

5. OPCIONES PARA LA REDUCCION DE EMISIONES Y CAPTURA DE CO₂

En este capítulo se hace una descripción metodológica de la evaluación técnico económica de las opciones de reducción de emisiones y captura de CO₂ y un análisis de los resultados obtenidos para las tecnologías consideradas en el caso colombiano.

5.1 METODOLOGIA

Actualmente hay una gran variedad de tecnologías eficientes tanto para la generación de energía como para su consumo. Esta mayor eficiencia y uso racional de la energía se traducen en menores emisiones de GEI por unidad de energía utilizada. Una primera selección de tecnologías a utilizar implica el conocimiento del sistema energético nacional (oferta-demanda) así como de las tecnologías empleadas por los consumidores.

La opción de reducción de emisiones consiste en sustituir la tecnología actual por una de las nuevas tecnologías eficientes. La evaluación de cada una de las nuevas tecnologías conlleva un análisis técnico-económico y ambiental, en el cual se comparan económica y ambientalmente las dos opciones tecnológicas que suministran la misma cantidad de energía o prestan el mismo servicio con el mismo grado de confiabilidad.

El análisis de costos (UNEP, 1998) considera la vida útil del proyecto, los costos de inversión, O&M, y el costo de los combustibles a emplear, sin impuestos y sin subsidios, para cada una de las opciones (costos en US\$). Todos estos costos se llevan a una anualidad en VPN (Valor Presente Neto) y se calcula el costo total anual tanto de la opción de referencia (opción convencional) como de la opción de reducción de emisiones (tecnologías eficientes). Para estimar este VPN, se parte de la vida útil del proyecto con una tasa de descuento del 10% anual.

La comparación económica entre las dos opciones se hace calculando el incremento en los costos anuales como la diferencia entre los de la opción de reducción y los de la opción de referencia.

Paralelamente se calculan las emisiones de GEI de la opción de referencia y las de la opción de reducción. Las emisiones anuales de CO₂, N₂O y CH₄ en toneladas por año se calculan empleando los factores de emisión de la metodología del IPCC de 1996 y el consumo de combustibles para cada opción. Luego, todas estas emisiones se reducen a emisiones equivalentes de CO₂

usando el GWP. Se calcula la reducción como la resta entre las emisiones de la opción de referencia menos la opción de reducción. Un valor positivo indica que la nueva opción reduce las emisiones de GEI a la atmósfera.

Un posible indicador para valorar la bondad (costo/beneficio) de una opción de reducción de emisiones es el cociente entre el incremento de costos para la opción de reducción y la reducción de las emisiones en equivalente de CO₂. La unidad de este índice es US\$/t de CO₂ equivalente.

Este índice de costo-beneficio puede resultar negativo, cero o positivo. Un índice positivo indica que la opción no es económicamente ventajosa y su implementación dependerá finalmente de un apoyo económico justificado por las ventajas medioambientales y/o por las condiciones muy particulares de la aplicación. Un índice negativo significa que la opción es ventajosa económicamente y además reduce emisiones de GEI.

De manera similar se evalúan las opciones de mitigación para el sector no-energía. En este caso la opción de referencia es dejar las cosas tal como están y las opciones de mitigación están relacionadas con el mejoramiento y ampliación de los sumideros de CO₂ (forestación y reforestación) y con la protección de los depósitos actuales (protección de los bosques naturales, programas de desarrollo sostenible).

El análisis realizado en este capítulo es una primera aproximación que no considera una serie de factores propios de la gestión de proyectos en el ámbito empresarial. La variación de los factores mencionados podría incidir de tal manera que un proyecto de reducción de emisiones que inicialmente parecía atractivo, no sea elegible frente a otros proyectos de la empresa.

5.2 CONSIDERACIONES PARA EL CASO COLOMBIANO

Para el caso colombiano, se han considerado tecnologías que tienen efectos potenciales para la reducción de las emisiones y que podrían implementarse en el horizonte del año 2010. Los criterios para seleccionar estas tecnologías fueron:

- Costo de las opciones
- Madurez tecnológica
- Reducción de emisiones
- Viabilidad técnico económica
- Estudios previos disponibles sobre estas tecnologías

El escenario de penetración de cada tecnología se hizo teniendo en cuenta estudios de determinación del potencial de la tecnología disponibles en el país

(p.e. cogeneración), las demandas de potenciales de equipos (p.e. iluminación), etc.

En el análisis de las opciones de reducción de emisiones en energía fue preciso elaborar un Mix de generación en potencia y en energía. El objetivo del Mix de energía es estimar los costos promedio de los equipos de generación de energía futuros y las emisiones promedio correspondientes a la ampliación del sistema de generación en el periodo 2000-2010. La tabla 5.1 muestra la estructura de la capacidad del sector de generación de electricidad del país hasta 1996, las adiciones a realizar en el periodo 1996-2000, y las adiciones proyectadas de acuerdo a los escenarios LP1 a LP4 (UPME, 1996), y el total al año 2010 para cada escenario. Como puede fácilmente observarse, el sistema de generación colombiano está haciendo la transición de un costoso sistema basado en la hidroelectricidad (75.6%) en 1996 pero bajo en emisiones, a uno menos intensivo en capital (hidroelectricidad 51.9%) en el 2010 pero más intensivo en emisiones (gas + carbón 48.1%).

Tabla 5.1 Estructura de Generación del Sector Eléctrico (potencia)

POTENCIA	Hidro	Carbón	Gas	TOTAL		
Hasta 1996	8017	918	1666	10601	MW	Efectivos
1996-2000	732	150	1783	2665	MW	LP1
2001-2010	2531	450	3607	6588	MW	LP1
TOTAL	11280	1518	7056	19854	MW	LP1
2001-2010	2864	1200	2529			LP2
TOTAL	11613	2268	5978	19859		
2001-2010	2014	900	3342			LP3
TOTAL	10763	1968	6791	19522		
2001-2010	1361	1600	3236	6197		LP4
TOTAL	10110	2668	6685	19463		

Tabla 5.2 Participación porcentual

	Hidro	Carbón	Gas	TOTAL	Escenario
Hasta 1996	75,6%	8,7%	15,7%	100,0%	
1996-2000	66,0%	8,1%	26,0%	100,0%	
Final 2010	56,8%	7,6%	35,5%	100,0%	LP1
Final 2010	58,5%	11,4%	30,1%	100,0%	LP2
Final 2010	55,1%	10,1%	34,8%	100,0%	LP3
Final 2010	51,9%	13,7%	34,3%	100,0%	LP4

En términos de energía, las opciones de reducción de emisiones deben ser comparadas sobre la base de los costos y las emisiones correspondientes al escenario seleccionado, LP4(como fue discutido en la sección 3.1.3). En la Tabla 5.3 se observa que el 57.2% de la energía que generará la adición LP4 provendrá

de centrales a gas, 27% de centrales a carbón y solamente, 15.7% de centrales hidroeléctricas. La consecuencia inmediata es que los costos de capital decrecen de US\$1300/kW instalado en un sistema 100% hidroeléctrico a US\$836/kW instalado en el mix LP4, pero las emisiones aumentan.

Tabla 5.3 Descripción del Mix para Colombia 2001-2010

Inversión	836 US\$/kW			
Tiempo de vida	20 Años			
Factor de capacidad	7488 Horas			
Eficiencia promedio	0,433			
Pérdidas	12%			
Operación y mantenimiento	3,0%			
	Hidroelectricidad	Carbón	Gas natural	
Inversión	1300	1200	460	US\$/kW
Tiempo de vida	20	20	20	Años
Factor de capacidad	5362	7841	8208	horas
Eficiencia promedio	95%	33%	34%	
Pérdidas	12%	12%	12%	
Operación y mantenimiento	1,5%	1,5%	1,5%	
Energía total generada	46404 GWh/año			
Participación porcentual	15,7%	27,0%	57,2%	100%
Energía anual generada	7297	12546	26561	GWh/año
Potencia total instalada	6197	MW		
Participación porcentual	22,0%	25,8%	52,2%	100%
Potencia instalada	1361	1600	3236	MW

La Tabla 5.4 relaciona los principales supuestos considerados en el análisis del caso colombiano. Se muestran los coeficientes de emisión para los principales combustibles (IPCC/OECD/IEA, 1996) y los factores de emisión en kg/kWh para cada uno de los escenarios de expansión del sector eléctrico proyectados al año 2010. Estos últimos fueron calculados a partir del consumo de combustibles proyectado para cada escenario y usando los factores de emisión del IPCC. También se describe una planta de generación mixta dentro del escenario LP_4, la cual resulta de promediar de forma ponderada, los costos de inversión, la vida media, el factor de capacidad, la eficiencia, los costos de operación y mantenimiento y las pérdidas de transmisión de las plantas de generación que se tienen planeadas, de acuerdo al plan de expansión para el período 1998-2010 con base a diferentes tecnologías y usando diferentes combustibles.

Para la selección de las opciones en el campo de la silvicultura, se partió del conocimiento de experiencias exitosas (por más de 15 años) en reforestación y sistemas silvopastoriles que pueden ser establecidos en regiones que ofrecen posibilidad de desarrollo.

A las especies seleccionadas (*Eucaliptus globulos*, *Pinus caribaea* y *Tectona grandis*), se les conocen sus requerimientos ecológicos (suelos, pendiente, precipitación, temperatura, luminosidad), su sistema de reproducción en vivero y manejo silvicultural. Todas han sido sometidas a procesos de mejoramiento genético, lo cual facilita su establecimiento en plantaciones. Igualmente, ofrecen posibilidades de crecimiento rápido en diámetros y altura, permitiendo la obtención de grandes volúmenes de material leñoso (y por ende de captura de CO₂) en cortos periodos de tiempo (Turnos o ciclos de corte).

Las zonas propuestas corresponden a las regiones de la Costa Atlántica y los Llanos Orientales (conocidos también como la Orinoquia), lugares donde en la actualidad están establecidos proyectos como los propuestos. estas zonas están caracterizadas por tierras que han sido sometidas a la ganadería extensiva, con buena oferta y disponibilidad de vías terrestres, oferta de mano de obra local y posibilidades de generar núcleos forestales con la participación de la comunidad nativa.

Respecto a las inversiones se determinaron los costos para el número de años de cada proyecto, partiendo del valor de la tierra, los requerimientos para su normal funcionamiento hasta llegar al aprovechamiento final de las plantaciones forestales establecidas. De igual manera, se efectuó un estimativo de los ingresos o expectativas económicas esperadas.

Los proyectos están encaminados a desarrollar actividades para pequeños finqueros que necesitarían un área mínima de 14 hectáreas, asegurando un sustento familiar que garantice el mantenimiento de las actividades silviculturales y silvopastoriles, y por ende, la sostenibilidad de cada proyecto. A pesar de lo anterior, existen posibilidades de generar proyectos de mayores extensiones, como en efecto ocurre en la actualidad.

Con las tecnologías seleccionadas y teniendo en cuenta su penetración hasta el año 2010, se construye un escenario de reducción de emisiones. Las diferentes opciones se ordenan de acuerdo al valor de su índice costo-beneficio.

Siguiendo esta metodología y con la asistencia y el software GACMO de la UNEP (Fenham, 1998), se desarrolló un escenario de mitigación con las 24 opciones que se describen en el numeral siguiente.

Tabla 5.4 Principales suposiciones para el caso colombiano

Country:	Colombia
Currency:	US\$
Exchange rate : 1 US\$ =	1,0 US\$
Discount rate =	10,0%

Emission factors: kg/GJ	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Crudo de Castilla	73,3	0,002	0,0006
Fuel oil	77,4	0,002	0,0006
Diesel oil	74,1	0,002	0,0006
Gasoline	69,3	0,020	0,0006
Kerosene	71,9	0,007	0,0006
GLP	63,1	0,001	0,0006
Natural gas (power)	56,1	0,004	0,0001
Natural gas (household)	56,1	0,004	0,0001
Natural gas (transport)	56,1	0,004	0,0001
Coal to power plants	94,6	0,001	0,0014
Coal to industry	94,6	0,010	0,0014
Average power fuel	53,8	0,002	0,0004
Wood	0,0	0,300	0,0040
Electricity	0	0	0
Renewable	0	0	0

Emissions factors: kg/kWhmix	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
LP-1	0,42630	2,6E-05	1,6E-06
LP-2	0,47731	2,1E-05	3,7E-06
LP-3	0,50651	2,6E-05	3,1E-06
LP-4	0,61901	2,7E-05	4,7E-06

Global warming potentials: IPCC
1996

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂

Reference power plant mix: COLOMBIA 1996

Invest. in power plant	836 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	7488 hours
Elec. efficiency	0,433
Electricity transfer losses	12%
Ref. power plant O&M	3,0%

5.3 RESULTADOS

La tabla 5.5 resume los resultados del escenario de reducción de emisiones construido para el caso colombiano y la figura 5.1. presenta la curva de costos correspondiente.

TABLA 5.5 ESCENARIO DE REDUCCION DE EMISIONES

Version: 28/5-1998

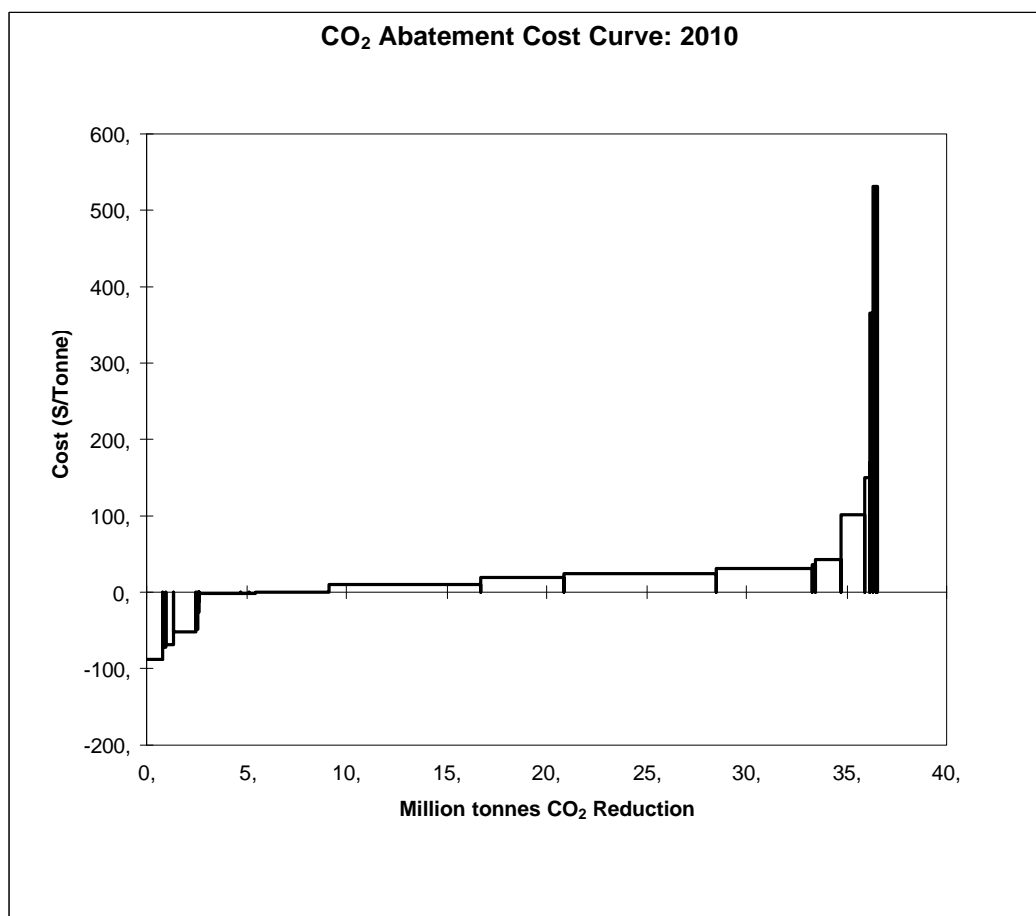
This is the GACMO model, developed by Joergen Fenhann, UNEP Collaborating Centre on Energy & Environment, RISOE.

Reduction option	\$/tonCO ₂	Unit Type	Emission reduction t CO ₂ /unit	Units penetrating in 2010	Reduction in 2010 Mill.t/year	Cumulative Reduc. 2010 Mill. t/year	Reduction in 2010
Cogeneration (1 MW)	-87	MW	2.061	400	0,82	0,82	0,47%
Timer to DWH	-73	DWH with timer	1	200.000	0,11	0,93	0,53%
Efficient lighting	-69	Bulb	0,05	10.000.000	0,46	1,40	0,80%
Ethanol blend	-51	Plant	111.923	10	1,12	2,52	1,44%
Efficient motors	-48	kW	1	14.000	0,02	2,54	1,45%
Hydro Vs. CC	-26	MW	52	1.361	0,07	2,61	1,49%
Methane from sewage	-13	Plant	966	10	0,01	2,62	1,50%
Efficient boilers	-2	1 Boiler	4.164	500	2,08	4,70	2,69%
Gastrucks	-2	1 Small truck	16	26.910	0,43	5,12	2,93%
Gasbuses	-2	1 Bus	16	22.425	0,35	5,48	3,14%
Solarheater	0	Solarheater	2	100.000	0,21	5,69	3,26%
Biogas from landfills	1	Landfill	689.816	5	3,45	9,14	5,23%
Eucalipto Afforestation	11	14 ha	252	30.000	7,56	16,70	9,56%
Protector reforestation	18	ha	18	231.000	4,20	20,90	11,97%
Pine Afforestation	25	14 ha	252	30.000	7,56	28,46	16,30%
TECA-Afforestation	31	14 ha	161	30.000	4,84	33,30	19,07%
Wind turbines	36	kW	1	100.000	0,15	33,45	19,15%
Minihydro power	43	kW	6	200.000	1,24	34,69	19,87%
Microhydro	101	kW	1	1.000	1,24	35,94	20,58%
Gastaxies	149	1 Taxi	4	65.665	0,23	36,17	20,71%
Biogas for rural households	168	Digester	0	5.000	0,00	36,17	20,71%
Close Cicle	365	MW	73	1.500	0,11	36,28	20,78%
Combined Cicle	531	MW	75	3.000	0,22	36,51	20,90%
PV electricity 1	532	kW	1	20.000	0,02	36,53	20,92%

24

Total Emis in 2010: 174,63 Million tonnes

Figura 5.1 Curva de costos para la reducción de emisiones de GEI - Caso Colombia - Horizonte año 2010



En este escenario, el potencial total de reducción al año 2010 es de 36.5 millones de toneladas de CO₂. Entre estas opciones se destacan las del sector forestal, las cuales son las que tienen mayor impacto en la reducción de emisiones pues representan aproximadamente 24 millones de toneladas al año 2010, es decir, el 66% del total de las reducciones. El restante 34% del potencial de reducciones se presenta en el sector energía. De las 24 opciones, diez de ellas presentan un valor negativo para el índice costo-beneficio.

Las catorce opciones restantes son de indicador positivo y corresponden a opciones forestales, a opciones con "fuentes de energía alternativas" y tecnologías energéticas modernas.

Dentro de la perspectiva del caso base de emisiones al año 2010, la reducción de 36.5 millones de toneladas de CO₂ correspondería al de las emisiones esperadas para esa época, 174,6 millones de toneladas. En este caso, las emisiones del país

serían de 138.1 millones de toneladas de CO₂, las cuales comparadas con las emisiones del año 1990 (167 millones de toneladas de CO₂), significaría no solamente que se habrían alcanzado el nivel de emisiones del año 1990 sino que además el país reduciría sus emisiones en un 17.4% con relación a ese año.

Si de las opciones propuestas solo se desarrollaran las correspondientes al sector energía, las emisiones netas al año 2010 serían de 166 millones de toneladas, retornando al nivel de emisiones correspondientes al año 1990.

5.3.1 Descripción de las nuevas tecnologías energéticas

Varias de las tecnologías consideradas en la opción de reducción de emisiones son relativamente nuevas y no tan ampliamente conocidas como las convencionales. A continuación se presentan fichas descriptivas de algunas de estas nuevas tecnologías.

5.3.1.1 COGENERACIÓN

Descripción de la tecnología:

Cogeneración es la producción secuencial de energía eléctrica o mecánica, y calor útil a partir del mismo combustible. Los sistemas de cogeneración a partir de GN (Gas Natural) empleando turbinas a gas, plantas de ciclo combinado y motores recíprocos son responsables de más de la mitad de la potencia en cogeneración. Los sistemas con turbinas a vapor a partir de GN o combustibles sólidos son responsables del resto de la capacidad en cogeneración. La principal ventaja es su alta eficiencia térmica y bajas emisiones. La eficiencia de combustible de una unidad de cogeneración puede ser superior a 80% comparada con la eficiencia de generación solamente eléctrica del orden de 35%.

Conceptos de sistemas

- Ciclo simple – unidad motriz principal (p.e. turbina) mueve el generador o bomba
- Ciclo combinado – el ciclo topping se combina con el bottoming para generar electricidad a partir del calor de desecho de la unidad motriz principal.

Tecnologías representativas:

- Turbinas avanzadas de gas de alta eficiencia (p.e. intercooler, recuperador, inyección de humedad, recalentador, altas temperaturas de combustión)
- Sistemas avanzados caldera/turbina vapor capaz de operar a elevadas temperaturas y presiones
- Motores recíprocos avanzados (p.e. motores diesel mejorados, quemando GN)

Estado del arte/aplicaciones:

- La cogeneración industrial se emplea desde comienzos de este siglo
- La potencia total instalada a nivel mundial en unidades de cogeneración industrial era de 32 GW en 1992
- Los fabricantes han mejorado la eficiencia de las turbinas a gas y han reducido las emisiones
- Las eficiencias de las turbinas a gas continúa aun mejorando (aprox. 50% para sistemas a gas ciclo simple, un poco mayor para ciclos combinados, cerca de 30% para sistemas industriales)

Capacidades disponibles actualmente:

- Las unidades de cogeneración se tienen desde 10 kW hasta decenas de MW.

Costos:

Los costos de las unidades de cogeneración dependen de la tecnología de la unidad motriz principal (motor reciprocante, turbina a gas y turbina a vapor). El costo de estas unidades varía entre US\$ 600 y US\$900.

Penetración del Mercado:

El mercado potencial en Colombia para la cogeneración industrial es del orden de los 400 MW técnico-económicamente desarrollables, y 20 MW en unidades de cogeneración entre 100 y 500 kW, en el sector hotelero y hospitalario.

Beneficios potenciales para la nación:

Económicos: Es un método económico y eficiente de adicionar pequeños aumentos de la capacidad de generación sin necesidad de realizar inversiones en grandes plantas de generación.

Ambientales: Las turbinas avanzadas emiten menos NO_x que las mejores turbinas a gas disponibles actualmente. Las turbinas a gas son mucho más limpias que las calderas.

Reducción de emisiones: Ligada al aumento de la eficiencia en la utilización del combustible.

Energéticos: Reducción del consumo de combustibles cuando se compara con dos unidades separadas de generación de electricidad y calor.

5.3.1.2 ILUMINACIÓN ELÉCTRICA EFICIENTE

Descripción de la tecnología:

La mejoras en los sistemas de iluminación incluyen fuentes lumínicas nuevas y más eficientes, luminarias y sistemas de distribución de la luz mejorados, y métodos optimizados de utilización de la iluminación en los lugares de trabajo.

Conceptos de sistemas:

- Mejoramiento de la eficiencia de sistemas existentes empleando mejores componentes, luminarias, etc.
- Sistemas avanzados de iluminación incluyen nuevos métodos para producir y distribuir la luz.
- El concepto escotópico de iluminación incluye una identificación y uso selectivo del espectro luminoso de una fuente para mejorar la agudeza visual y las condiciones de iluminación en el lugar de trabajo con reducción del consumo de energía.

Tecnologías representativas:

- Fuentes lumínicas avanzadas, incluyendo reemplazo de lámparas incandescentes por más eficientes.
- Luminarias mejoradas
- Lámparas y aplicaciones que toman ventaja del espectro luminoso

Estado del arte/aplicaciones:

- Las eficacias de las lámparas incandescentes de 12 a 18 lúmenes/W; lámparas fluorescentes tubulares de 60 a 90 lúmenes/W; LFC (Lámparas Fluorescentes Compactas) de 45 a 60 lúmenes/W.
- Eficiencias de las luminarias son del orden de 45%. Es posible llevarlas hasta 80%.
- La lámpara de azufre sin electrodos alcanza eficacias del orden de 160 lúmenes/W.

Capacidades disponibles actualmente:

- La capacidad actual de producción a nivel mundial de LFC es de aprox. 200 Millones de unidades/año.

Costos:

Las LFC's se comercializan en el país entre 8 y 15 US\$/unidad para 700 a 1400 lúmenes.

Penetración del Mercado:

El mercado potencial en Colombia para LFC podría ser del orden de 2 unidades * 5 M hogares = 10 M unidades. Este mercado es incipiente en el país.

Beneficios potenciales para la nación:

Económicos: Es posible desarrollar una industria local de producción de LFC's, considerando como mercado además países de la subregión. Para las otras tecnologías de nuevas fuentes de iluminación, esta posibilidad no se da por lo limitado del mercado nacional y la rapidez a la cual está cambiando la tecnología.

Ambientales: Reducción del consumo de energía eléctrica en la proporción en que se substituyen tecnologías convencionales.

Reducción de emisiones: Ligada a la reducción del consumo de energía eléctrica.

Energéticos: Reducción del consumo de energía eléctrica

5.3.1.3 *GENERACIÓN EÓLICA*

Descripción de la tecnología:

Los generadores eólicos transforman la energía en el viento en electricidad. Estos GE (Generadores Eólicos) consisten generalmente de un rotor multipala (bipalas o tripalas), un engranaje (caja de velocidades) y un generador eléctrico, de tipo sincrónico o asíncrono. Nuevos desarrollos han permitido suprimir el engranaje. Estos generadores durante su operación no producen desechos sólidos, ni líquidos, ni polutan el aire. Estos GE se pueden emplear en sistemas aislados, conjuntamente con otros sistemas de generación en configuraciones denominadas Sistemas Híbridos. Se emplean también actualmente en parques eólicos, en donde se interconectan directamente a la red. Las aplicaciones actuales en que estos sistemas son eficientes en costos son suministro de energía eléctrica para cargas eléctricas remotas y aisladas (fuera de la red), y en la generación de energía eléctrica a mayor escala en sistemas interconectados a la red. Los mayores mercados son las zonas rurales de los países en desarrollo para sistemas pequeños (hasta algunos kW) y los parques eólicos con capacidades instaladas desde algunos MW hasta decenas de MW.

Conceptos de sistemas:

Esencialmente existen dos tipos de sistemas:

Sistemas interconectados a la red

- Generadores con capacidades superiores a 100 kW
- Interconexión directa a la red

Sistemas remotos aislados

- Generadores con capacidades generalmente inferiores a 100 kW, trabajando como cargadores de baterías.
- Generadores de diferentes capacidades, trabajando en SH (Sistemas Híbridos). Estos SH suelen tener como unidades de generación unidades diesel, banco de baterías y aún generadores solares fotovoltaicos.

Tecnologías representativas:

- Aerogeneradores con rotores de material composita
- Cajas de velocidades
- Generadores comerciales
- Generadores acoplados directamente al rotor

Estado del arte/aplicaciones:

- Actualmente hay en operación cerca de 5 GW de aerogeneradores instalados en el mundo
- La tasa de crecimiento actual es de aproximadamente 20% (1 GW adicional al año)
- En Colombia, la experiencia con aerogeneradores es prácticamente nula.

Capacidades disponibles actualmente:

- La capacidad actual de producción a nivel mundial es de aprox. 1000 MW/año.
- Los aerogeneradores se consiguen en el mercado mundial en capacidades de hasta 1.5 MW por unidad.

Costos:

Los aerogeneradores tienen costos

- 800 US\$/kW FOB puerto en país industrializado
- Alrededor de US\$1400 / kW instalado

Penetración del Mercado: Mercado, numero de unidades para implementar al año.

El mercado actual en Colombia podría estar alrededor 200 MW a desarrollar en varios parques eólicos, entre 20 y 50 MW c/u en la región de la Guajira y el litoral de la Costa Atlántica.

Beneficios potenciales para la nación

Económicos: Es posible desarrollar una industria local de ensamblaje de módulos solares. Las oportunidades para la producción de celdas solares en el país son limitadas por la rapidez del cambio tecnológico internacional.

Ambientales: Generación de energía eléctrica sin polución.

Reducción de emisiones: Si los SFV desplazan pequeños generadores de gasolina o diesel, se tiene una reducción de emisiones proporcional al combustible ahorrado.

Energéticos: Generación de electricidad en zonas remotas aisladas del país técnica y económicamente viable.

5.3.1.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Descripción de la tecnología:

Los dispositivos fotovoltaicos transforman directamente la radiación solar en electricidad. Estos SFV (Sistemas Fotovoltaicos) carecen de partes móviles y no producen desechos sólidos, ni líquidos, ni polutan el aire, durante su operación. Las celdas solares individuales se conectan en serie o en paralelo para formar módulos, los cuales se pueden configurar apropiadamente para general una determinada intensidad de corriente a una tensión específica. Las aplicaciones actuales en que estos sistemas son eficientes en costos son suministro de energía eléctrica para cargas eléctricas remotas y aisladas (fuera de la red). Los mayores mercados son las zonas rurales de los países en desarrollo.

Conceptos de sistemas

- Los módulos trabajan o con radiación solar global o con radiación solar concentrada
- Los módulos se instalan o estacionariamente o con sistemas de seguimiento solar mono o biaxial.
- Los arreglos fotovoltaicos se instalan generalmente sobre el piso, pero también sobre edificios

- Los arreglos fotovoltaicos generan DC. Esta se puede emplear para cargas baterías o también a partir de ella se puede transformar en AC calidad red vía electrónica de potencia.

Tecnologías representativas:

- Celdas de Si monocristalino o multicristalino
- Celdas de películas delgadas, como Si amorfo, CIS (Copper Indium Diselenide), GAS (Gallium Arsenide)
- Celdas de alta eficiencia, multijuntura para concentradores, p.e. aleaciones de GAS

Estado del arte/aplicaciones:

- Los sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia oscilan entre 60 W_p para los hogares, de los cuales hay instalados aprox. 60.000 (a 1998) y sistemas mayores empleados en estaciones satelitales terrenas de aprox. 3 kW_p, o Central Solar La Primavera (Vichada) con 2.7 kW_p
- Sistemas híbridos diesel – fotovoltaico como el Hospital de Nazaret (Alta Guajira) con 7.0 kW_p.

Capacidades disponibles actualmente:

- La capacidad actual de producción a nivel mundial es de aprox. 100 MW/año.
- Por su carácter modular, los SFV se pueden configurar desde algunos W hasta MW.

Costos:

Los SFV tienen costos que oscilan entre

- 800 US\$/Familia Usuaria de Sistemas Domésticos (Sistemas domésticos: 60 W_p, 2 a 3 LFC's, batería 100 Ah, regulador de carga y cableado); y
- 2000 US\$/Familia Usuaria de Sistemas mini-red a 120 VAC (como la Central Solar La Venturosa)

Penetración del Mercado: Mercado, número de unidades para implementar al año.

El mercado actual en Colombia es de 5000 módulos al año (aprox. 300 kW_p)

Beneficios potenciales para la nación

Económicos: Es posible desarrollar una industria local de ensamblaje de módulos solares. Las oportunidades para la producción de celdas solares en el país son limitadas por la rapidez del cambio tecnológico internacional.

Ambientales: Generación de energía eléctrica sin polución.

Reducción de emisiones: Si los SFV desplazan pequeños generadores de gasolina o diesel, se tiene una reducción de emisiones proporcional al combustible que ahorran.

Energéticos: Generación de electricidad en zonas remotas aisladas del país técnica y económicamente viable.

5.3.2 Descripción de las opciones forestales

Las opciones de reforestación son:

1. **Reforestación de protección.** Se trata de reforestar en áreas de protección de acuíferos o en regiones inhabitadas, tal como alta montaña. Los costos de esta opción tienen que ver con la compra del terreno y con los costos asociados a la siembra y el mantenimiento durante los primeros cuatro años, después de lo cual se abandona el bosque.
2. **Reforestación con aprovechamiento comercial.** Se trata de proyectos modulados a 14 hectáreas en regiones deprimidas del país (llanos orientales o costa atlántica). Estos proyectos dan empleo a una familia por módulo. 3 ha se emplean para el mantenimiento de la familia. Las restantes 11 ha se reforestan con *Pinus Caribea*. La madera resultante se explota comercialmente con un período de rotación de 15 años.
3. **Reforestación con ganadería y aprovechamiento comercial.** Se trata de pequeños proyectos modulares de 14 ha, familiares como el anterior, en los cuales además de la explotación comercial de la madera existe ganadería, 21 reses por proyecto, el cual resulta viable por el tipo de especie de reforestación (*Eucalipto*, con rotación de 8 años y *TECA* con período de rotación de 20 años).

El potencial de las opciones de reforestación resulta muy bondadoso 24 Mt/año, pensando en involucrar a 90.000 familias en los proyectos de tipo 2 y 3. Este escenario es optimista en el sentido de que se considera que todo el CO₂ capturado en los bosques plantados en forma de madera se conservará por largo tiempo, a pesar de que se explote comercialmente.

5.3.3 Análisis costo beneficio

5.3.3.1 COGENERACION

TABLA RESUMEN DEL ANALISIS COSTO BENEFICIO

Cogeneration (1 MW)

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
Total investment	530193,0	182400,0	347793,0
Project life (years)	20,0	20,0	
Ann. Levelized investment	62276,3	21424,6	40851,6
Ann. O&M	43800,0	3648,0	40152,0
Extra electricity generated	-262800,0		
Ann. Fuelcost	70961,1	69391,4	1569,7
Total annual cost	-85762,6	94464,0	-180226,6

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
Fuel CO ₂	2535,62	4586,51	2050,89
Fuel N ₂ O	0,00	0,04	0,03
Fuel CH ₄	0,18	0,18	0,00
Total CO ₂ equiv.	2540,82	4601,34	2060,52
Tonne CO ₂ reduction/unit			2060,52
US\$/ton CO₂ equivalent			-87,47

Notes:

The mitigation option:

Technology:

Fuel:

Unit fuel consumption:

Number of Units:

Total Fuel Use:

O&M

Is replacing the Reference option...

Technology:

Fuel:

Unit fuel consumption:

Number of Units:

Total Fuel Use:

O&M

Additional generated electricity

Electric power

Operation time

Electricity

Transmission Losses

Electricity price (savings)

Electricity savings

Extra CO₂: (LP-4)

Extra N₂O:(LP-4)

Extra CH₄:(LP-4)

Natural gas
cogenerator

Natural gas (power)

45198 GJ/unit-year

1

45198 GJ/Year

0,01 US\$/kWh

Castilla boiler

1

20530 GJ/unit-year

1

20530 GJ/Year

2 %/year of Investment Cost

1 MW

12 h/day

4380000 kWh/year

0,12

0,06 US\$/kWh

262800 US\$/year

3080,97

0,024

0,135

5.3.3.2 INTERRUPTORES PROGRAMABLES PARA EL CALENTADOR DE AGUA ELECTRICO

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Timer to DWH

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment		40	
Project life		10	
Lev. investment		7	0
Annual O&M		0	0
Electricity savings		-46	-46
Total annual cost		-39	-39

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		0,0	0,5
Fuel N ₂ O emission		0,0	0,000
Fuel CH ₄ emission		0,0	0,000
Total CO ₂ equiv.		0,0	0,5
Tonne CO ₂ reduction/unit			0,54
US\$/ton CO₂ equivalent			-73,16

Notes:

A timer switch reduces the number of hours the water heater is turned on from 24h/d to 3h/d.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	DWH with timer Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%

Emission factors: kg/kWhmix	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
LP-1	0,42630	2,63576E-05	1,63E-06
LP-2	0,47731	2,07472E-05	3,7E-06
LP-3	0,50651	2,5866E-05	3,1E-06
LP-4	0,61901	2,71914E-05	4,74E-06

Electricity cost	0,06 US\$/kWh
Electricity transfer losses	0,12
Ref power plant O&M	3,0%

Reduction option:

O&M	0,00 US\$
Activity	1 timer installed to DWH
Cost of timer	40 US\$
Dayly use of timer	21 hrs
DWH losses	100 W
Annual electricity saved	766,5 kWh

Reference option:

O&M	0,00 US\$
Activity	1 DWH

5.3.3.3 ILUMINACION EFICIENTE

TABLA RESUMEN DEL ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Efficient lighting.

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	8000000	4000000	
Project life (years)	5,5	5,5	
Lev. investment	1966500	983250	983250
Annual O&M	44966	267939	-222973
Annual electricity cost	1314000	5256000	-3942000
Total annual cost	3325466	6507189	-3181723

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	15404,9	61619,5	46214,6
Fuel N ₂ O emission	0,118	0,471	0,354
Fuel CH ₄ emission	0,677	2,707	2,030
Total CO ₂ equiv.	15455,6	61822,4	46366,8
Tonne CO ₂ reduction/unit			0,046
US\$/ton CO₂ equivalent			-68,62

Notes:

The option assumes replacement of incandescent lamps with compact fluorescent lamps. The life of the compac lamp is taken as the project lifetime

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%

Emission factors: kg/kWhmix	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
LP-1	0,42630	2,63576E-05	1,63E-06
LP-2	0,47731	2,07472E-05	3,7E-06
LP-3	0,50651	2,5866E-05	3,1E-06
LP-4	0,61901	2,71914E-05	4,74E-06

Electricity price	0,06 US\$/kWh
Electricity transfer losses	0,12
O&M	3,0%

Reduction option:

O&M (lamp change)	0,18 US\$
Activity	1000000 locations
Cost of eff. lamp	8 US\$
Lamp lifetime	8000 hrs
Lamp wattage	15 W
Daily usage	4 hrs
Annual electricity used	21900,0 MWh

Reference option:

O&M	0,18 US\$
Activity	1000000 locations
Cost of incand. lamp	0,5 US\$
Lamp lifetime	1000 hours
Lamp wattage	60 W
Daily usage	4 hrs
Annual electricity used	87600,0 MWh

5.3.3.4 OPCION DE MITIGACION GASOLINA CON ALCOHOL

TABLA RESUMEN ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Ethanol for blending with petrol

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	40000000		
Project life	20		
Lev. investment	4698385		4698385
Lev. inv. in power plant			0
Annual O&M	600000	0	600000
Levelized fuelcost	257745	11304582	-11046836
Total annual cost	5556130	11304582	-5748452

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	41326,6	152118,0	110791,4
Fuel N ₂ O emission	0,612	1,3	0,705
Fuel CH ₄ emission	0,437	43,9	43,464
Total CO ₂ equiv.	41525,3	153448,2	111922,8

Tonne CO₂ reduction/unit 111922,82

US\$/ton CO₂ equivalent **-51,36**

Notes:

Evaporation of ethanol not subtracted from production

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	94,6 kg CO ₂ /GJ coal
Fuel CO ₂ emis. factor	69,3 kg CO ₂ /GJ petrol
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0010 kg CH ₄ /GJ coal
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0200 kg CH ₄ /GJ petrol
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0014 kg N ₂ O /GJ coal
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0006 kg N ₂ O /GJ petrol

Reduction option:

O&M	1,5%
Activity	1 plant
Production capacity	91250 m3 ethanol/year
Mollasses production	1 per ton sugarcane
Ethanol production	0,194 tons / ton mollasses
Coal required	15602 tonnes/year
Calorific value of coal	28 GJ/ton
Annual coal energy	436856 GJ
Calorific value of ethanol	29 GJ/ton
Density of ethanol	0,79 ton/m3
Milage efficiency for blend	0,42

Reference option:

Milage efficiency for petrol	0,40
------------------------------	------

5.3.3.5 MOTORES EFICIENTES EN LA INDUSTRIA

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Efficient motor

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	421		421
Project life	10		
Lev. investment	69		69
Annual O&M	6	21	-15
Annual electricity cost	491	613	-123
Total annual cost	565	634	-69

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	5,8	7,2	1,4
Fuel N ₂ O emission	0,000	0,000	0,000
Fuel CH ₄ emission	0,000	0,000	0,000
Total CO ₂ equiv.	5,8	7,2	1,4
Tonne CO ₂ reduction/unit			1,44
US\$/ton CO₂ equivalent			-47,74

Notes:

The average power output of the motors is 1 KW.
improved motor has an eff= 75%
The motor is running 70% of time.

General inputs:

1 Ton CH₄ = 21 Ton CO₂
1 Ton N₂O = 310 Ton CO₂
1 US\$ = 1 US\$
Discount rate 10%

Emission factors: kg/kWhmix	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
LP-1	0,42630	2,63576E-05	1,63E-06
LP-2	0,47731	2,07472E-05	3,7E-06
LP-3	0,50651	2,5866E-05	3,1E-06
LP-4	0,61901	2,71914E-05	4,74E-06

Capacity factor 7488,2 hours
Electricity cost 0,06 US\$/kWh
Electricity transfer losses 0,12
Ref power plant O&M 3,0%

Reduction option:

O&M 1,5%
Activity 1 kw of power
Utilization time 6132 hrs
Motor efficiency 0,75
Annual electricity used 8176 kWh
Original inv. in motor 421 US\$

Reference option:

O&M 5%
Activity 1 kw of power
Utilization time 6132 hrs
Motor efficiency 0,6
Annual electricity used 10220 kWh

5.3.3.6 *INSTALACION DE HIDROELÉCTRICAS EN LUGAR DE TERMICAS A GAS CICLO-COMBINADO*

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Hydro Vs. CC

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	226988	61826	165162
Project life	40	20	20
Lev. investment	23212	7262	15950
Annual O&M	20	1237	-1217
Levelized fuelcost		188400	-188400
Total annual cost	23231	196899	-173667

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		6732,0	6732,0
Fuel N ₂ O emission		0,0120	0,012
Fuel CH ₄ emission		0,4800	0,480
Total CO ₂ equiv.	0,0	6745,8	6745,8
Tonne CO ₂ reduction/unit			51,89
US\$/ton CO₂ equivalent			-25,74

Notes:

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	56,1 kg CO ₂ /GJ
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0040 kg CH ₄ /GJ
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0001 kg N ₂ O /GJ
Invest. in reference power plant	460 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	4500 hours
Nat. gas to elec. efficiency	0,433222927
Electricity transfer losses	0,12

Reduction option: Hydro power

O&M	1,5%
Activity	130 MW
Building time	5 years
Investment in hydro plant	1300 US\$/kW
Building interest	446 US\$/kW
Capacity factor	4652,436 hours

Reference option: Natural gas power

O&M	2,0%
Equivalent activity	134,40 MW
Annual natural gas used	120000 GJ

5.3.3.7 BIOGAS DE CAÑERIAS PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Sewage biogas for electricity

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	139885		
Project life	20		
Lev. investment	16431		16431
Lev. inv. in power plant		18250	-18250
Ref. power plant O&M		4661	
Annual O&M	2098	2051	47
Levelized fuelcost		6008	-6008
Total annual cost	18529	30971	-12441

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	0,0	963,3	963,3
Fuel N ₂ O emission	0,001	0,014	0,013
Fuel CH ₄ emission	0,059	0,010	-0,049
Process CH ₄ emission	0,000	0,000	0,000
Total CO ₂ equiv.	1,7	967,9	966,2

Tonne CO₂ reduction/unit **966,24**

US\$/ton CO₂ equivalent -12,88

Notes:

The sewage is treated in sealed tanks. In the reference option the biogas is flared and in the reduction option it is combusted to produce electricity. In both cases the same amount of greenhouse gases is produced. The only difference is the reduction in emissions on the ref. power plant.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	94,6 kg CO ₂ /GJ coal
Fuel CO ₂ emis. factor	56,1 kg CO ₂ /GJ biogas
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0010 kg CH ₄ /GJ coal
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0040 kg CH ₄ /GJ biogas
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0014 kg N ₂ O /GJ coal
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0001 kg N ₂ O /GJ biogas
Invest. in reference power plant	835,543 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	7488,204 hours
Coal to elec. efficiency	0,4332229
Electricity transfer losses	0,12
Ref. power plant O&M	3,0%

Reduction option:

O&M	1,5%
Activity	1 sewage plant
Cost of generator	900 US\$/kW
Generator efficiency	30%
Avalability	90%
Biogas production	2066 m ³ /day
CH ₄ content in biogas	50%
CH ₄ calorific value	39 MJ/m ³
Annual biogas production	14705 GJ
Electricity produced	1225396,3 kWh
Plant capacity	155 kW

Reference option:

Equivalent activity	164 kW
Annual coal required	10183 GJ
CH ₄ density	0,718 kg/m ³
CH ₄ produced	271 tonnes

5.3.3.8 CALDERAS EFICIENTES EN LA INDUSTRIA

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Efficient boiler in industry

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	97561		
Project life	35		
Lev. investment	10116	0	10116
Lev. inv. in power plant			
Annual O&M	10732	4878	5854
Levelized fuelcost	44566	70415	-25848
Total annual cost	65414	75293	-9879

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	7145,7	11290,2	4144,5
Fuel N ₂ O emission	0,106	0,167	0,061
Fuel CH ₄ emission	0,076	0,119	0,044
Total CO ₂ equiv.	7180,1	11344,5	4164,5
Tonne CO ₂ reduction/unit			4164,45
US\$/ton CO₂ equivalent			-2,37

Notes:

The typical boiler is approx. 8 ton of steam per hour.

The boiler operates 12 h/d in 300 days/year.

The boiler is insulated and a sootblower is installed.

An average boiler with an efficiency of 74% uses 800 kg coal/h = 22.4 GJ/h.

A boiler without sootblower and insulation in the field operates at 50% eff., the improved boiler operates at 79%eff.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	94,6 kg CO ₂ /GJ coal
Fuel CH ₄ emis. factor	0,001 kg CH ₄ /GJ coal
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0014 kg N ₂ O /GJ coal
Calorific value of coal	28 GJ/ton
Consumption in 8 ton boiler at an efficiency of:	22,4 GJ/h of coal 74%

Reduction option:

O&M	1,0% of investment
Activity	1 boiler
Investment	97561 US\$
Operating time	3600 hrs
Boiler efficiency	79%
Annual coal consumption	75536 GJ

Reference option:

O&M	0,5% of investment
Activity	1 boiler
Original inv. in boiler	975610 US\$
Operating time	3600 hrs
Boiler efficiency	50%
Annual coal consumption	119347 GJ

5.3.3.9 CONVERSION DE CAMIONES A GASOLINA POR GAS NATURAL

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Small gas trucks

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
Total investment	59976700,0		59976700,0
Project life (years)	10,0	1,0	
Ann. Levelized investment	9760931,7	0,0	9760931,7
Ann. O&M			0,0
Ann. Fuelcost	102929597,2	113485366,7	-10555769,4
Total annual cost	112690529,0	113485366,7	-794837,7

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
Fuel CO ₂	1112591,60	1527094,35	414502,75
Fuel N ₂ O	1,98	13,22	11,24
Fuel CH ₄	79,33	440,72	361,39
Total CO ₂ equiv.	1114872,31	1540448,16	425575,85
Tonne CO ₂ reduction/unit			15,81
US\$/ton CO₂ equivalent			-1,87

Notes:

Gastrucks are change from running on gasoline to natural gas.
A new engine and a fuel container etc. are installed.

The mitigation option:

Technology:	Natural Gas trucks
Fuel:	Natural gas (transport)
Number of Units:	26910 Trucks
Investment for car change	2500 \$
Nat. gas infrastructure	59974200 \$
N.gas distribution cost	0% of the fuel cost
Specific fuel consumption:	3,92 km/m3
Annual distance	73000 km
Calorific value	39,6 MJ/m3
Total Fuel Use:	19832292,3 GJ/Year
CO ₂ emission factor	566,4 g/km
N ₂ O emission factor	0,0010 g/km
CH ₄ emission factor	0,040 g/km

Is replacing the Reference option...

Technology:	Gasoline trucks
Fuel:	Gasoline
Number of Units:	26910 Trucks
Specific fuel consumption:	3 km/l
Annual distance	73000 km
Fuel density	0,75 t/1000l
Calorific value	44,87 GJ/t
Total Fuel Use:	22035993,5 GJ/Year
CO ₂ emission factor	777 g/km
N ₂ O emission factor	0,007 g/km
CH ₄ emission factor	0,224 g/km

5.3.3.10 CONVERSION DE BUSES A GASOLINA POR GAS NATURAL

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Gasbuses

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
Total investment	49981500,0		49981500,0
Project life (years)	10,0	1,0	
Ann. Levelized investment	8134259,0	0,0	8134259,0
Ann. O&M			0,0
Ann. Fuelcost	85774664,4	94571138,9	-8796474,5
Total annual cost	93908923,3	94571138,9	-662215,6

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
Fuel CO ₂	927159,67	1272578,63	345418,96
Fuel N ₂ O	1,65	11,02	9,37
Fuel CH ₄	66,11	367,27	301,16
Total CO ₂ equiv.	929060,26	1283706,80	354646,54
Tonne CO ₂ reduction/unit			15,81

US\$/ton CO₂ equivalent			-1,87
---	--	--	--------------

Notes:

Gasbuses are change from running on gasoline to natural gas.
A new engine and a fuel container etc. are installed.

The mitigation option:

Technology:	Natural Gasbuses
Fuel:	Natural gas (transport)
Number of Units:	22425 Bus
Investment for car change	3000 \$
Nat. gas infrastructure	49978500 \$
N.gas distribution cost	0% of the fuel cost
Specific fuel consumption:	3,92 km/m ³
Annual distance	73000 km
Calorific value	39,6 MJ/m ³
Total Fuel Use:	16526910,3 GJ/Year
CO ₂ emission factor	566,4 g/km
N ₂ O emission factor	0,0010 g/km
CH ₄ emission factor	0,040 g/km

Is replacing the Reference option...

Technology:	Gasoline buses
Fuel:	Gasoline
Number of Units:	22425 Bus
Specific fuel consumption:	3 km/l
Annual distance	73000 km
Fuel density	0,75 t/1000l
Calorific value	44,87 GJ/t
Total Fuel Use:	18363327,9 GJ/Year
CO ₂ emission factor	777 g/km
N ₂ O emission factor	0,007 g/km
CH ₄ emission factor	0,224 g/km

5.3.3.11 CALENTADORES SOLARES DE AGUA PARA USO RESIDENCIAL

ANALISIS DE COSTO BENEFICIO

Solarheater

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	1000	150	850
Project life	10	10	
Lev. investment	163	24	138
Annual O&M	50	8	43
Annual electricity cost	60	240	-180
Total annual cost	273	272	1

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	0,7	2,8	2,1
Fuel N ₂ O emission	0,000	0,000	0,000
Fuel CH ₄ emission	0,000	0,000	0,000
Total CO ₂ equiv.	0,7	2,8	2,1
Tonne CO ₂ reduction/unit			2,12
US\$/ton CO₂ equivalent			0,33

Notes: In this option the hot water for the household is produced by a 2.5 m² solar collector with a 150 litre storage tank. The reference technology is a water heater using electricity.
The solar collector covers 75 % of the energy demand, the rest is covered by an electrical backup.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%

Emission factors: kg/kWhmix	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
LP-1	0,42630	2,63576E-05	1,63E-06
LP-2	0,47731	2,07472E-05	3,7E-06
LP-3	0,50651	2,5866E-05	3,1E-06
LP-4	0,61901	2,71914E-05	4,74E-06

Electricity cost	0,06 US\$/kWh
Electricity transfer losses	0,12
Ref power plant O&M	3%

Reduction option:

Investment	1000 US\$
O&M	5%
Activity	1 location
Solar fraction	0,75
Annual electricity used	1000,7 kWh

Reference option:

O&M	5%
Activity	1 location
Cost of electric heater	150 US\$
Water usage	200 litres/day
Water supply temp	18 deg C
Thermostat setting	65 deg C
Electricity used	0,039 GJ/day
Annually electricity used	4002,8 kWh

5.3.3.12 BIOGAS DE RELLENO SANITARIO PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD

Landfill biogas for electricity

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	17504679		
Project life	15		
Lev. investment	2301406		2301406
Extra electricity generated	-2760138		-2760138
Annual O&M	875234		875234
Levelized fuelcost			0
Total annual cost	416502	0	416502

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	33,8	0,0	-33,8
Fuel N ₂ O emission	0,000	0,000	0,000
Fuel CH ₄ emission	0,002	16425,000	16424,998
Process CH ₄ emission	0,000	16425,0	16425,0
Total CO ₂ equiv.	33,9	689850,0	689816,1
Tonne CO ₂ reduction/unit			689816,15
US\$/ton CO₂ equivalent			0,60

Reduction option: To install a electrical generation plant using biogas from landfills as fuel. The plant capacity is 5835 kW
The total annual waste landfilled considered is around 219000 tonnes corresponding to wastes produced by 1,2 million inhabitants

Notes:
DOC = Degradable organic content

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	56,1 kg CO ₂ /GJ biogas
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0040 kg CH ₄ /GJ biogas
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0001 kg N ₂ O /GJ biogas
Invest. in reference power plant	836 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	7488 hours
Electricity cost	0,06 US\$/kWh
Electricity transfer losses	0,12
Ref. power plant O&M	3,0%

Reduction option:

O&M	5,0%
Activity	1 landfill
Cost of plant	3000 US\$/kW
Annual waste landfilled	219000 tonnes
DOC fraction of waste	15%
Fraction of DOC to CH ₄	75%
CH ₄ content in biogas	50%
Conversion from C to CH ₄	1,33
Annual CH ₄ generated	16425 tonnes
Recovery efficiency	68%
Annual CH ₄ collected	11087 tonnes
CH ₄ calorific value	39 MJ/m ³
CH ₄ density	0,718 kg/m ³
Annual fuel collected	602212 GJ
Generator efficiency	28%
Avalability	90%
Electricity produced	46002296 kWh
Plant capacity	5835 kW
Reference option:	
Equivalent activity	6143 kW
Annual CH ₄ generated	16425 tonnes
Electricity produced	46002296 kWh

5.3.3.13 OPCION DE MITIGACION SILVOPASTORIL CON EUCALIPTO

INFORMACION BASICA

Area Requerida

Area Mínima Requerida: 14 ha

Area Pancoger: 3 ha

Area silvopastoril: 11 ha

Aspectos Laborales

Jornada de Trabajo y Recargos por Trabajo

Extra, Nocturno, Dominical y Festivo

Jornada Ordinaria de Trabajo: 48 horas semanales

Horario diurno: 6 a.m. a 6 p.m.

Horario nocturno: 6 p.m. a 6 am.

Salario mínimo mensual: \$224.526

Salario Diario: \$7.484. Costo hora: \$935,5

Jornada Ordinaria de Trabajo: 48 horas/semana

Remuneración

a. Dominicales y Festivos: 100% del Salario Ordinario

b. Recargos nocturnos: - 35% del Salario Ordinario

c. Trabajo extra diurno: Recargo del 25% del Sal. Ord.

d. Trabajo extra nocturno: Recargo del 75% del Sal. Ord.

Area Mínima Requerida: 14 ha

Area Pancoger: 3 ha

Area silvopastoril: 11 ha

Construcción de Cercos

1 ha = 400 m de perímetro

14 ha = 5600 m de perímetro

Hileras de alambre: 4

Alambre requerido(calibre 12): $5600 \times 4 = 22.400\text{m}$

Costos alambre: Rollo 340m(38 Kilos)=\$37.800

Costo total alambre: $22.400/340 \times 37.800 = \$2'491.000$

Grapas requeridas: 1 Kilo por cada 100 m

Total grapas requeridas: $22.400\text{m}/100\text{m} \times 1\text{kilo} = 224\text{kilos}$

Valor total grapas requeridas: $224\text{Kilos} \times \$37.800$

Valor total grapas requeridas: \$8'468.000

Postes requeridos: 1 cada 2m a \$1.000 c/u

Valor total postes: $5.400\text{m}/2\text{m} \times \$1.000 = \$2'700.000$

Mano de obra construcción cercos: \$200/metro

Costo total mano de obra: $\$200 \times 5600 = \$1'120.000$

Valor total cercos: $\$2'491.000 + \$8'468.000 +$

$+\$2'700.000 + \$1'120.000 = \$14'779.000$

Mantenimiento de Cercos:

Valor: $15\% (14'779.000) = \$2'216.850$

Silvicultura

Distancia de siembra: 4m por 4m.

Densidad de siembra inicial: 625 árboles/ha

Densidad final: 250 árboles/ha

Turno del Bosque: 8 años

Crecimiento: 25 m³/ha/año

Rendimiento Final del Bosque: 300 m³/ha (rolliza)

Valor venta en pie al final del turno: $\$70.000/\text{árbol}$

Entresacas

a. 4 años (40%): 250 árboles/ha

b. 6 años (25%): 94 árboles/ha

Mortalidad (0.5%): 31 árboles/ha

Ingresos:

Primera entresaca: $\$1.200.000$

Segunda entresaca: $\$300.000$

Equipo para Control y Prevención de Incendios

(Para una Brigada)

Palas (4): $\$238.125$

Machetes (5): $\$37.500$

Batefuegos (4): $\$306.225$

Bombas de espalda (3): $\$974.816$

Motosierra con espada de 60 cm: $\$793.000$

Bomba Mimark con accesorios: $\$6.291.000$

Central de radio: $\$1.850.000$

Radios portátiles (2): $\$2.070.000$

Batería de repuesto (radio): $\$160.000$

Antena e instalación: $\$750.000$

Binóculos: $\$140.000$

Dotación personal: $\$355.632 \times 11 = 3.695.252$

Valor total: $\$17860.723$

Cortafuegos: 15 m de ancho por 500m de largo

Costo Unitario Mensual del Torrero

Horario: 7 am - 3 p.m. y 3 p.m. - 11 p.m.

a. Trabajo dominical: 8 horasx4=32 horas/mes

Valor: \$ 7484+(7484)100%=\$14.968

b. Horas extras diurnas: 8 horasx4=32 horas/mes

Valor: \$ 935,5 (125%)32=\$67.356/mes

c. Horas extras nocturnas: 8 horasx4=32horas/mes

Valor: \$ 935,5 (175%)32=82.324/mes

d. Recargo nocturno: 30horasx4=120 horas/mes

Valor: \$935,5+935(35%)(120)=\$151.551

Valor mensual: \$224.526+14.968+67.356+82.324+151551=\$540.725

Ganadería

Cabezas de Ganado Requerido: 21

Tasa de mortalidad del ganado: 6%=1,26= 2 Cabezas

Ganado Anual Requerido: 23 cabezas

Peso compra ganado: 150 kilos

Peso venta ganado:500 a 530 kilos

Tiempo de ceba: 18 a 24 meses

Ganancia de peso: 20 kilos/mes

Recuperación de cada potrero: 25 días

Areas rotación (potreros): 5

Edad compra ganado: 18 a 24 meses

TABLA RESUMEN DEL ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Eucalipto Afforestation

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
NPV	15050.6		15050.6
Project life (years)	8.0		
Ann. Levelized investment	2821.2	0.0	2821.2
Threshold subsidy	0.0		0.0
Ann. Fuelcost			
Total annual cost	2821.2	0.0	2821.2

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
CO ₂	252.08	0.00	252.08
N ₂ O	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.00	0.00	0.00
Total CO ₂ equiv.	252.08	0.00	252.08
Tonne CO ₂ reduction/unit			252.08
US\$/ton CO₂ equivalent			11.19

Notes:

The small farmer in the North coast region of Colombia change from illegal crops of cocaine to Eucalipto silvopastoral project.

The income is over the threshold so the family do not move to a new place so quickly. The rotation of cultivated land and deforestation decrease.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Conversion factor	0.5 t dry matter/m ³
Carbon fraction	50% of live biomass
1 Ton carbon =	3.67 Ton CO ₂

The mitigation option:

Technology:	Silvopastoral Project	14 ha
Rotation period		8 years
Family size		4 persons
Average cultivated area		14 ha/family
Forest and grass		11.0 ha/family
Annual growth rate		25.0 m ³ /ha/year
Annual growth rate		12.5 t dm/ha/year
Standing biomass at clearing		300 m ³ /ha
Storage time		50 years
Pancoger		3.0 ha/family
Cattle		21.0 heads/year
Growing time		18-24 months
weight increase		20.0 kg/month
Monthly family income		313 \$/month

5.3.3.14 REFORESTACION PARA PROTECCION DE ACUIFEROS

ANALISIS DE COSTO-BENEFICIO

Protector reforestation

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	3077		3077
Project life	30		
Lev. investment	326		326
Lev. revenue			0
Annual O&M	0		0
Levelized fuelcost			0
Total annual cost	326	0	326
Fuel CO ₂ emission	0		
Fuel N ₂ O emission			0.000
Total CO ₂ equiv.	-18.0	0.0	18.0
\$/ton CO₂ equivalent			18.17

Notes:

Emissions from equipment is missing!!

General inputs:

1 Ton CH₄ = 21 Ton CO₂
 1 Ton N₂O = 310 Ton CO₂
 1 US\$ = 1 US\$
 Discount rate 10%
 Conversion factor 0.5 t dry matter/m³
 Carbon fraction 50% of live biomass
 1 Ton carbón 3.67 Ton CO₂

Reduction option:

Annual growth rate 19.60 m³/ha.year
 Annual growth rate 9.8 t dm/ha.year
 Standing biomass 588 m³/ha
 Stored fraction 100%
 Storage time 100 years

Reference option:

No action

5.3.3.15 OPCION DE MITIGACIÓN REFORESTACION CON PINO

INFORMACION BASICA

Area Requerida

Area Mínima Requerida: 14 ha

Area Pancoger: 3 ha

Area silvicultural: 11 ha

Silvicultura

Distancia de Siembra 3m por 3m

Densidad de siembra inicial: 1111árboles/ha

Densidad final: 200 árboles/ha

Turno del Bosque: 15 años

Crecimiento: 20-25 m³/ha/año

Rendimiento Final del Bosque: 125 m³/ha (rolliza)

Valor venta en pie al final del turno: \$250.000/m³

Entresacas

a. 7 años (40%): 444 árboles/ha

b. 10 años(40%): 267 árboles/ha

c.12 años (35%): 140 árboles/ha

Mortalidad (0.5%): 56 árboles/ha

Ingresos: \$1.200.000/ha

El resto de la información es igual al caso anterior.

TABLA RESUMEN DEL ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Pine Afforestation

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
NPV	47771.6		47771.6
Project life (years)	15.0		
Ann. Levelized investment	6280.7	0.0	6280.7
Threshold subsidy	0.0		0.0
Ann. Fuelcost			
Total annual cost	6280.7	0.0	6280.7

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
CO ₂	252.08	0.00	252.08
N ₂ O	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.00	0.00	0.00
Total CO ₂ equiv.	252.08	0.00	252.08
Tonne CO ₂ reduction/unit			252.08
US\$/ton CO₂ equivalent			24.92

Notes:

The small farmer in the North coast region of Colombia change from illegal crops of cocaine to Eucalipto silvopastoril project.

The income is over the threshold so the family do not move to a new place so quickly. The rotation of cultivated land and deforestation decrease.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Conversion factor	0.5 t dry matter/m ³
Carbon fraction	50% of live biomass
1 Ton carbon =	3.67 Ton CO ₂

The mitigation option:

Technology:	Pine Afforestation	14 ha
Rotation period		15 years
Family size		4 persons
Average cultivated area		14 ha/family
Forest area		11.0 ha/family
Annual growth rate		25.0 m ³ /ha/year
Annual growth rate		12.5 t dm/ha/year
Standing biomass at clearing		300 m ³ /ha
Storage time		50 years
Pancoger		3.0 ha/family
Monthly family income		313 \$/month

5.3.3.16 OPCION DE MITIGACION SILVOPASTORIL CON TECTONA- GRANDIS

DATOS BASICOS

Area Requerida

Area Minima Requerida: 14 ha

Area Pancoger: 3 ha

Area silvopastoril: 11 ha

Silvicultura

Distancia de siembra: 4m por 4m

Densidad de siembra inicial: 625 árboles/ha

Densidad final: 350 árboles/ha

Turno del Bosque: 20 años

Crecimiento: 16 m³/ha/año

Rendimiento Final del Bosque: 300 m³/ha (rolliza)

Valor venta en pie: \$200.000 m³

Entresacas

a. 7 años (30%): 187 árboles/ha

b. 14 años (25%): 43 árboles/ha

Mortalidad Aprox. (0,5%): 31 árboles/ha

Ingresos:

Primera entresaca: \$1.050.000

Segunda entresaca: \$200.000

El resto de la información es igual que los casos anteriores.

TABLA RESUMEN DEL ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Tectona-Grandis Afforestation

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
NPV	43134.9		43134.9
Project life (years)	20.0		
Ann. Levelized investment	5066.6	0.0	5066.6
Threshold subsidy	0.0		0.0
Ann. Fuelcost			
Total annual cost	5066.6	0.0	5066.6

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
CO ₂	161.33	0.00	161.33
N ₂ O	0.00	0.00	0.00
CH ₄	0.00	0.00	0.00
Total CO ₂ equiv.	161.33	0.00	161.33
Tonne CO ₂ reduction/unit			161.33
US\$/ton CO₂ equivalent			31.40

Notes:

The small farmer in the North coast region of Colombia change from illegal crops of cocaine to Eucalpto silvopastoril project.

The income is over the threshold so the family do not move to a new place so quickly. The rotation of cultivated land and deforestation decrease.

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Conversion factor	0.5 t dry matter/m ³
Carbon fraction	50% of live biomass
1 Ton carbon =	3.67 Ton CO ₂

The mitigation option:

Technology:	Tectona Grandis - Silvopastoril	14 ha
Rotation period		20 years
Family size		4 persons
Average cultivated area		14 ha/family
Forest and grass		11.0 ha/family
Annual growth rate		16.0 m ³ /ha/year
Annual growth rate		8.0 t dm/ha/year
Standing biomass at clearing		300 m ³ /ha
Storage time		50 years
pancoger		3.0 ha/family
Cattle		21.0 heads/year
Growing time		18-24 months
weight increase		20.0 kg/month
Monthly family income		313 \$/month

5.3.3.17 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON TURBINAS DE VIENTO

ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO

100 MW Wind Turbines versus natural gas power

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	140000000	53255109	
Project life	20	20	
Lev. investment	16444347	6255325	10189022
Annual O&M	21	798827	-798806
Levelized fuelcost		4125960	-4125960
Total annual cost	16444368	11180112	5264257

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		147430,8	147430,8
Fuel N ₂ O emission		0,2628	0,263
Fuel CH ₄ emission		10,5120	10,512
Total CO ₂ equiv.	0,0	147733,0	147733,0
Tonne CO ₂ reduction/unit			1,48
US\$/ton CO₂ equivalent			35,63

Notes:

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	56,1 kg CO ₂ /GJ
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0040 kg CH ₄ /GJ
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0001 kg N ₂ O /GJ
Invest. in reference power plant	460 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	2206,92 hours
Nat. gas to elec. efficiency	0,35
Electricity transfer losses	0,12

Reduction option: Wind Turbines

O&M	1,5%
Activity	100000 kW
Investment in wind turbines	1400 US\$/kW
Capacity factor	2555 hours

Reference option: Gas Turbine

O&M	2%
Equivalent activity	115771,98 kW
Annual natural gas used	2628000,0 GJ

5.3.3.18 **IMPLEMENTACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS A ESCALA MINI**

ANALISIS DE COSTO-BENEFICIO

100 kW Minihydro versus diesel generator

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	693000	60000	
Project life	30	15	
Lev. investment	73513	7888	65624
Annual O&M	240	2400	-2160
Levelized fuelcost		37015	-37015
Total annual cost	73753	47303	26450

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		620,3	620,3
Fuel N ₂ O emission		0,0050	0,005
Fuel CH ₄ emission		0,0167	0,017
Total CO ₂ equiv.	0,0	622,2	622,2
Tonne CO ₂ reduction/unit			6,22
US\$/ton CO₂ equivalent			42,51

Notes:

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	74,067 kg CO ₂ /GJ
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0020 kg CH ₄ /GJ
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0006 kg N ₂ O /GJ
Invest. in reference power plant	400 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	3101,6 hours
Diesel to elec. Efficiency	0,3
Electricity transfer losses	0,12

Reduction option: Minihydro power

O&M	4%
Activity	100 kW
Building time	2 years
Investment in hydro plant	6000 US\$/kW
Building interest	930 US\$/kW
Capacity factor	4652 hours

Reference option: Diesel generator

O&M	4%
Equivalent activity	150,00 kW
Annual diesel used	8374,4 GJ

5.3.3.19 IMPLEMENTACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS A ESCALA MICRO

ANALISIS DE COSTO-BENEFICIO

1 kW microhydro versus diesel generator

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	3000	1500	
Project life	30	15	
Lev. investment	318	197	121
Annual O&M	120	60	60
Levelized fuelcost		67	-67
Total annual cost	438	324	114

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		1,1	1,1
Fuel N ₂ O emission		0,0000	0,000
Fuel CH ₄ emission		0,0000	0,000
Total CO ₂ equiv.	0,0	1,1	1,1
Tonne CO ₂ reduction/unit			1,13
US\$/ton CO₂ equivalent			101,18

Notes:

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	74,067 kg CO ₂ /GJ
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0020 kg CH ₄ /GJ
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0006 kg N ₂ O /GJ
Invest. in reference power plant	1500 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	1825 hours
Nat. gas to elec. efficiency	0,4332
Electricity transfer losses	0,12

Reduction option: Microhydro power

O&M	4%
Activity	1 kW
Investment in hydro plant	3000 US\$/kW
Capacity factor	1825 hours

Reference option: Diesel generator

O&M	4%
Equivalent activity	1,00 kW
Annual diesel used	15,2 GJ

5.3.3.20 CONVERSION DE TAXIS DE GASOLINA A GAS NATURAL

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Gastaxies

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
Total investment	146348800,0		146348800,0
Project life (years)	10,0	1,0	
Ann. Levelized investment	23817593,2	0,0	23817593,2
Ann. O&M			0,0
Ann. Fuelcost	138756488,4	127850479,4	10906009,0
Total annual cost	162574081,7	127850479,4	34723602,2

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
Fuel CO ₂	1499853,37	1720395,77	220542,40
Fuel N ₂ O	2,67	14,90	12,22
Fuel CH ₄	106,94	496,51	389,57
Total CO ₂ equiv.	1502927,94	1735439,93	232511,99
Tonne CO ₂ reduction/unit			3,54
US\$/ton CO₂ equivalent			149,34

Notes:

Taxies are changed from running on gasoline to natural gas.
a fuel container + tank + conversion kit etc. are installed.

The mitigation option:

Technology:	Natural gas taxis
Fuel:	Natural gas (transport)
Number of Units:	65655 Taxis
Investment for car change	1500 \$
Nat. gas infrastructure	146347300 \$
N.gas distribution cost	0% of the fuel cost
Specific fuel consumption:	9,72 km/m3
Annual distance	100000 km
Calorific value	39,6 MJ/m3
Total Fuel Use:	26735354,2 GJ/Year
CO ₂ emission factor	228,4 g/km
N ₂ O emission factor	0,0004 g/km
CH ₄ emission factor	0,016 g/km

Is replacing the Reference option...

Technology:	Gasoline taxis
Fuel:	gasoline
Number of Units:	65655 Taxis
Specific fuel consumption:	8,9 km/l
Annual distance	100000 km
Fuel density	0,75 t/1000l
Calorific value	44,87 GJ/t
Total Fuel Use:	24825335,8 GJ/Year
CO ₂ emission factor	262 g/km
N ₂ O emission factor	0,002 g/km
CH ₄ emission factor	0,076 g/km

5.3.3.21 *BIOGAS PARA ENERGIZACION RURAL*

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Biogas for rural kitchens

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	2680		
Project life	10		
Lev. investment	436		436
Lev. inv. in power plant			0
Annual O&M	0		0
Levelized fuelcost	0	365	-365
Total annual cost	436	365	71

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	1,4	1,9	0,4
Fuel N ₂ O emission	0,0	0,000	0,000
Fuel CH ₄ emission	0,0	0,000	0,000
Total CO ₂ equiv.	1,4	1,9	0,4
Tonne CO ₂ reduction/unit			0,42
US\$/ton CO₂ equivalent			168,48

The biogas plant is build to replace keroseno kitchens

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Keroseno CO ₂ emis. factor	71,9 kg/GJ
Keroseno CH ₄ emis. factor	0,007 kg/GJ
Keroseno N ₂ O emis. Factor	0,0006 kg/GJ

Reduction option:

O&M	0,00 US\$
Activity	1 biogas plant
Investment	2680 US\$
Biogas production	3 m3/day
Annual gas production	25,6 GJ

Reference option:

O&M	0,00 US\$
Cost of Keroseno	2 US\$/gal
Keroseno consumption	0,5 gal/day
Calorific value	141,37 MJ/gal
Annual fuel consumption	25,8 GJ

5.3.3.22 CONVERSION DE TURBINAS A GAS NATURAL DE CICLO ABIERTO A CICLO COMBINADO

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Close Cycle

Costs in US\$	Mitigation	Reference	Increase
Total investment	34000000,0		34000000,0
Project life (years)	20,0	20,0	20,0
Ann. Levelized investment	3993627,2	0,0	3993627,2
Ann. O&M	340000,0		340000,0
Ann. Fuelcost	186830,0	494550,0	-307720,0
Total annual cost	4520457,2	494550,0	4025907,2

The mitigation option:

Technology: Ciclo Combinado
 Fuel: Natural gas (power)
 Unit fuel consumption: 793 GJ/unit-year
 Number of Units: 150 MW
 Total Fuel Use: 119000 GJ/Year

Is replacing the Reference option...

Technology: Ciclo Abierto
 Fuel: Natural gas (power)
 Unit fuel consumption: 2100 GJ/unit-year
 Number of Units: 150 MW
 Total Fuel Use: 315000 GJ/Year

Ann. Emissions (tons)	Mitigation	Reference	Reduction
Fuel CO ₂	6675,90	17671,50	10995,60
Fuel N ₂ O	0,01	0,03	0,02
Fuel CH ₄	0,48	1,26	0,78
Total CO₂ equiv.	6689,59	17707,73	11018,14
Tonne CO ₂ reduction/unit			73,45
US\$/ton CO₂ equivalent			365,39

Notes:

5.3.3.23 **INSTALACION DE TURBINAS A GAS EN CICLO CERRADO EN LUGAR DE CICLO ABIERTO**

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Combined Cycle

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	97000000	63000000	34000000
Project life	20	20	20
Lev. investment	11393584	7399956	3993627
Annual O&M	3200000	945000	2255000
Levelized fuelcost	186830	499260	-312430
Total annual cost	14780414	8844216	5936197

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission	6675,9	17839,8	11163,9
Fuel N ₂ O emission	0,012	0,032	0,020
Fuel CH ₄ emission	0,476	1,272	0,796
Total CO₂ equiv.	6689,6	17876,4	11186,8
Tonne CO ₂ reduction/unit			74,58
US\$/ton CO₂ equivalent			530,64

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	9 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	56,1 kg CO ₂ /GJ Natural Gas
Fuel CH ₄ emis. factor	0,004 kg CH ₄ /GJ Natural Gas
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0001 kg N ₂ O /GJ Natural Gas

Reduction option: Combined Cycle

O&M	2,0% of investment
Activity	150 MW
Investment	97000000 US\$
Operating time	4818 hrs
Turbine efficiency	40%
Annual natural gas consumption	119000 GJ

Reference option: Open Cycle

O&M	1,5% of investment
Activity	150 MW
Original inv. in boiler	63000000 US\$
Operating time	3942 hrs
Turbine efficiency	23%
Annual natural gas consumption	318000 GJ

	MW	MPCD
Open cycle (25%)	150	37,5
Combined cycle (18.8%)	150	28,2

5.3.3.24 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA ELECTRIFICACION RURAL

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

1 kW solar PV versus diesel generator

Costs in US\$	Reduction Option	Reference Option	Increase (Red.-Ref.)
Total investment	9000	3000	
Project life	30	15	
Lev. investment	955	394	560
Annual O&M	360	120	240
Levelized fuelcost		201	-201
Total annual cost	1315	716	599

Annual emissions:	Tons	Tons	Reduction
Fuel CO ₂ emission		1,1	1,1
Fuel N ₂ O emission		0,0000	0,000
Fuel CH ₄ emission		0,0000	0,000
Total CO ₂ equiv.	0,0	1,1	1,1
Tonne CO ₂ reduction/unit			1,13
US\$/ton CO₂ equivalent			531,81

General inputs:

1 Ton CH ₄ =	21 Ton CO ₂
1 Ton N ₂ O =	310 Ton CO ₂
1 US\$ =	1 US\$
Discount rate	10%
Fuel CO ₂ emis. factor	74,067 kg CO ₂ /GJ
Fuel CH ₄ emis. factor	0,0020 kg CH ₄ /GJ
Fuel N ₂ O emis. factor	0,0006 kg N ₂ O /GJ
Invest. in reference power plant	1000 US\$/kW
Life time of power plant	20 years
Capacity factor	608,33 hours
Nat. gas to elec. efficiency	0,4332
Electricity transfer losses	0,12

Reduction option: Solar PV

O&M	4%
Activity	1 kW
Investment in PV-plant	9000 US\$/kW
Capacity factor	1825 hours

Reference option: Diesel generator

O&M	4%
Equivalent activity	3 kW
Annual diesel used	15,2 GJ

Notes:

5.3.5 Costos de las opciones de reducción de emisiones

La Tabla 5.7 presenta las inversiones total correspondientes a la implementación de las 24 opciones propuestas. El total es de US\$ 17.344 Millones mientras que la opción de referencia tan solo es de US\$1.623. Millones Esta diferencia se debe a que la mayor parte de los proyectos son nuevos y corresponden principalmente a proyectos extensivos de reforestación (US\$12.139 Millones o sea el 69.9%). Las otras opciones representan la introducción de nuevas tecnologías vs "dejar que las cosas continúen igual" ("business as usual"; costo de referencia 0). Frente a esta opción, las opciones de nuevas tecnologías propuestas representan un incremento en la inversión de US\$4.470 Millones.

Tabla. 5.7 Inversiones totales de las opciones de reducción de emisiones -para Colombia 1998-2010

Reduction option	Units penetrating in 2010	Unit Type	Total Investment M US\$	Total Reference M US\$	Costs Mitigation Option/Unit	Costs Reference Option	Increase
Cogeneration (1 MW)	400	Mw	212	73	530193.0	182400.0	347793
Timer to DWH	200,000	DWH with timer	8	0	40		40
Efficient lighting	10	1 million Bulbs	80	40	8000000	4000000	4000000
Ethanol blend	10	Plant	400	0	40000000		40000000
Efficient motors	14,000	kW	6	0	421		421
Hydro Vs. CC	1,361	MW	2	1	226988	61826	165162
Efficient boilers	500	tonnes	49	0	97561		97561
Gastrucks	26,910	1 small truck	60	0	59976700		59976700
Gasbuses	22,425	1 bus	50	0	49981500		49981500
Methane from sewage	10	plant	1	0	139885		139885
Biogas from landfills	5	Landfill	88	0	17504679		17504679
Solarheater	100,000	Solarheater	100	15	1000	150	850
Eucalipto Afforestation	30,000	14 ha	3371	0	112375		112375
Protector reforestation	231,000	1 ha=	711	0	3077		3077
Pine Afforestation	30,000	14 ha	3575	0	119176		119176
TECA-Afforestation	30,000	14 ha	4482	0	149390		
Wind turbines	100,000	kW	140	53	14000000	53255109	86744891
Minihydro power	200,000	kW	1386	120	693000	60000	633000
Microhydro	1,000	kW	3	2	3000	1500	1500
Gastaxis	65,665	1 taxi	146	0	146348800		14634880
Biogas for rural households	5,000	digesters	13	0	2680		2680
Close Cicle	1,500	MW	340	0	34000000		34000000
Combined Cicle	3,000	MW	1940	1260	646667	420000	226667
PV electricity 1	20,000	kW	180	60	9000	3000	6000
24			17344	1623			

Total Emis in 2010:

La Tabla 5.8 muestra como los proyectos de reforestación son inversiones con componentes 100% nacional y con una gran generación de empleos directos (186.600) en el sector rural. Los proyectos de nuevas tecnologías tienen poco componente nacional y generan pocos empleos directos frente a las opciones forestales.

Tabla. 5.8 Inversiones totales de las opciones de reducción de emisiones para Colombia 1998-2010

Reduction option	Units penetrating in 2010	Unit Type	Total Investment M US\$	Total Reference M US\$	Componente Nacional %	Componente Importado %	Generación Empleo Directo
Cogeneration (1 MW)	400	Mw	212	73	30	70	0
Timer to DWH	200,000	DWH with timer	8	0	25	75	
Efficient lighting	10	1 million Bulbs	80	40	100	0	0
Ethanol blend	10	Plant	400	0			
Efficient motors	14,000	kW	6	0	90	10	
Hydro Vs. CC	1,361	MW	2	1			
Efficient boilers	500	tonnes	49	0	10	90	50
Gastrucks	26,910	1 small truck	60	0			
Gasbuses	22,425	1 bus	50	0			
Methane from sewage	10	plant	1	0	30	70	
Biogas from landfills	5	Landfill	88	0	30	70	
Solarheater	100,000	Solarheater	100	15	70	30	
Eucalipto Afforestation	30,000	14 ha	3371	0	100	0	60000
Protector reforestation	231,000	1 ha=	711	0	100		6600
Pine Afforestation	30,000	14 ha	3575	0	100	0	60000
TECA-Afforestation	30,000	14 ha	4482	0	100	0	60000
Wind turbines	100,000	kW	140	53	30	70	
Minihydro power	200,000	kW	1386	120	90	10	
Microhydro	1,000	kW	3	2	90	10	
Gastaxies	65,665	1 taxi	146	0			
Biogas for rural households	5,000	digesters	13	0	100	0	
Close Cicle	1,500	MW	340	0	10	90	
Combined Cicle	3,000	MW	1940	1260	10	90	
PV electricity 1	20,000	kW	180	60	50	50	
24			17344	1623			