociadas a los pastizales	CO ₂ e/ha	1.80
Emisiones asociadas al ganado	CO ₂ e/ha	1.52
Emisiones Nama PSA Silvopastoril N ₂ O	CO ₂ e/ha	1.15
Emisiones Nama PSA Silvopastoril Metano	CO ₂ e/ha	1.22
Reducción en N ₂ O por pasto mejorado	CO ₂ e/ha	(0.65)
Reducción en Metano por pasto mejorado	CO ₂ e/ha	(0.30)
Total de Reducción	CO ₂ e/ha	(2.45)
Área a Someter a PSA Agropecuario	Area (ha)	163,104
Precio del PSA Agropecuario	US\$/ha/year	300
Costo total Programa	US\$	195,725,396
Costo anual del Programa	US\$	9,786,270
Reducción total de emisiones del programa	Ton CO ₂ e/año	400,000
Precio de la tonelada del programa	US\$/Ton CO ₂ e	24.47

Fuente: elaboración propia con datos de MIDEPLAN y CATIE

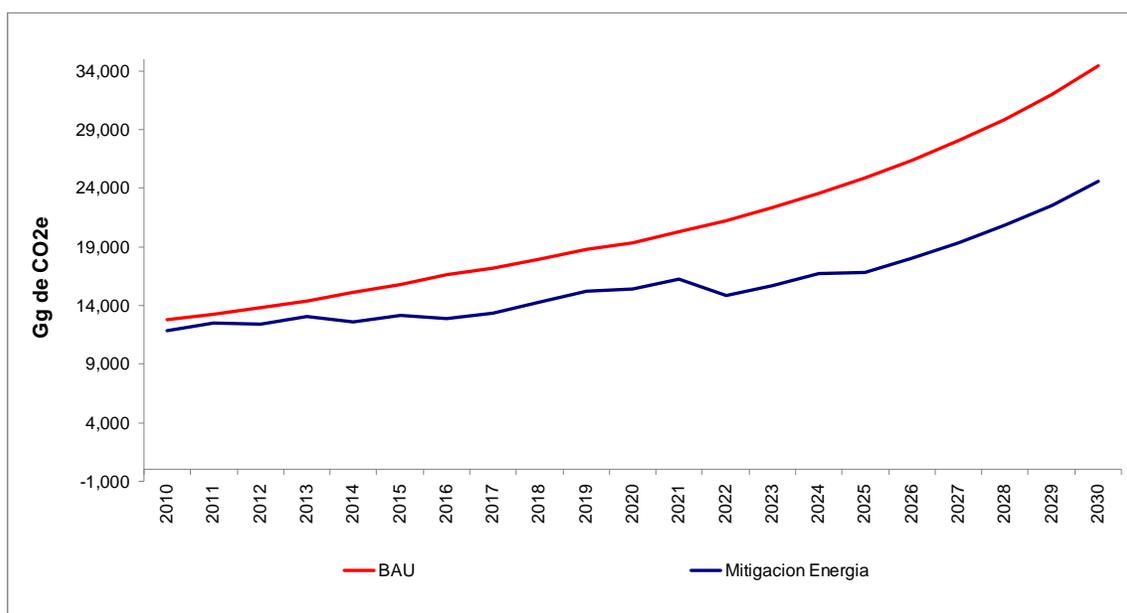
Queda demostrado a partir de las comparaciones de escenarios que lo más adecuado para lograr una mejor gestión en la cobertura boscosa es mejorando la potencia del PSA. Sin embargo, el mantener el PSA debería ser una prioridad nacional, puesto que con ello se logra una mejoría sustancial en la cobertura, esto comparado con la proyección obtenida bajo el supuesto de la no existencia del programa de Pago por Servicios Ambientales (PSA).

POTENCIAL TOTAL DE MITIGACIÓN

Las medidas de mitigación relacionadas con el uso de energía (transporte, industria, residencial, vivienda, generación eléctrica) y el manejo de desechos sólidos que fueron evaluadas indican un potencial agregado de mitigación de 4,027 Gg de CO₂e en el 2021 y

9,856 Gg de CO₂e en el 2030. Como resultado, si se implementaran estas medidas las emisiones totales del país alcanzarían 16,228 Gg de CO₂e en el 2021 y 24,263 Gg de CO₂e en el 2030 (Figura 14).²⁰ Si bien se daría una importante contribución con la mitigación, es claro que las medidas evaluadas vendrían a compensar solo en parte la tendencia a la alza en las emisiones totales del país de las próximas dos décadas.

Figura 14 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO₂e

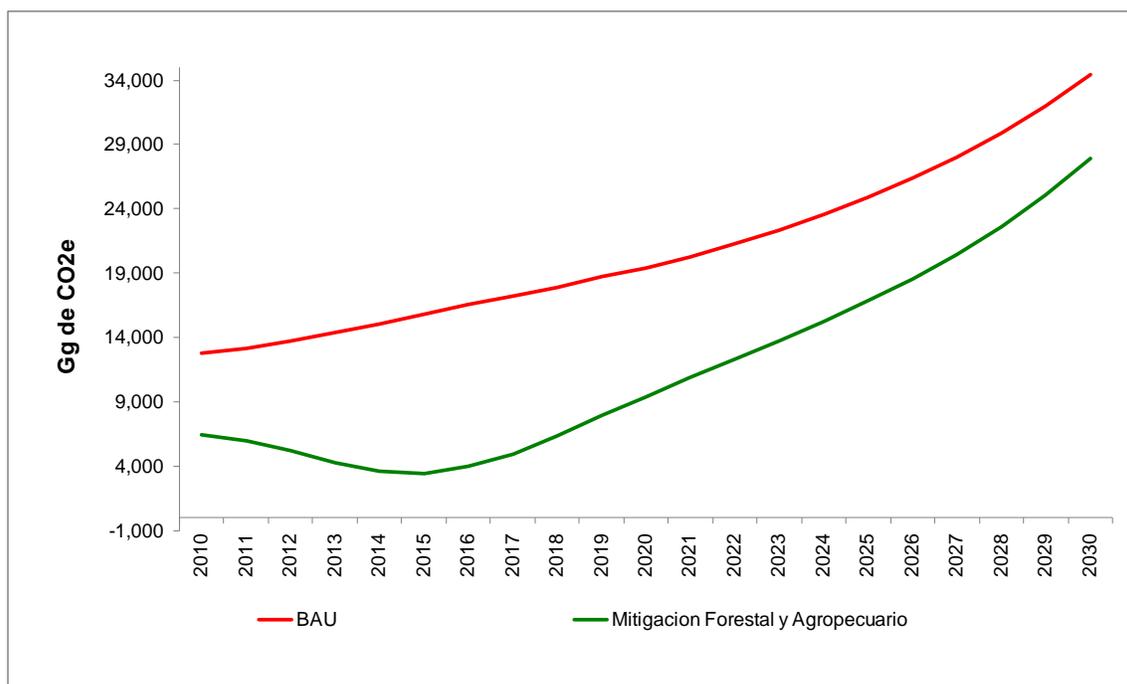


Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, y estimaciones propias

Por otro lado, las medidas analizadas para el sector forestal y agropecuario indican un mucho mayor potencial de mitigación de emisiones (Figura 15). De ser implementadas, las emisiones totales para el año 2021 alcanzarían 10,883 Gg de CO₂e en el 2021 (reducción de 9,373 Gg of CO₂e) y 27,893 Gg de CO₂e en el 2030 (reducción de 6,586 Gg de CO₂e). Es claro que por sí mismas, las intervenciones en el sector de uso y cambio de uso del suelo no podrían compensar las emisiones que el país experimentaría si sus patrones de crecimiento y uso de energía se mantienen como en el presente.

²⁰ Los resultados de escenarios bajo un ritmo de crecimiento moderado se encuentran en el Anexo.

Figura 15 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO₂e



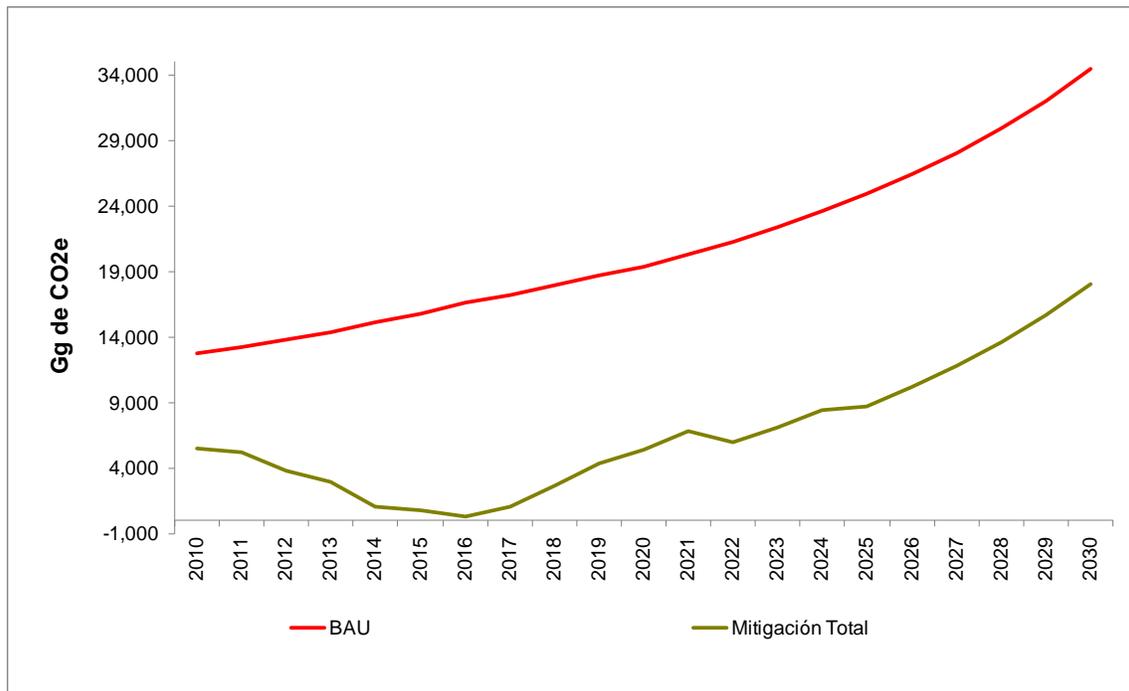
Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Al analizar el impacto agregado de todas las posibles medidas de mitigación evaluadas en este estudio, se estima que su impacto total sería de una reducción de 315 millones de toneladas de CO₂e en el periodo 2010-2030. Más de un 80 por ciento de ese potencial de mitigación se concentraría en cinco medidas: expansión hidroeléctrica y de otras fuentes renovables, trenes eléctricos, mejoras de infraestructura vial, rellenos sanitarios y el sector forestal. Adicionalmente, las medidas para hacer un sector transporte menos intensivo en el uso de combustibles fósiles también contribuirían de manera significativa a reducir las emisiones de GEI.

Si todas las medidas analizadas se realizaran, las emisiones totales en el 2021 alcanzarían 6,856 Gg de CO₂e en el 2021 (con una reducción total de 13,399 Gg de CO₂e respecto a la línea base) y 18,037 Gg de CO₂e en el 2030 (reducción de 16,442 Gg de CO₂e). Estos niveles proyectados indican que en el año 2021, si el país llevara a cabo al menos las medidas de mitigación indicadas, en el año 2021 (luego de más de una década de

crecimiento) se tendría un nivel de emisiones similar al de mediados de la década de los 90. Por otro lado, las medidas analizadas contribuirían con la reducción de un 47 por ciento de las emisiones totales en el escenario BAU para el año 2030.

Figura 16 Emisiones BAU (crecimiento alto) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO₂e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

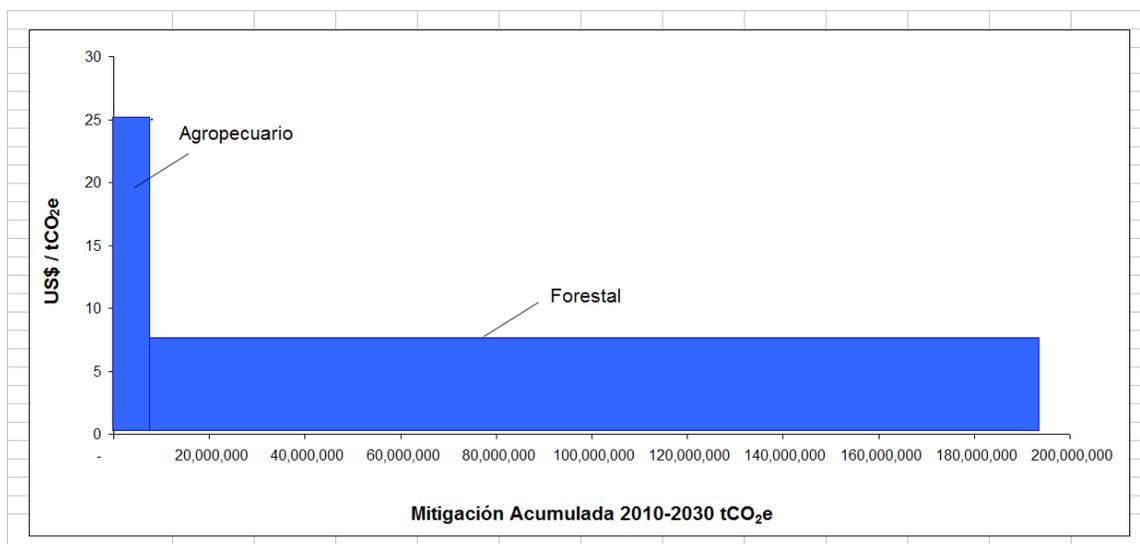
COSTOS TOTALES DE MITIGACIÓN

Se analizó una cantidad diversa de opciones de mitigación, con variados costos y contribuciones en reducción de emisiones. Una conclusión importante es que pese a que Costa Rica es una economía menos carbono intensiva que otras naciones desarrolladas y en vías de desarrollo, las inversiones requeridas para reducir la dependencia en combustibles fósiles y crecer con menos emisiones de GEI son cuantiosas. En la Tabla 18 se observan los resultados obtenidos con las medidas de intervención estudiadas. Se han ordenado las medidas colocando primero aquellas que implican menor costo por tonelada

de CO₂ equivalente (muchas con un costo negativo, lo que indica un beneficio neto) hacia las más costosas.

Se estima que las inversiones totales requeridas para impulsar las medidas de mitigación ascienden a US\$7.8 mil millones, que equivalen a un 30% del Producto Interno Bruto del país en el año 2009. Destaca el costo por tonelada de CO₂ en el caso de las medidas del sector forestal, cercano a US\$7, con una mitigación estimada de 185 millones de toneladas en el periodo 2010-2030. Las posibilidades en el sector agropecuario son más costosas, cercanas a US\$25 por tonelada de CO₂ (Figura 17).

Figura 17 Curva de Costos Marginales de Abatimiento Sector Agropecuario y Forestal



Fuente: elaboración propia con datos del IMN, FONAFIFO, MIDEPLAN y CATIE

En el caso de las medidas relacionadas con el uso de energía y la producción de desechos sólidos, existe una amplia gama de costos y posibilidades de mitigación. Cerca del 96% de la mitigación estimada tendría costos entre US\$-166 y US\$73 por tonelada de CO₂ (Figura 18).

Tabla 18 Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento (2010-2030)

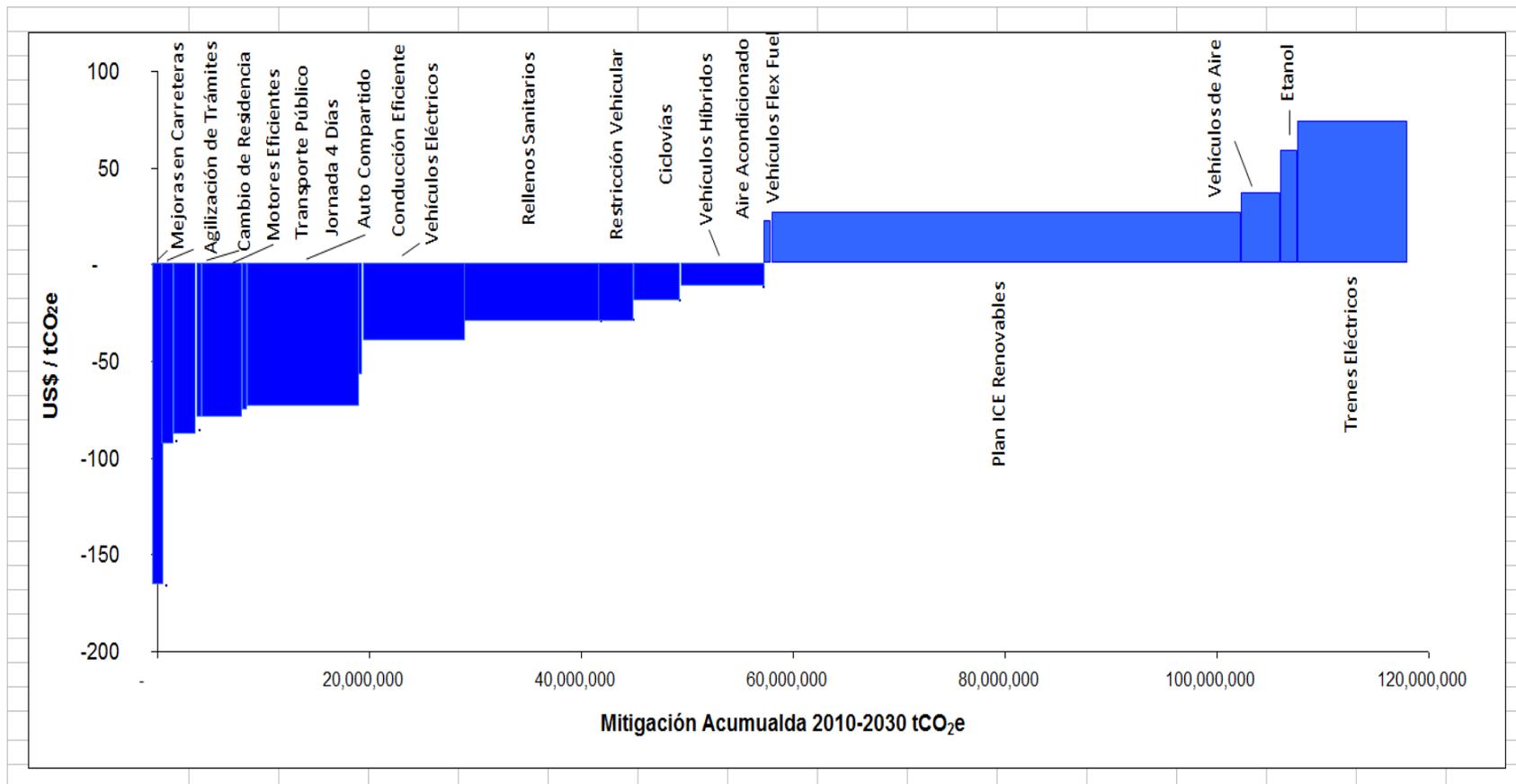
Intervención	Descripción	US\$ por tCO₂e Mitigada	Mitigación tCO₂e	Mitigación Acumulada tCO₂e	Mitigación Promedio por Año tCO₂e
Vivienda Popular	Construcción de viviendas accesibles para familias de bajos niveles de ingresos. Las viviendas se construyen con madera y materiales con una menor huella energética (sustitutos de cemento y acero principalmente).	- 1,968.4	299,403	299,403	14,970.2
Educación Residencial	Campaña de educación y creación de habilidades en los hogares para la conservación de energía, la eficiencia energética y la adquisición de electrodomésticos eficientes.	- 832.0	230,861	530,264	11,543.0
Lámparas Fluorescentes (Residencial)	Sustitución de bombillas tradicionales por bombillas compactas fluorescentes en oficinas y plantas que requieren más de cinco horas diarias de iluminación artificial.	- 819.6	80,075	610,339	4,003.7
Eficiencia Energética (Industria)	Entrenamiento y capacitación en conservación de energía, eficiencia energética y adopción de tecnologías eficientes y mejores estándares de producción en las empresas.	- 784.7	330,752	941,091	16,537.6
Lámparas Fluorescentes (Industria)	Sustitución de bombillas tradicionales por bombillas compactas fluorescentes en hogares.	- 705.3	15,581	956,672	779.0
Descongestionamiento Vial	Grupo de medidas diversas para reducir el congestionamiento vial en el área metropolitana, que incluyen mejoras de infraestructura, ingeniería de tránsito, y cambios en el sistema de transporte público.	- 317.1	3,685,342	4,642,014	184,267.1
PRUGAM (Mejoras Infraestructura Vial)	Implementación de cinco proyectos de desarrollo de infraestructura en el anillo periférico de San José. Diversificación de vías alternas y mejor conexión entre áreas comerciales y residenciales.	- 165.9	867,111	5,509,125	43,355.6
Agilización de Trámites	Sustitución de trámites públicos en dependencias de gobierno por trámites vía digital.	- 91.2	917,666	6,426,791	45,883.3
Cambio de Residencia	Planeamiento urbano e incentivos para ubicación residencial cercana a lugares de trabajo.	- 85.7	2,182,574	8,609,365	109,128.7
Motores Eficientes	Sustitución del 50% de motores industriales de	- 77.8	15,826	8,625,192	791.3

Intervención	Descripción	US\$ por tCO ₂ e Mitigada	Mitigación tCO ₂ e	Mitigación Acumulada tCO ₂ e	Mitigación Promedio por Año tCO ₂ e
	combustible fósil con tecnologías eficientes.				
Transporte Público	Integración de rutas de transporte público para reducir ineficiencias.	- 77.8	3,685,342	12,310,534	184,267.1
Jornada de 4 Días	Tele trabajo por un día a la semana en funcionarios del sector público.	- 73.1	401,670	12,712,204	20,083.5
Autos Compartidos	Fomento de autos compartidos (12% de vehículos en el área metropolitana).	- 72.6	10,429,920	23,142,124	521,496.0
Conducción Eficiente	Entrenamiento de conductores de camiones y autobuses para mejorar prácticas de manejo y mantenimiento de vehículos.	- 56.6	226,249	23,368,373	11,312.5
Vehículos Eléctricos	Uso de vehículos eléctricos (10% de flota total).	- 38.2	9,081,852	32,450,225	454,092.6
Rellenos Sanitarios	Captura y uso de metano para generación eléctrica en cinco de los principales botaderos de basura.	- 29.2	14,126,206	46,576,431	706,310.3
Restricción Vehicular	Restricción de vehículos un día a la semana.	- 29.0	3,025,631	49,602,061	151,281.5
Ciclovías	Construcción de vías para el uso de bicicletas.	- 18.5	4,383,263	53,985,324	219,163.1
Vehículos Híbridos	Uso de vehículos híbridos (10% de flota total).	- 11.4	7,921,688	61,907,012	396,084.4
Aire Acondicionado	Uso de aires acondicionados eficientes en industria y comercio.	- 8.8	4,855	61,911,867	242.7
Vehículos Flex Fuel	Uso de vehículos flex fuel (5% de flota total).	19.5	452,772	62,364,639	22,638.6
Plan Expansión ICE Fuentes Renovables	Generación de electricidad con fuentes renovables (92%) hasta el año 2025.	26.2	44,500,000	106,864,639	2,225,000.0
Vehículos de Aire	Use de autos de aire comprimido (15% de flota de autos compactos).	35.1	3,766,978	110,631,617	188,348.9
Etanol	Mezcla de etanol con combustible (4%).	57.7	1,393,907	112,025,524	69,695.3
Trenes Eléctricos	Uso de trenes eléctricos para transporte en el área metropolitana y para el transporte de carga interoceánico.	73.2	10,188,960	122,214,484	509,448.0
Calentadores Solares	Uso de calentadores solares en la industria.	248.2	4,603	122,219,088	230.2
Biocombustibles	Mezcla de biodiesel (15% del diesel).	819.9	266,905	122,485,993	13,345.3

Intervención	Descripción	US\$ por tCO₂e Mitigada	Mitigación tCO₂e	Mitigación Acumulada tCO₂e	Mitigación Promedio por Año tCO₂e
Timers en Calentadores	Contadores para calentadores de agua en hogares.	1,206.3	10,046	122,496,039	502.3
Calderas Industriales	Uso de calderas eficientes en la industria.	2,004.9	48,286	122,544,324	2,414.3
Sector Forestal	Mantenimiento y mejoramiento del Sistema Nacional de Áreas Protegidas. Expansión del programa de Pago por Servicios Ambientales.	7.0	185,000,000	307,544,324	9,250,000.0
Sector Agropecuario	Reducción de gases de efecto invernadero con uso de pastos mejorados, sistemas agropastoriles, reducción de fertilizantes y agroquímicos.	25.0	8,000,000	315,544,324	400,000

Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, Fundecor y estimaciones propias

Figura 18 Curva de Costos Marginales de Abatimiento, Sector Energético, Industrial, Residencial y Desechos Sólidos



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, y MINAET

5. CONCLUSIÓN

El estudio identificó un grupo de medidas de mitigación que reduciría significativamente el nivel de emisiones del país en el año 2021. Las proyecciones realizadas indican que el país podría seguir un ritmo de crecimiento económico alto a la vez que mitigar una cantidad importante de las emisiones, comparadas con la línea base estimada.

El sector forestal ofrece opciones competitivas con un alto potencial de abatimiento. Por otra parte, se requieren acciones diversas en el sector transporte (con costos variados) para lograr consolidar una economía menos carbono intensiva. Dado que este sector es el principal contribuyente con las emisiones totales del país (históricas y proyectadas), la carbono neutralidad dependerá en buena medida de los proyectos de mitigación que se impulsen.

Asimismo, el país requiere continuar con sus esfuerzos por mantener la generación de electricidad basada en fuentes renovables. Tanto a nivel industrial como residencial, el uso de tecnologías modernas vendría a reducir el consumo energético y contribuir con la reducción de emisiones. Un enfoque nacional a nivel de sectores sería la calve de una estrategia de mitigación que busque la carbono neutralidad en el 2021. El potencial con un manejo eficiente de los desechos sólidos es igualmente importante, dado que una gran parte de ellos no es manejada de manera eficiente, además de su potencial de cogeneración eléctrica.

Las estimaciones realizadas indican que la carbono neutralidad requiere inversiones cuantiosas. Adicionalmente, esfuerzos institucionales, cambios de política y nuevas estrategias empresariales. Un norte común en torno a una economía menos carbono intensiva es clave para impulsar las medidas evaluadas. El financiamiento requerido demandará esfuerzos públicos y privados, para superar diversas barreras de política, distorsiones e intereses creados que limitan la asignación de recursos hacia tecnologías avanzadas que contribuyan con la mitigación de emisiones. Adicionalmente, la coordinación interinstitucional se presenta como una condición imprescindible para abordar la carbono neutralidad desde su dimensión transversal.

6. REFERENCIAS

Alvarado, Fernando y otros. Memoria Estadística del Sector Energía 1989-2008. San José: DSE, 2009.

Bacon, R. y S. Bhattacharya. "Growth and CO₂ Emissions. How do Different Countries Fare?" Environment Department Papers 113. The World Bank. Noviembre 2007.

Bitrán & Asociados. Captura de Gases de Efecto Invernadero de Rellenos Sanitarios para su Aprovechamiento Económico. Septiembre 2006.

CATIE. Integrated Silvopastoral Approaches to Ecosystem. Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza. Final Evaluation by the Project Executors and Beneficiaries: Main Lessons Learned. 2009.

CONACE. Programa Nacional de Conservación de Energía 2001-2006. San José, Costa Rica: CONACE.

CONACE. Programa Nacional de Conservación de Energía 2001-2006. San José, Costa Rica: CONACE, 2001

DIGECA. Evaluación del Potencial de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Producción de Energía a partir de Vertederos en Ciudades de Costa Rica. CEPAL y MINAET. Abril 2009.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Diagnóstico V Plan Nacional de Energía 2008-2021, San José, Costa Rica: Febrero de 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). V PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2008-2021. San José, Costa Rica, Marzo de 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Balance Energético Nacional 2007. San José, Costa Rica, Diciembre 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Plan de contingencia. Medidas Mandatorias para Reducir el Consumo de Combustibles. San José: Junio 2008.

Dirección Sectorial de Energía (DSE). Memoria Estadística del Sector Energía De Costa Rica 2000 – 2001. Costa Rica, julio de 2002.

Francois, J., L. Rivera y H. Rojas-Romagosa. “Economic Perspectives for Central America after CAFTA: A GTAP-based Analysis.” CPB Discussion Paper 99. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, 2008.

Instituto Costarricense de Electricidad, ICE. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2008-2021. Septiembre 2007.

Kaya, Y. “Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios.” Paper presented to IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group. 1990.

Lawrence Berkley National Laboratory, LBNL. Guidance for Mitigation Assessments: Version 2.0. March 1995.

Ministerio de Planificación, MIDEPLAN. Costa Rica: Estadísticas Regionales 2001-2008. 2009.

MINAET e IMN. Costa Rica 2009. Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. MINAET, IMN, GEF, PNUD. 2009.

MINAET. Contexto Energético y Política Energética Sostenible. San José: Abril 2008.

MINAET. Plan de Acción del Sector Eléctrico Nacional (SEN). Mayo 2007.

MINAET. Política de Precios de la Energía. San José, Agosto 2006.

Ministerio de Ambiente y Energía. Programa Nacional de Conservación de la Energía. San José, Costa Rica: 1994.

Monge-González, R., L. Rivera y J. Rosales. “Productive Development Policies in Costa Rica: Market Failures, Government Failures and Policy Outcomes.” Working Papers, RD-IADB. En prensa. 2010.

MOPT y ENGEVIX. Estudio de Factibilidad Técnico, Legal, Financiero y Ambiental para Financiamiento y Gerenciamiento para la Concesión del Proyecto Tren Eléctrico Metropolitano Costa Rica. Varios Tomos. Agosto 2009.

PRUGAM. Plan Regional Urbano de la Gran Área Metropolitana de Costa Rica 2008-2030. Varios Tomos. 2008.

Ramírez, Fernando y otros. Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica San José: DSE, 2006.

Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa. “Análisis de Impacto sobre la Sostenibilidad (AIS) ante un Acuerdo de Asociación entre la Unión Europea y Centroamérica.” En S. Heieck et al, editores, Política Comercial en Centroamérica: Perspectivas del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea y Retos para las Pequeñas y Medianas Empresas. Alajuela, C.R.: INCAE Business School, 2009.

Rivera, L. y H. Rojas-Romagosa (2009): *Human Capital Formation and the Linkage between Trade and Poverty: The Cases of Costa Rica and Nicaragua*. Documento de trabajo del proyecto “Poverty, Trade Policy and Complementary Policies,” CEPAL-AECID. Mimeografía.

Villa de la Portilla, Gloria. Ponencia titulada “Políticas de Eficiencia Energética en Costa Rica para Seminario Crisis Alimentaria y Energética: Oportunidades y Desafíos para América Latina y el Caribe.” Santiago de Chile, Septiembre del 2008.

7. ANEXOS

Tabla A1 Proyectos Desarrollados bajo el Mecanismo de Desarrollo (MDL) Limpio en Costa Rica

Fecha de Registro	Título	Comprador	Periodo de CERs	Reducciones Anuales TM CO₂e
13 Oct 05	Rio Azul landfill gas and utilization project in Costa Rica	Países Bajos	Agosto 2004- Agosto 2014	156,084
03 Mar 06	Cote small-scale hydropower plant	Canadá, Países Bajos, Finlandia, Francia, Suecia, Alemania, Reino Unido, Japón, Noruega	Abril 2003- Marzo 2010	6,431
09 Mar 07	La Joya Hydroelectric Project (Costa Rica)	España	Septiembre 2006- Septiembre 2013	38,273
23 Mar 07	Tejona Wind Power Project (TWPP)	Países Bajos	Enero 2003- Diciembre 2012	12,600
30 Nov 07	Switching of fuel from coal to palm oil mill biomass waste residues at Industrial de Oleaginosas Americanas S.A. (INOLASA)	Alemania	Noviembre 2007- Noviembre 2014	38,212
05 Jun 08	CEMEX Costa Rica: Use of biomass residues in Colorado cement plant	Reino Unido	Enero 2009- Diciembre 2018	42,040

Fuente: UNFCCC, <http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>, accesado el 20 de noviembre del 2009

Tabla A2 Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero**Año 2000**

Sector	Emisiones totales (Gg)								Total CO ₂ equiv
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	CO	NO _x	NMVOC	SO ₂	
Energía	4.717,2	1,7	0,17	NA	165,8	21,5	27,6	3,8	4805,6
Procesos industriales	387,5	NA	NA	0,043	NA	NA	24,4	0,22	449,8
Agricultura	NA	99,59	8,12	NA	1,41	0,029	NA	NA	4608,6
Cambio de Uso de la tierra	-3262,2	4,4	0,03	NA	17,2	0,5	NA	NA	-3160,5
Manejo de desechos	NA	58,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1236,9
Total	1842,5	164,6	8,3	0,043	184,4	22,0	52,0	4,0	-----
Total CO ₂ equivalente	1842,5	3456,4	2.573	62,3	ND	ND	ND	ND	7940,48

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Tabla A3 Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto**Invernadero****Año 2000**

Sector	Porcentaje de emisiones
Energía	60.6%
Procesos Industriales	5.6%
Agricultura	58%
Cambio de Uso de la Tierra	- 39.7 %
Manejo de Desechos Sólidos	15.5%
Total	100%

Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Tabla A4 Emisiones Totales de Gases de Efecto Invernadero**Año 2005**

Sector	Emisiones totales (Gg)								
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	CO	NO _x	NMVO C	SO ₂	Total CO ₂ equiv
Energía	5.492,7	4,9	0,3	NA	246,4	25,1	37,6	4,5	5.688,6
Procesos industriales	496,6	NA	NA	0,121	NA	NA	31,4	0,38	672,5
Agricultura	NA	100,4	8,05	NA	1,07	0,025	NA	NA	4.603,9
Cambio de Uso de la tierra	-3.667,7	6,93	0,05	NA	60,6	1,72	NA	NA	-3.506,7
Manejo de desechos	NA	62,9	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1.320,9
Total	2.321,6	112,2	8,4	0,121	308,1	26,8	69	4,9	
Total CO ₂ equivalente	2.321,6	2356,8	2604	175,9	ND	ND	ND	ND	8.779,2

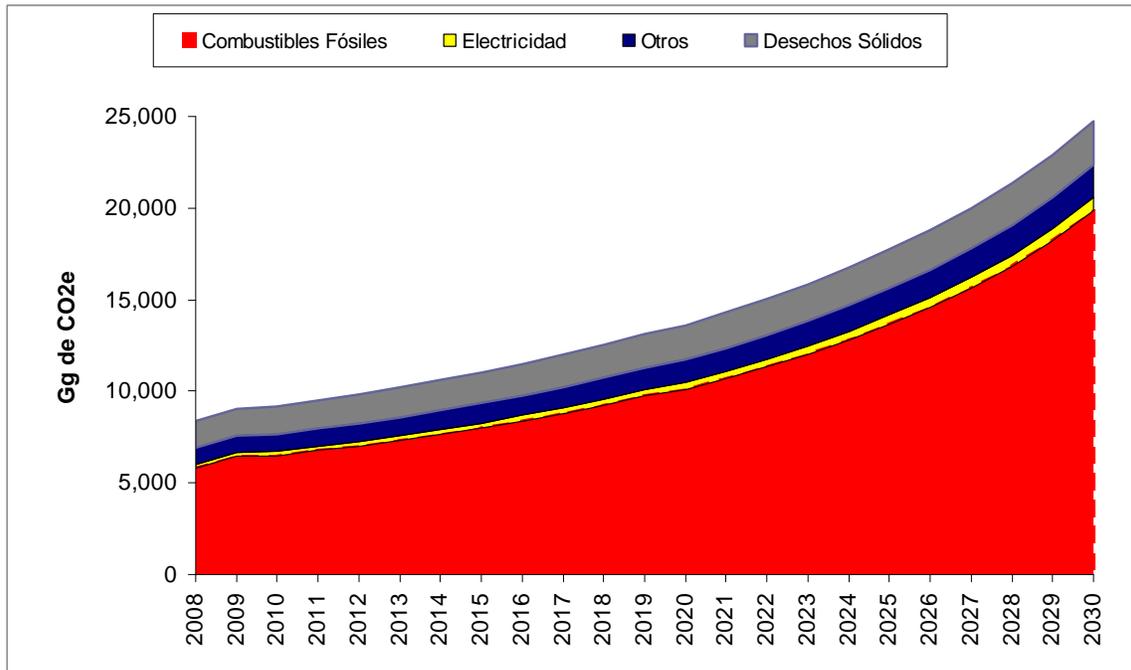
Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Tabla A5 Participación Sectorial en las Emisiones Totales de Gases de Efecto**Invernadero****Año 2005**

Sector	Porcentaje de emisiones
Energía	64.8 %
Procesos industriales	7.7%
Agricultura	52.4%
Cambio de Uso de la tierra	- 39.9 %
Manejo de desechos	15%
Total	100%

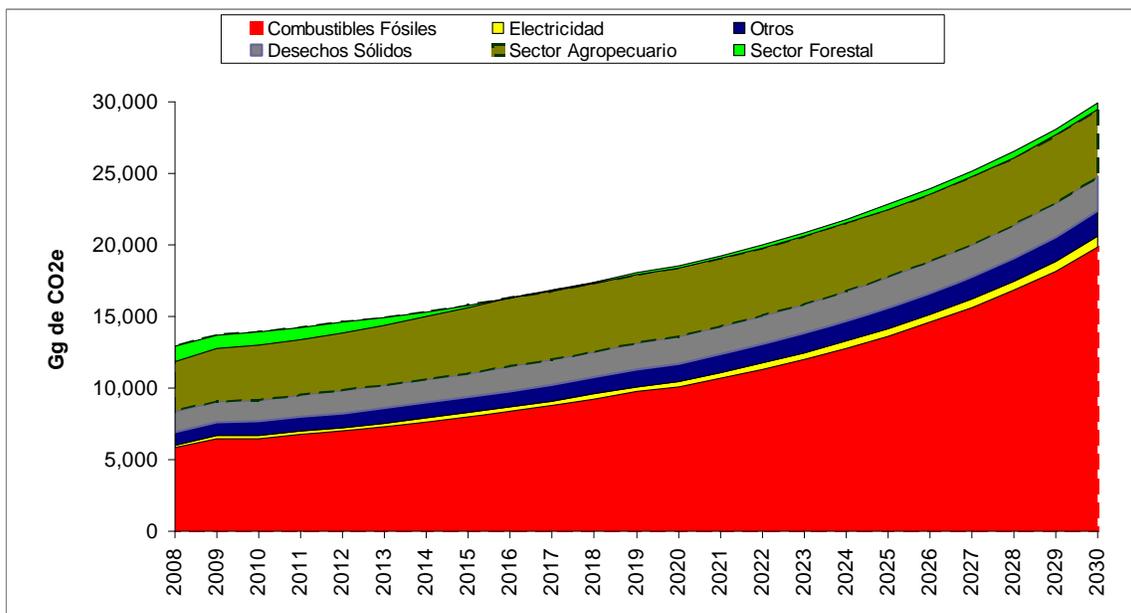
Fuente: Instituto Meteorológico Nacional, MINAET. 2009

Figura A1 Emisiones de CO₂ en Escenario BAU Proyectadas al Año 2030 Sector Uso de Energía y Desechos Sólidos. Escenario de Crecimiento Moderado (Gg CO₂e)



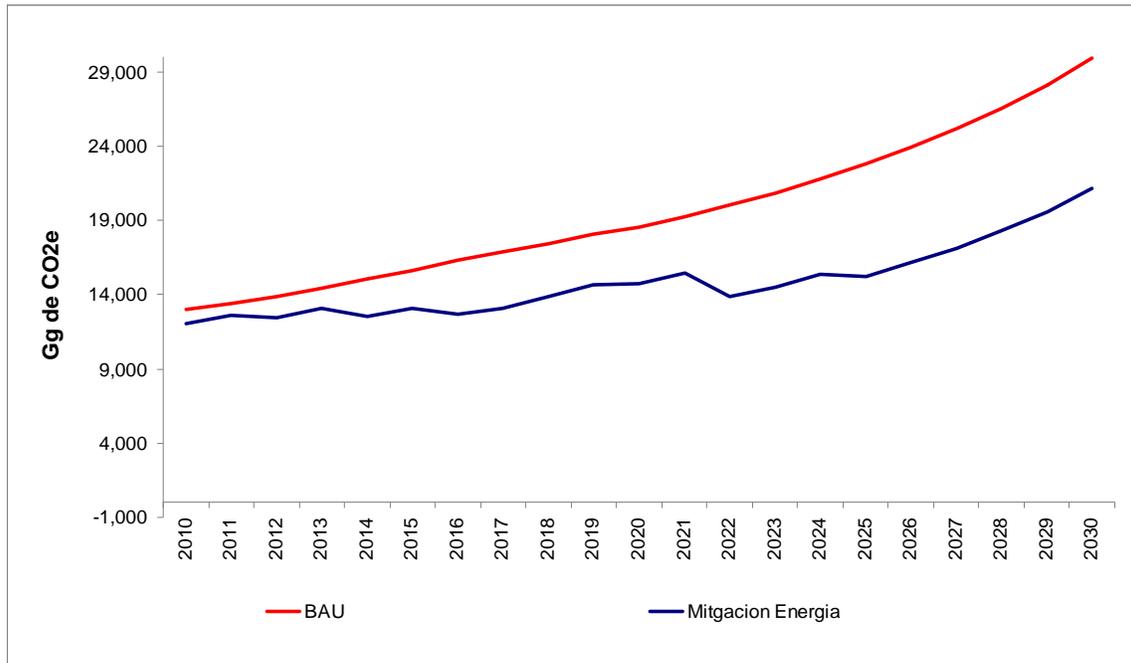
Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, y MINAET, y DIGECA (2009)

Figura A2 Emisiones Totales Proyectadas, BAU con Crecimiento Moderado (2008-2030), Gg CO₂e



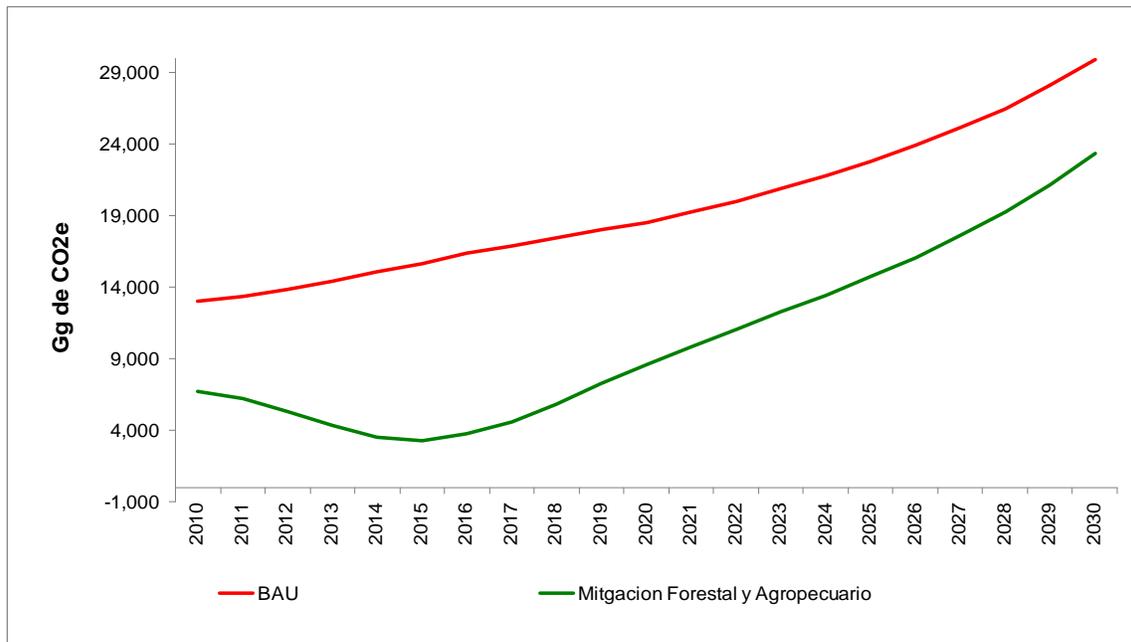
Fuente: estimaciones propias con datos del ICE, DSE, MINAET, MIDEPLAN, FONAFIFO, IMN, CATIE y DIGECA (2009)

Figura A3 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación en el Uso de Energía y Manejo de Desechos Sólidos (2010-2030), Gg CO2e



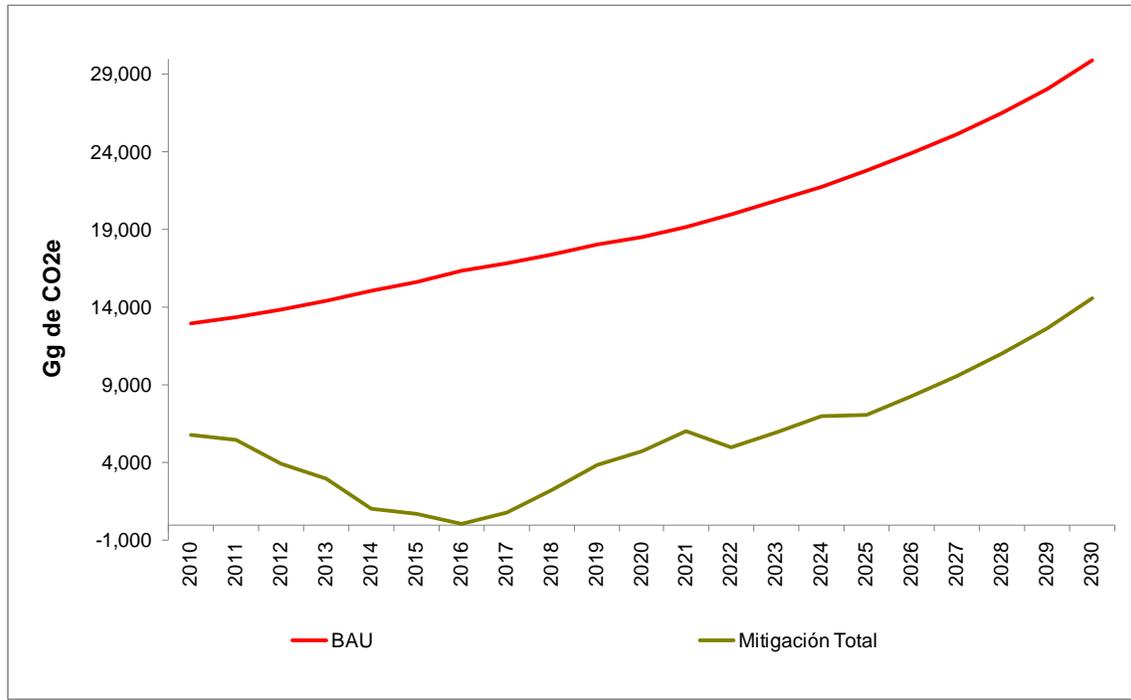
Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, y estimaciones propias

Figura A4 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación del Sector Forestal y Agropecuario (2010-2030), Gg CO2e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Figura A5 Emisiones BAU (crecimiento moderado) y con Medidas de Mitigación Totales (2010-2030), Gg CO₂e



Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, FUNDECOR y estimaciones propias

Tabla X Opciones de Mitigación: Costos y Potencial de Abatimiento en Escenario de Crecimiento Moderado (2010-2030)

Intervención	US\$ por tCO2e Mitigada	Mitigación tCO2e	Mitigación Acumulada tCO2e	Mitigación Promedio por Año tCO2e
Vivienda Popular	-1,968.4	299,403	299,403	14,970.2
Educación Residencial	-832.0	230,861	530,264	11,543.0
Luminarias Fluorescentes (Residencias)	-819.6	80,075	610,339	4,003.7
Ahorro eléctrico (Industria)	-785	330,752	941,091	16,538
Luminarias Fluorescentes (Industria)	-705	15,581	956,672	779
Descongestionamiento Vial	-347	2,989,723	3,946,395	149,486
PRUGAM (Mejora Infraestructura Vial)	-166	867,111	4,813,506	43,356
Agilización de Trámites	-99	743,469	5,556,975	37,173
Cambio de Residencia	-92	1,769,334	7,326,309	88,467
Motores Eficientes	-79	2,989,723	10,316,032	149,486
Transporte Público	-78	15,826	10,331,858	791
Jornada de 4 Días	-77	325,619	10,657,477	16,281
Autos Compartidos	-76	8,458,755	19,116,232	422,938
Conducción Eficiente	-58	198,776	19,315,008	9,939
Vehículos Eléctricos	-41	7,325,408	26,640,416	366,270
Rellenos Sanitarios	-29	14,126,206	40,766,622	706,310
Restricción Vehicular	-22	2,512,217	43,278,839	125,611
Ciclovías	-19	6,388,657	49,667,496	319,433
Vehículos Híbridos	-10	3,594,583	53,262,079	179,729
Aire Acondicionado	-9	4,855	53,266,934	243
Vehículos Flex Fuel	21	364,825	53,631,759	18,241
Plan Expansión ICE Fuentes Renovables	26	44,500,000	98,131,759	2,225,000
Vehículos de Aire	37	3,035,281	101,167,040	151,764
Etanol	61	1,142,758	102,309,798	57,138
Trenes Eléctricos	87	9,278,427	111,588,225	463,921
Calentadores Solares	248	4,603	111,592,828	230
Biodiesel	853	239,695	111,832,523	11,985
Timers en Calentadores	1,206	10,046	111,842,569	502
Calderas Eficientes	2,005	48,226	111,890,795	2,411
Sector Forestal	7	185,000,000	296,890,795	9,250,000
Sector Agropecuario	25	8,000,000	304,890,795	400,000

Fuente: elaboración con datos y propuestas de la DSE, ICE, Prugam, MOPT, MINAET, Fundecor y estimaciones propias