

## 7. PORTAFOLIO DE PROYECTOS

Para los proyectos AIJ se desarrolló un URF (Uniform Reporting Format), el cual corresponde a las necesidades de la fase piloto de este mecanismo. No existe en la actualidad un URF para proyectos MDL y por lo tanto, para este estudio se adoptó y modificó el URF mencionado pero adecuándolo a las necesidades del MDL y a los propósitos y nivel de información del presente estudio. La ficha adoptada contempla básicamente los datos generales del proyecto y los módulos donde se valora su adicionalidad y sostenibilidad (Ver Anexo 4).

Las condiciones generales para la evaluación financiera son: Moneda: US\$, tasa descuento 8%, tiempo de evaluación del proyecto: 15 años. El valor supuesto del CER varía desde US\$0 hasta US\$22. Los costos de los combustibles se dan en el Anexo 5. En la evaluación también se han tenido en cuenta los costos de ingeniería, desarrollo del proyecto (permisos y licencias), estudio de factibilidad y costos de entrenamientos y contingencias, al igual que los costos de operación y mantenimiento y transacción tanto de la fase de inversión como de la fase de operación. También se consideraron los impuestos que se cobran en Colombia para la importación de equipos y las contribuciones que se cobran por la operación de sistemas energéticos. El riesgo se cubrió con un seguro ambiental.

La reducción de emisiones se calculó para todos los proyectos empleando la Línea Base desarrollada por la ACCEFYN y descrita anteriormente.

## 7.1 PARQUE EOLICO EN CABO DE LA VELA (GUAJIRA)

### A. RESUMEN DEL PROYECTO

#### A.1 Título del proyecto

Parque Eólico de Cabo de la Vela (Guajira, Colombia)

#### A.2 Participantes

Nombre de la Organización o Individuo	Función	País
---------------------------------------	---------	------

Dado que este proyecto está en desarrollo, la información sobre esta tabla es reservada.

#### A.3 Resumen de Actividades

##### A.3.1 Descripción general

Este proyecto comprende la factibilidad, diseño, construcción y operación de un parque eólico de 22.5 MW (en primera fase) en inmediaciones de Puerto Bolívar, en el departamento de La Guajira, al norte de la República de Colombia, el cual estaría conectado al Sistema de Transmisión Nacional (STN) con el fin de atender una fracción de la demanda de energía del país y contribuir a la reducción de emisiones de GEI mediante el desplazamiento de instalación y generación de energía con plantas térmicas a base de combustibles fósiles.

De acuerdo con los estudios adelantados hasta el momento la energía generada al año sería de 74 GWh al año. Se requiere de la construcción de una línea de conexión de 7 km a 110 kV.

De acuerdo con el escenario base (Línea Base) elaborado por el grupo de la ACCEFYN (Secc. 5.1) se espera una reducción de emisiones de GEI que depende del escenario seleccionado llegando a ser de 88.179 t/año de CO<sub>2</sub> equiv. si el proyecto desplaza plantas a carbón.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

A lo anterior se suma el hecho de que el recurso eólico en la región es mucho más fuerte durante las estaciones secas del año, cuando los embalses se encuentran en sus niveles más bajos y el parque térmico nacional opera a mayor capacidad, lo cual permitirá garantizar la utilización óptima del recurso eólico en la generación y suministro de energía, maximizando sus implicaciones sobre la reducción de emisiones de GEI.

### **A.3.3 Localización (e.g. ciudad, región, departamento):**

El proyecto se encontraría localizado cerca de Puerto Bolívar, al este de la Bahía de Portete, en jurisdicción del Municipio de Uribia, en el departamento de La Guajira, que comprende la península del extremo nororiental de la República de Colombia. El sitio del proyecto se encuentra alrededor de las coordenadas 72 ° Este y 12,25° Norte.

### **A.3.4 Estado de las actividades**

Estudio de pre-factibilidad: en desarrollo

### **A.3.5 Vida del proyecto:**

**Posible fecha de iniciación:** Enero de 2003

## **B. Adicionalidad**

### **B1. Adicionalidad Medioambiental**

De acuerdo con la metodología descrita en Secc. 4.1 la adicionalidad medioambiental contempla tres aspectos independientes entre sí:

#### **B1.1 Línea base / referencia del proyecto**

La ACCEFYN ha desarrollado para el país una línea base multiproyecto, descrita en Secc. 5.1.

##### **B1.1.1 Detalles de la metodología aplicada**

Ver Secc. 5.1.

### B.1.1.2 Cálculo de los valores reportados en el "Escenario de la Línea Base" en la Tabla de la sección B1.3.2 , columna (A)

Para el cálculo de las emisiones de la línea base se considerarán tres escenarios. Las emisiones se calculan a partir de la energía total generada anualmente por el parque eólico multiplicada por los índices de emisión correspondientes a la planta desplazada en cada escenario.

#### Escenario 1: Planta a Carbón desplazada

La Tabla siguiente muestra los índices para una carboeléctrica colombiana promedio.

	Emission factors: kg/kWh		
	CO2	CH4	N2O
Energia Electrica	1.18760	1.25E-05	1.75E-05

La Tabla siguiente muestra las emisiones de este caso.

<b>Situacion Actual</b>	Energia		Emisiones Ton/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	
Energia electrica	kWh/año	73,896,022	87,759	0.92	1.29	88,179
<b>Total emisiones situacion actual</b>			<b>87,759</b>	<b>0.92</b>	<b>1.29</b>	<b>88,179</b>

Plantas a carbón

#### Escenario 2: Planta a Gas Ciclo Abierto

La Tabla siguiente muestra los índices para una planta a gas ciclo abierto.

	Emission factors: kg/kWh		
	CO2	CH4	N2O
Energia Electrica	0.63500	4.53E-05	1.10E-06

La Tabla siguiente muestra las emisiones de este caso.

<b>Situacion Actual</b>	Energia		Emisiones Ton/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	
Energia electrica	kWh/año	73,896,022	46,924	3.35	0.08	47,019
<b>Total emisiones situacion actual</b>			<b>46,924</b>	<b>3.35</b>	<b>0.08</b>	<b>47,019</b>

### Escenario 3: Fuel mix

La Tabla siguiente muestra los índices para una planta a fuel mix<sup>1</sup> ciclo abierto.

	Emission factors: kg/kWh		
	CO2	CH4	N2O
Energía Eléctrica	0.69824	2.81E-05	5.90E-06

La Tabla siguiente muestra las emisiones de este caso.

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica	kWh/año	73,896,022	51,597	2.07	0.44	51,776
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>51,597</b>	<b>2.07</b>	<b>0.44</b>	<b>51,776</b>

#### B1.1.3 Indicar si en este informe está incluida la revisión de una línea base

No. Se sugiere una revisión periódica de la línea Base (p.e. cada 3 a 4 años).

#### B1.1.4 Describa la naturaleza de cada revisión incluyendo el cálculo del nuevo conjunto de valores en la columna (A) del "Escenario de línea base" de la tabla de la sección B1.3.2.

No aplica

#### B1.1.5 Razones para la escogencia del tiempo de vida del proyecto

El tiempo de vida de proyectos de esta naturaleza en el ámbito mundial es de 15 a 20 años. En este caso tomamos quince.

### B1.2 Escenario del proyecto

#### B1.2.1 Suposiciones del escenario del proyecto / actividad y limitaciones

La generación de energía eólica provoca cero emisiones. Sin embargo, la construcción de los equipos conlleva emisiones en los países donde se manufactura (muy buena parte en los países industrializados). Estas emisiones están contabilizadas en los países industrializados, origen de los equipos.

<sup>1</sup> Promedio ponderado por energía de todas las plantas térmicas del país.

## B1.2.2 Descripción del escenario del proyecto

Este proyecto genera energía eléctrica con cero emisiones. La generación de un parque eólico desplaza la generación con combustibles fósiles. Lo anterior da lugar a la reducción de emisiones que se calcula enseguida.

## B1.2.3 Cálculo de los valores reportados 'Escenario de Proyecto' en la Tabla B1.3.2 columna (B)

El proyecto genera cero emisiones.

## B1.3 Reducción de emisiones

Para el cálculo de la reducción de emisiones se consideran los tres escenarios mencionados:

### B1.3.1 Tablas sobre la reducción de emisiones reales de GEI, medibles en el largo plazo (en CO<sub>2</sub> equivalente)

### B1.3.2 Proyección de la reducción real de GEI, medibles y de largo plazo o captura por sumideros

Escenario 1: Planta a Carbón desplazada

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A)) (A)			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	87,759	19	401	0	0	0	0	0	-87,759	-19	-401	0
---	87,760	19	401	0	0	0	0	0	-87,760	-19	-401	0
2017	87,761	19	401	0	0	0	0	0	-87,761	-19	-401	0
<b>TOTAL</b>	<b>1,316,414</b>	<b>291</b>	<b>6,013</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1,316,414</b>	<b>-291</b>	<b>-6,013</b>	<b>0</b>

**Escenario 2: Planta a Gas ciclo abierto****(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)**

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	46,924	70	25	0	0	0	0	0	-46,924	-70	-25	0
---	46,924	70	25	0	0	0	0	0	-46,924	-70	-25	0
2017	46,924	70	25	0	0	0	0	0	-46,924	-70	-25	0
<b>TOTAL</b>	<b>703,860</b>	<b>1,054</b>	<b>378</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-703,860</b>	<b>-1,054</b>	<b>-378</b>	<b>0</b>

**Escenario 3: Fuel mix****(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)**

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	51,597	44	135	0	0	0	0	0	-51,597	-44	-135	0
---	51,597	44	135	0	0	0	0	0	-51,597	-44	-135	0
2017	51,597	44	135	0	0	0	0	0	-51,597	-44	-135	0
<b>TOTAL</b>	<b>773,962</b>	<b>653</b>	<b>2,027</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-773,962</b>	<b>-653</b>	<b>-2,027</b>	<b>0</b>

(a) **Convertir los valores en GWP (Global Warming Potentials). Referirse al Anexo 3 para los factores de conversión**

(b) **Incluir efectos que ocurren por fuera de la frontera del sistema**

**B1.3.3 Reducciones reales de GEI, medibles y de largo plazo**

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medibles dependen en este caso de la línea Base escogida. El escenario adoptado depende de la curva de carga.

**B2. Adicionalidad financiera**

NOTA: La información que se da a continuación sobre costos / ingresos del proyecto es el resultado del análisis de prefactibilidad y constituye una aproximación a la prueba de adicionalidad financiera. Esta se logra completamente cuando el proyecto específico se encuentre en la etapa de factibilidad.

## B2.2 Costos e ingresos del proyecto

### COSTOS DEL PROYECTO

<b>Inversión</b>		<b>Costos de operación (primer año)</b>	
Estudio de factibilidad	US\$ 30,125	Costos fijos O&M	US\$/año 180,000
Costos de desarrollo	US\$ 72,250	Costos variables O&M	US\$/año 517,272
Ingeniería	US\$ 53,750	Arrendamiento de terrenos	US\$/año 37,500
Equipos principales	US\$ 20,250,000	Línea de transmisión y subestación	US\$/año 12,000
Balance de planta	US\$ 2,250,000	Costos por conexión a la red	US\$/año 225,000
Obras civiles	US\$ 600,000	Otros	US\$/año 10,000
Montaje turbinas	US\$ 600,000	Impuestos dif. a renta	US\$/año 38,322
Líneas de transmisión y S/E	US\$ 600,000	Costos transacción	US\$/año 4,500
Otros	US\$ 300,000		
Costo importación equipos **	US\$ 3,082,500	<b>Total</b>	<b>1,024,594</b>
Otros costos de inversión	US\$ 1,394,125		
Costos transacción	US\$ 12,250		
<b>Total</b>	<b>29,245,000</b>		

### INFORMACION COMERCIALIZACION DE ENERGIA

<b>Esquema de comercialización</b>		kWh/año	mills US\$/kWh
Alternativa analizada	Toda energía corto plazo	0	0.0
Precio energía largo plazo	mills US\$/kWh 40.0	73,896,022	45.0
Crecimiento precio energía LP	% 0.00%	0	0.0
	Venta energía largo plazo		
	Venta energía corto plazo		
	Compra energía corto plazo		
<b>Precio energía corto plazo</b>			
mes	mills US\$/kWh	mes	mills US\$/kWh
Enero	45.0	Julio	45.0
Febrero	45.0	Agosto	45.0
Marzo	45.0	Septiembre	45.0
Abril	45.0	Octubre	45.0
Mayo	45.0	Noviembre	45.0
Junio	45.0	Diciembre	45.0

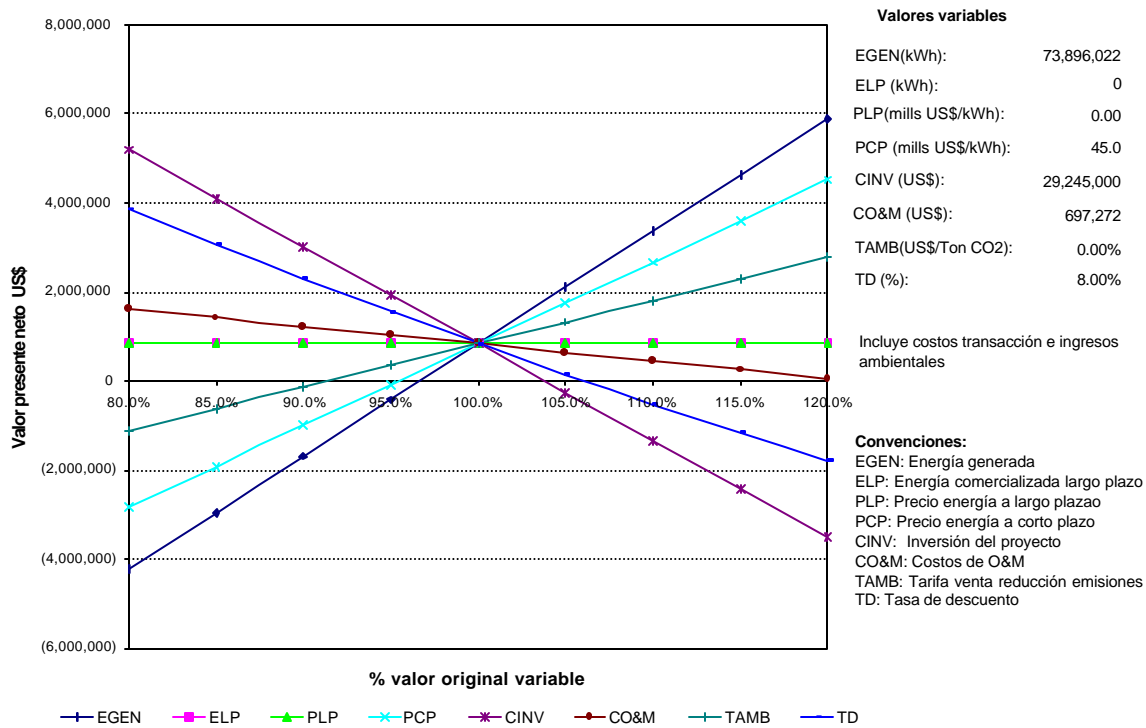
### INFORMACION FINANCIERA

Horizonte de evaluación	años 15	Valor presente neto	US\$ 840,905
Inflación	% / año 0.00%	Tasa interna de retorno	% 8.49%
Tasa de descuento	% / año 8.00%	Período de repago	años 8.95
		Costo de energía generada	mills US\$/kWh 49.11

La Tabla anterior muestra de manera resumida los principales parámetros de la evaluación financiera. Se dan los costos de inversión del proyecto, los de O&M, los de comercialización de energía en el caso colombiano y la información de los parámetros financieros. Los costos han sido tomados de la literatura técnica de proyectos realizados en otros países<sup>18 19</sup>. El VPN del proyecto a 15 años es de US\$ 840905, evaluado a 15 años con una tasa de descuento del 8%. La tasa interna de retorno (ROI: Rate of Internal Return) es 8.49%. Su periodo de repago es de 8.95 años. El costo de la energía generada resultó ser de 49.11 mills US\$/kWh. El precio de venta a corto plazo de la energía generada se supuso como 45 mills US\$/kWh y el precio asumido del CER fue de US\$20/t CO<sub>2</sub> equiv.

La Figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad tanto a parámetros técnicos como económicos.

### Analisis Sensibilidad-Proyecto Eólico Guajira



Los parámetros a los cuales el VPN del proyecto es más sensible son en su orden:

<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para incremento de los parámetros:	<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para decremento de los parámetros:
EGEN: Energía generada PCP: Precio de la energía a corto plazo TAMB: Precio de venta del CER	CINV: Costo de inversión TD: Tasa de descuento del proyecto

La ligera rentabilidad del proyecto es producto de los ingresos debidos a la venta de energía a un precio superior al actual en el mercado colombiano y a la suposición de ingresos extras por la venta de CER en un escenario de emisiones correspondiente al desplazamiento de carboeléctricas. De venderse la energía a los precios de mercado convencionales en Colombia, el valor del CER debería aumentar para compensar la reducción de los ingresos por venta de energía. El proyecto es entonces **adicional económicamente**.

### **B3. Procedimientos de evaluación acordados mutuamente**

#### **B3.1 Monitoreo**

El monitoreo de la reducción de emisiones debidas al proyecto puede hacerse evaluando la cantidad de energía efectivamente generada. Si se llegara a considerar la manera como la generación eólica afecta el despacho, entonces dependiendo de la generación desplazada se estimaría la cantidad de emisiones de GEI reducidas.

### **C. Sostenibilidad**

#### **C1. Compatibilidad general y concordancia con los planes nacionales de desarrollo económico y socio-económico, y con las prioridades y estrategias nacionales ambientales**

El proyecto en particular, y el estudio del aprovechamiento del potencial eólico en Colombia en general, se ajustan a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología, debido a su compatibilidad y concordancia con lo establecido en los diferentes Planes, Objetivos, Misiones y Visiones de las entidades que orientan dichos sectores, especialmente en lo relacionado con el desarrollo sostenible, tecnologías energéticas eficientes y limpias, tendencias globales, desarrollo científico y tecnológico, y conservación y mejoramiento de la calidad ambiental. A continuación se relacionan los principales aspectos institucionales que soportan el planteamiento anterior.

Se cuenta con el apoyo y respaldo de las autoridades gubernamentales, indígenas y ambientales de la Alta Guajira para el estudio y desarrollo de la energía eólica, lo cual se ratifica en: el permiso para estudios de la máxima autoridad ambiental regional (CORPOGUAJIRA); la inclusión de la iniciativa eólica en el “Plan de Ordenamiento Territorial” del municipio de Uribia y en las actas de reuniones adelantadas con líderes comunitarios de la zona del proyecto.

#### **C2. Impactos ambientales (positivos y negativos)**

La generación de electricidad a partir de la energía del viento desplaza la generación térmica con gas y con carbón en el sistema energético nacional y por lo tanto, reduce el consumo de combustibles fósiles, con los beneficios medioambientales asociados a esta reducción, tales como, menos emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, CO y COVDM, los cuales aumentan el efecto de invernadero en la atmósfera contribuyendo al cambio global. Además de la reducción en el consumo se reduce el volumen transportado, reduciendo el riesgo de derrames y emisiones fugitivas. Los

impactos medioambientales de este proyecto se pueden dividir en impactos en la fase de construcción e impactos en la fase de operación.

Durante la construcción, los impactos principales están relacionados con la alteración de la cobertura vegetal como consecuencia de la adecuación de accesos, la construcción de las fundaciones, la instalación de las torres y la construcción de la línea de conexión. Estos impactos, sin embargo, son mínimos debido no sólo a la cercanía al puerto de desembarque y a la subestación (5 km aprox), sino también a que la zona del proyecto corresponde a un área semidesértica, de clima cálido y seco, con precipitaciones escasas, suelos salinos y con muy poca presencia de fauna y vegetación debido a la pobreza de los suelos y la ausencia casi total del recurso hídrico.

Durante la fase de operación se considera que los principales impactos serán el de la alteración del paisaje y el ruido de las aspas de las turbinas, seguidos por el impacto sobre las aves, cuyo efecto se considera sólo puntual y ocasional, debido a que la altura de vuelo de las especies del lugar escasamente sobrepasa los 15 m de acuerdo con los análisis hasta ahora adelantados

### **C3. Impactos económicos (positivos y/o negativos)**

El proyecto generará empleos permanentes y temporales. Están asociados estos con la habilidad local del personal de manejar equipo de transporte, grúas, etc., mecánica en general y mantenimiento de equipo electromecánico.

Este parque aumentará la autosuficiencia energética e incrementará la actividad económica.

### **C4. Impactos socioculturales (positivos y/o negativos)**

Es necesario negociar con la comunidad indígena wayuu los beneficios que ellos derivarán del parque eólico, al estar ubicado en una zona que forma parte de su vida itinerante.

## **D. Contribución a la construcción de capacidad y a la transferencia de know-how y de tecnologías ambientalmente amigables**

### **D.1 Identificación de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

La identificación de equipos y proveedores no es aplicable en esta etapa del proyecto.

## **D.2 Características de las tecnologías ambientalmente amigables**

La tecnología eólica está disponible comercialmente.

## **D.3 Impacto del proyecto sobre la construcción de capacidad y de la transferencia de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

El proyecto debe contribuir a superar las barreras reglamentarias que existen por parte de las autoridades regulatorias de Colombia por la simple inexperiencia de ellas en estos proyectos.

### **Anexo 1**

#### **INFORMACION SOBRE CONTACTOS**

***Suministrar la información de los contactos en cada organización. Agregar las filas necesarias***

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc.13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 2**

#### **DESCRIPTORES DE LOS TIPOS DE PROYECTO**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc. 13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 3**

#### **1995 IPCC GLOBAL WARMING POTENTIAL (GWP) VALUES<sup>(4)</sup> BASED ON THE EFFECTS OF GREENHOUSE GASES OVER A 100-YEAR TIME HORIZON**

*Referirse a la Secc.13 para obtener esta tabla.*

## 7.2 PROYECTOS DE COGENERACION

La cogeneración ha sido objeto de estudios sectoriales en Colombia tanto para el sector industrial<sup>20</sup> como para el terciario de la economía<sup>21</sup>. También se han adelantado estudios específicos para varias industrias sin que hasta la fecha se hayan desarrollado los numerosos proyectos propuestos y evaluados<sup>m</sup>.

La cogeneración conlleva una complejidad importante en sus aspectos técnicos y económicos. Como se podrá observar en los proyectos que a continuación se describen, el rendimiento técnico de los equipos depende de condiciones locales como altura sobre el nivel del mar, condiciones de demanda tanto de energía eléctrica como térmica, condiciones de operación, etc. En los aspectos financieros, depende de los precios de los combustibles y de la tarifa de energía eléctrica, así como del precio de venta de la energía eléctrica generada como excedente.

Las aplicaciones que se evaluaron fueron hoteles y hospitales de diferentes capacidades y ubicados en diferentes lugares del país. La evaluación sobre los hoteles, del orden de 200 habitaciones y con porcentajes de ocupación actuales del 50 a 60%, debido a las potencias de las unidades cogeneradoras que resultan ser del orden de 200 kW y menores, los proyectos no resultan en general viables por la fuerte dependencia del costo de inversión de la capacidad de la planta cogeneradora (Ver hoteles en Tabla 7.1 y Tabla 7.2)

Los cuatro hospitales considerados tienen capacidades de cogeneración entre 250 kW y 500 kW efectivos y se describen a continuación. En general se encuentra que los proyectos sin apoyo económico (CER a US\$0/t CO<sub>2</sub> equiv.) resultan de una viabilidad económica muy frágil e incierta. Es necesario tener valores de CER del orden de 10 a 20 US\$ por tonelada para viabilizarlos (Ver hospitales en Tabla 7.1 y Tabla 7.2). Los resultados indican una tendencia regional según la cual los proyectos son más fácilmente viables en sitios de baja elevación y en un entorno energético y económico apropiado en el cual el combustible usado actualmente en la caldera sea costoso frente a un gas natural barato.

El potencial de cogeneración del sector industrial colombiano estimado en estudios previos ha sido de 248 MW (potencial técnico) y 177 MW (potencial económico)<sup>22</sup> más cerca de 30 MW en el sector terciario de la economía. Estos potenciales fueron determinados bajo condiciones económicas que no son actualmente vigentes.

---

<sup>m</sup> En Cartagena opera desde hace dos años una unidad de cogeneración turbogas ciclo abierto con una capacidad de 4.3 MW.

Tabla 7.1 Características técnicas de los proyectos de cogeneración estudiados

	Tipo	Ciudad	Demanda Energía Eléctrica kWh	Demanda Energía Térmica MBtu	Combustible		Potencia planta cogenerac kW	Energía generada kWh
					Actual	Proyecto		
1	Hotel 1	Bogotá	869,000	5,690	crudo de castilla	gas natural	137	801,146
2	Hotel 2	Barranquilla	869,000	5,690	combustóleo	gas natural	137	804,080
3	Hospital 1	Medellín	2,932,410	12,245	crudo de castilla	gas natural	478	2,805,478
4	Hospital 2	Barranquilla	2,932,410	12,245	combustóleo	gas natural	478	2,805,478
5	Hospital 3	Bogotá	2,163,720	20,020	crudo de castilla	gas natural	250	1,467,300
6	Hospital 4	Barranquilla	2,163,720	20,020	combustóleo	gas natural	250	1,467,300
			<b>11,930,260</b>	<b>75,910</b>				<b>10,150,782</b>

Tabla 7.2 Características económicas y emisiones de los proyectos de cogeneración estudiados (CER: 10 US\$/t)

	Tipo	Inversión en planta	Inversión otros	VPN	TIR	Actual	Proyecto	Reducción
		US\$	US\$	US\$	%	tCO2 eq./año	tCO2 eq./año	tCO2 eq./año
1	Hotel 1	213,377	41,049	-216,741		1,161	1,033	128
2	Hotel 2	147,594	37,760	-31,758	4.96	1,191	1,035	156
3	Hospital 1	432,892	52,024	24,313	8.85	3,243	2,088	1,155
4	Hospital 2	415,430	51,151	175,389	13.94	3,308	2,094	1,214
5	Hospital 3	275,117	44,256	90,868	12.57	3,458	2,854	604
6	Hospital 4	251,980	43,099	214,247	18.9	3,565	2,930	635
		<b>1,736,390</b>	<b>269,339</b>	<b>256,318</b>		<b>15,926</b>	<b>12,034</b>	<b>3,892</b>

El análisis siguiente muestra que el paquete de **conversión de estos hoteles y hospitales es adicional.**

## 7.2.1 Hospital 1 (Ciudad de Medellín)

### A. RESUMEN DEL PROYECTO

#### A.1 Título del proyecto

Sistema de cogeneración para el Hospital 1 en la ciudad de Medellín (Colombia)

#### A.2 Participantes

Nombre de la Organización o Individuo	Función	País
--	---------	------

Dado que este proyecto está en desarrollo, la información sobre esta tabla es reservada.

#### A.3 Resumen de Actividades

##### A.3.1 Descripción general

El hospital cuenta con 360 camas y cuenta con un factor de ocupación del 75%. La demanda eléctrica mensual es de 335 kW durante 8,760 horas al año y demanda térmica mensual de 2.09 MBtu/h durante 5,870 horas al año. Para la evaluación del proyecto y con fines prácticos se ha asumido que tanto la demanda eléctrica como la térmica son constantes durante todo el año, es decir no se presenta ningún tipo de estacionalidad. El combustible empleado actualmente es el crudo de Castilla y con el proyecto de cogeneración se pretende reemplazarlo por gas natural. Si se presenta déficit de calor, éste sería generado por el combustible actual. La potencia de la planta de cogeneración se estimó en 478 kW efectivos.

De acuerdo con el escenario base (Línea Base) elaborado por el grupo de la ACCEFYN (Ver Secc. 5.1) se espera una reducción de emisiones de GEI que depende del escenario seleccionado llegando a ser de 1154 t/año de CO<sub>2</sub> equiv. si el proyecto desplaza plantas a fuel mix.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

##### A.3.3 Localización (e.g. ciudad, región, departamento)

El proyecto a evaluar es un hospital ubicado en la ciudad de Medellín, la cual se encuentra a 1,490 msnm y cuya temperatura promedio de 21.5 grados centígrados.

### **A.3.4 Estado de las actividades**

Estudio de pre-factibilidad: en desarrollo

### **A.3.5 Vida del proyecto:**

**Posible fecha de iniciación:** Enero de 2003

## **B. Adicionalidad**

### **B1. Adicionalidad Medioambiental**

De acuerdo con la metodología descrita en Secc. 5, la adicionalidad medioambiental contempla tres aspectos independientes entre sí.

#### **B1.1 Línea base / referencia del proyecto**

La ACCEFYN ha desarrollado para el país una línea base multiproyecto para proyectos de generación eléctrica. También se ha desarrollado una línea base para sustitución de combustibles, descrita en Secc. 5.1. La línea base en este caso debe contemplar en la situación actual (sin proyecto de cogeneración) las emisiones debidas a la generación de energía eléctrica (del fuel mix) mas las de la caldera quemando crudo de Castilla.

##### **B1.1.1 Detalles de la metodología aplicada**

Las emisiones debidas a la generación eléctrica se han supuesto como las correspondientes al promedio ponderado por energía de los combustibles consumidos (fuel mix) por el sistema de generación térmica del país. Ver Secc. 5.1. Para las emisiones debidas al consumo de combustible en la caldera se consideran las emisiones correspondientes al crudo de Castilla (Ver Secc. 7.3).

### B.1.1.2 Cálculo de los valores reportados en el "Escenario de la Línea Base en la Tabla de la sección B1.3.2, columna (A)

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica	kWh/año	2,932,410	2,048	0.08	0.02	2,048	1.73	5.36	2,055
Combustibles	MBtu/año	15,307	1,184	0.03	0.01	1,184	0.68	3.00	1,188
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>3,232</b>	<b>0.11</b>	<b>0.03</b>	<b>3,232</b>	<b>2.41</b>	<b>8.37</b>	<b>3,243</b>

Combustible situación actual      Crudo de Castilla

### B1.1.3 Indicar si en este informe está incluida la revisión de una línea base

No. Se sugiere una revisión periódica de la línea Base (p.e. cada 3 a 4 años).

### B1.1.4 Describa la naturaleza de cada revisión incluyendo el cálculo del nuevo conjunto de valores en la columna (A) del "Escenario de línea base" de la tabla de la sección B1.3.2.

No aplica

### B1.1.5 Razones para la escogencia del tiempo de vida del proyecto

El tiempo de vida de proyectos de esta naturaleza es de 15 años.

## B1.2 Escenario del proyecto

### B1.2.1 Suposiciones del escenario del proyecto / actividad y limitaciones

El combustible de la unidad de cogeneración es gas natural. Puesto que la unidad cogeneradora no cubre la demanda total de electricidad, se presenta un intercambio de energía eléctrica con la red pública de acuerdo a la cual en las horas de superávit de generación se vende a la red y en las horas de déficit, se compra de ella. Para el calor, puesto que la unidad de cogeneración no suple la demanda total de calor, se sigue empleando crudo de Castilla como combustible en la caldera.

La generación de energía por la unidad cogeneradora provoca emisiones debidas a su consumo de gas natural.

### B1.2.2 Descripción del escenario del proyecto

En la situación con proyecto, la generación de energía eléctrica se hace consumiendo gas natural. La energía vendida a la red es generada por la unidad de cogeneración y la comprada a la red se asume generada con fuel mix. El calor requerido es generado parcialmente por recuperación de calor de una unidad de cogeneración y el déficit es suplido por la caldera a crudo de Castilla.

### B1.2.3 Cálculo de los valores reportados 'Escenario de Proyecto' en la Tabla B1.3.2 columna (B)

La tabla siguiente muestra las emisiones del proyecto de cogeneración.

Situación con proyecto	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica comprada	kWh/año	967,695	676	0.03	0.01	676	0.57	0.01	676
Energía eléctrica excedente	kWh/año	840,763	-587	-0.02	0.00	-587	-0.50	0.10	-587
Combustible cogeneración	MBtu/año	31,990	1,893	0.14	0.00	1,893	2.84	1.05	1,897
Combustible deficit	MBtu/año	1,319	102	0.00	0.00	102	0.06	0.26	102
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>2,084</b>	<b>0.14</b>	<b>0.01</b>	<b>2,084</b>	<b>2.97</b>	<b>1.41</b>	<b>2,088</b>

Combustible cogeneración: Gas Natural  
Combustible deficit energía termic Crudo de Castilla

### B1.3 Reducción de emisiones

Para el cálculo de la reducción de emisiones se considera el escenario del promedio ponderado por energía de los combustibles, denominado fuel mix y la reducción de emisiones por sustitución de combustibles de crudo de Castilla por gas natural.

#### B1.3.1 Tablas sobre la reducción de emisiones reales de GEI, medibles en el largo plazo (en CO<sub>2</sub> equivalente)

#### B1.3.2 Proyección de la reducción real de GEI, medibles y de largo plazo o captura por sumideros

Escenario 1: Fuel mix

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	3,232	2.41	8.37	0	2084	2.97	1.41	0	-1,148	0.56	-6.96	0
---	3,232	2.41	8.37	0	2084	2.97	1.41	0	-1,148	0.56	-6.96	0
2017	3,232	2.41	8.37	0	2084	2.97	1.41	0	-1,148	0.56	-6.96	0
<b>TOTAL</b>	<b>48,480</b>	<b>36.15</b>	<b>125.55</b>	<b>0</b>	<b>31,260</b>	<b>45</b>	<b>21</b>	<b>0</b>	<b>-17,220</b>	<b>8.40</b>	<b>-104.40</b>	<b>0</b>

(a) **Convertir los valores en GWP (Global Warming Potentials). Referirse al Anexo 3 para los factores de conversión**

(b) **Incluir efectos que ocurren por fuera de la frontera del sistema**

### B1.3.3 Reducciones reales de GEI, medibles y de largo plazo

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medible es de 1,154 t/año CO<sub>2</sub> equivalente.

### B2. Adicionalidad financiera

NOTA: La información que se da a continuación sobre costos / ingresos del proyecto es el resultado del análisis de prefactibilidad y constituye una aproximación a la prueba de adicionalidad financiera. Esta se logra completamente cuando el proyecto específico se encuentre en la etapa de factibilidad.

### B2.2 Costos e ingresos del proyecto

#### COSTOS DE ENERGETICOS

<b>Energía eléctrica</b>			<b>Combustibles</b>		
Compra actual	mills US\$/kWh	56.41	Situación actual	US\$/MBtu	3.04
Escalación compra	% / año	0.00%	Escalación situación actual	%/año	0.00%
Venta con proyecto	mills US\$/kWh	25.64	Combustible cogeneración	US\$/MBtu	3.03
Escalación Venta con proyecto	% / año	0.00%	Escalación comb. cogeneración	%/año	0.00%
Compra con proyecto	mills US\$/kWh	59.23	Combustible deficit	US\$/MBtu	3.04
Escalación compra con proyecto	% / año	0.00%	Escalación combustible deficit	%/año	0.00%

#### COSTOS DEL PROYECTO

<b>Inversion</b>			<b>Costos actuales O&amp;M</b>		
Estudio de factibilidad	US\$	2,100	Costos actuales O&M	US\$/año	4,000
Costos de desarrollo	US\$	10,700			
Ingeniería	US\$	17,100			
Equipos principales	US\$	251,579	<b>Con proyecto (primer año)</b>		
Balance de planta	US\$	47,800	Costos fijos O&M	US\$/año	14,340
Obras civiles	US\$	23,900	Costos variables O&M	US\$/año	22,444
Otros	US\$	11,950	Impuestos dif. a renta	US\$/año	2,585
Costo importación equipos **	US\$	97,663	Costos transacción	US\$/año	2,200
Otros costos de inversión	US\$	22,125			
Costos transacción	US\$	3,500	Venta de reducción de emisiones		Si
<b>Total</b>		<b>488,416</b>			

#### INFORMACION FINANCIERA

Horizonte de evaluación	años	15	Valor presente neto	US\$	204,428
Inflación	% / año	0.00%	Tasa interna de retorno	%	14.61%
Tasa de descuento	% / año	8.00%	Periodo de repago	años	5.77

La tarifa actual de compra de energía eléctrica es de 56.41 mills US\$/kWh, la tarifa de compra con proyecto es de 59.23 mills US\$/kWh y la tarifa de venta de energía eléctrica es de 25.64 mills US\$/kWh. En lo relacionado con los combustibles, el precio del crudo de Castilla es 3.04 US\$/MBtu y el del gas natural es 3.03 US\$/MBtu.

La tarifa por reducción de emisiones se tomó como 20 US\$/t CO<sub>2</sub> equiv., y el seguro ambiental es de 1,000 US\$/año.

La evaluación del proyecto se realizó a 15 años, a una tasa de descuento del 8% y tasa representativa del mercado de 1,950 pesos por dólar.

Los costos de inversión inicial ascienden a 488,416 US\$, de los cuales el 89.27% corresponde al costo de los equipos, incluido el costo de importación; el 3.53% a los costos de ingeniería; el 2.21% al desarrollo del proyecto (permisos y licencias); el 0.43% al estudio de factibilidad y el restante 4.56% a otros costos como entrenamientos y contingencias. Los costos de importación de equipos ascienden al 38.8% sobre el valor de los bienes a importar y corresponden a 20.14% de los costos del proyecto.

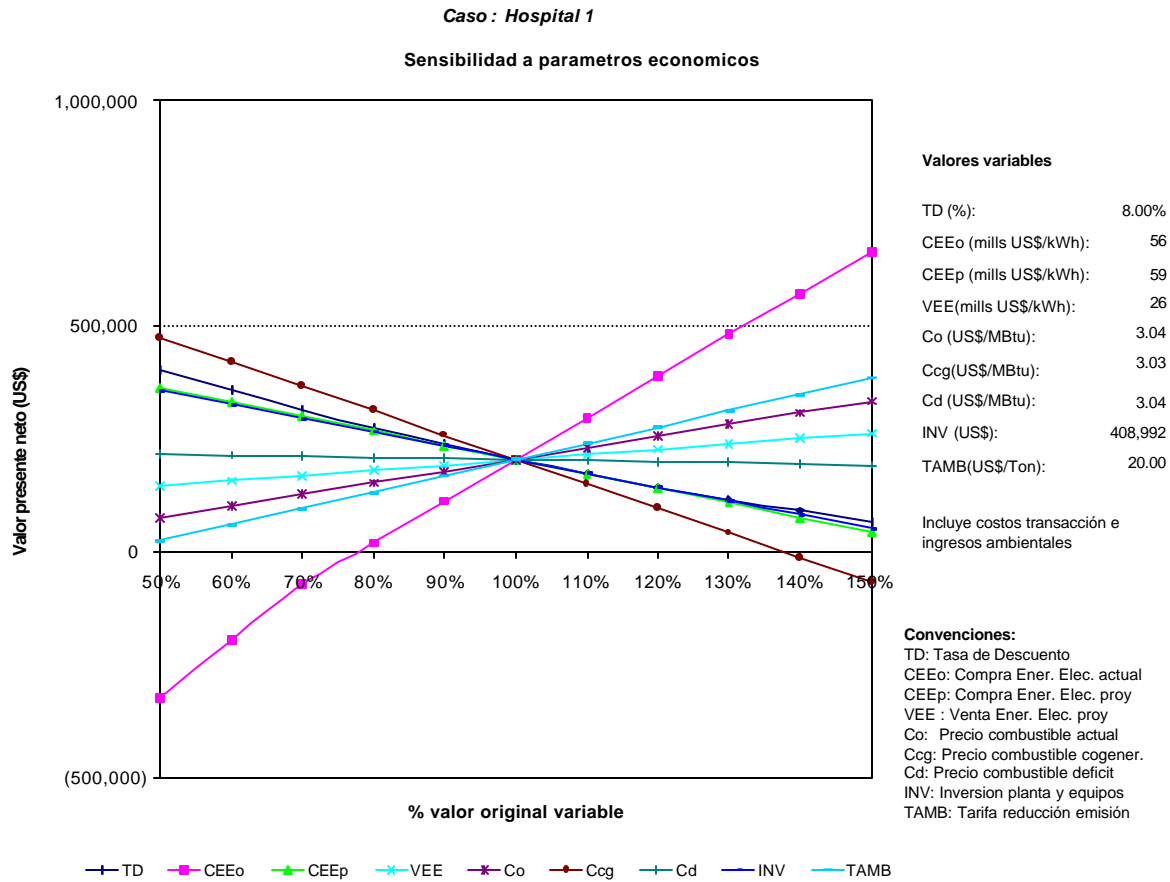
Los costos de transacción de la fase de inversión y de la fase de operación son 3,500 y 2,200 US\$, respectivamente. Los costos de operación y mantenimiento actuales son de 4000 US\$, mientras que los del proyecto ascienden a 36,784 US\$.

Se incluyen en el análisis impuesto de timbre, de industria y comercio, de renta, contribución al fondo de solidaridad (sólo aplicable en caso de que se utilice gas natural), pago a la Superintendencia y CREG e impuesto ambiental a la generación de energía.

Al realizarse la evaluación financiera del proyecto se obtuvo que el valor presente neto del proyecto es de 204,428 US\$, la tasa interna de retorno es del 14.61%, lo que indica que el proyecto es viable. Su periodo de repago es de 5.77 años.

La planta de cogeneración de 478 kW genera 2,805,478 kWh eléctricos, deben ser comprados 967,695 kWh y 840,763 kWh pueden ser vendidos. La energía térmica generada es de 11,190 MBtu y el Consumo de crudo de Castilla para cubrir el déficit de energía térmica es de 1,055 MBtu.

La figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad a parámetros económicos.



Los parámetros a los cuales el VPN del proyecto es más sensible son en su orden:

<p><b>AUMENTO DEL VPN</b>                  Por incremento de los parámetros:                  CEEo: Tarifa de compra de energía eléctrica actual                  TAMB: Precio de venta del CER                  Co: Precio del combustible actual</p>	<p><b>AUMENTO DEL VPN</b>                  Por decremento de los parámetros:                  Ccg: Costo del gas natural                  TD: Tasa de descuento del proyecto</p>
--	--

De la gráfica de sensibilidad de parámetros económicos se obtiene que las variables que más influyen en la viabilidad del proyecto son el precio del combustible de cogeneración, en este caso gas natural, la tarifa de compra de energía eléctrica y la tarifa de reducción de emisiones.

Otras variables como la inversión en planta y otros equipos, la compra de energía eléctrica con el proyecto de cogeneración y la tasa de descuento presentan un comportamiento similar al precio del combustible.

Algo similar ocurre para las variables tarifa de venta de energía eléctrica, tarifa de reducción de emisiones y precio del combustible actual. La disminución de la tarifa de venta y de la tarifa de reducción de emisiones hace que la viabilidad del proyecto se reduzca, ya que son considerados como los ingresos del proyecto. De este modo una reducción en la tarifa del CER del 60% (CER a 8 US\$) hace el VPN menor de cero. La rentabilidad de este proyecto depende drásticamente de los subsidios recibidos por la prestación del servicio ambiental.

Si suponemos que **no hay venta de CER**, el VPN del proyecto es de US\$-182.753, la TIR de 0.95% y el periodo de repago, 14.3 años. Lo anterior demuestra que si no hay apoyo financiero vía venta de CER a esta clase de proyectos, este proyecto no es viable.

El proyecto es entonces **adicional económicamente**.

### **B3. Procedimientos de evaluación acordados mutuamente**

#### **B3.1 Monitoreo**

El monitoreo de la reducción de emisiones debidas al proyecto puede hacerse evaluando la cantidad de energía efectivamente generada y los intercambios de energía con la red, así como el consumo de combustibles, gas natural y crudo de Castilla. De allí se estimaría la cantidad de emisiones de GEI reducidas.

## **C. Sostenibilidad**

### **C1. Compatibilidad general y concordancia con los planes nacionales de desarrollo económico y socio-económico, y con las prioridades y estrategias nacionales ambientales**

El proyecto en particular, y el estudio de aprovechamiento de la cogeneración, se ajustan a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología, debido a su compatibilidad y concordancia con lo establecido en los diferentes Planes, Objetivos, Misiones y Visiones de las entidades que orientan dichos sectores, especialmente en lo relacionado con el desarrollo sostenible, tecnologías energéticas eficientes y limpias, tendencias globales, desarrollo científico y tecnológico, y conservación y mejoramiento de la calidad ambiental. La institución que promueve el uso de la cogeneración en el país es la UPME.

## **C2. Impactos ambientales (positivos y negativos)**

La cogeneración desplaza la generación térmica con fuel mix en el sistema energético nacional y por lo tanto, reduce el consumo de combustibles fósiles y con ello las emisiones. Además, reduce las emisiones provenientes de la combustión de crudo de Castilla en la caldera, con la consecuente reducción de emisiones de GEI. Pero además, en este caso, se reducen las emisiones de otros gases azufrados y de partículas pesadas (vanadio, p.e.) propias de este combustible.

Los impactos medioambientales de este proyecto se pueden dividir en impactos en la fase de montaje e impactos en la fase de operación. Los impactos de montaje son reducidos mientras que los de la fase de operación son inferiores a los de la operación actual, excepción hecha de la generación de ruido por parte de la unidad de cogeneración. Para mitigar este efecto existen tecnologías cuyos costos han sido considerados en la evaluación económica.

## **C3. Impactos económicos (positivos y/o negativos)**

El proyecto generará empleo temporal durante la instalación y demandará servicios de mantenimiento durante su operación.

## **C4. Impactos socioculturales (positivos y/o negativos)**

Los empleados de la instalación serán más conscientes del uso racional y eficiente de la energía tanto eléctrica como térmica.

### **D. Contribución a la construcción de capacidad y a la transferencia de know-how y de tecnologías ambientalmente amigables**

#### **D.1 Identificación de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

La identificación de equipos y proveedores no es aplicable en esta etapa del proyecto.

#### **D.2 Características de las tecnologías ambientalmente amigables**

La tecnología de cogeneración está disponible comercialmente.

#### **D.3 Impacto del proyecto sobre la construcción de capacidad y de la transferencia de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

El proyecto debe contribuir a superar las barreras reglamentarias que existen por parte de las autoridades regulatorias de Colombia por la simple inexperiencia de ellas

en estos proyectos. Existe alguna reglamentación inicial sobre cogeneración por parte de la CREG.

### **Anexo 1**

#### **INFORMACION SOBRE CONTACTOS**

**Suministrar la información de los contactos en cada organización. Agregar las filas necesarias**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc. 13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 2**

#### **DESCRIPTORES DE LOS TIPOS DE PROYECTO**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc. 13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 3**

#### **1995 IPCC GLOBAL WARMING POTENTIAL (GWP) VALUES<sup>(4)</sup> BASED ON THE EFFECTS OF GREENHOUSE GASES OVER A 100-YEAR TIME HORIZON**

*Referirse a la Secc. 13 para obtener esta tabla.*

## 7.2.2 Hospital 2 (Ciudad de Barranquilla)

### A.1 Título del proyecto

Sistema de cogeneración para el Hospital 2 en la ciudad de Barranquilla (Colombia)

#### Observaciones

Por presentar este proyecto similitud muy grande con el anterior, se harán solamente observaciones sobre las diferencias. Si el sistema de cogeneración anterior se opera en la ciudad de Barranquilla, es preciso tener en cuenta:

- **Combustibles.** El combustible utilizado en la caldera es combustóleo en vez de crudo de Castilla y gas natural para cogeneración, como en el caso anterior.
- **Precios:** El precio del gas natural es de US\$2.24/MBtu en Barranquilla mientras en Medellín es de US\$3.03/MBtu. El precio del combustóleo es de US\$2.58/MBtu en Barranquilla mientras en Medellín el crudo de Castilla es a US\$3.04/MBtu.
- **Eficiencia.** La potencia de la unidad de cogeneración es de 478 kW en Barranquilla, mientras que en Medellín era necesario deratearla a 503 kW por efecto de la altura sobre el nivel del mar.
- **Nivel de reducción de emisiones:** El sistema reduce ahora 1214 t de CO<sub>2</sub> equiv. comparadas con 1154 t de CO<sub>2</sub> equiv. en la ciudad de Medellín, debido a la menor potencia de la unidad de cogeneración y al cambio de combustibles en la caldera.

Con estos nuevos parámetros de entrada, los resultados con respecto al caso anterior varían así:

	Hospital Barranquilla	Hospital Barranquilla	Hospital Medellín	Hospital Medellín
Tasa descuento (%)	8	8	8	8
CER (US\$/t CO <sub>2</sub> equiv.)	0	10	0	10
VPN (US\$)	(8642)	175389	(182753)	24021
TIR (%)	7.68	13.94	0.95	8.84
Periodo repago (años)	8.33	5.96	14.3	7.79
Potencia cogeneración (kW) efectivos	478	478	478	478

### 7.2.3 Hospital 3 (Ciudad de Bogotá)

## A. RESUMEN DEL PROYECTO

### A.1 Título del proyecto

Sistema de cogeneración para el Hospital 3 en la ciudad de Bogotá (Colombia)

### A.2 Participantes

Nombre de la Organización o Individuo	Función	País
--	---------	------

Dado que este proyecto está en desarrollo, la información sobre esta tabla es reservada.

### A.3 Resumen de Actividades

#### A.3.1 Descripción general

El hospital cuenta con 287 camas y cuenta con un factor de ocupación del 88%. La demanda eléctrica mensual es de 247 kW durante 8,760 horas al año y demanda térmica mensual de 3.42 MBtu/h durante 5,870 horas al año. Para la evaluación del proyecto y con fines prácticos se ha asumido que tanto la demanda eléctrica como la térmica son constantes durante todo el año, es decir no se presenta ningún tipo de estacionalidad. El combustible empleado actualmente es el crudo de Castilla y con el proyecto de cogeneración se pretende reemplazarlo por gas natural. Si se presenta déficit de calor, este sería generado por el combustible actual. La potencia de la planta de cogeneración se estimó en 250 kW efectivos.

De acuerdo con el escenario base (Línea Base) elaborado por el grupo de la ACCEFYN (Ver Secc. 5.1) se espera una reducción de emisiones de GEI que depende del escenario seleccionado llegando a ser de 1154 t/año de CO<sub>2</sub> equiv. si el proyecto desplaza plantas a fuel mix.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

#### A.3.3 Localización (e.g. ciudad, región, departamento):

El proyecto a evaluar es un hospital ubicado en la ciudad de Bogotá, la cual se encuentra a 2.556 msnm y temperatura promedio de 14.2 grados centígrados.

### A.3.4 Estado de las actividades

Estudio de pre-factibilidad: en desarrollo

### A.3.5 Vida del proyecto:

**Posible fecha de iniciación:** Enero de 2003

## B. Adicionalidad

### B1. Adicionalidad Medioambiental

De acuerdo con la metodología descrita en Secc 5, la adicionalidad medioambiental contempla tres aspectos independientes entre sí:

#### B1.1 Línea base / referencia del proyecto

La ACCEFYN ha desarrollado para el país una línea base multiproyecto para proyectos de generación eléctrica. También se ha desarrollado una línea base para sustitución de combustibles, descrita en Secc. 5.1. La línea base en este caso debe contemplar en la situación actual (sin proyecto de cogeneración) las emisiones debidas a la generación de energía eléctrica (del fuel mix) mas las de la caldera quemando crudo de Castilla.

##### B1.1.1 Detalles de la metodología aplicada

Las emisiones debidas a la generación eléctrica se han supuesto como las correspondientes al promedio ponderado por energía de los combustibles consumidos (fuel mix) por el sistema de generación térmica del país. Ver Secc. 5.1 Para las emisiones debidas al consumo de combustible en la caldera se consideran las emisiones correspondientes al crudo de Castilla.

##### B.1.1.2 Cálculo de los valores reportados en el "Escenario de la Línea Base" en

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica	kWh/año	2,163,720	1,511	0.06	0.01	1,511	1.27	3.96	1,516
Combustibles	MBtu/año	25,025	1,936	0.05	0.02	1,936	1.11	4.91	1,942
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>3,447</b>	<b>0.11</b>	<b>0.03</b>	<b>3,447</b>	<b>2.38</b>	<b>8.87</b>	<b>3,458</b>

Combustible situación actual      Crudo de Castilla

#### la Tabla de la sección B1.3.2 , columna (A)

##### B1.1.3 Indicar si en este informe está incluida la revisión de una línea base

No. Se sugiere una revisión periódica de la línea Base (p.e. cada 3 a 4 años).

### B1.1.4 Describa la naturaleza de cada revisión incluyendo el cálculo del nuevo conjunto de valores en la columna (A) del "Escenario de línea base" de la tabla de la sección B1.3.2.

No aplica

### B1.1.5 Razones para la escogencia del tiempo de vida del proyecto

El tiempo de vida de proyectos de esta naturaleza es de 15 años.

## B1.2 Escenario del proyecto

### B1.2.1 Suposiciones del escenario del proyecto / actividad y limitaciones

El combustible de la unidad de cogeneración es gas natural. Puesto que la unidad cogeneradora no cubre la demanda total de electricidad, se presenta un intercambio de energía eléctrica con la red pública de acuerdo a la cual en las horas de superávit de generación se vende a la red y en las horas de déficit, se compra de ella. Para el calor, puesto que la unidad de cogeneración no supe la demanda total de calor, se sigue empleando crudo de Castilla como combustible en la caldera.

La generación de energía por la unidad cogeneradora provoca emisiones debidas a su consumo de gas natural.

### B1.2.2 Descripción del escenario del proyecto

En la situación con proyecto, la generación de energía eléctrica se hace consumiendo gas natural. La energía vendida a la red es generada por la unidad de cogeneración y la comprada a la red se asume generada con fuel mix. El calor requerido es generado parcialmente por recuperación de calor de una unidad de cogeneración y el déficit es suplido por la caldera a crudo de Castilla.

### B1.2.3 Cálculo de los valores reportados 'Escenario de Proyecto' en la Tabla B1.3.2 columna (B)

La tabla siguiente muestra las emisiones del proyecto de cogeneración.

Situación con proyecto	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv. CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica comprada	kWh/año	714,028	499	0.02	0.00	499	0.42	0.00	499
Energía eléctrica excedente	kWh/año	17,608	-12	0.00	0.00	-12	-0.01	0.00	-12
Combustible cogeneración	MBtu/año	16,540	979	0.07	0.00	979	1.47	0.54	981
Combustible deficit	MBtu/año	17,867	1,382	0.04	0.01	1,382	0.79	3.51	1,387
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>2,848</b>	<b>0.13</b>	<b>0.02</b>	<b>2,848</b>	<b>2.67</b>	<b>4.05</b>	<b>2,854</b>

Combustible cogeneración: Gas Natural  
 Combustible deficit energía térmica: Crudo de Castilla

### B1.3 Reducción de emisiones

Para el cálculo de la reducción de emisiones se pueden considerar el escenario del promedio ponderado por energía de los combustibles, denominado fuel mix y la reducción de emisiones por sustitución de combustibles de crudo de Castilla por gas natural.

#### B1.3.1 Tablas sobre la reducción de emisiones reales de GEI, medibles en el largo plazo (en CO<sub>2</sub> equivalente)

#### B1.3.2 Proyección de la reducción real de GEI, medibles y de largo plazo o captura por sumideros

Escenario 1: Fuel mix

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	3.447	2.38	8.87	0	2848	2.67	4.05	0	-599	0.29	-4.82	0
---	3.447	2.38	8.87	0	2848	2.67	4.05	0	-599	0.29	-4.82	0
2017	3.447	2.38	8.87	0	2848	2.67	4.05	0	-599	0.29	-4.82	0
<b>TOTAL</b>	<b>51,705</b>	<b>35.70</b>	<b>133.05</b>	<b>0</b>	<b>42,720</b>	<b>40</b>	<b>61</b>	<b>0</b>	<b>-8,985</b>	<b>4.35</b>	<b>-72.30</b>	<b>0</b>

(a) **Convertir los valores en GWP (Global Warming Potentials). Referirse al Anexo 3 para los factores de conversión**

(b) **Incluir efectos que ocurren por fuera de la frontera del sistema**

#### B1.3.3 Reducciones reales de GEI, medibles y de largo plazo

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medible es de 604 t/año CO<sub>2</sub> equivalente.

### B2. Adicionalidad financiera

NOTA: La información que se da a continuación sobre costos / ingresos del proyecto es el resultado del análisis de prefactibilidad y constituye una aproximación a la prueba de adicionalidad financiera. Esta se logra completamente cuando el proyecto específico se encuentre en la etapa de factibilidad.

## B2.2 Costos e ingresos del proyecto

La tarifa actual de compra de energía eléctrica es de 56.41 mills US\$/kWh, la tarifa de compra con proyecto es de 59.23 mills US\$/kWh y la tarifa de venta de energía eléctrica es de 25.64 mills US\$/kWh. En lo relacionado con los combustibles, el precio del crudo de Castilla es 2.87 US\$/MBtu y el del gas natural es 3.19 US\$/MBtu.

### COSTOS DE ENERGETICOS

<b>Energía eléctrica</b>			<b>Combustibles</b>		
Compra actual	mills US\$/kWh	56.41	Situación actual	US\$/MBtu	2.87
Escalación compra	% / año	0.00%	Escalación situación actual	%/año	0.00%
Venta con proyecto	mills US\$/kWh	25.64	Combustible cogeneración	US\$/MBtu	3.19
Escalación Venta con proyecto	% / año	0.00%	Escalación comb. cogeneración	%/año	0.00%
Compra con proyecto	mills US\$/kWh	59.23	Combustible déficit	US\$/MBtu	2.87
Escalación compra con proyecto	% / año	0.00%	Escalación combustible déficit	%/año	0.00%

### COSTOS DEL PROYECTO

<b>Inversión</b>			<b>Costos actuales O&amp;M</b>		
Estudio de factibilidad	US\$	2,100	Costos actuales O&M	US\$/año	4,000
Costos de desarrollo	US\$	10,700			
Ingeniería	US\$	17,100			
Equipos principales	US\$	166,667	<b>Con proyecto (primer año)</b>		
Balance de planta	US\$	25,000	Costos fijos O&M	US\$/año	7,500
Obras civiles	US\$	12,500	Costos variables O&M	US\$/año	11,738
Otros	US\$	6,250	Impuestos dif. a renta	US\$/año	5,488
Costo importación equipos **	US\$	64,700	Costos transacción	US\$/año	2,200
Otros costos de inversión	US\$	14,236	Venta de reducción de emisiones	Si	
Costos transacción	US\$	3,500			
<b>Total</b>		<b>322,753</b>			

### INFORMACION FINANCIERA

Horizonte de evaluación	años	15	Valor presente neto	US\$	90,868
Inflación	% / año	0.00%	Tasa interna de retorno	%	12.57%
Tasa de descuento	% / año	8.00%	Periodo de repago	años	6.36

La tarifa por reducción de emisiones se tomó como 10 US\$/t CO<sub>2</sub> equiv., y el seguro ambiental es de 1,000 US\$/año.

La evaluación del proyecto se realizó a 15 años, a una tasa de descuento del 8% y tasa representativa del mercado de 1,950 pesos por dólar.

Los costos de inversión inicial ascienden a 319.253 US\$, de los cuales el 86.18% corresponde al costo de los equipos, incluido el costo de importación; el 5.36% a los costos de ingeniería; el 3.35% al desarrollo del proyecto (permisos y licencias); el 0.66% al estudio de factibilidad y el restante 4.46% a otros costos como entrenamientos y contingencias. Los costos de importación de equipos ascienden al 38.8% sobre el valor de los bienes a importar y corresponden a 20.27% de los costos del proyecto.

Los costos de transacción de la fase de inversión y de la fase de operación son 3,500 y 2,200 US\$, respectivamente. Los costos de operación y mantenimiento actuales son de 4000 US\$, mientras que los del proyecto ascienden a 19.238 US\$.

Se incluyen en el análisis impuesto de timbre, de industria y comercio, de renta, contribución al fondo de solidaridad (sólo aplicable en caso de que se utilice gas natural), pago a la Superintendencia y CREG e impuesto ambiental a la generación de energía.

Al realizarse la evaluación financiera del proyecto se obtuvo que el valor presente neto del proyecto es de 204,428 US\$, la tasa interna de retorno es del 14.61%, lo que indica que el proyecto es viable. Su periodo de repago es de 5.77 años.

La planta de cogeneración de 250 kW genera 1.467.300 kWh eléctricos, deben ser comprados 714.028 kWh y 17.608 kWh pueden ser vendidos. La energía térmica generada es de 5,726 MBtu y el déficit de energía térmica a cubrir con crudo de Castilla es de 14294 MBtu.

La figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad a parámetros económicos.

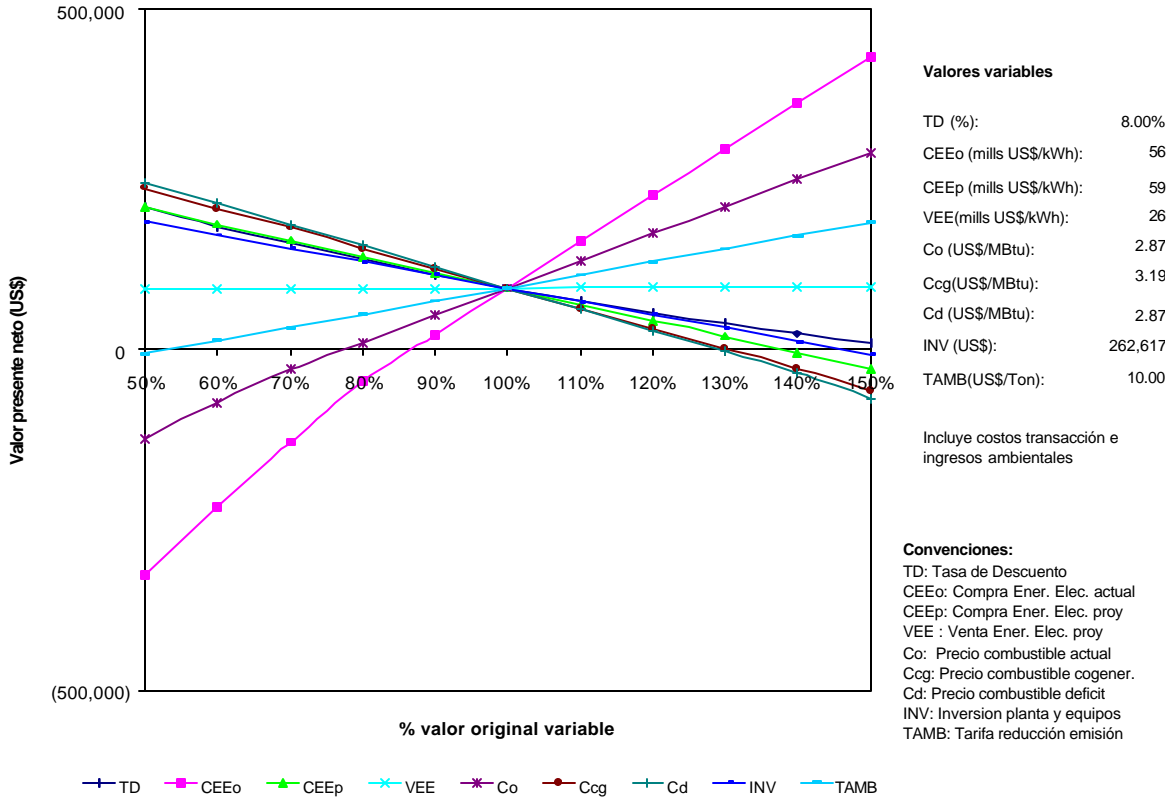
Los parámetros a los cuales el VPN del proyecto es más sensible son en su orden:

AUMENTO DEL VPN Por incremento de los parámetros:	AUMENTO DEL VPN Por decremento de los parámetros:
CEEo: Tarifa de compra de energía eléctrica actual	Cd: Precio del combustible déficit
Co: Precio del combustible actual	Ccg: Precio del gas natural
TAMB: Precio de venta del CER	CEEp: Precio de compra de energía
	TD: Tasa de descuento del proyecto

De la gráfica de sensibilidad de parámetros económicos se obtiene que las variables que más influyen en la viabilidad del proyecto son la tarifa de compra de energía eléctrica actualmente, el precio del crudo de Castilla y el precio del gas natural. El precio del CER en esta oportunidad no influye tanto como en los casos anteriores debido a que la reducción de emisiones es más pequeña.

**Caso : Hospital 3 - Bogotá**

**Sensibilidad a parametros economicos**



Si suponemos que **no hay venta de CER**, el VPN del proyecto es de US\$-119.336, la TIR de 1.03% y el periodo de repago, 14.21 años. Lo anterior demuestra que si no hay apoyo financiero vía venta de CER a esta clase de proyectos, estos proyectos no son viables.

El proyecto es entonces **adicional económicamente**.

**B3. Procedimientos de evaluación acordados mutuamente**

**B3.1 Monitoreo**

El monitoreo de la reducción de emisiones debidas al proyecto puede hacerse evaluando la cantidad de energía efectivamente generada y los intercambios de energía con la red, así como el consumo de combustibles, gas natural y crudo de Castilla. De allí se estimaría la cantidad de emisiones de GEI reducidas.

## **C. Sostenibilidad**

### **C1. Compatibilidad general y concordancia con los planes nacionales de desarrollo económico y socio-económico, y con las prioridades y estrategias nacionales ambientales**

El proyecto en particular, y el estudio y aprovechamiento de la cogeneración, se ajustan a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología, debido a su compatibilidad y concordancia con lo establecido en los diferentes Planes, Objetivos, Misiones y Visiones de las entidades que orientan dichos sectores, especialmente en lo relacionado con el desarrollo sostenible, tecnologías energéticas eficientes y limpias, tendencias globales, desarrollo científico y tecnológico, y conservación y mejoramiento de la calidad ambiental. La institución que promueve el uso de la cogeneración en el país es la UPME.

### **C2. Impactos ambientales (positivos y negativos)**

La cogeneración desplaza la generación térmica con fuel mix en el sistema energético nacional y por lo tanto, reduce el consumo de combustibles fósiles y con ello las emisiones. Además, reduce las emisiones provenientes de la combustión de crudo de Castilla en la caldera, con la consecuente reducción de emisiones de GEI. Pero además, en este caso, se reducen las emisiones de otros gases azufrados y de partículas pesadas (vanadio, p.e.) propias de este combustible.

Los impactos medioambientales de este proyecto se pueden dividir en impactos en la fase de montaje e impactos en la fase de operación. Los impactos de montaje son reducidos mientras que los de la fase de operación son inferiores a los de la operación actual, excepción hecha de la generación de ruido por parte de la unidad de cogeneración. Para mitigar este efecto existen tecnologías cuyos costos han sido considerados en la evaluación económica.

### **C3. Impactos económicos (positivos y/o negativos)**

El proyecto generará empleo temporal durante la instalación y demandará servicios de mantenimiento durante su operación.

### **C4. Impactos socioculturales (positivos y/o negativos)**

Los empleados de la instalación serán más conscientes del uso racional y eficiente de la energía tanto eléctrica como térmica.

## **D. Contribución a la construcción de capacidad y a la transferencia de know-how y de tecnologías ambientalmente amigables**

### **D.1 Identificación de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

La identificación de equipos y proveedores no es aplicable en esta etapa del proyecto.

## **D.2 Características de las tecnologías ambientalmente amigables**

La tecnología de cogeneración está disponible comercialmente.

## **D.3 Impacto del proyecto sobre la construcción de capacidad y de la transferencia de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

El proyecto debe contribuir a superar las barreras reglamentarias que existen por parte de las autoridades regulatorias de Colombia por la simple inexperiencia de ellas en estos proyectos. Existe alguna reglamentación inicial sobre cogeneración por parte de la CREG.

### **Anexo 1**

#### **INFORMACION SOBRE CONTACTOS**

***Suministrar la información de los contactos en cada organización. Agregar las filas necesarias***

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc.13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 2**

#### **DESCRIPTORES DE LOS TIPOS DE PROYECTO**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc. 13 para la forma como debe presentarse esta información.*

### **Anexo 3**

#### **1995 IPCC GLOBAL WARMING POTENTIAL (GWP) VALUES<sup>(4)</sup> BASED ON THE EFFECTS OF GREENHOUSE GASES OVER A 100-YEAR TIME HORIZON**

*Referirse a la Secc. 013 para obtener esta tabla.*

## 7.2.4 Hospital 4 (Ciudad de Barranquilla)

### A.1 Título del proyecto

Sistema de cogeneración para el Hospital 4 en la ciudad de Barranquilla (Colombia)

#### Observaciones

Por presentar este proyecto similitud muy grande con el anterior, se harán solamente observaciones sobre las diferencias. Si el sistema de cogeneración anterior se opera en la ciudad de Barranquilla, es preciso tener en cuenta:

- **Combustibles.** El combustible utilizado en la caldera es combustóleo en vez de crudo de Castilla y gas natural para cogeneración, como en el caso anterior.
- **Precios:** El precio del gas natural es de US\$2.24/MBtu en Bogotá es de US\$3.19/MBtu. El precio del combustóleo es de US\$2.58/MBtu en Barranquilla mientras en Bogotá el crudo de Castilla es a US\$2.87/MBtu.
- **Eficiencia.** La potencia de la unidad de cogeneración es de 250 kW en Barranquilla, mientras que en Bogotá era necesario deratearla a 277 kW por efecto de la altura sobre el nivel del mar.
- **Nivel de reducción de emisiones:** El sistema reduce ahora 634 t de CO<sub>2</sub> equiv. comparadas con 604 t de CO<sub>2</sub> equiv. en la ciudad de Bogotá, debido a la menor potencia de la unidad de cogeneración en Barranquilla y al cambio de combustibles en la caldera.

Con estos nuevos parámetros de entrada, los resultados con respecto al caso anterior varían así:

	Hospital Barranquilla	Hospital Barranquilla	Hospital Bogotá	Hospital Bogotá
Tasa descuento (%)	8	8	8	8
CER (US\$/t CO <sub>2</sub> equiv.)	0	10	0	10
VPN (US\$)	15914	214247	(119336)	90868
TIR (%)	8.91	18.9	1.03	12.57
Periodo repago (años)	7.74	4.75	14.21	6.36
Potencia cogeneración (kW)efectivos	250	250	250	250

### 7.3 SUSTITUCION DE COMBUSTIBLES EN LA CIUDAD DE BOGOTA

En la zona central del país, la industria colombiana emplea el combustible denominado crudo de Castilla. La Tabla 7.3 da las principales características de este combustible, comparadas con las de otros combustibles industriales.

Tabla 7.3 Propiedades del crudo de Castilla y de otros combustibles industriales

Propiedad \ Combustible	Unidades	crudo de Castilla	Diesel (ACPM)	Fuel Oil
Valor calorífico	MJ/kg	43.03	44.78	42.45
	MJ/gal	158.6	144.7	162.6
	Btu/lb	18500 a 19000	19250	18250
	kcal/kg	10050 a 10284		
Densidad a 15.6°C (60°F)	kg/m <sup>3</sup>	973.8	850.0	1012
Gravedad API a 15.5°C (60°F)		13.3 a 14.0	35.0	8.3
Punto de inflamación	°C	40	32	21.6
	°F	104	91	70.9
Viscosidad Viscosidad SSF Viscosidad SSU	cSt	2200 a 37.8°C	6.5 a 37.8°C	617 a
		365 a 50°C		50°C
		10200 a 37.8°C		283 a
				50°C
Azufre	% masa	1.9 a 2.2	0.46	1.7
Vanadio	ppm	310		
Genizas	% masa	0.075 a 0.090	0.0	0.148
Residuos carbón	% masa	13.40		14.9

Para crudo de Castilla: Niquel: 99 ppm, Hierro 32 ppm, Sodio 2 ppm, Humedad 7.0%

Fuente: Información técnica suministrada por ECOPETROL y distribuidores de combustibles.

Como puede observarse, se trata de un combustible con propiedades caloríficas muy bondadosas pero en cuanto se refiere a la contaminación es un combustible con alto contenido de azufre, metales pesados y particulados. La sustitución de este combustible por gas natural sería altamente benéfica para las ciudades industriales de Colombia.

En la sección siguiente se describe el URF de sustitución de crudo de Castilla por gas natural para Bogotá considerando un proyecto de una empresa en particular y luego se presentan los resultados para un paquete de once empresas más.

## A. RESUMEN DEL PROYECTO

### A.1 Título del proyecto

Sustitución de crudo de Castilla por gas natural en doce empresas en la ciudad de Bogotá.

### A.2 Participantes

Nombre de la Organización o Individuo	Función	País
---------------------------------------	---------	------

Dado que este proyecto está en desarrollo, la información sobre esta tabla es reservada.

### A.3 Resumen de Actividades

#### A.3.1 Descripción

El proyecto considera un grupo de empresas localizadas en la ciudad de Santa Fe de Bogotá.

Las empresas operan actualmente con crudo de Castilla y se pretende evaluar la posibilidad de sustituir este combustible por gas natural, con el objeto de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Los consumos de crudo de Castilla se encuentran entre los 102,445 gal/mes y los 541,704 gal/mes y el consumo equivalente de gas natural sería de 440,936 m<sup>3</sup>/mes y 2,331,558 m<sup>3</sup>/mes, respectivamente. Los consumos de las empresas se pueden observar en la siguiente tabla.

Empresa	Consumo - crudo de Castilla gal/mes	Consumo - Gas natural m <sup>3</sup> /mes
1	541,704	2,331,558
2	304,772	1,328,990
3	215,442	927,203
4	213,029	916,900
5	181,433	780,911
6	165,444	712,092
7	138,631	597,531
8	137,631	592,379
9	123,509	531,596

10	123,509	531,596
11	102,924	442,997
12	102,445	440,936
<b>Total</b>	<b>2,354,648</b>	<b>10,134,688</b>

De acuerdo con el escenario base (Línea Base) elaborado por el grupo de la ACCEFYN (Ver Secc. 5) se espera una reducción de emisiones de GEI para las doce empresas de 90.732 t/año de CO<sub>2</sub> equivalente. La reducción de emisiones en cada empresa depende de la cantidad de combustible sustituido, de tal forma que oscila entre 20.873 t/año para la primera y 3.947 t/año para la última.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

### **A.3.3 Localización (e.g. ciudad, región, departamento)**

El proyecto se encontraría localizado en la Ciudad de Bogotá, la cual se encuentra a 2.556 msnm y temperatura promedio de 14.2 grados centígrados en el departamento Cundinamarca en la región central de la República de Colombia.

### **A.3.4 Estado de las actividades**

Estudio de pre-factibilidad: en desarrollo

### **A.3.5 Vida del proyecto:**

**Posible fecha de iniciación:** Enero de 2003

## **B. Adicionalidad**

### **B1. Adicionalidad Medioambiental**

De acuerdo con la metodología descrita en Secc. 5, la adicionalidad medioambiental contempla tres aspectos independientes entre si:

#### **B1.1 Línea base / referencia del proyecto**

La ACCEFYN ha desarrollado para el país una línea base multiproyecto, descrita en Secc. 5.1, tanto para la generación de energía como para la sustitución de combustibles.

### B1.1.1 Detalles de la metodología aplicada

Ver Secc. 5.1. Se asume que el escenario base consiste en seguir consumiendo crudo de Castilla en las doce empresas consideradas, sin ninguna modificación tecnológica en los próximos quince años.

### B.1.1.2 Cálculo de los valores reportados en el "Escenario de la línea Base" en las Tablas de la sección B1.3.2 , columna (A).

Se reportan dos tablas, correspondientes a la empresa con menor consumo y la empresa con mayor consumo. Al final del URF se relacionan todas las empresas. Para el cálculo de la columna (A) se tomaron los consumos brutos promedio de cada empresa en los últimos cinco años y se tomaron los coeficientes de emisión del IPCC (96)15.

#### Empresa con mayor consumo (#1)

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Combustibles	MBtu/año	988,068	76,448	2	1	76,448	44	194	76,685
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>76,448</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>76,448</b>	<b>44</b>	<b>194</b>	<b>76,685</b>

Combustible situación actual: Crudo de Castilla

#### Empresa con menor consumo (#12)

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Combustibles	MBtu/año	186,860	14,458	0	0	14,458	8	37	14,502
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>14,458</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14,458</b>	<b>8</b>	<b>37</b>	<b>14,502</b>

Combustible situación actual: Crudo de Castilla

### B1.1.3 Indicar si en este informe está incluida la revisión de una línea base

No. Se sugiere una revisión periódica de la línea Base (p.e. cada 3 a 4 años).

### B1.1.4 Describa la naturaleza de cada revisión incluyendo el cálculo del nuevo conjunto de valores en la columna (A) del "Escenario de línea base" de la tabla de la sección B1.3.2.

No aplica.

### B1.1.4 Razones para la escogencia del tiempo de vida del proyecto

El tiempo de vida de proyectos de esta naturaleza es de 15 años y tiene que ver con la vida de los equipos.

## B1.2 Escenario del proyecto

### B1.2.1 Suposiciones del escenario del proyecto / actividad y limitaciones

En el caso de la sustitución de crudo de Castilla por gas natural, se considera una mejora de eficiencia en la combustión de 4%, de tal forma que el consumo de gas equivalente se consigue teniendo en cuenta esta eficiencia, el poder calorífico de los dos combustibles y la transformación de unidades. El factor resultante es 4,30 m<sup>3</sup>GN/gal crudo de Castilla.

### B1.2.2 Descripción del escenario del proyecto

El escenario del proyecto consiste en que las doce empresas consideradas consumen gas natural en los próximos quince años en volúmenes calculados de acuerdo con el factor de conversión descrito anteriormente.

### B1.2.3 Cálculo de los valores reportados 'Escenario de Proyecto' en la Tabla B1.3.2 columna (B)

Se reportan dos tablas, correspondientes a la empresa con menor consumo y la empresa con mayor consumo, al final del URF como anexo se relacionan todas las empresas. Para el cálculo de la columna (B) se tomaron los consumos brutos promedio de cada empresa en los últimos cinco años, se convirtieron a volumen equivalente de gas natural y luego se tomaron los coeficientes de emisión del IPCC (96)15.

#### Empresa con mayor consumo (#1)

Situación con proyecto	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Combustible cogeneracion	MBtu/año	941,017	55,698	4	0	55,698	83	31	55,812
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>55,698</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>55,698</b>	<b>83</b>	<b>31</b>	<b>55,812</b>

Combustible de sustitucion Gas Natural

#### Empresa con menor consumo (#12)

Situación con proyecto	Energía		Emisiones Ton/año			Emisiones Ton Equiv CO2/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	CO2	CH4	N2O	
Combustible cogeneracion	MBtu/año	177,962	10,533	1	0	10,533	16	6	10,555
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>10,533</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>10,533</b>	<b>16</b>	<b>6</b>	<b>10,555</b>

Combustible de sustitucion Gas Natural

### B1.3 Reducción de emisiones

Sobre la base de las emisiones totales anuales, la reducción se calcula como la diferencia de emisiones entre el caso base y el caso con proyecto, es decir, las emisiones anuales con crudo de Castilla menos las emisiones con gas natural en cada empresa.

#### B1.3.1 Tablas sobre la reducción de emisiones reales de GEI, medibles en el largo plazo (en CO<sub>2</sub> equivalente)

#### B1.3.2 Proyección de la reducción real de GEI, medibles y de largo plazo o captura por sumideros

La proyección de las emisiones no considera incrementos en el consumo de combustibles.

Empresa con mayor consumo (#1)

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	76.448	44	194	0	55.698	83	31	0	-20.750	40	-163	0
---	76.448	44	194	0	55.698	83	31	0	-20.750	40	-163	0
2017	76.448	44	194	0	55.698	83	31	0	-20.750	40	-163	0
<b>TOTAL</b>	<b>1,146,713</b>	<b>657</b>	<b>2,908</b>	<b>0</b>	<b>835,463</b>	<b>1,251</b>	<b>462</b>	<b>0</b>	<b>-311,251</b>	<b>594</b>	<b>-2,447</b>	<b>0</b>

Empresa con menor consumo (#12)

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	14.458	8	37	0	10.533	16	6	0	-3.924	7	-31	0
---	14.458	8	37	0	10.533	16	6	0	-3.924	7	-31	0
2017	14.458	8	37	0	10.533	16	6	0	-3.924	7	-31	0
<b>TOTAL</b>	<b>216,863</b>	<b>124</b>	<b>550</b>	<b>0</b>	<b>158,000</b>	<b>237</b>	<b>87</b>	<b>0</b>	<b>-58,863</b>	<b>112</b>	<b>-463</b>	<b>0</b>

(a) **Convertir los valores en GWP (Global Warming Potentials). Referirse al Anexo 3 para los factores de conversión**

(b) **Incluir efectos que ocurren por fuera de la frontera del sistema**

### **B1.3.3 Reducciones reales de GEI, medibles y de largo plazo**

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medibles están resumidas empresa por empresa en una tabla al final de este URF. El total reducido al año es de 90.732 tCO<sub>2</sub> equivalente.

## **B2. Adicionalidad financiera**

NOTA: La información que se da a continuación sobre costos / ingresos del proyecto es el resultado del análisis de prefactibilidad y constituye una aproximación a la prueba de adicionalidad financiera. Esta se logra completamente cuando el proyecto específico se encuentre en la etapa de factibilidad.

### **B2.2 Costos e ingresos del proyecto**

El precio del crudo de Castilla es 2.87 US\$/kWh y el del gas natural es 3.19 US\$/kWh.

Los costos de inversión inicial incluyen los costos de conversión de equipos y el costo por longitud de tubería requerida para la conversión a gas natural. También en la evaluación se han tenido en cuenta los de ingeniería, desarrollo del proyecto (permisos y licencias), estudio de factibilidad y costos de entrenamientos y contingencias. Al igual que los costos de transacción de la fase de inversión y de la fase de operación, costos de operación y mantenimiento. También se muestran los costos de inversión en planta.

La tarifa por reducción de emisiones se tomó como 22 US\$/t CO<sub>2</sub> equivalente., y el seguro ambiental es de 1,000 US\$/año.

La evaluación del proyecto se realiza a 15 años, a una tasa de descuento del 8% y tasa representativa del mercado de 1,950 pesos por dólar.

Los costos han sido tomados de la literatura técnica de proyectos realizados en el país.

### Empresa con mayor consumo (#1)

La tabla muestra un resumen de los costos del proyecto de sustitución para la empresa #1.

#### COSTOS DE ENERGETICOS

<i>Situación actual</i>			<i>Situación con proyecto</i>		
Crudo de Castilla	US\$/MBtu	2.87	Gas Natural	US\$/MBtu	3.19
Escalacion compra	% / año	1.00%	Escalacion situacion actual	%/año	1.00%

#### COSTOS DEL PROYECTO

<i>Inversion</i>			<i>Costos actuales O&amp;M</i>		
Estudio de factibilidad	US\$	380		US\$/año	20,000
Costos de desarrollo	US\$	1,780	<i>Con proyecto (primer año)</i>		
Ingeniería	US\$	1,160	Costos fijos O&M	US\$/año	10,050
Conversión de equipos	US\$	153,846	Impuestos dif. a renta y contribuciones	US\$/año	273,479
Tubería interna de la planta	US\$	27,692	Costos transacción	US\$/año	3,480
Obras civiles	US\$	0	<i>Venta de reducción de emisiones año 1</i>		
Otros	US\$	0		US\$/año	463,810
Costo importacion equipos **	US\$	0			
Otros costos de inversion	US\$	9,237			
Costos transacción	US\$	3,100			
<b>Total</b>		<b>197,195</b>			

#### INFORMACION FINANCIERA

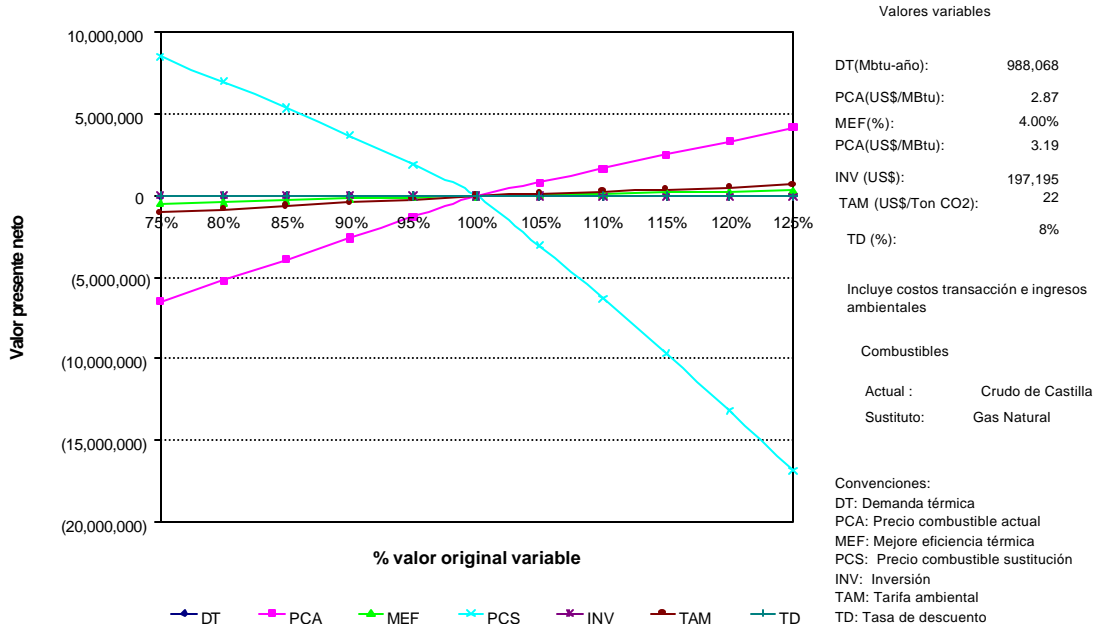
Horizonte de evaluacion	años	15	Valor presente neto	US\$	(26,445)
Inflacion	% / año	0.50%	Tasa interna de retorno	%	5.61%
Tasa de descuento	% / año	8.00%	Periodo de repago	años	9.37

El VPN del proyecto a 15 años es de US\$ -26445. La tasa interna de retorno (ROI: Rate of Internal Return) es de 5.61%. Su periodo de repago es 9.37 años.

La figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad tanto a parámetros técnicos como económicos.

La tabla siguiente muestra un resumen de los costos del proyecto de sustitución para la empresa #12.

**Análisis de Sensibilidad del proyecto de sustitución de combustibles**



**Empresa con menor consumo (#12)**

**COSTOS DE ENERGETICOS**

Situación actual			Situación con proyecto		
Crudo de Castilla	US\$/MBtu	2.87	Gas Natural	US\$/MBtu	3.19
Escalacion compra	% / año	1.00%	Escalacion situacion actual	%/año	1.00%

**COSTOS DEL PROYECTO**

Inversion			Costos actuales O&M		
Estudio de factibilidad	US\$	380	Costos actuales O&M	US\$/año	20,000
Costos de desarrollo	US\$	1,780			
Ingeniería	US\$	1,160			
Conversion de equipos	US\$	102,564	<b>Con proyecto (primer año)</b>		
Tubería interna de la planta	US\$	3,487	Costos fijos O&M	US\$/año	10,050
Obras civiles	US\$	0	Impuestos dif. a renta y contribuciones	US\$/año	51,719
Otros	US\$	0	Costos transacción	US\$/año	3,480
Costo importacion equipos **	US\$	0			
Otros costos de inversion	US\$	5,463	Venta de reducción de emisiones año 1	US\$/año	87,714
Costos transacción	US\$	3,100			
<b>Total</b>		<b>117,934</b>			

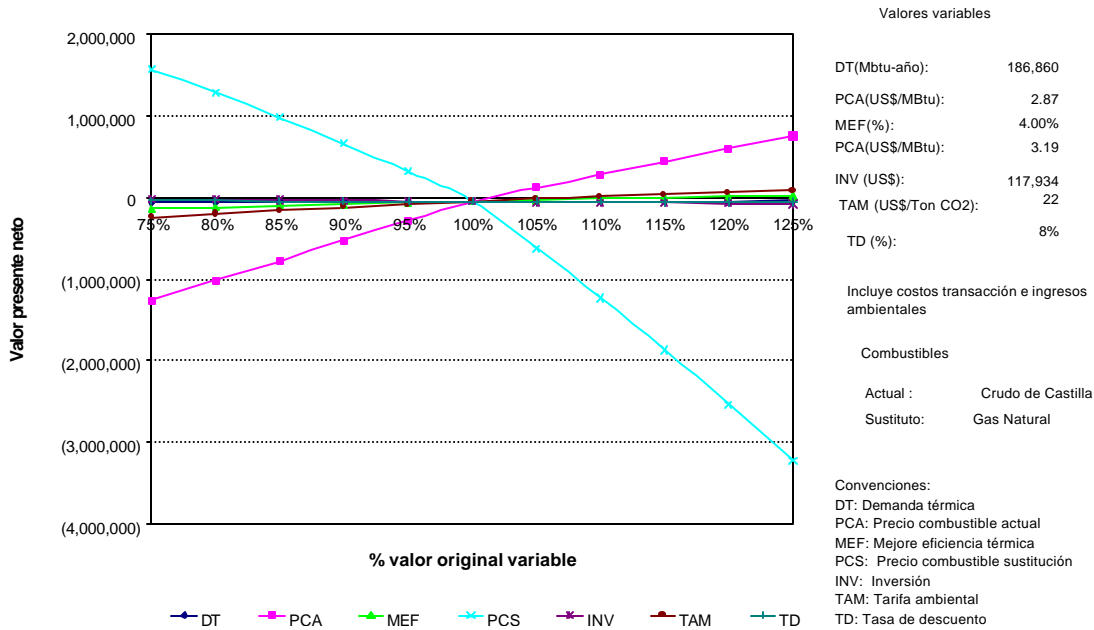
**INFORMACION FINANCIERA**

Horizonte de evaluacion	años	15	Valor presente neto	US\$	(48,036)
Inflacion	% / año	0.50%	Tasa interna de retorno	%	0.02%
Tasa de descuento	% / año	8.00%	Periodo de repago	años	14.97

El VPN del proyecto a 15 años es de US\$ -48036. La tasa interna de retorno (ROI: Rate of Internal Return) es 0.02%. Su periodo de repago es 14.97 años.

La figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad tanto a parámetros técnicos como económicos.

**Análisis de Sensibilidad del proyecto de sustitución de combustibles**



Los parámetros a los cuales el VPN del proyecto es más sensible son en su orden:

<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para incremento de los parámetros: PCA: Precio del combustible actual TAMB: Precio de venta del CER MEF: Mejora de la Eficiencia Térmica	<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para decremento de los parámetros: PCS: Precio del combustible sustituto INV: Inversión
---	---

La sustitución de crudo de Castilla por gas natural no resulta rentable para el empresario, a menos que se reciban apoyos económicos por la venta de certificados de reducción de emisiones CERs.

**El proyecto satisface la condición de adicionalidad económica.**

### **B3. Procedimientos de evaluación acordados mutuamente**

#### **B3.1 Monitoreo**

El monitoreo de la reducción de emisiones debidas al proyecto puede hacerse evaluando la cantidad de combustible efectivamente sustituido anualmente.

La tarifa actual de compra de energía eléctrica es de 56.41 mills US\$/kWh, la tarifa de compra con proyecto es de 59.23 mills US\$/kWh y la tarifa de venta de energía eléctrica es de 25.64 mills US\$/kWh. En lo relacionado con los combustibles, el precio del crudo de Castilla es 2.87 US\$/MBtu y el del gas natural es 3.19 US\$/MBtu.

### **C. Sostenibilidad**

#### **C1. Compatibilidad general y concordancia con los planes nacionales de desarrollo económico y socio-económico, y con las prioridades y estrategias nacionales ambientales**

El proyecto se ajusta a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología, debido a su compatibilidad y concordancia con lo establecido en los diferentes Planes, Objetivos, Misiones y Visiones de las entidades que orientan dichos sectores, especialmente en lo relacionado con el desarrollo sostenible, tecnologías energéticas eficientes y limpias, tendencias globales, desarrollo científico y tecnológico, y conservación y mejoramiento de la calidad ambiental.

#### **C2. Impactos ambientales (positivos y negativos)**

La sustitución de crudo de Castilla por gas natural no solamente reduce el consumo de combustibles fósiles sino que reduce las emisiones de metales pesados y particulados que afectan las áreas industriales donde se usa este combustible. Estos beneficios son enormes para la ciudad y para el país.

#### **C3. Impactos económicos (positivos y/o negativos)**

El proyecto generará empleos temporales mientras dura la conversión e instalación de equipos.

#### **C4. Impactos socioculturales (positivos y/o negativos)**

Se concientizará el personal de la empresa sobre el uso eficiente de los combustibles y sobre los beneficios ambientales del cambio de combustible.

## D. Contribución a la construcción de capacidad y a la transferencia de know-how y de tecnologías ambientalmente amigables

### D.1 Identificación de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how

La identificación de equipos y proveedores no es aplicable en esta etapa del proyecto.

### D.2 Características de las tecnologías ambientalmente amigables

La tecnología esta disponible comercialmente.

### D.3 Impacto del proyecto sobre la construcción de capacidad y de la transferencia de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how

El proyecto permitirá la consolidación de la tecnología del gas natural en el país.

## Anexo 1

La Tabla 7.4 muestra los consumos de combustibles actuales de las doce empresas, así como sus costos de transformación de crudo de Castilla a gas natural.

Tabla 7.4 Consumo de combustibles y costos para conversión de doce empresas de crudo de Castilla a gas natural

Empresa No.	Consumo combustibles		Costos red Interna			Costos Inversión		
	Consumo base. Crudo de Castilla gl/mes	Consumo equiv. Gas natural m3/mes	Long m	Costo US\$	Costo US\$/m	Conversion US\$	Inversion planta US\$	Inversion otros US\$
1	541,704	2,331,558	300	27,692	92	153,846	181,538	12,557
2	308,772	1,328,990	100	9,231	92	30,769	40,000	5,480
3	215,422	927,203	650	35,231	54	358,974	394,205	23,190
4	213,029	916,900	80	7,385	92	76,923	84,308	7,695
5	181,433	780,911	261	31,722	122	102,564	134,286	10,194
6	165,444	712,092	150	13,846	92	51,282	65,128	6,736
7	138,828	597,531	300	23,077	77	61,538	84,615	7,711
8	137,631	592,379	70	3,051	44	92,308	95,359	8,248
9	123,509	531,596	200	8,718	44	143,590	152,308	11,095
10	123,509	531,596	150	15,385	103	61,538	76,923	7,326
11	102,924	442,997	250	12,821	51	41,026	53,846	6,172
12	102,445	440,936	80	3,487	44	102,564	106,051	8,783
	<b>2,354,648</b>	<b>10,134,688</b>		<b>191,645</b>		<b>1,276,923</b>	<b>1,468,568</b>	<b>115,188</b>

La Tabla 7.5 resume los resultados del análisis financiero para cada una de las empresas a través de los indicadores financieros apropiados. También se incluye para cada empresa el valor de las emisiones antes y después de la conversión a gas natural.

Tabla 7.5 Resumen financiero de la conversión de doce empresas de crudo de Castilla a gas natural

Empresa	Indices financieros			Emisiones		
	VPN	TIR	Periodo Repago	Actual	Proyecto	Reduccion
No.	US\$	(%)	(yr)	Ton CO2 eq/año	Ton CO2 eq/año	Ton CO2 eq/año
1	-26,445	5.6	9.4	76,685	55,812	20,873
2	47,503	22.2	4.2	43,711	31,813	11,898
3	-321,929	NA	>15	30,496	22,195	8,301
4	-4,087	7.3	8.5	30,157	21,948	8,209
5	-57,430	0.5	14.3	25,684	18,693	6,991
6	2,400	8.6	7.9	23,421	17,046	6,375
7	-18,479	4.5	10.1	19,653	14,303	5,350
8	-28,483	3.0	11.3	19,483	14,180	5,303
9	-91,284	NA	>15	17,484	12,725	4,759
10	-14,345	5.0	9.7	17,484	12,725	4,759
11	674	8.2	8.1	14,570	10,604	3,966
12	-48,036	0.0	15.0	14,502	<b>10,555</b>	3,947
	<b>-559,941</b>			<b>333,331</b>	<b>242,599</b>	<b>90,732</b>

Todo este paquete de empresas a convertir a gas natural tiene los siguientes indicadores:

- Reducción de emisiones por millón de galones de crudo de Castilla: 38533 t CO<sub>2</sub> equiv.
- Inversión por t de CO<sub>2</sub> equiv. reducida: 17.46 US\$/tCO<sub>2</sub> equiv.
- Pérdida en VPN por reducción de emisiones: -6.2 US\$/tCO<sub>2</sub> equiv.

El análisis financiero realizado consideró venta de reducción de emisiones a razón de US\$22/t CO<sub>2</sub> equiv. reducida.

El análisis anterior muestra que todo el paquete de **conversión de estas industrias es adicional.**

## **Anexo 2**

### **INFORMACION SOBRE CONTACTOS**

***Suministrar la información de los contactos en cada organización. Agregar las filas necesarias***

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc.13 para la forma como debe presentarse esta información.*

## **Anexo 3**

### **DESCRIPTORES DE LOS TIPOS DE PROYECTO**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc. 13 para la forma como debe presentarse esta información.*

## **Anexo 4**

### **1995 IPCC GLOBAL WARMING POTENTIAL (GWP) VALUES<sup>(4)</sup> BASED ON THE EFFECTS OF GREENHOUSE GASES OVER A 100-YEAR TIME HORIZON**

*Referirse a la Secc.13 para obtener esta tabla.*

## 7.4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA COMUNIDADES RURALES

### A. RESUMEN DEL PROYECTO

#### A.1 Título del proyecto

Sistemas fotovoltaicos (SFV) para comunidades rurales en zonas apartadas.

#### A.2 Participantes

Nombre de la Organización o Individuo	Función	País
--	---------	------

Dado que este proyecto está en desarrollo, la información sobre esta tabla es reservada.

#### A.3 Resumen de Actividades

##### A.3.1 Descripción general

El proyecto es un sistema fotovoltaico que suministra energía eléctrica a una comunidad típica rural de Colombia en una zona apartada no interconectada. En este caso se tomó el Vichada como un ejemplo, pues un sistema similar al descrito fue instalado y se encuentra en operación desde 1995.

La comunidad son 13 hogares, puesto de salud y una escuela rural. Se prestan a la comunidad los servicios de iluminación y radio, así como alumbrado público de 6 pm a 9 pm. Además se cuenta con un TV comunitario. El sistema suministra AC vía inversores por una minired eléctrica. El número de personas atendidas es de aproximadamente 120, incluyendo los escolares.

El proyecto a evaluar encuentra ubicado en el departamento del Vichada, en donde la radiación solar media anual es de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>. La potencia pico es de 2,750 W, la cual es suministrada por 55 módulo de 50W potencia nominal. De esta manera la energía renovable generada, después de tener en cuenta pérdidas, es de 4753 kWh.

De acuerdo con el escenario base (Línea Base) elaborado por el grupo de la ACCEFYN (Ver Secc. 5.1) se espera una reducción de emisiones de GEI que depende del escenario seleccionado llegando a ser de 5.98 t/año de CO<sub>2</sub> equiv. si el proyecto desplaza plantas alimentadas a gasolina.

El proyecto se encuentra en la fase de prefactibilidad la cual ha permitido establecer la adicionalidad y sostenibilidad del proyecto.

### **A.3.3 Localización (e.g. ciudad, región, departamento):**

La comunidad rural está al oriente del territorio colombiano en la región de los Llanos Orientales.

### **A.3.4 Estado de las actividades**

Estudio de pre-factibilidad: en desarrollo

### **A.3.5 Vida del proyecto:**

**Posible fecha de iniciación:** Enero de 2003

## **B. Adicionalidad**

### **B1. Adicionalidad Medioambiental**

De acuerdo con la metodología descrita en Secc. 5.1 la adicionalidad medioambiental contempla tres aspectos independientes entre si:

#### **B1.1 Línea base / referencia del proyecto**

La línea base en este caso debe contemplar en la situación actual (sin proyecto de generadores fotovoltaicos) las emisiones debidas a la generación de energía eléctrica (de plantas a gasolina).

##### **B1.1.1 Detalles de la metodología aplicada**

Para calcular las emisiones debidas a la generación eléctrica con plantas a gasolina se tomaron los índices de emisiones de la gasolina y se consideró una eficiencia media de la planta de 20%.

### B.1.1.2 Cálculo de los valores reportados en el "Escenario de la Línea Base en la Tabla de la sección B1.3.2 , columna (A)

Situación Actual	Energía		Emisiones Ton/año			Total Ton equiv. CO2/año
	Und.	Cantidad	CO2	CH4	N2O	
Energía eléctrica	kWh/año	4.753	5.93	0.002	0.000	5.98
<b>Total emisiones situación actual</b>			<b>5.93</b>	<b>0.002</b>	<b>0.000</b>	<b>5.98</b>

Sustitución de gasolina por SFV

### B1.1.3 Indicar si en este informe está incluida la revisión de una línea base

No. Se sugiere una revisión periódica de la línea Base (p.e. cada 3 a 4 años).

### B1.1.4 Describa la naturaleza de cada revisión incluyendo el cálculo del nuevo conjunto de valores en la columna (A) del "Escenario de línea base" de la tabla de la sección B1.3.2.

No aplica

### B1.1.5 Razones para la escogencia del tiempo de vida del proyecto

El tiempo de vida de proyectos de esta naturaleza es de 15 años.

## B1.2 Escenario del proyecto

### B1.2.1 Suposiciones del escenario del proyecto / actividad y limitaciones

La generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos provoca cero emisiones en el país. Sin embargo, la construcción de los equipos conlleva emisiones en los países donde se manufactura (muy buena parte en los países industrializados). Estas emisiones están contabilizadas en los países industrializados, origen de los equipos.

### B1.2.2 Descripción del escenario del proyecto

Este proyecto genera energía eléctrica con cero emisiones. La generación con SFV desplaza la generación con combustibles fósiles. Lo anterior da lugar a la reducción de emisiones que se calcula enseguida.

### B1.2.3 Cálculo de los valores reportados 'Escenario de Proyecto' en la Tabla B1.3.2 columna (B)

El proyecto genera cero emisiones.

## B1.3 Reducción de emisiones

Para el cálculo de la reducción de emisiones se considera solamente el siguiente escenario:

#### Plantas a gasolina desplazadas

Las emisiones reducidas son las correspondientes a la planta a gasolina por el número de kWh desplazados por el SFV.

### **B1.3.1 Tablas sobre la reducción de emisiones reales de GEI, medibles en el largo plazo (en CO<sub>2</sub> equivalente)**

### **B1.3.2 Proyección de la reducción real de GEI, medibles y de largo plazo o captura por sumideros**

#### Escenario 1: Planta a gasolina desplazada

(en toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente <sup>(a)</sup>)

Año	Escenario base <sup>(b)</sup> (A)				Escenario del proyecto <sup>(b)</sup> (B)				Proyección de la reducción de emisiones de GEI reales, medibles y de largo plazo ((B)-(A))			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> <sup>(a)</sup>	N <sub>2</sub> O <sup>(a)</sup>	Otros <sup>(a)</sup>
2002	5.93	0.04	0.02	0.00	0	0	0	0	-5.93	-0.04	-0.02	0.00
---	5.93	0.04	0.02	0.00	0	0	0	0	-5.93	-0.04	-0.02	0.00
2017	5.93	0.04	0.02	0.00	0	0	0	0	-5.93	-0.04	-0.02	0.00
<b>TOTAL</b>	<b>88.93</b>	<b>0.54</b>	<b>0.24</b>	<b>0.00</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-88.93</b>	<b>-0.54</b>	<b>-0.24</b>	<b>0.00</b>

Sustitución de gasolina por SFV

(a) **Convertir los valores en GWP (Global Warming Potentials). Referirse al Anexo 3 para los factores de conversión**

(b) **Incluir efectos que ocurren por fuera de la frontera del sistema**

### **B1.3.3 Reducciones reales de GEI, medibles y de largo plazo**

La reducción de emisiones reales de largo plazo y medibles dependen en este caso de la energía generada.

## B2. Adicionalidad financiera

NOTA: La información que se da a continuación sobre costos / ingresos del proyecto es el resultado del análisis de prefactibilidad y constituye una aproximación a la prueba de adicionalidad financiera. Esta se logra completamente cuando el proyecto específico se encuentre en la etapa de factibilidad.

### B2.2 Costos e ingresos del proyecto

#### COSTOS DEL PROYECTO

<i>Inversión</i>		<i>Costos de operación (primer año)</i>			
Estudio de factibilidad	US\$	450	Costos fijos O&M	US\$/año	137.5
Costos de desarrollo	US\$	1,880	Costos variables O&M	US\$/año	23.8
Ingeniería	US\$	1,200	Arrendamiento de terrenos	US\$/año	0.0
Equipos principales	US\$	15,950	Línea de transmisión y subestación	US\$/año	0.0
Balance de planta	US\$	13,750	Costos por conexión a la red	US\$/año	200.0
Obras civiles	US\$	138	Otros	US\$/año	0.0
Montaje turbinas	US\$	0	Impuestos dif. a renta	US\$/año	36.2
Líneas de transmisión y S/E	US\$	0	Costos transacción	US\$/año	2,000.0
Otros	US\$	1,375			
Costo importación equipos **	US\$	5,586	<b>Total</b>		<b>2,397.4</b>
Otros costos de inversión	US\$	448			
Costos transacción	US\$	3,000			
<b>Total</b>		<b>43,777</b>			

#### INFORMACION COMERCIALIZACION DE ENERGIA

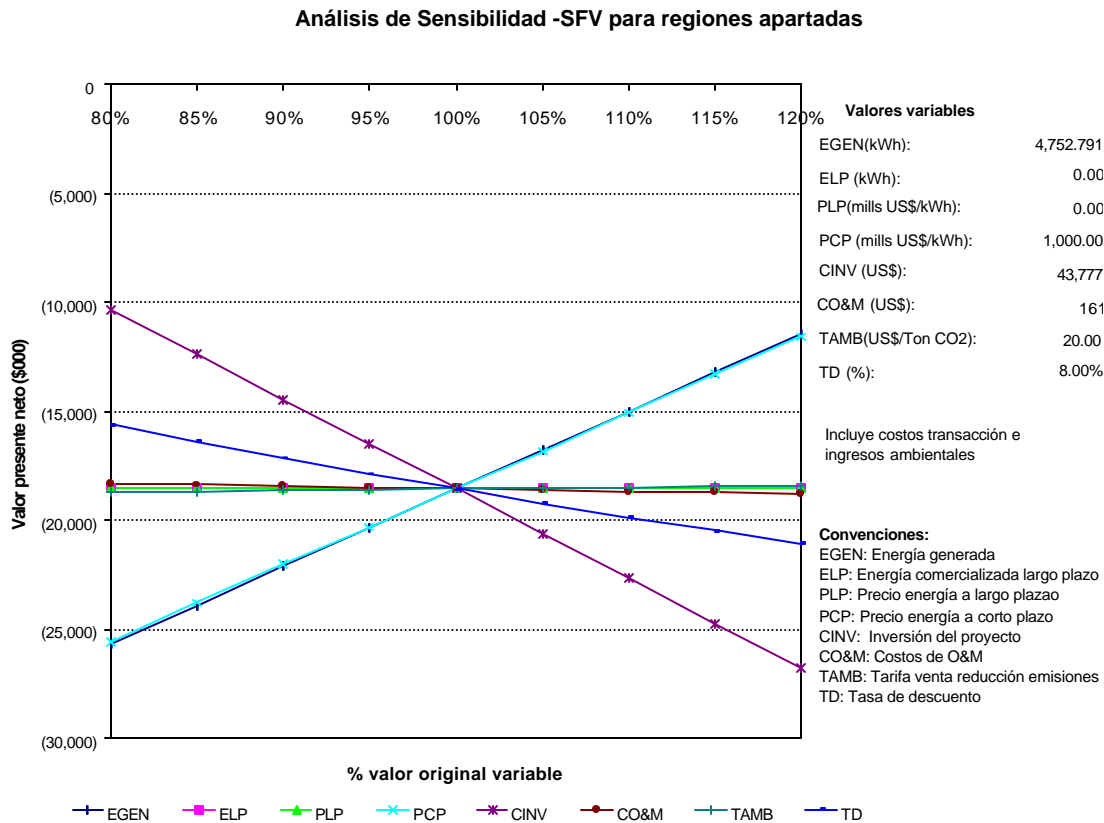
<i>Esquema de comercialización</i>		kWh/año		mills US\$/kWh	
Alternativa analizada	Toda energía corto plazo		Venta energía largo plazo	0.0	0.00
Precio energía largo plazo	mills US\$/kWh	1,000.00	Venta energía corto plazo	4,752.8	1,000.00
Crecimiento precio energía LP	%	0.50%	Compra energía corto plazo	0.0	0.00
<b>Precio energía corto plazo</b>					
	mes	mills US\$/kWh	mes	mills US\$/kWh	
	Enero	1,000.00	Julio	1,000.00	
	Febrero	1,000.00	Agosto	1,000.00	
	Marzo	1,000.00	Septiembre	1,000.00	
	Abril	1,000.00	Octubre	1,000.00	
	Mayo	1,000.00	Noviembre	1,000.00	
	Junio	1,000.00	Diciembre	1,000.00	

#### INFORMACION FINANCIERA

Horizonte de evaluación	años	15	Valor presente neto	US\$	(18,550)
Inflación	% / año	0.00%	Tasa interna de retorno	%	0.73%
Tasa de descuento	% / año	8.00%	Período de repago	años	14.46
			Costo de energía generada	mills US\$/kWh	1,105.36

La Tabla anterior muestra de manera resumida los principales parámetros de la evaluación financiera. Se dan los costos de inversión del proyecto, los de O&M, los de comercialización de energía en el caso colombiano y la información de los parámetros financieros. Los costos han sido tomados de proyectos realizados en Colombia<sup>23</sup> El VPN del proyecto a 15 años es de US\$-18550, evaluado a 15 años con una tasa de descuento del 8%. La tasa interna de retorno (ROI: Rate of Internal Return) es 0.73%. Su periodo de repago es de 14.46 años. El costo de la energía generada resultó ser de 1105 mills US\$/kWh. El precio de venta a corto plazo de la energía generada se supuso como 1000 mills US\$/kWh y el precio asumido del CER fue de US\$20/t CO<sub>2</sub> equiv.

La figura siguiente muestra el análisis de sensibilidad tanto a parámetros técnicos como económicos.



Los parámetros a los cuales el VPN del proyecto es más sensible son en su orden:

<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para incremento de los parámetros: EGEN: Energía generada PCP: Precio de la energía a corto plazo	<b>AUMENTO DEL VPN</b> Para decremento de los parámetros: CINV: Costo de inversión TD: Tasa de descuento del proyecto
---	--

El proyecto no resulta viable en las condiciones del análisis. Los costos de generación se mantienen por encima de 1 US\$/kWh, siendo este el precio de venta a corto plazo.

Es importante notar que debido a la pequeña reducción de las emisiones logradas con el SFV, el ingreso por venta de CER a pesar de haberse colocado a US\$20/t no tiene significado alguno en la viabilidad del proyecto. **El proyecto es entonces adicional económicamente.**

### **B3. Procedimientos de evaluación acordados mutuamente**

#### **B3.1 Monitoreo**

El monitoreo de la reducción de emisiones debidas al proyecto puede hacerse evaluando la cantidad de energía efectivamente generada.

### **C. Sostenibilidad**

#### **C1. Compatibilidad general y concordancia con los planes nacionales de desarrollo económico y socio-económico, y con las prioridades y estrategias nacionales ambientales**

El proyecto en particular y el aprovechamiento del potencial solar en Colombia en general, se ajustan a las políticas gubernamentales sobre desarrollo, energía, medio ambiente y tecnología, debido a su compatibilidad y concordancia con lo establecido en los diferentes Planes, Objetivos, Misiones y Visiones de las entidades que orientan dichos sectores, especialmente en lo relacionado con el desarrollo sostenible, tecnologías energéticas eficientes y limpias, tendencias globales, desarrollo científico y tecnológico, conservación y mejoramiento de la calidad ambiental.

#### **C2. Impactos ambientales (positivos y negativos)**

La generación de electricidad a partir de la energía solar desplaza la generación con plantas a gasolina y por lo tanto, reduce el consumo de combustibles fósiles, con los beneficios medioambientales asociados a esta reducción.

Los impactos ambientales de los SFV son mínimos, excepción hecha, del manejo que se le dé a las baterías. Estas deberían ser devueltas al proveedor al final de su vida útil.

#### **C3. Impactos económicos (positivos y/o negativos)**

El proyecto genera una mínima cantidad de trabajo temporal.

Este sistema aumentará la autosuficiencia energética e incrementará la actividad económica de la comunidad así como su nivel cultural.

#### **C4. Impactos socioculturales (positivos y/o negativos)**

Se introduce necesariamente una perturbación a la forma de vida tradicional pues se da la posibilidad de una actividad nocturna, no muy usual en las zonas apartadas.

#### **D. Contribución a la construcción de capacidad y a la transferencia de know-how y de tecnologías ambientalmente amigables**

##### **D.1 Identificación de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

La identificación de equipos y proveedores no es aplicable en esta etapa del proyecto.

##### **D.2 Características de las tecnologías ambientalmente amigables**

La tecnología fotovoltaica está disponible comercialmente.

##### **D.3 Impacto del proyecto sobre la construcción de capacidad y de la transferencia de tecnologías ambientalmente amigables y de know-how**

El proyecto debe contribuir a superar las barreras reglamentarias que existen por parte de las autoridades regulatorias de Colombia por la simple inexperiencia de ellas en estos proyectos.

#### **Anexo 1**

#### **INFORMACION SOBRE CONTACTOS**

***Suministrar la información de los contactos en cada organización. Agregar las filas necesarias***

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc.13 para la forma como debe presentarse esta información.*

#### **Anexo 2**

#### **DESCRIPTORES DE LOS TIPOS DE PROYECTO**

*No aplicable en el momento. Referirse a la Secc.13 para la forma como debe presentarse esta información.*

#### **Anexo 3**

#### **1995 IPCC GLOBAL WARMING POTENTIAL (GWP) VALUES<sup>(4)</sup> BASED ON THE EFFECTS OF GREENHOUSE GASES OVER A 100-YEAR TIME HORIZON**

*Referirse a la Secc.13 para obtener esta tabla.*