



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LA INCLUSIÓN DE
BONOS DE CARBONO A UN PROYECTO DE PEQUEÑA
ESCALA DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO: CASO
PLANTA DE COGENERACIÓN EN CIUDAD UNIVERSITARIA

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

M A E S T R O E N I N G E N I E R Í A
(ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA)

P R E S E N T A :

JAVIER LABASTIDA ALVARADO

TUTOR: DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS



MÉXICO D.F.

CIUDAD UNIVERSITARIA

2009

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá Celia y a mi papá Gregorio por su cariño y consejos que me han impulsado a lo largo de mi vida.

A mis hermanos Goyo, Mónica y Miriam, por su ejemplo y con quienes he compartido la mayor parte de mi vida en buenos y malos momentos.

A mis abuelos y en especial a Mamá Chucha por su cariño e historias de vida.

A mis amigos y compañeros con quienes he compartido grandes tiempos y que aunque ya no estemos tan cerca, no significa que haya olvidado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería que me han dado la formación y conocimientos para encontrar mi camino.

Al Doctor Gabriel León de los Santos por sus consejos y haberme apoyado en la realización de esta tesis.

Al Doctor Arturo Reinking Cejudo por sus enseñanzas y haberme encaminado desde mi tesis de Licenciatura y durante mis estudios en la Maestría.

Al CONACYT y al MEGAPROYECTO por el apoyo para llevar a cabo mi Maestría.

Y a Dios por estar conmigo.

Javier Labastida Alvarado

CONTENIDO

	Página
Contenido	i
Lista de Acrónimos	vi
Lista de Figuras	vii
Lista de Tablas	viii
Lista de Unidades	ix
Introducción	x
CAPÍTULO 1: CONSENSOS DE MITIGACIÓN AMBIENTAL	
1.1 Cambio Climático	2
1.2 Efecto Invernadero y Principales Gases	3
1.2.1 Efecto Invernadero	3
1.2.2 Principales gases de efecto de invernadero	4
1.3 Concentraciones de GEI y la temperatura promedio global	6
1.4 Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (PICC)	7
1.4.1 Informes sobre aumento de temperatura	7
1.5 Protocolo de Kyoto	8
1.6 Mecanismos de Flexibilización	10
➤ Implementación Conjunta entre partes Anexo I (Art. 6)	10
➤ Mecanismo de Desarrollo Limpio (Art. 12)	11
➤ Comercio de los Derechos de Emisión (Art. 17)	12

CAPÍTULO 2: PLANTAS DE COGENERACIÓN

2.1 Cogeneración	14
2.2 Elementos de un sistema de cogeneración	16
2.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración	16
2.3.1 Clasificación por nivel energético del esquema de cogeneración	16
2.3.2 Clasificación por tipo de primotor	17
2.4 Consideraciones básicas para la aplicación de un sistema de cogeneración	19
2.5 Esquemas de cogeneración	21
2.5.1 Cogeneración con Turbina de Vapor	21
2.5.2 Cogeneración con Turbina de Gas	22
2.5.3 Ciclo Combinado	24
2.5.4 Motores Alternativos, MCI	25
2.6 Caldera Convencional.	26
➤ Consideraciones de funcionamiento en una Caldera	26
2.7 Uso eficiente de la energía	28
2.8 Índices de cogeneración	30
2.9 Planta de trigeneración propuesta	32

CAPÍTULO 3: MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

3.1 Generalidades del MDL	36
3.2 Motivación del Mecanismo de Desarrollo Limpio y sus oportunidades	37
3.3 Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's)	37
3.4 Opciones para utilizar las Reducciones Certificadas de Emisiones	38

3.5 Procedimiento que sigue un proyecto MDL	38
3.6 Línea Base	40
3.7 Principio de Adicionalidad	40
3.8 Principales actores en el mercado de carbono	44
3.9 Requisitos de Elegibilidad	46
3.10 Desarrollo sostenible	47
3.11 Definición de los proyectos de pequeña escala	48
3.12 Periodo de vida útil del proyecto	50
3.13 Selección del período de acreditación	50
3.14 Costos de Transacción de Proyectos MDL	51
3.14.1 Costos de Transacción por Etapas del Ciclo de Aprobación	51

CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA, FINANCIERA Y AMBIENTAL

4.1 Costos y ahorros en cogeneración	57
4.1.1 Costos convencionales	57
4.1.2 Costos de la cogeneración	58
4.1.3 Principales costos generales involucrados	58
4.1.4 Estimado con base en costo de maquinaria y equipo	59
4.1.5 Ahorros de la cogeneración	60
4.2 Características energéticas de los edificios e instalaciones	61
4.2.1 Instalaciones actuales	61
4.2.2 Costos de la electricidad	62
4.3 Evaluación Ambiental	66
4.3.1 Metodología empleada	66
4.4 Evaluación Económica	71

4.4.1 Costos atribuibles al sistema de cogeneración	72
4.4.2 Costos atribuibles al sistema convencional	73
4.4.3 Parámetros de rentabilidad económica del proyecto sin Reducciones Certificadas de Emisiones	74
4.4.4 Beneficios y costos atribuibles a las Reducciones Certificadas de Emisiones	76
4.4.5 Parámetros de rentabilidad económica del proyecto con Reducciones Certificadas de Emisiones	77
4.5 Evaluación Financiera	79
4.5.1 Escenarios de financiamiento	79
A. Programas de Financiamiento Gubernamentales	79
B. Financiamientos directos: Fabricantes y/o Desarrolladores	80
C. Banca Comercial	80
D. Banca de Desarrollo	83
E. Intermediarios Financieros No Bancarios (Sofoles, Arrendadoras Puras, Sofoms)	84
4.5.2 Elección del plan de financiamiento	84
4.5.3 Apalancamiento Financiero sin Reducciones Certificadas de Emisiones	84
4.5.4 Parámetros de rentabilidad financiera del proyecto sin Reducciones Certificadas de Emisiones	85
4.5.5 Apalancamiento Financiero con Reducciones Certificadas de Emisiones	87
4.5.6 Parámetros de rentabilidad financiera del proyecto con Reducciones Certificadas de Emisiones	88

CAPÍTULO 5: DEMOSTRACIÓN DE LA ADICIONALIDAD Y EJEMPLIFICACIÓN DE ELABORACIÓN DE LOS DOCUMENTOS PIN Y DDP

5.1 Análisis de Adicionalidad	91
5.1.1 Análisis de Barreras	92
5.1.2 Análisis de la inversión	96
5.2 Nota idea del proyecto (PIN)	97
5.3 Documento del Diseño del Proyecto (DDP)	105

CAPÍTULO 6: COSTOS, AHORROS E IMPLICACIONES FINALES DEL PROYECTO

6.1 Análisis de Sensibilidad	133
6.2 Implicaciones ambientales	136
6.3 Implicaciones económicas	137
6.4 Implicaciones financieras	138

CONCLUSIONES

141

ANEXOS

Anexo A: Tarifa Eléctrica	143
Anexo B: Países Incluidos en el Anexo I, Anexo II y No Anexo I	146
Anexo C: Países considerados como menos desarrollados	149
Anexo D: Aspectos Legales de la cogeneración	150
Anexo E: Documentos originales del PIN y DDP	155
Anexo F: Ciudad de Masdar, proyecto libre de emisiones de carbono	167

REFERENCIAS

169

Resumen

El problema del cambio climático ha tomado gran relevancia a nivel mundial, es por ello que es importante cuidar el ambiente mediante el uso de mejor tecnología. Durante esta tesis se estudió la viabilidad de desarrollar un proyecto para generar energía eléctrica y confort, por medio de cogeneración, para algunas instalaciones de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Los combustibles contemplados fueron gas natural y biomasa formada dentro de Ciudad Universitaria. Asimismo, se consideraron los Bonos de Carbono del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.

Dentro de las evaluaciones de este trabajo se encontró la económica, en la cual, determiné la tarifa eléctrica de los edificios en estudio; igualmente en la evaluación financiera realicé un apalancamiento financiero del proyecto para determinar su rentabilidad; posteriormente en la evaluación ambiental, obtuve el monto de reducciones de emisiones de bióxido de carbono generadas por la planta de cogeneración. Por otro lado, llevé a cabo la ejemplificación de elaboración de documentos necesarios para el registro del proyecto ante las autoridades del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

De acuerdo con los resultados económicos del análisis, los Bonos de Carbono favorecen al proyecto sin ser una gran fuente de ingresos, debido a que el monto de las reducciones de emisiones fue relativamente pequeño y el precio fijado de los bonos fue conservador. Es importante que México trabaje más sobre este tipo de oportunidades, debido a que incentivan el desarrollo de tecnologías limpias y ayudan económicamente los proyectos.

Abstract

The problem of the Global Warming has taken a big relevancy in world; because of that, it is important to take care of environment, by using better technology. In this effort, it was studied the viability of developing a project to generate electrical energy and comfort by means of cogeneration, for some facilities of the Engineering Faculty of the UNAM. The fuels for the plant were natural gas and biomass formed inside of the university campus. As well, in the analysis were considered the Carbon Credits from the Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol.

One of the assessments of this work was the economic one, in which, I determined the electrical tariff of the buildings in study; equally in the financial evaluation I applied a financing scheme to the project, in order to determine its profitability; later in the environmental evaluation, I obtained the total of emission reductions of carbon dioxide generated by the cogeneration plant. On the other hand, I carried out the exemplification of making necessary documents for the registration of the project with the authorities of the Clean Development Mechanism.

In accordance with the economic results of the analysis, the Certified Emission Reductions help the project without being a big source of income, since the total of the emission reductions was relatively small and the fixed price was conservative. It is important that Mexico works more on this type of opportunities, because they encourage the development of clean technologies and support the projects economically.

Panorama

Es importante como un ejemplo en materia de uso racional y gasto de los recursos, que la Facultad de Ingeniería predique con el ejemplo, iniciando estudios de planes y proyectos de alta envergadura que puedan implementarse con la finalidad de reducir el gasto que hace la Universidad para proveer el abasto energético que requieren sus propias instalaciones.

Claro está, que este tipo de proyectos deben a su vez complementarse con un programa continuo para concienciar respecto al uso racional de la energía, por parte de todos y cada uno de los integrantes de la comunidad y del país.

Como es sabido, la cogeneración es una técnica que permite proveer el suministro de los requerimientos energéticos que requiere una instalación industrial o comercial o de servicios a un menor costo que con la forma convencional. Es decir, por ejemplo, generar en un mismo proceso y dentro de las propias instalaciones la electricidad y la energía térmica (frío y/o calor) que se requieren, con el mismo o mayor nivel de calidad y confiabilidad; en vez de comprar la electricidad de la red pública y comprar el combustible para generar su energía térmica, en forma convencional. Esta forma permite reducir los costos de la factura energética global en órdenes de hasta el 30%, y además permite o abre la posibilidad de obtener otro tipo de ingresos, como por ejemplo venta de excedentes de energía térmica o eléctrica.

El proyecto CUenergía/1/23 que forma parte del “MEGAPROYECTO LA CIUDAD UNIVERSITARIA Y LA ENERGÍA”, pretende estudiar y evaluar la posibilidad de que los edificios e instalaciones (el edificio Bernardo Quintana, el edificio No. 12 del Instituto de Ingeniería y los laboratorios de Mecánica, las oficinas de la Maestría en Construcción y la Biblioteca, entre otras) aledañas al posgrado puedan autoabastecer sus requerimientos energéticos, con lo cual podría lograrse un significativo ahorro en el costo de la factura eléctrica que se paga actualmente por el concepto de iluminación, calefacción, consumo de equipos y usos generales. Además de tener excedentes de energía térmicaⁱⁱ.

Además un proyecto de este tipo le brindaría al Posgrado en Energía, Eléctrica, Ambiental y Química tener acceso a una instalación industrial de nueva tecnología (Laboratorio), donde los estudiantes puedan desarrollar habilidades prácticas que complementen su formación teórica.

La materialización de este proyecto se puede dividir en 5 etapas, la primera, en la cual esta inscrita esta tesis consta de las siguientes fases:

- Estudio y caracterización de los consumos energéticos de los edificios e instalaciones
- Evaluación técnica – ambiental – económica
- Evaluación financiera e implicaciones administrativas y legales

El proyecto en sus primeras tres etapas presenta un interés puramente académico y de innovación para saber si existe viabilidad y en que nivel. Para las dos últimas etapas la

ⁱⁱ Puedan usarse en alguna otra aplicación dentro del campus, o extender el servicio de confort a otros edificios, o que pudieran generar ahorros al suministrar hielo para aplicaciones en laboratorios de la UNAM.

justificación es la viabilidad del proyecto, que se salven los obstáculos económicos, que se cuente con la voluntad y la no existencia de barreras legales o políticas (etapas no contempladas en el apoyo solicitado).

El proyecto es relevante en el ámbito académico porque permite cumplir con los objetivos de educación y académicos de la Universidad. Es innovador porque en el país no hay antecedentes, y en el extranjero son muchas las universidades que poseen instalaciones industriales operando dentro de sus campus, para proveer un servicio y que esto genere ahorros a la Universidad, permitiendo mejorar la preparación de sus alumnos. Un par de ejemplos, entre muchos de esto es la Universidad de Michigan, Ann Arbor, que posee una planta de cogeneración (39 MW) que provee la electricidad para el campus y los servicios para los dormitorios, lavandería, comedor, confort y edificios; o la Universidad del sur de Florida, Tampa, Florida con 1.8 MW.

La cogeneración representa una reducción en el consumo de combustible, lo que significa ahorros en la factura para dar abasto a la demanda energética. Este desarrollo a nivel país se refleja como una preservación del recurso natural, de inversiones y de reducción en las emisiones de gases contaminantes. La cogeneración como técnica de optimización de los recursos energéticos permite reducir las emisiones por medio del método indirecto en forma natural, al mejorar la eficiencia en el aprovechamiento del poder calorífico de los combustibles. Y si en los equipos de cogeneración se incorporan equipos que ataquen la formación y emisión de contaminantes, también puede contribuir con una mitigación directa.

La proyección en la reducción de las emisiones contaminantes debidas a la cogeneración depende del nivel de crecimiento que esta técnica logre alcanzar. La evaluación del equivalente en unidades reducidas de emisiones esta en función del tipo de combustible usado y de la cantidad usada antes y después del desarrollo. Y este ahora representa un ingreso adicional al proyecto, mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio y los bonos de carbono.

Objetivos

Evaluar mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio la mitigación de NO_x, CH₄ y CO₂ que pueden lograrse con la operación de un sistema de cogeneración en tonCO₂e, empleando como combustible gas naturalⁱⁱⁱ. Asimismo, establecer la factibilidad económica, financiera, ambiental y el análisis paramétrico del nivel de ingresos económicos por venta de Reducciones Certificadas de Emisiones que podrían obtenerse mediante el MDL. Además, valorar la reducción en la factura eléctrica, de alimentación de energía de varios edificios e instalaciones cercanos al edificio de Posgrado "Bernardo Quintana".

En esta tesis se pretende analizar como el MDL del Protocolo de Kyoto puede ayudar a que los proyectos de cogeneración puedan ser rentables, así como investigar el nivel de Gases de Efecto Invernadero, emitidos por el combustible utilizado para la cogeneración.

ⁱⁱⁱ Cabe señalar que la evaluación realizada en ésta tesis únicamente se llevó a cabo mediante el uso de gas natural como combustible, pero en el proyecto también se contempla el uso de desechos biomásicos orgánicos generados en los jardines de Ciudad Universitaria.

Introducción

En este trabajo de tesis, se estudia la viabilidad de desarrollar un proyecto para generar energía eléctrica y confort para algunas instalaciones de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, empleando como combustible gas natural y la biomasa formada dentro de Ciudad Universitaria, con ayuda del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto.

En el primer capítulo, se plantea la problemática del Cambio Climático asociado con los Gases de Efecto Invernadero, que son generados principalmente por las actividades humanas como la quema de combustibles fósiles. Además, se presentan las medidas adoptadas por parte de las Naciones Unidas para enfrentar el calentamiento global, tales como la creación del Panel Intergubernamental Sobre el Cambio Climático (PICC) y la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC), dando pie al nacimiento del Protocolo de Kyoto en el que se plantea el MDL.

El capítulo dos, describe los principales aspectos alrededor de la cogeneración como son los índices de cogeneración, así como las ventajas del empleo de los distintos esquemas de cogeneración. También, se revisa la relación que existe del uso eficiente de la energía y la cogeneración. Por otra parte, se presenta el esquema de la planta de cogeneración propuesta para el proyecto.

En la tercera sección de la tesis, se aborda de manera detallada el contexto del MDL, la motivación que impulsa a desarrollar proyectos de este tipo, así como la definición de Línea Base y Adicionalidad del proyecto. Igualmente, se estudian los pasos que debe seguir un proyecto MDL para lograr obtener las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's). Por otra parte, se muestran los elementos que debe cumplir un proyecto para ser registrado como un proyecto MDL, como son la selección del período de acreditación que se puede elegir y el plan y metodologías de vigilancia y monitoreo.

En el cuarto capítulo de este trabajo, es realizado un análisis económico, financiero y ambiental, en donde se determinan los costos convencionales y ahorros de la planta propuesta. Asimismo, son presentados los diferentes escenarios de financiamiento aplicando el más conveniente. Por otra parte, se elabora una proyección de las reducciones de emisiones logradas debidas al proyecto.

La quinta parte de este estudio, se desarrolla el concepto de Adicionalidad por medio del análisis de barreras y de la inversión. Igualmente, se ejemplifica la elaboración de los documentos PIN y DDP del MDL, mismos que deben ser presentados ante las autoridades del MDL para el registro del proyecto.

En el último capítulo, se hace una recapitulación acerca de los costos ahorros e implicaciones finales del proyecto en donde se presenta un estudio de sensibilidad acerca de los aspectos económicos, financieros y ambientales más relevantes, en el cual se incluyen los costos de inversión, operación y mantenimiento. De esta forma, se analizan los costos de transacción de proyectos MDL y los ingresos generados por las RCE's, para evaluar la rentabilidad de un proyecto de esta clase.

Finalmente, se presentan las conclusiones y algunas recomendaciones sobre el tema.



CAPÍTULO 1
CONSENSOS DE MITIGACIÓN
AMBIENTAL

En este primer capítulo de la tesis, se tratarán los temas referentes al cambio climático y efecto invernadero. Asimismo, para mitigar los cambios en el clima y evitar el desencadenamiento de problemas mayores en nuestro planeta, se presentan algunas de las acciones adoptadas por las naciones, tales como, la creación de un grupo de expertos para el estudio de los efectos del calentamiento global sobre la tierra y la creación del Protocolo de Kyoto.

1.1 Cambio Climático

La temperatura media de la superficie terrestre ha subido más de 0.6°C desde los últimos años del siglo XIX. Se prevé que aumente de nuevo entre 1.4°C y 5.8°C para el año 2100, lo que representa un cambio rápido y profundo. Aun cuando el aumento real sea el mínimo previsto, será mayor que en cualquier siglo de los últimos 10,000 años.

La razón principal del aumento de la temperatura es un proceso de industrialización iniciado hace siglo y medio y, en particular, la quema de combustibles fósiles, la tala de bosques y algunos métodos de explotación agrícola.

Estas actividades han aumentado el volumen de "Gases de Efecto Invernadero" (GEI) en la atmósfera, sobre todo de bióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen naturalmente y son fundamentales para la vida en la Tierra; impiden que parte del calor solar regrese al espacio, y sin ellos el mundo sería un lugar frío y desierto. Pero cuando el contenido de estos gases es considerable y crece sin descanso, provocan temperaturas artificialmente elevadas y modifican el clima. El decenio de 1990 parece haber sido el más cálido del último milenio, y 1998 el año más caluroso.

Según las previsiones, la actual tendencia hacia el calentamiento provocará algunas extinciones. Numerosas especies vegetales y animales, debilitadas ya por la contaminación y la pérdida de hábitat, no sobrevivirán los próximos 100 años. El ser humano, aunque no se ve amenazado de esta manera, se encontrará probablemente con dificultades cada vez mayores.

De acuerdo a estimaciones, los rendimientos agrícolas disminuirán en la mayor parte de las regiones tropicales y subtropicales, pero también en las zonas templadas si el aumento de la temperatura es de más de unos grados. Se prevé también un proceso de desertificación de zonas continentales interiores, por ejemplo el Asia central, el Sahel africano y las Grandes Llanuras de los Estados Unidos. Estos cambios podrían provocar, como mínimo, perturbaciones en el aprovechamiento de la tierra y el suministro de alimentos. La zona de distribución de enfermedades como el paludismo podría ampliarse.

El nivel del mar subió por término medio entre 10 y 20 centímetros durante el siglo XX, y para el año 2100 se prevé un aumento adicional de 9 a 88 cm (el aumento de las temperaturas hace que el volumen del océano se expanda, y la fusión de los glaciares y casquetes polares aumenta el volumen de agua). Si se llega al extremo superior de esa

escala, el mar podría invadir los litorales fuertemente poblados de países como Bangladesh, provocar la desaparición total de algunas naciones (como el Estado insular de las Malvinas), contaminar las reservas de agua dulce de miles de millones de personas y provocar migraciones en masa.

El calentamiento atmosférico es un problema "moderno", es complicado, afecta a todo el mundo y se entremezcla con cuestiones difíciles como la pobreza, el desarrollo económico y el crecimiento demográfico. No será fácil resolverlo. Ignorarlo, sería todavía peor.

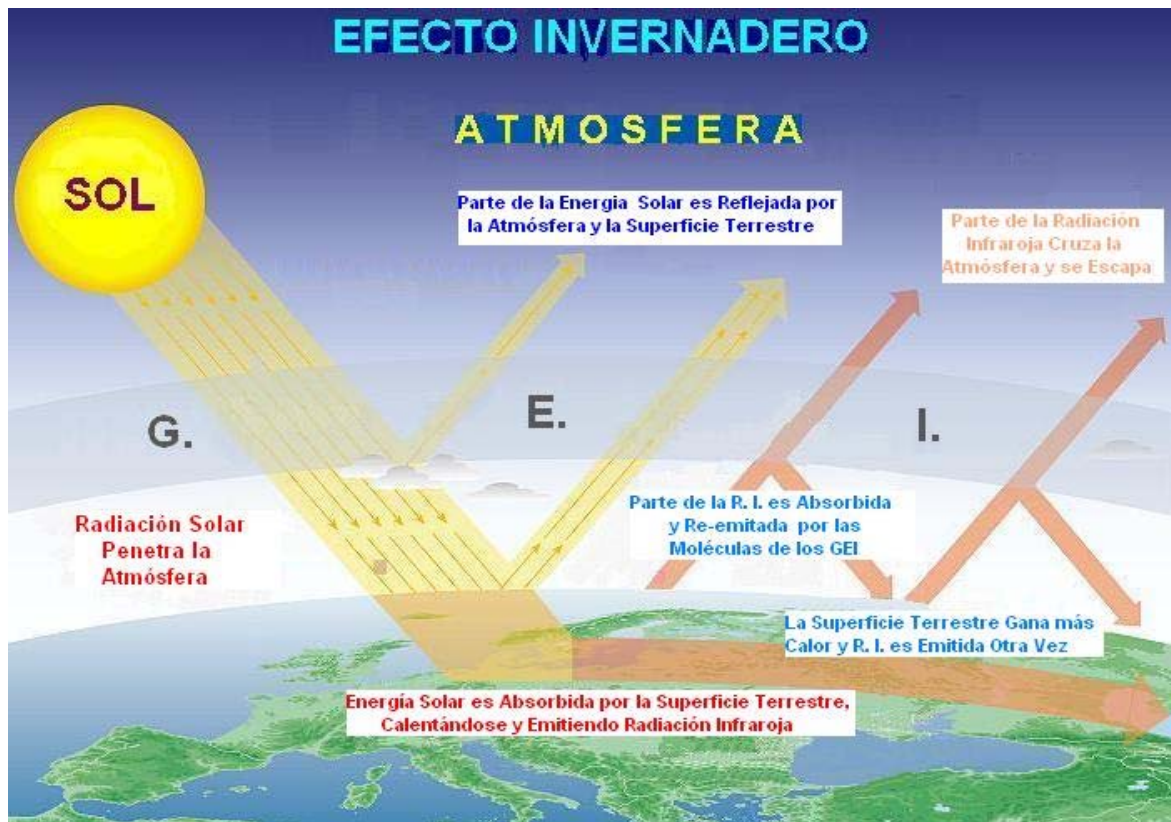
1.2 Efecto Invernadero y Principales Gases

1.2.1 Efecto Invernadero

El efecto invernadero es un proceso natural mediante el cual las moléculas de oxígeno, nitrógeno, agua, anhídrido carbónico y del ozono son casi transparentes a la luz solar pero las moléculas de CO₂, N₂O, CH₄ y CFC's son parcialmente opacas a las radiaciones infrarrojas, es decir, que absorben a las radiaciones infrarrojas emitidas por el suelo que ha sido calentado por la luz solar. Cuando la radiación infrarroja¹ choca con las moléculas de CO₂, N₂O, CH₄ y CFC's es absorbida por ellas. Estas moléculas que vibran, se mueven y emiten energía en forma de rayos invisibles e infrarrojos en todas direcciones, provocan el fenómeno conocido como efecto invernadero, el cual se refiere al calentamiento global debido a la acumulación de los gases de efecto invernadero provocada por la actividad humana, principalmente desde la revolución industrial por la quema de combustibles fósiles y la producción de nuevos productos químicos que mantiene caliente la atmósfera terrestre. Las radiaciones rebotan entre la mezcla de moléculas que componen a la atmósfera hasta que finalmente escapan al espacio sideral. Una delgada capa de gases de efecto invernadero atrapa radiación y aumenta la temperatura. Lo anterior se ilustra en la figura 1.1.

¹ Los **rayos infrarrojos** o **radiación térmica** son un tipo de radiación electromagnética de una longitud de onda superior a la de la luz visible pero más corta que la de las microondas. El nombre de infrarrojo significa por debajo del rojo. El rojo es el color de longitud de onda más larga de la luz visible, comprendida entre 700 nanómetros y un milímetro.

Figura 1.1 Efecto Invernadero



Fuente: Okanagan University College de Canadá, Departamento de Geografía; Organismo de protección de medio ambiente (EPA) de los Estados Unidos, Washington; Climate change 1995, The science of climate change, contribución del grupo de trabajo 1 al segundo informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, PNUMA y Organización Meteorológica Mundial (OMM), Cambridge University Press, 1996. GRID Arendal.

1.2.2 Principales gases de efecto de invernadero

Los gases de invernadero son principalmente el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O) y los considerados indirectos por contribuir a la formación atmosférica del ozono: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x) y compuestos orgánicos volátiles (COV). En las últimas décadas a éstos se les han sumado otros manufacturados por el hombre, como los clorofluorocarbonos (CFCs), perfluorocarbonos (PFCs), hidrofluorocarbonos (HFCs) y hexafloruro de azufre.

El potencial de calentamiento global (PCG) se define como la relación entre la capacidad de un gas de efecto invernadero de almacenar calor en la atmósfera con la capacidad de dióxido de Carbono (CO_2). En la tabla 1.1 se pueden observar las principales fuentes y características de los gases de invernadero más importantes.

Como se puede ver, algunos de ellos tienen mayor capacidad para retener radiación térmica que otros lo que se conoce como PCG. El metano, por ejemplo, es 21 veces más potente como gas de invernadero que el dióxido de carbono.

Si se observa el PCG, numéricamente se podría decir que el valor menos relevante es el de CO_2 , pero se debe señalar que es el gas que más se emite a la atmósfera debido a las

actividades humanas. Asimismo, los otros gases son importantes en los mecanismos de reacción ya que pueden presentar efectos secundarios como es la formación de ozono antropogénico. Además, por pequeñas que sean las variaciones, inciden considerablemente en los resultados, pues aunque sólo hay 0.02 ppm de N₂O en el aire atmosférico, aplicando el potencial de calentamiento su impacto ya no es despreciable.

Tabla 1.1 Gases de Efecto Invernadero

Gas	Fuentes	Símbolo Químico	Vida atmosférica (años)	PCG a 100 años
Dióxido de Carbono	Quema de combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas), producción de cemento, cambio de uso de suelo	CO ₂	50-200 ²	1
Metano	Descomposición anaerobia (Cultivo de arroz, rellenos sanitarios, estiércol), minas y pozos petroleros	CH ₄	12	21
Oxido Nitroso	Producción de fertilizantes, quema de combustibles fósiles	N ₂ O	120	310
Hidrofluorocarbonos (HFC)	Emitidos en procesos de manufactura y usados como refrigerantes	HFC23 (CHF ₃) HFC125 (CHF ₂ CF ₃) HFC 134a (CH ₂ FCF ₃) HFC 152a (CH ₃ CHF ₂)	1.5 - 264	140 -11,700
Perfluorocarbonos (PFC)	Emitidos en procesos de manufactura y usados como refrigerantes	CF ₄ C ₂ F ₆	100-2000	6,500 – 9,200
Hexafloruro de Azufre	Emitido en procesos de manufactura donde se usa como fluido dieléctrico	SF ₆	3,200	23,900

Fuente: Climate Change 1995. The Science of Climate Change. Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. WMO/UNEP. 1996.

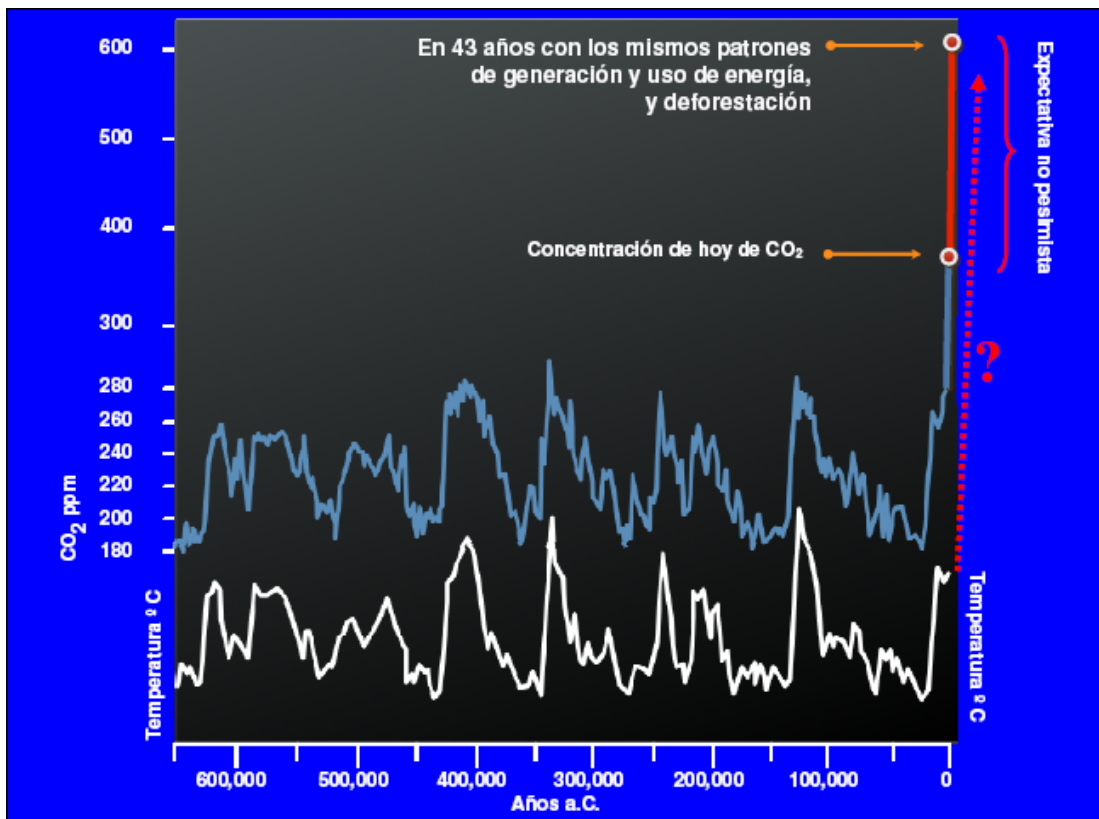
² En el caso del CO₂ no es posible definir una vida atmosférica específica debido a las diferentes tasas de absorción de los diferentes procesos de secuestro.

1.3 Concentraciones de GEI y la temperatura promedio global

Históricamente, las concentraciones de CO₂ en la atmósfera se habían mantenido por debajo de las 280 ppm³, no obstante, a partir de la revolución industrial, las actividades humanas arrojando a la atmósfera cientos de miles de millones de toneladas métricas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero. Por ésta razón se han elevado considerablemente los niveles de GEF alcanzando concentraciones de 390 ppm.

Se ha observado a lo largo del tiempo que la temperatura de la tierra y el aumento de las actividades humanas y por consiguiente el aumento de las concentraciones de CO₂, guardan una estrecha relación, fundada en el hecho de que las concentraciones de estos gases en la atmósfera determinan la temperatura promedio superficial del planeta ya que ambas han tenido un comportamiento en paralelo. Para ilustrar esto se presenta la siguiente figura.

Fig. 1.2 Concentraciones de GEI y temperatura promedio global



Fuente: SEMARNAT

³ ppm (partes por millón) – de cada millón de moléculas en la atmósfera que respiraban nuestros hasta antes de 1750, nunca habían respirado más de 280 de CO₂.

1.4 Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (PICC)

En el año de 1988 las Naciones Unidas a Través de su programa de Medio Ambiente y la Organización Meteorológica Mundial establecieron un grupo llamado Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (PICC), con el objetivo de estudiar científicamente el problema del Cambio Climático.

El PICC trata de evaluar las emisiones bajo políticas internacionales pactadas con el fin de obtener una reducción drástica de las mismas. Su éxito no ha sido el esperado debido a la incertidumbre mundial sobre la tendencia de que el hombre y sus actividades son culpables, o si sólo se trata de un proceso natural. Los temas que este organismo estudia para profundizar y así reducir los niveles de incertidumbre son:

- En qué forma y grado la Tierra puede regular los gases de efecto invernadero.
- Cómo cuantificar mejor los efectos de la nubosidad sobre la radiación solar y terrestre.
- Cómo evaluar con más exactitud las consecuencias termodinámicas de la precipitación y evaporación.
- Cómo ajustar los valores reales de la energía almacenada y transportada por los océanos.
- Ajustar los valores de intercambio de masa y energía entre los ecosistemas dinámicos y su ambiente exterior.

1.4.1 Informes sobre aumento de temperatura

Según el informe del 22 de enero del 2001 en Shangai, la nueva evaluación del PICC, pronostica un aumento de hasta 5.8 grados centígrados de la temperatura global dentro de los próximos 100 años, y de que gran parte del problema ha sido de origen humano en los últimos 50 años. Gracias al análisis en los glaciares, anillos de árboles y corales, se ha encontrado que el aumento de temperatura en los últimos 100 años no es usual ni natural. En la década de los noventa se han registrado los años más calurosos desde hace 1,000 años.

El estimado en el aumento de la temperatura global crece con cada informe que aparece, esto debido a que informes más recientes registran aumentos en las emisiones de gases que provocan un cambio climático y por lo tanto los efectos se hacen más bruscos.

En el informe de Shangai se da a conocer el registro de que en el hemisferio norte la cubierta de nieve se pudo haber reducido un 10% desde hace unos 40 años, y que la duración de los hielos en lagos y ríos se ha acortado dos semanas. Este informe del PICC muestra que la concentración de dióxido de carbono ha crecido un 31% desde 1750 a 367 partículas por millón.

Los modelos con respecto a la subida del nivel del mar se mantienen más o menos constantes, prediciendo un aumento de cuando menos medio metro para el 2100, así como un aumento de lluvia en zonas del hemisferio norte pero con rápida evaporación.

1.5 Protocolo de Kyoto

El 11 de diciembre de 1997, 169 países firmaron el Protocolo de Kyoto el cual quedó abierto para la firma en marzo de 1998 y para entrar en vigor requería la ratificación de por lo menos 55 países que sean responsables del 55% del total de las emisiones de CO₂ de los países desarrollados en 1990. Después de que Rusia Ratificó el Protocolo de Kyoto (18 de Noviembre de 2004), el pasado 16 de Febrero de 2005 ha entrado en vigor este protocolo, al haberse cumplido todas las condiciones necesarias para su vigencia.

El Protocolo de Kyoto se considera el acuerdo de más largo alcance jamás adoptado sobre el medio ambiente y desarrollo sostenible, debido al gran número de factores socioeconómicos que involucran para evitar un cambio climático. Los científicos se dieron cuenta de que el clima ya había empezado a cambiar tres años después de la Convención sobre Cambio Climático, cuando el PICC publicó su segunda importante evaluación de investigaciones. En dicho informe se confirmó la existencia de muchas estrategias económicas eficaces para reducir las emisiones de GEI. Aunque algunos países estabilizaron los niveles de emisiones, globalmente siguen aumentando.

El acuerdo estableció que los compromisos de limitación y reducción de GEI son jurídicamente vinculantes y deberán alcanzarse en un periodo de cinco años.

Fundamentalmente, se pretende que los países desarrollados, incluidos en el Anexo I del Protocolo, reduzcan las emisiones de seis GEI, el bióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆), en un 5.2% con respecto a los niveles de emisión de 1990, es decir, que las emisiones tienen que ser menores a las de ese año, en el periodo 2008-2012. Dichas emisiones y compromisos por parte de los países se muestran en la tabla 1.2

Además de tratar de consumir menos combustibles fósiles para evitar la generación de dióxido de carbono, el protocolo sugiere la ampliación de bosques y sumideros naturales para absorber dióxido de carbono.

En el Protocolo de Kyoto también se discutió mucho sobre el segundo gas más importante, el metano el cual contribuye también en el cambio climático y es liberado por los cultivos de arroz, los animales domesticados como el ganado, y el tratamiento de basura y desechos humanos. Por suerte las emisiones de dicho gas están en descenso en los países desarrollados, pero aun plantea una amenaza. En los países desarrollados también están en descenso las emisiones de oxido nitroso que son liberadas con los abonos.

También son responsables de un brusco cambio climático los clorofluorocarbonos, ya que ellos reducen la capa de ozono haciendo inhabitable la superficie terrestre. Estos gases no los contempla el Protocolo de Kyoto debido a su aparición en el Protocolo de Montreal de 1987 y a que su concentración se está estabilizando y se espera que disminuya con el tiempo. La repercusión de que los clorofluorocarbonos es el aumento de los gases HFC y de los PFC que son los sucedáneos de los clorofluorocarbonos creados también por la industria, no afecta al ozono, pero sí son potentes gases que contribuyen al efecto invernadero.

Tabla 1.2 Emisiones de dióxido de carbono de las Partes Anexo I y su parte del total en 1990

Parte	Emisiones de CO2 en 1990 [Mton]	%
Alemania*	1,012,443	7.4
Australia	288,965	2.1
Austria*	59,200	0.4
Bélgica*	113,405	0.8
Bulgaria	82,990	0.6
Canadá	457,441	3.3
Dinamarca*	52,100	0.4
E.E.U.U.	4,957,022	36.1
Eslovaquia	58,278	0.4
España*	260,654	1.9
Estonia	37,797	0.3
Federación de Rusia	2,388,720	17.4
Finlandia*	53,900	0.4
Francia*	366,536	2.7
Grecia*	82,100	0.6
Hungría	71,673	0.5
Irlanda*	30,719	0.2
Islandia	2,172	0.0
Italia*	428,941	3.1
Japón	1,173,360	8.5
Letonia	22,976	0.2
Liechtenstein	208	0.0
Luxemburgo*	11,343	0.1
Mónaco	71	0.0
Noruega	35,533	0.3
Nueva Zelandia	25,530	0.2
Países Bajos*	167,600	1.2
Polonia	414,930	3.0
Portugal*	42,148	0.3
Reino Unido*	584,078	4.3
República Checa	169,514	1.2
Rumania	171,103	1.2
Suecia*	61,256	0.4
Suiza	43,600	0.3
* Total de los 15 Estados miembros de la Comunidad Europea 24.2 %		

Fuente: Revista Energía en Debate. Año No. 2/Volumen II/abril-mayo 05

1.6 Mecanismos Flexibilización

El Protocolo de Kyoto reconoce los altos costos económicos y sociales que implica el cumplimiento de las metas de reducción aceptadas por las Partes Anexo I. Como respuesta, el Protocolo establece tres mecanismos de flexibilidad: Implementación Conjunta, Comercio de Emisiones y Mecanismos de Desarrollo Limpio, que son complementarios a las reducciones que los países hagan en su territorio, que permitirán a éstos alcanzar sus objetivos de una manera más eficiente.

➤ Implementación Conjunta (Art. 6)

1. A los efectos de cumplir los compromisos contraídos en virtud del artículo 3, toda Parte incluida en el Anexo I podrá transferir a cualquiera otra de esas Partes, o adquirir de ella, las unidades de reducción de emisiones resultantes de proyectos encaminados a reducir las emisiones antropógenas por las fuentes o incrementar la absorción antropógena por los sumideros de los gases de efecto invernadero en cualquier sector de la economía, con sujeción a lo siguiente:

a) Todo proyecto de ese tipo deberá ser aprobado por las Partes participantes;

b) Todo proyecto de ese tipo permitirá una reducción de las emisiones por las fuentes, o un incremento de la absorción por los sumideros, que sea adicional a cualquier otra reducción u otro incremento que se produciría de no realizarse el proyecto;

c) La Parte interesada no podrá adquirir ninguna unidad de reducción de emisiones si no ha dado cumplimiento a sus obligaciones derivadas de los artículos 5 y 7; y

d) La adquisición de unidades de reducción de emisiones será suplementaria a las medidas nacionales adoptadas a los efectos de cumplir los compromisos contraídos en virtud del artículo 3.

2. La Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo podrá, en su primer período de sesiones o tan pronto como sea posible después de éste, establecer otras directrices para la aplicación del presente artículo, en particular a los efectos de la verificación y presentación de informes.

3. Una Parte incluida en el Anexo I podrá autorizar a personas jurídicas a que participen, bajo la responsabilidad de esa Parte, en acciones conducentes a la generación, transferencia o adquisición en virtud de este artículo de unidades de reducción de emisiones.

4. Si, de conformidad con las disposiciones pertinentes del artículo 8, se plantea alguna cuestión sobre el cumplimiento por una Parte incluida en el Anexo I de las exigencias a que se refiere el presente artículo, la transferencia y adquisición de

unidades de reducción de emisiones podrán continuar después de planteada esa cuestión, pero ninguna Parte podrá utilizar esas unidades a los efectos de cumplir sus compromisos contraídos en virtud del artículo 3 mientras no se resuelva la cuestión del cumplimiento.

➤ **Mecanismo de Desarrollo Limpio (Art. 12)**

1. Por el presente se define un mecanismo para un desarrollo limpio.

2. El propósito del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos en virtud del artículo.

3. En el marco del mecanismo para un desarrollo limpio:

a) Las Partes no incluidas en el Anexo I se beneficiarán de las actividades de proyectos que tengan por resultado reducciones certificadas de las emisiones; y

b) Las Partes incluidas en el Anexo I podrán utilizar las reducciones certificadas de emisiones resultantes de esas actividades de proyectos para contribuir al cumplimiento de una parte de sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos en virtud del artículo 3, conforme lo determine la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo.

4. El mecanismo para un desarrollo limpio estará sujeto a la autoridad y la dirección de la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo y a la supervisión de una junta ejecutiva del mecanismo para un desarrollo limpio.

5. La reducción de emisiones resultante de cada actividad de proyecto deberá ser certificada por las entidades operacionales que designe la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo sobre la base de:

a) La participación voluntaria acordada por cada Parte participante;

b) Unos beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático; y

c) Reducciones de las emisiones que sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad de proyecto certificada.

6. El mecanismo para un desarrollo limpio ayudará según sea necesario a organizar la financiación de actividades de proyectos certificados.

7. La Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo en su primer período de sesiones deberá establecer las modalidades y procedimientos que permitan asegurar la transparencia, la eficiencia y la rendición de cuentas por medio de una auditoría y la verificación independiente de las actividades de proyectos.

8. La Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes en el presente Protocolo se asegurará de que una parte de los fondos procedentes de las actividades de proyectos certificadas se utilice para cubrir los gastos administrativos y ayudar a las Partes que son países en desarrollo particularmente vulnerables a los efectos adversos del cambio climático a hacer frente a los costos de la adaptación.

9. Podrán participar en el mecanismo para un desarrollo limpio, en particular en las actividades mencionadas en el inciso a) del párrafo 3 supra y en la adquisición de unidades certificadas de reducción de emisiones, entidades privadas o públicas, y esa participación quedará sujeta a las directrices que imparta la junta ejecutiva del mecanismo para un desarrollo limpio.

10. Las reducciones certificadas de emisiones que se obtengan en el período comprendido entre el año 2000 y el comienzo del primer período de compromiso podrán utilizarse para contribuir al cumplimiento en el primer período de compromiso.

➤ **Comercio de los Derechos de Emisión (Art. 17)**

La Conferencia de las Partes determinará los principios, modalidades, normas y directrices pertinentes, en particular para la verificación, la presentación de informes y la rendición de cuentas en relación con el comercio de los derechos de emisión. Las Partes incluidas en el Anexo II podrán participar en operaciones de comercio de los derechos de emisión a los efectos de cumplir sus compromisos dimanantes del artículo 3. Toda operación de este tipo será suplementaria a las medidas nacionales que se adopten para cumplir los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones dimanantes de ese artículo.

Debido a las evidencias del peligro que representa el Cambio Climático aportadas por el PICC y otros organismos de investigación, las Naciones Unidas pusieron en marcha diversas medidas para mitigar los cambios producidos por el hombre y elaboraron el documento del Protocolo de Kyoto. Dentro de dicho documento, se plantearon tres mecanismos para ayudar a las naciones a cumplir sus metas de reducción de emisiones beneficiando también a países en vías de desarrollo. Por tal motivo, México debe aprovechar las oportunidades que brinda el protocolo a través del MDL, llevando a cabo proyectos energéticos que reduzcan emisiones y al mismo tiempo ayuden al desarrollo del país. En el tercer capítulo abordarán los pormenores del MDL para el registro de proyectos ante la Junta Ejecutiva, la cual es la máxima autoridad en el registro de proyectos de este tipo.



CAPÍTULO 2 PLANTAS DE COGENERACIÓN

En este capítulo se realiza una introducción acerca de los sistemas de cogeneración, se presentan los diferentes esquemas de cogeneración que existen, así como sus características básicas y se proporcionan ventajas y desventajas de cada uno de ellos. Por otra parte, se revisa el concepto del uso eficiente de energía y la importancia que tiene la cogeneración en él. Finalmente, se muestra el esquema de cogeneración propuesto para la planta en Ciudad Universitaria.

2.1 Cogeneración

La cogeneración es un sistema tecnológico que se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria, es un método de conservación de energía para la industria, y que también disminuye las emisiones contaminantes a la atmósfera; lo cual se contempla en las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

Desde el punto de vista legal en México, los procesos de cogeneración quedan definidos en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. En el reglamento de la Ley mencionada en su artículo 103 puntualiza que se entiende por cogeneración a la:

- 1. Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.*
- 2. Producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate.*
- 3. Producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.*

A diferencia de un sistema convencional que únicamente produce electricidad o energía térmica, los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en el combustible en dos tipos de energías utilizables por la industria, producidos de manera simultánea o secuencial:

- ❖ Energía mecánica y/o eléctrica.
- ❖ Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

Una instalación promedio de cogeneración en un rango de 25 a 500 KW, tiene un costo entre 1,000 y 1,500 dólares por KW, operando con gas natural, con una descarga de gases a la atmósfera con 30% menos de óxidos de nitrógeno (NOx). El tiempo promedio entre mantenimientos mayores es de 11,000 horas y su vida útiles, por lo menos de 10 años.

Ventajas

- *Ahorros de energía primaria.* Al incrementar la capacidad de cogeneración en la industria, se contribuye a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia.
- *Incremento de la eficiencia de distribución.* Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener los sistemas generadores en los centros de consumo.
- *Difiere inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.* Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.
- *Reduce emisiones contaminantes globales.* Al disminuir el uso de energía primaria, las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles también disminuyen.
- *Reducción de la factura eléctrica.* Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente.
- *Más confiabilidad en el suministro de energía.* Generando energía en una planta propia da más confiabilidad y autosuficiencia al suministro de energía. Al conectar el sistema con la red eléctrica como respaldo, se garantiza la continuidad en el suministro de electricidad.
- *Mejora en la calidad de la energía suministrada.* Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.

Desventajas

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área.
- En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

2.2 Elementos de un sistema de cogeneración

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- Elemento primotor
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario o primotor, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores alternativos o de combustión interna.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éste dependerá del uso que se le necesite dar. Estos pueden ir, desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general para la operación eficiente del sistema.

2.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración

2.3.1 Clasificación por nivel energético del esquema de cogeneración

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- ❖ Sistemas superiores (Topping Cycles)
- ❖ Sistemas inferiores (Bottoming Cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente

que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250°C a 600 °C.

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900°C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

2.3.2 Clasificación por tipo de primotor

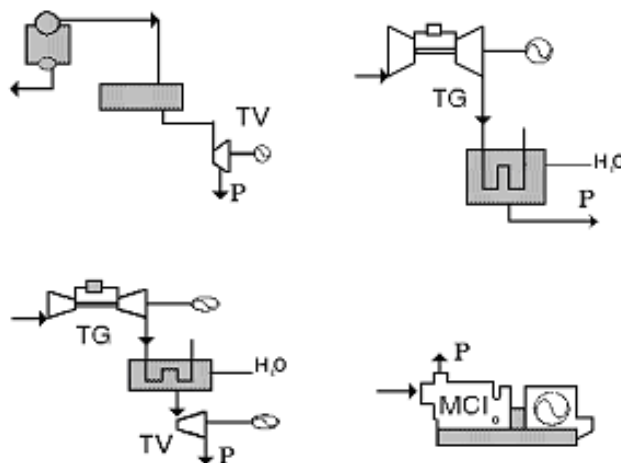
Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de primotor empleado para generar la energía eléctrica, dentro de los cuales se encuentran:

- ◆ Cogeneración con turbina de vapor.
- ◆ Cogeneración con turbina de gas.
- ◆ Cogeneración con ciclo combinado.
- ◆ Cogeneración con motor de combustión interna.
- ◆ Cogeneración con celdas de combustible.

En la figura 2.1 se muestran los arreglos de los sistemas de cogeneración antes mencionados.

Figura 2.1 Esquema de Cogeneración



En la siguiente tabla se presentan las características básicas de los primotores térmicos:

Tabla 2.1 Características básicas de primotores térmicos empleados en sistemas de cogeneración

Tipo de motor	Motor de Combustión Interna		Turbina de gas	Turbina de vapor	
	Alta Velocidad	Media y Baja Velocidad		A contrapresión	A condensación
Tipos de combustible usado	gas, diesel	gas, diesel, gasoleo, combustóleo	gas, diesel	Prácticamente todo tipo de combustibles	
Eficiencia de generación eléctrica (%)	15 a 35	30 a 40	25 a 33	25 a 30	25 a 35
Eficiencias posibles de uso de energía térmica	aprox. 52	aprox. 50	aprox. 50	aprox. 40	aprox. 30
Eficiencia total esperada (%)	67 a 87	50 a 90	76 a 83	65 a 70	55 a 65

2.4 Consideraciones básicas para la aplicación de un sistema de cogeneración

Para implementar un sistema de cogeneración, se requieren ciertos factores que se deben considerar, como:

- Las características de consumo de energía eléctrica y de energía térmica, es decir, los perfiles de demandas de estas energías. Aquí entra el concepto Relación calor/electricidad, esta relación es de gran importancia para saber que tipo de tecnología se puede aplicar en el sistema de cogeneración. En la tabla 2.2 se pueden observar los rangos de la relación de megawatts térmicos (MW_t) entre megawatts eléctricos (MW_e) para las diferentes tecnologías además de la potencia y temperatura disponible.

Tabla 2.2 Rangos para seleccionar la tecnología de cogeneración

Tipo de sistema	Relación MW_t/MW_e	Rangos de potencias MW	Temperatura disponible °C	Combustibles
Turbina de vapor	4.4-mayores	0.75-1000	120-400	sólidos líquidos gaseosos
Turbina de gas	2.3-4.8	0.5-200	120-500	líquidos gaseosos
Motor de combustión interna	0.6-1.2	0.00746-47.76	80-120	líquidos gaseosos

- El tipo, disponibilidad y precio de la fuente energética primaria, ya sea que se trate de un combustible industrial, un subproducto de algún proceso interno o una fuente alterna como la energía solar o la energía geotérmica.

El carbón sería el combustible mas barato. Sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por su alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases.

El combustóleo es altamente utilizado en calderas convencionales. Sin embargo, su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente en combustóleo mexicano, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases muy costoso para poder cumplir con la ley de protección ambiental. El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero sumamente caro, por lo que únicamente es económicamente rentable como respaldo.

El gas natural es un combustible muy limpio, que al emplearse con un sistema de

combustión adecuado no necesita de limpieza especial. Para turbinas de gas es el combustible ideal y su uso en calderas se ha extendido más. Es aproximadamente 10% más caro que el combustóleo y es necesario, para que sea rentable, que la planta se encuentre cerca de un gasoducto con la capacidad suficiente para el sistema de cogeneración.

- El precio de la energía eléctrica de servicio público. Si la tarifa representa costos reales de la empresa eléctrica es más conveniente un proyecto de cogeneración que si la tarifa está subsidiada.
- El modo de utilización de las energías. Para el usuario que opera un turno de trabajo de cinco días a la semana es menos atractiva la cogeneración, que en aquel que trabaja en forma continua tres turnos todo el año. También es importante considerar la disponibilidad de las plantas de cogeneración y prever los respaldos correspondientes.
- Protección ambiental. Los límites de emisiones establecidos en las normas para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.
- Variación del consumo de vapor. Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones en el flujo. Esto significa que en caso de procesos que impliquen variaciones rápidas en el consumo de vapor se recomienda el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa o integradas en un ciclo combinado. Esta solución requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.
- Agua de enfriamiento. En zonas de escasez de agua, donde se deben considerar sistemas de enfriamiento tipo seco, la turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor, primordialmente en las de tipo condensación, ya que la expansión de las turbinas se ve altamente afectada por la presión de descarga, siendo ésta última dependiente de la temperatura a la cual se rechaza el calor.
- Los costos de inversión, de operación y de mantenimiento del sistema de cogeneración, comparados con los costos sin cogeneración.
- Situación Geográfica. Por razones técnicas y económicas las plantas de cogeneración deberán instalarse lo más cerca posible al consumidor de vapor de proceso. Los factores ambientales más importantes son, altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente.

2.5 Esquemas de cogeneración

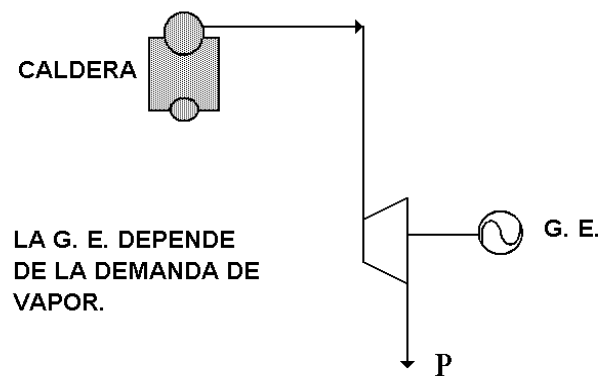
2.5.1 Cogeneración con Turbina de Vapor

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional. Bajo este sistema la generación de energía eléctrica por unidad de combustible es menor que en la turbina de gas (generalmente del orden de 15%), aunque la eficiencia global del sistema es más alta (del 85 al 90%) que en la turbina de gas ya que produce energía térmica del orden del 75%.

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos; a contrapresión, a extracción y a condensación.

En las turbinas de contrapresión su principal característica es que, cuando el vapor de escape sale de la turbina a una presión superior a la atmosférica, se utiliza para aprovechar su energía térmica remanente y se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento, en la figura 2.2 se presenta un esquema que ilustra dicha tecnología.

Figura 2.2 Turbina de Vapor a Contrapresión.

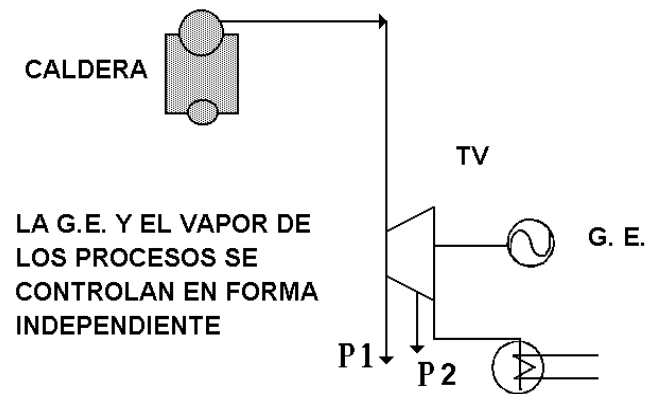


En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador (Fig. 2.3).

En las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

Figura 2.3 Turbina de Vapor a Extracción-Condensación



Ventajas

- ◆ Capacidades de 500 kW hasta 100 000 kW o más
- ◆ Eficiencia global del sistema alta, (90%)
- ◆ Alta seguridad de operación
- ◆ Vida útil larga (25 años)

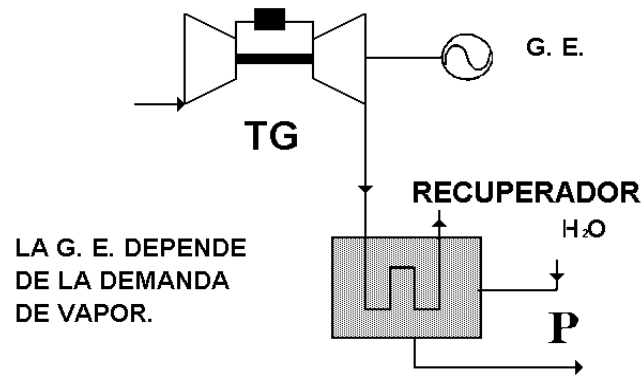
Desventajas

- ◆ Altos costos de inversión
- ◆ Tiempo de arranque muy lento
- ◆ Baja relación de energía eléctrica/energía térmica (15%)

2.5.2 Cogeneración con Turbina de Gas

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un alternador. Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua (Fig. 2.4).

Figura 2.4 Turbina de gas



La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, presentando las ventajas y desventajas siguientes:

Ventajas

- ◆ *Amplia gama de capacidades, desde 500 KW hasta 265 MW*
- ◆ *Altas eficiencias de conversión de energía térmica*
- ◆ *Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%*
- ◆ *Alcanza eficiencias globales arriba del 80%*
- ◆ *Alta seguridad de operación*
- ◆ *Bajo costo relativo de inversión*
- ◆ *Tiempo corto de arranque*
- ◆ *Requiere de poco espacio*

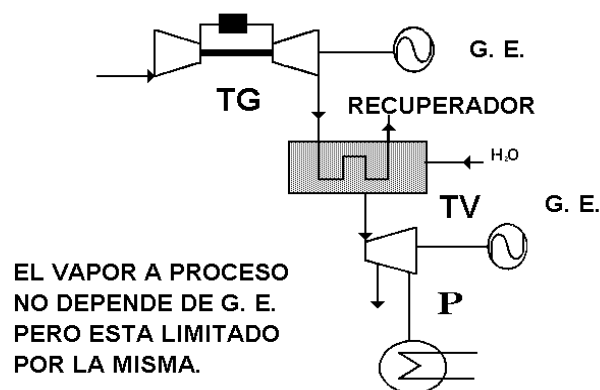
Desventajas

- ◆ *Baja eficiencia en carga parcial*
- ◆ *Vida útil relativamente baja*
- ◆ *Limitantes en cuanto al combustible usado*

2.5.3 Ciclo Combinado

A este sistema se le caracteriza por que emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos (Fig. 2.5).

Figura 2.5 Esquema de Ciclo Combinado



El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencial/calor es alta. Sus principales ventajas y desventajas son:

Ventajas

- ◆ *Alta producción de electricidad*
- ◆ *Elevada eficiencia térmica*
- ◆ *Operación flexible*

Desventajas

- ◆ *Limitantes en cuanto al empleo de combustibles*
- ◆ *Alto costo de inversión*

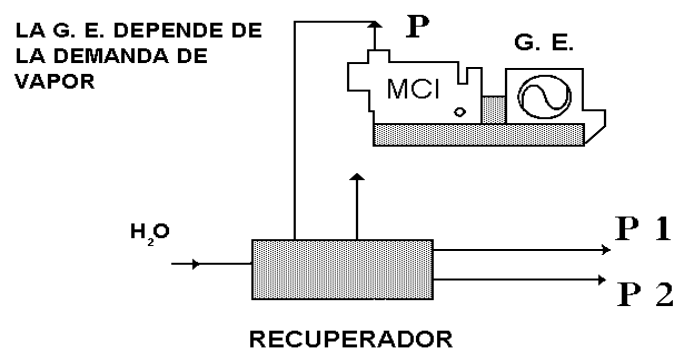
La aplicación correcta de cada sistema de cogeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica, del tiempo de operación anual, de los procesos y la variación de la demanda eléctrica, entre otras.

Los sistemas de cogeneración se pueden diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica, o la demanda eléctrica, o una combinación de las anteriores, con la posibilidad de exportar los excedentes a la red o a otras empresas asociadas.

2.5.4 Motores Alternativos, MCI.

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son a baja temperatura 200° a 250°C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80° C a 100° C.

Figura 2.6 Motor alternativo



Entre las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de Motor Alternativo encontramos:

Ventajas

- ◆ Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%)
- ◆ Eficiencia global del sistema del orden del 70%
- ◆ Bajo costo de inversión
- ◆ Vida útil larga (25 años)
- ◆ Capacidades desde 15 KW a mayores de 20,000 KW.
- ◆ Alta eficiencia a baja carga
- ◆ Consumo medio de agua de enfriamiento
- ◆ Requiere de poco espacio para su instalación

Desventajas

- ◆ Altos costos de mantenimiento
- ◆ Baja temperatura de la energía térmica producida
- ◆ Dispersidad de la energía

2.6 Caldera Convencional

La caldera convencional es un equipo intercambiador de calor cerrado herméticamente, sujeto a presión que transfiere energía a un fluido, generalmente agua, para obtener vapor o agua caliente. Actualmente las calderas se clasifican de acuerdo a su diseño, con base en la circulación del agua por los tubos del equipo, como sigue:

❖ Calderas

➤ Tubos de Agua

- Horizontal de Tubos Rectos
- Horizontal de Tubos Curvados

➤ Tubos de Humo

- Hogar Externo
- Hogar Interno
- Compactas
- Verticales
- Horizontales

- *Calderas de tubos de agua o acuatubulares.* Son más convenientes para grandes capacidades y presiones, se componen de tubos y domos, los tubos van interconectados a los domos. Los domos almacenan agua y vapor. La circulación del agua es por el interior de los tubos, y por la parte externa de los mismos se tiene la circulación de gases; una variante en el diseño de tubos de agua es la caldera de serpiente para presiones y capacidades bajas.
- *Calderas tubos de humo o pirotubulares.* Se emplea donde la demanda de vapor es relativamente baja, comparada con las acuatubulares o los generadores de vapor, tiene la ventaja de su tamaño compacto y permite fluctuaciones en cuanto a la demanda de vapor. Se diseñan con los tubos dispuestos de forma horizontal o vertical con hogar interno o externo.

2.6.1 Consideraciones de funcionamiento en una Caldera

Existen tres consideraciones importantes que tienen alto impacto en el funcionamiento de una caldera, asimismo, pueden afectar los costos de operación a largo plazo de una caldera, y son las siguientes:

➤ **Combustibles**

Desde un punto de vista operacional, los costos del combustible representan aproximadamente el 10% del gasto operacional en una planta. Normalmente, los combustibles utilizados son el gas natural, propano o algún aceite ligero. Las normas ambientales sobre emisiones han reducido en gran medida el uso de aceites pesados (combustóleo) y combustibles sólidos como son el carbón y la madera. De los combustibles fósiles el gas natural se quema de manera más limpia y deja menos residuos, de forma que se requiere menos mantenimiento.

Puede ser favorable utilizar una caldera con quemador dual para quemar dos combustibles independientemente. Por ejemplo, diesel o gas natural. Un quemador dual permite al usuario sacar ventaja de los precios en los "tiempos pico", lo cual sustancialmente reduce los costos del gas cuando se opera fuera de los tiempos pico, simplemente cambiando el interruptor del combustible para utilizar el combustible de respaldo. La capacidad dual de una caldera también es ventajosa si el suministro del combustible principal debe ser cerrado por seguridad o por mantenimiento.

Algunas corrientes de desperdicio pueden usarse como combustible en la caldera. Además de reducir los costos por combustible, quemar un combustible alterno en una caldera puede reducir en gran medida los costos de desecho. Las corrientes de desperdicio se utilizan típicamente en combinación con combustibles estándares para asegurar una operación segura y permitir mayor flexibilidad en su operación.

➤ **Emisiones**

Las normas sobre emisiones en calderas se han vuelto muy estrictas, debido a las nuevas regulaciones sobre aire limpio. La capacidad de la caldera para cumplir con estas regulaciones sobre emisiones depende del tipo de caldera y las opciones del quemador.

➤ **Eficiencia de la Combustión**

La eficiencia es utilizada para medir el funcionamiento económico de cualquier equipo. En la industria de la caldera, existen cuatro definiciones de eficiencia, pero solamente una representa la eficiencia de la caldera.

La eficiencia de la combustión es la efectividad del quemador únicamente y se relaciona con su habilidad para quemar completamente el combustible. La caldera tiene poca influencia en la eficiencia de la combustión. Un quemador bien diseñado operará con un 15 a 20% de exceso de aire cuando mucho, al convertir toda la energía química del combustible en energía térmica.

Eficiencia térmica es la efectividad de transferir calor a una caldera. No toma en cuenta las pérdidas por convección y radiación, por ejemplo, de la envolvente de la caldera, tubería de la columna de agua, etc.

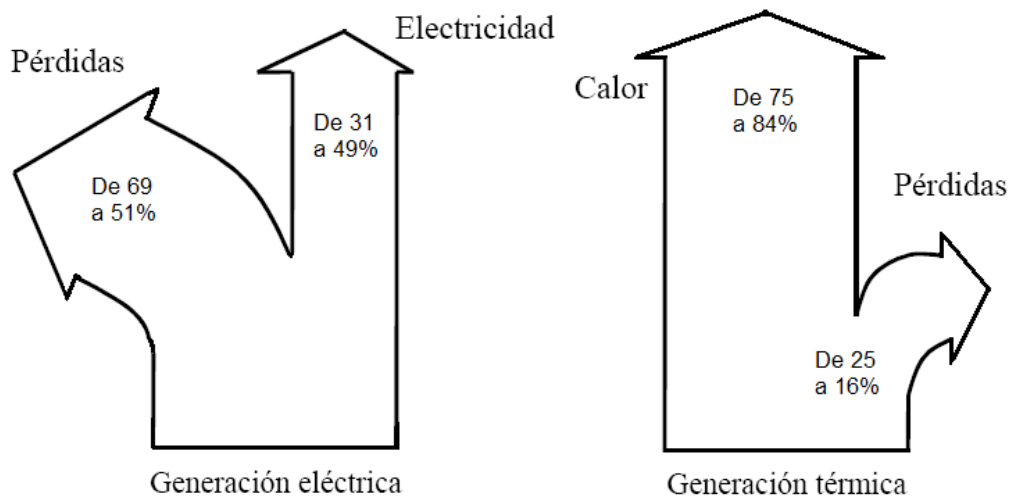
El término de "eficiencia de la caldera" generalmente es sustituida por eficiencia térmica o combustión.

La verdadera eficiencia de la caldera es la medida de la relación combustible / vapor.

2.7 Uso eficiente de la energía

El desarrollo tecnológico y la industrialización de las actividades humanas, siempre a requerido de fuentes de energía para poder conseguir el producto deseado. Así se tiene como base de la industrialización, una necesidad que satisfacer, materias primas, fuentes de energía primaria, maquinas para producir, fluidos de trabajo y un proceso a desarrollar.

Fig. 2.7 Uso convencional de la energía

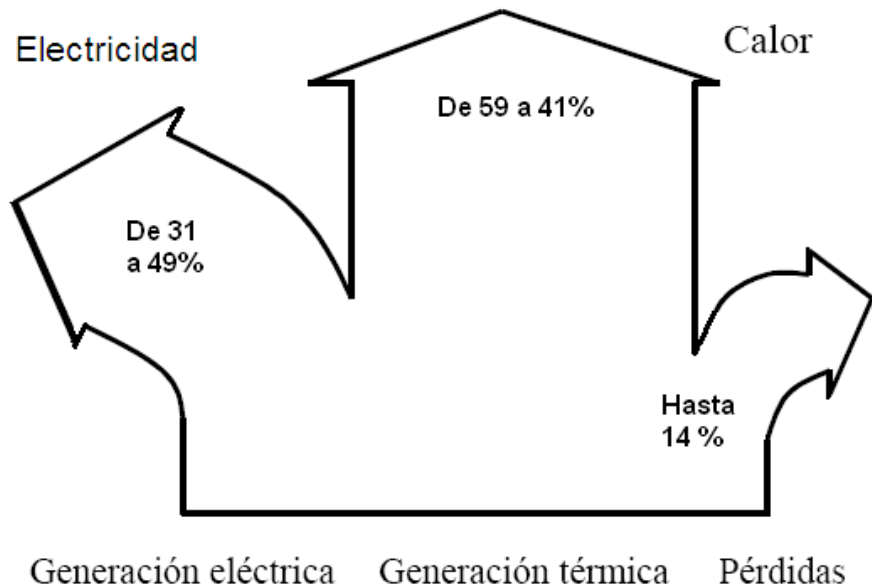


El desarrollo y la competencia entre las industrias dieron origen a la optimización de los procesos a fin de hacerlos más eficientes y con ello tener mas capacidad de competencia.

La búsqueda de formas de optimizar los procesos y equipos⁴ lleva a desarrollar nuevos y a perfeccionar los ya existentes, una consecuencia de esto es el abaratamiento o reducción de costos de producción, dando origen al eslogan de producir más con menos, bajo este concepto la productividad y las maneras de lograrla se extendieron y desarrollaron.

⁴ Tecnologías básicas de cogeneración, combustión interna (CI), turbina de gas (TG), turbina de vapor (TV), además de celdas de combustible, pero no tan común.

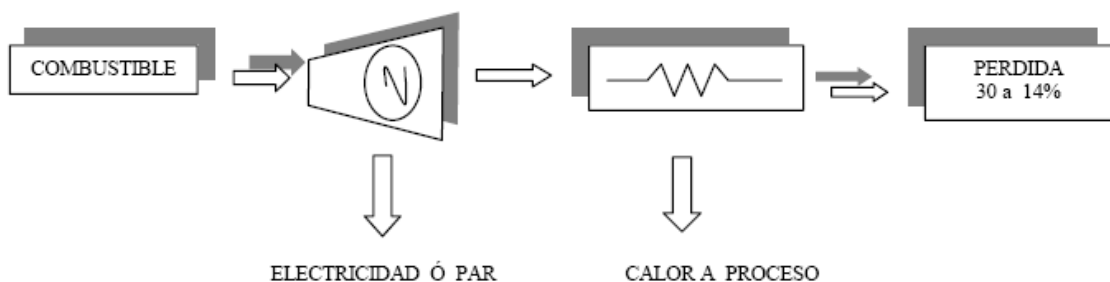
Fig. 2.8 Uso más racional de la energía con cogeneración



Así surgieron los primeros conceptos de ahorro de energía, la cogeneración surgió a principio de este siglo, no como una forma de ahorrar energía, si no como forma de hacer frente a la falta de fluido eléctrico en las regiones alejadas de los centros urbanos, las industrias que se establecían en estas zonas generaban su propio fluido eléctrico y reutilizaban el calor de rechazo para abastecer de calor al proceso.

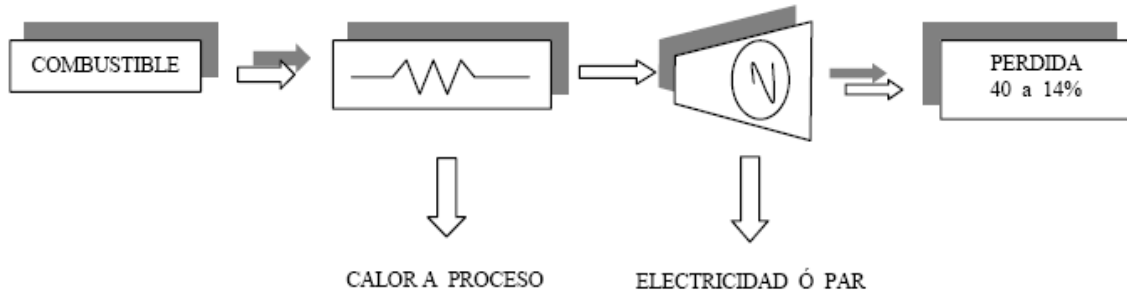
La producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una misma fuente energética, se denomina cogeneración.

Fig. 2.9 Esquema de punta (superior)



La cogeneración ofrece ventajas y desventajas a las industrias, a la industria eléctrica, a la industria de los combustibles y al país. El efecto de la cogeneración es reducir el consumo de energía primaria usada para generar sus requerimientos térmicos y eléctricos, vía el mejor aprovechamiento de esta energía primaria (combustibles) mediante el incremento de la eficiencia global de 56% hasta 86%, muy por encima de los mejores ciclos combinados (55%).

Fig. 2.10 Esquema de cola (inferior)



A la obtención de vapor/temperatura de proceso como un subproducto de la generación de electricidad se le denomina esquema de punta (o superior). La obtención de energía eléctrica en forma de un subproducto de la generación de vapor/temperatura recibe el nombre de esquema de cola (o inferior).

2.8 Índices de cogeneración

➤ Parámetros de cogeneración

El desarrollo y evaluación de las alternativas de cogeneración técnicamente deben de resultar más rentables y competitivas que los esquemas convencionales de obtención de los requerimientos energéticos en las industrias y en los servicios. De tal suerte que los métodos y elementos de análisis se puedan aplicar, y estén presentes en ambas formas de producir los requerimientos. De esta necesidad se desprenden indicadores de consumo de combustible, de costo de generación, de flexibilidad y de producción de energía.

➤ Índices energéticos

A la suma de la energía térmica y eléctrica útil obtenida, entre la energía suministrada se denomina eficiencia global.

$$\eta_{Global} = \frac{Et + Ee}{Qs} \quad \dots(1)$$

Al inverso de la eficiencia de generación de electricidad en una planta convencional se le denomina consumo térmico unitario (Heat Rate).

$$HR = \frac{Qs}{Ee} = \frac{1}{\eta} \quad \dots(2)$$

Al cociente entre el consumo de combustible aprovechado en la generación de electricidad y a la producción de electricidad de la instalación se le denomina índice de calor neto ICN.

$$ICN = \frac{Q_e}{E_e} = \frac{Q_s - \frac{Q_v}{\eta}}{E_e} \quad \dots(3)$$

A la relación entre la energía eléctrica generada y el calor producido se le denomina índice energía calor/eléctrica (Power to Heat Rate)

Tabla 2.3 Power Heat Rate

Esquema	PHR (Q/E)
CI	0.6 a 1.2
TG	2.3 a 4.8
TVC	4.4 a mayores

Al combustible desplazado por la generación de electricidad por unidad de vapor producido se le denomina índice de combustible ahorrado.

$$ICA = (HR_c - ICN) IEC \quad \dots(4)$$

- ICA - Índice de combustible ahorrado
- HR_c - Heat rate de la planta convencional (=3)
- ICN - Índice de calor neto
- IEC - Índice energía/calor

Índices de consumo energético; es la relación entre el consumo de energía eléctrica o térmica y la producción de vapor, es representativo de cada industria, de cada sector, de cada periodo y de cada país

$$ICE = \frac{KWh}{ton} \quad \dots(5)$$

Índice de consumo total de energía; es la relación entre el consumo de energía eléctrica y térmica y la producción de vapor

$$\text{ICTE} = \frac{KW_{ht} + KW_{he}}{\text{ton}} \quad \dots(6)$$

Las técnicas de análisis de sistemas de cogeneración además de los indicadores de efectividad deben de hacer uso de una metodología estadística que permita la obtención de datos, su ordenamiento, su estudio y procesamiento, a fin de obtener y establecer parámetros de diseño, control y comparación.

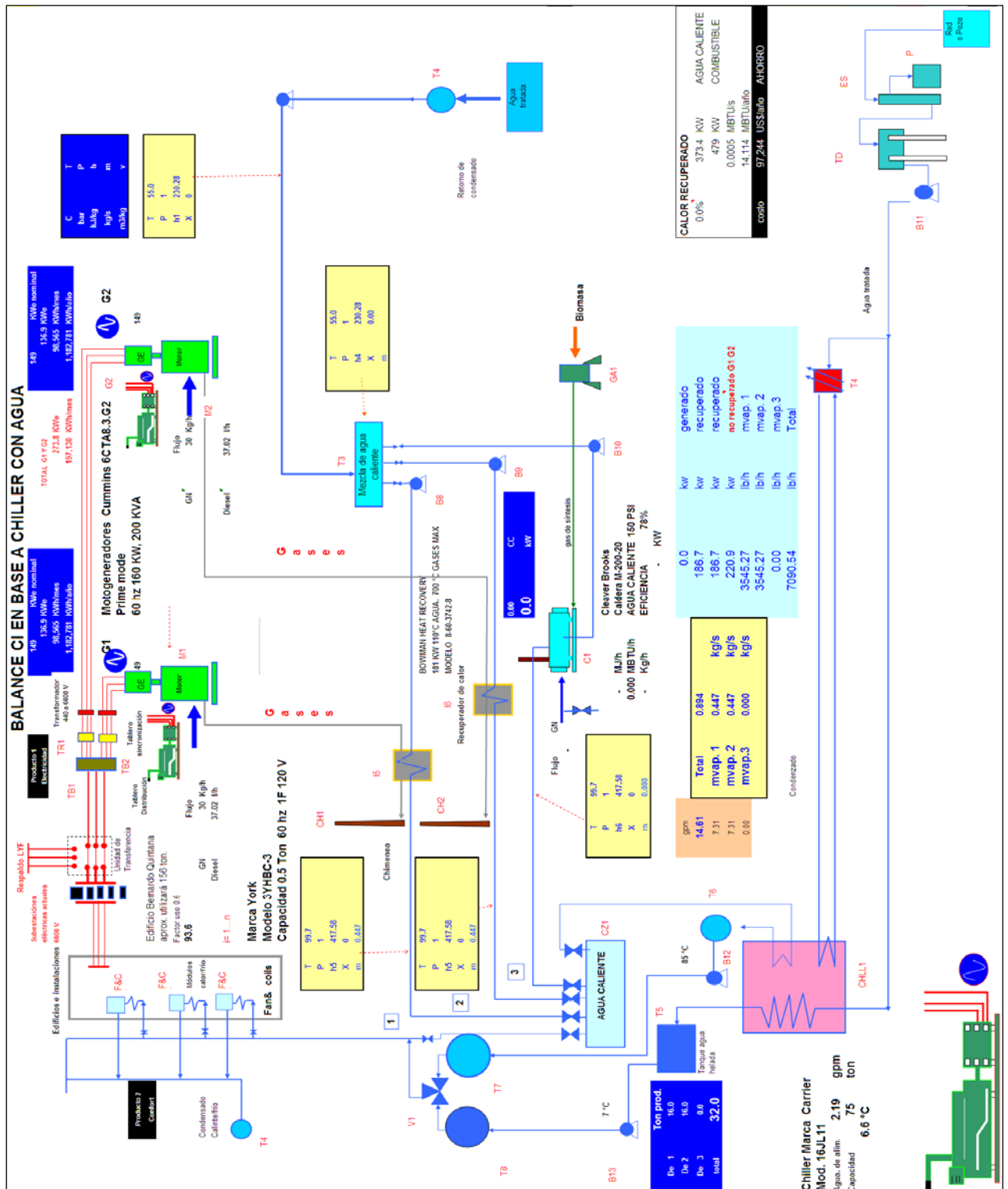
De esta metodología se desprenden procesos de elaboración de cuestionarios, recolección de datos, inspecciones físicas, clasificación de datos, elaboración de tablas, especificación de tiempos, condiciones de operación, diseño, así los cuestionarios se diseñan, con el objeto de recabar toda la información requerida en cuanto a consumos energéticos, térmicos, eléctricos, de combustible, de corrientes energéticas, equipos instalados, niveles de producción, tiempos de producción, periodos de carga pico y valle, variables de trabajo, voltaje, presiones, temperaturas, fluidos de trabajo, espacio disponible, combustibles, medidas de ahorro de energía, etc.

A manera de tener perfectamente caracterizados los usos y recursos energéticos y características de la instalación y de la producción. De esta forma para realizar el análisis de las posibilidades de cogeneración y del mejor esquema, se hace uso de parámetros y técnicas de muestreo, análisis y manejo de datos. Por ejemplo, Periodo; lapso de tiempo en el cual se realiza la medición o el estudio, cuando menos de un año, Duración del periodo; tiempo en años, meses, días, horas del periodo en que se realizan las mediciones, hr, Costo eléctrico; valor en moneda del precio del energético utilizado en el periodo de la medición, obtenido en la factura \$, Consumo eléctrico; energía utilizada en el periodo de medición eléctrico, obtenido en el medidor eléctrico KWh, Demanda; potencia requerida máxima y medida en el periodo de medición KW, Consumo reactivo; energía reactiva consumida por la instalación en el periodo de medición KVAh, Factor de potencia; relación entre la carga reactiva y la real de la instalación, Condiciones de diseño esquema de cogeneración; máximos valores de demanda y consumos a los cuales deberá de dar satisfacción el sistema de cogeneración con la máxima flexibilidad posible, Máxima carga térmica y eléctrica; Mínima carga térmica y eléctrica; Máximo Q/E; Mínimo Q/E, etc.

2.9 Planta de trigeneración propuesta

El siguiente esquema muestra el diseño de la planta propuesta de trigeneración:

Fig. 2.10. Esquema de la instalación propuesta para motor de combustión interna⁵



⁵ En el esquema se presenta al gas natural y al gas de síntesis procedente de la biomasa de Ciudad Universitaria como fuentes de combustible para el proyecto. Sin embargo, en el desarrollo de este trabajo de tesis se consideró el gas natural como único combustible para el sistema de cogeneración.

En este capítulo se estudiaron los aspectos técnicos de la cogeneración, como son los diferentes esquemas en que se puede implementar un sistema de cogeneración y mostrándonos los bondadosos que pueden llegar a ser, pudiendo elegir entre diferentes tipos de tecnologías de acuerdo a los requerimientos energéticos de cada proyecto. Para el caso de nuestro proyecto se eligió utilizar un motor de combustión interna, ya que esta opción cuenta con eficiencias muy altas en la generación eléctrica, y debido a que las necesidades de las instalaciones corresponden principalmente a energía eléctrica y la energía térmica será empleada para el confort de ciertas áreas de los edificios contemplados. El combustible contemplado es gas natural por sus características de bajas emisiones ambientales, fácil manejo y relativo bajo costo frente a otras fuentes de energía primaria.



En el siguiente apartado se estudiarán los puntos que intervienen en el Mecanismo de Desarrollo Limpio, debido a que este mecanismo es de gran interés para países como México, que desean llevar a cabo proyectos que reduzcan emisiones de CO₂ y pretendan recibir beneficios económicos de ellos. Dentro de esta sección se explican conceptos como Adicionalidad y Línea Base, así como el ciclo que debe seguir un proyecto para ser considerado un proyecto MDL y poder certificar las reducciones de emisiones.

3.1 Generalidades del MDL

En el artículo 12 del Protocolo de Kyoto se establece este mecanismo con la finalidad de ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I de la CMNUCC a lograr el desarrollo sostenible; así como ayudar a las partes del Anexo I a cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones estipulados en el artículo 3º del mismo.

El Protocolo de Kyoto también permite la participación de las empresas públicas o privadas en el mecanismo de desarrollo limpio, bajo la dirección de una junta ejecutiva, sujeta a la autoridad y dirección de la Reunión de las Partes, que a su vez es la responsable de canalizar los fondos para el financiamiento de proyectos en los países en vías de desarrollo.

El MDL a través de proyectos específicos certifica reducciones de emisiones y, eventualmente, unidades de secuestro de carbono para el cumplimiento de los compromisos cuantificados de los países del Anexo I.

La reducción de emisiones resultante de cada proyecto es validada y/o certificada por las entidades operacionales designadas por la COP, sobre la base de:

- a) La participación voluntaria de cada Parte involucrada.
- b) Los beneficios en la mitigación del cambio climático que sean reales, medibles y de largo plazo.
- c) Cumplir con el Principio de Adicionalidad.

Los países en vías de desarrollo (los que no están en el Anexo I) no están obligados a cumplir metas de reducción de emisiones, en virtud del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas. Sin embargo pueden aprovechar sus ventajas comparativas de costos a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio. El objetivo es que los países del Anexo I hagan sus reducciones de emisiones donde el costo marginal sea más bajo.

Los proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio otorgan créditos computables contra las cuotas de emisión asignadas a los países del Anexo I. Estos créditos se denominan Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's) o bonos de carbono.

Se admiten los sumideros forestales pero limitados a proyectos de forestación y reforestación. A esto se lo denomina secuestro de carbono ya que el carbono de la atmósfera es absorbido por los árboles a través del proceso de fotosíntesis. No se admiten las inversiones en centrales nucleares.

Si bien el período de compromiso del Protocolo de Kyoto abarca los años 2008 a 2012, los proyectos de mecanismo de desarrollo limpio generan créditos computables a partir del año 2000. A esto se lo denomina "acción temprana".

3.2 Motivación del Mecanismo de Desarrollo Limpio y sus oportunidades

El Mecanismo de Desarrollo Limpio fue creado para combinar los intereses de los países tanto del Anexo I como los del no Anexo I. Existen claros beneficios para Desarrolladores de Proyectos usando el MDL ya que se pueden obtener tecnologías ambientalmente bondadosas, económicamente viables y derribar barreras que impedirían que el proyecto se llevara a cabo. A través del MDL se puede abrir un amplio mercado de oportunidades para proveedores de equipo.

Para desarrolladores de Proyectos en países del primer mundo, el MDL puede ser usado para mejorar inversiones de proyectos con menores emisiones de GEI. Lo anterior hace que una situación ganar-ganar para todas las Partes.

El incipiente mercado de bonos de carbono ofrece interesantes oportunidades de negocios a quienes sean capaces de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Las oportunidades están por ejemplo en reducir las emisiones de carbono generados por el consumo de combustibles fósiles, el secuestro de carbono en sumideros forestales, reducir las emisiones de metano generados por el ganado en su digestión de los alimentos, la captura y reutilización del metano generado por los rellenos sanitarios, etc.

3.3 Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's)

Son unidades expedidas de conformidad con el artículo 12 del Protocolo de Kyoto y los requisitos que contiene, así como las disposiciones pertinentes de esas modalidades y procedimientos. Una RCE corresponde a una tonelada de bióxido de carbono equivalente (tonCO₂e), calculada usando los potenciales de calentamiento atmosférico (PCG).

Estas unidades son intercambiables con las demás unidades que generan los distintos compromisos y mecanismos del Protocolo de Kyoto, pudiendo utilizarse las mismas para justificar una parte del cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de GEI de las partes, Anexo I, o pudiendo comercializar con ellas en el comercio internacional de emisiones establecidos por el artículo 17 del Protocolo de Kyoto.

3.4 Opciones para utilizar las Reducciones Certificadas de Emisiones

La experiencia ha demostrado que las RCE's generadas por proyectos MDL pueden ser utilizadas principalmente de tres maneras:

- *Opciones de compra/venta de RCE's:* En este caso, un comprador de un país del Anexo I firma un acuerdo de compra/venta con la organización que implementa el proyecto MDL para comprar/vender las RCE's. El comprador no invierte en el proyecto y por lo tanto no está sujeto a ningún riesgo. Si las RCE's no son generadas, el comprador no pierde nada.
- *Inversión Directa para obtener RCE's:* En el cual, un comprador de un país del Anexo I invierte en la actividad de proyecto MDL y conserva las RCE's generadas por el proyecto. En este caso, el riesgo es corrido por el comprador de RCE's. Sin embargo, este proceso puede resultar en un menor costo en la adquisición de RCE's para ciertas clases de proyecto donde el patrocinador del proyecto tiene dificultades para asegurar el financiamiento del mismo.
- *RCE's para uso propio:* Esto se aplica a las compañías multinacionales de países Anexo I. Estas compañías pueden desarrollar proyectos MDL en sus subsidiarias en países No Anexo I y retener las RCE's para su propio uso, para ser acreditadas para su país (Anexo I).

Las combinaciones de estos casos también son posibles.

3.5 Procedimiento que sigue un proyecto MDL

Un proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio debe seguir los siguientes pasos hasta obtener las Reducciones Certificadas de Emisiones:

1. Identificación del Proyecto. Esta tarea está a cargo del responsable o promotor del proyecto. Está conformada por los siguientes tres pasos:

❖ Recepción y Revisión de la Nota Idea del Proyecto

La idea de proyecto es revisada de acuerdo con los criterios básicos de elegibilidad del MDL. Si el PIN (por sus siglas en inglés Project Idea Note) cumple con estos criterios, el proyecto será asignado a un especialista técnico del fondo de carbono para su seguimiento. De lo contrario, el proyecto será rechazado.

❖ Preparación de la Nota Concepto del Proyecto

Es una versión más elaborada de la Nota Idea de Proyecto. La preparación del PCN incluye el desarrollo de una línea de base preliminar, el cálculo de la reducción de emisiones esperadas, y una revisión inicial de los riesgos del

proyecto. Este es el punto de partida para comenzar la inversión, realizar el estudio de factibilidad y determinar el mecanismo de financiamiento del proyecto.

❖ **Aprobación del País Anfitrión**

Este tercer documento, se elabora cuando se tiene certeza de que el proyecto es viable. Una vez que es hecho, se presenta a la autoridad nacional en MDL. De ser positiva la evaluación, la Autoridad Nacional del MDL, emite una Carta de Aprobación en la cual se indica que el proyecto contribuye al desarrollo sostenible del país.⁶

2. Documento de Diseño del proyecto (DDP). Conforme la preparación del proyecto avanza, el PCN evoluciona hacia los documentos de proyecto finales. El DDP es la base para la evaluación del proyecto por una entidad operacional. Los participantes (PP) deberán evaluar la actividad del proyecto propuesta y los requisitos de elegibilidad. El DDP incluirá secciones como: descripción del proyecto, metodología de la línea base y determinación de la Adicionalidad, cálculo de las reducciones de emisiones, período de acreditación, protocolo de monitoreo y verificación, estudios sociales y de impacto ambiental, entre otras.
3. Aprobación por la Autoridad Nacional Designada (AND). El proyecto es aprobado por la AND en función de su contribución al desarrollo sostenible del país.
4. Validación. Consiste en la evaluación independiente del proyecto, la cual, es realizada por una Entidad Operacional Designada (EOD), en relación con los requisitos del MDL.
5. Registro. La Entidad Operacional solicita el registro del proyecto a la Junta Ejecutiva (JE) del MDL.
6. Implementación del Diseño del Proyecto (PP).
7. Vigilancia (Monitoreo). La vigilancia incluye la recopilación y archivo de todos los datos necesarios para medir o estimar las emisiones de GEI del proyecto MDL de la línea base y cálculo de reducción de emisiones debidas al proyecto. Es responsabilidad del desarrollador del proyecto.
8. Verificación y Certificación. La verificación consiste en una revisión independiente y periódica por una EOD de las reducciones de emisiones registradas de los resultados del monitoreo. La certificación es la constancia dada por la EOD confirmando las reducciones que el proyecto ha dado a lugar en un tiempo determinado.

⁶ En México la SEMARNAT es la Autoridad Nacional, <http://cdm.unfccc.int/DNA> [M. en C. Miguel Ángel Cervantes Sánchez (miquel.cervantes@semarnat.gob.mx) Coordinador del Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y captura de Gases de Efecto Invernadero. Tel: (52-55) 5490 0987 (52-55) 5490 2100 Ext.12056 Fax: (52-55) 5628 0794].

9. Expedición de las RCE. La Junta Ejecutiva expide las RCE a partir de la certificación entregada por la Entidad Operacional.

3.6 Línea Base

La Línea Base de un proyecto MDL es el escenario que representa razonablemente las emisiones antropogénicas por fuentes de GEI que se generarían en la ausencia de la actividad del proyecto propuesto. Una Línea Base debe abarcar las emisiones de todas las categorías de gases, sectores y fuentes listadas en el Anexo A del Protocolo de Kyoto dentro del ámbito del proyecto.

La Línea Base aplicada debe permitir:

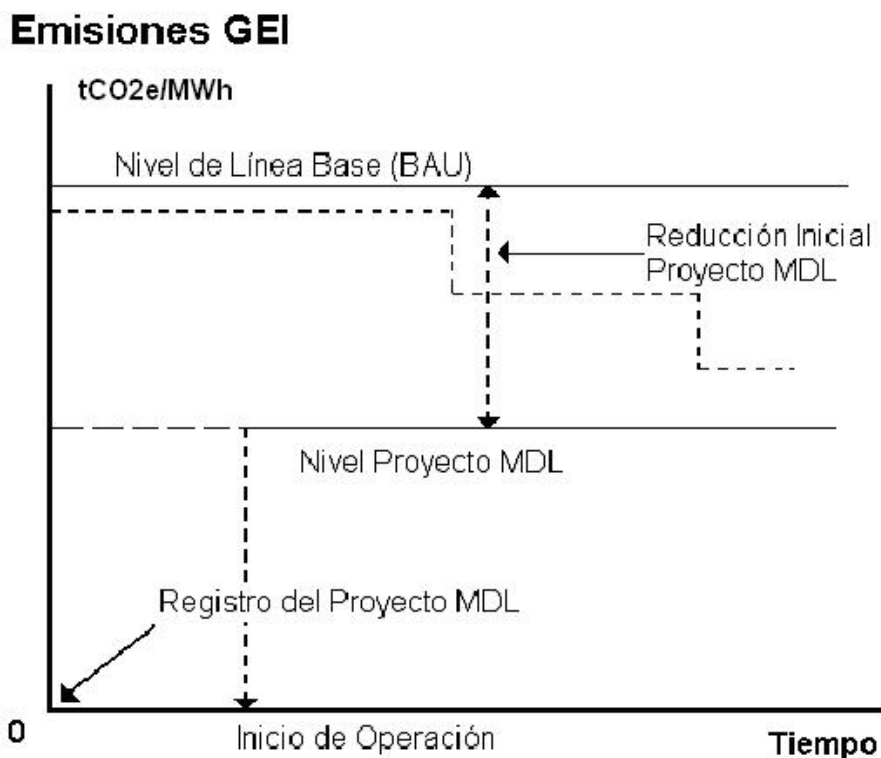
- Calcular las emisiones de GEI que cabría esperar en los escenarios habituales (BAU).
- Comparar las emisiones de GEI de la Línea Base con las del Proyecto, para tener una estimación de la reducción de emisiones que se espera lograr con el proyecto propuesto.
- Comprobar que el proyecto es adicional, constatando que no está en la Línea Base, para que ésta represente realmente lo que ocurriría en ausencia del proyecto MDL.

3.7 Principio de Adicionalidad

Un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropogénicas de GEI por fuentes es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto MDL propuesto.

En la Figura 3.1 se muestran para un proyecto de generación de energía eléctrica, los niveles o tasas de emisión en tonCO₂e/MWh de la Línea Base y de un Proyecto MDL adicional adecuado a la misma, en el momento de arranque de la instalación MDL. Se incluye también la posible evolución tecnológica del sector eléctrico (línea punteada), evaluada en intervalos de siete años correspondientes a los períodos de acreditación. Nótese la disminución prevista de emisiones como consecuencia de la mejora en la eficiencia de las nuevas tecnologías, y el mayor uso de las energías renovables.

Figura 3.1 Esquema sobre la Adicionalidad de un Proyecto



De la definición de Adicionalidad se deduce que un proyecto MDL no puede formar parte de la base de referencia. Recíprocamente, un proyecto MDL no podrá estar incluido en un escenario inercial (BAU) del País de acogida.

Es de suma importancia comprobar si un proyecto es adicional, porque los créditos por la reducción de emisiones antropogénicas de GEI sólo pueden otorgarse a este tipo de proyectos. Por ello deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- El propósito de la prueba de Adicionalidad es cerciorarse de que los proyectos que reciban créditos no se hubieran construido en los escenarios inerciales o habituales (BAU). Si el proyecto se hubiera desarrollado en cualquier caso, no se reducirían las emisiones por debajo de la base de referencia y, por lo tanto, no se justificaría la generación de RCE.
- El DDP, debe incluir una explicación de cómo y porqué el proyecto es adicional, y por lo tanto no puede estar incluido en la base de referencia.
- En el supuesto de una nueva metodología de base de referencia, los participantes deberán explicar cómo la metodología utilizada determina la

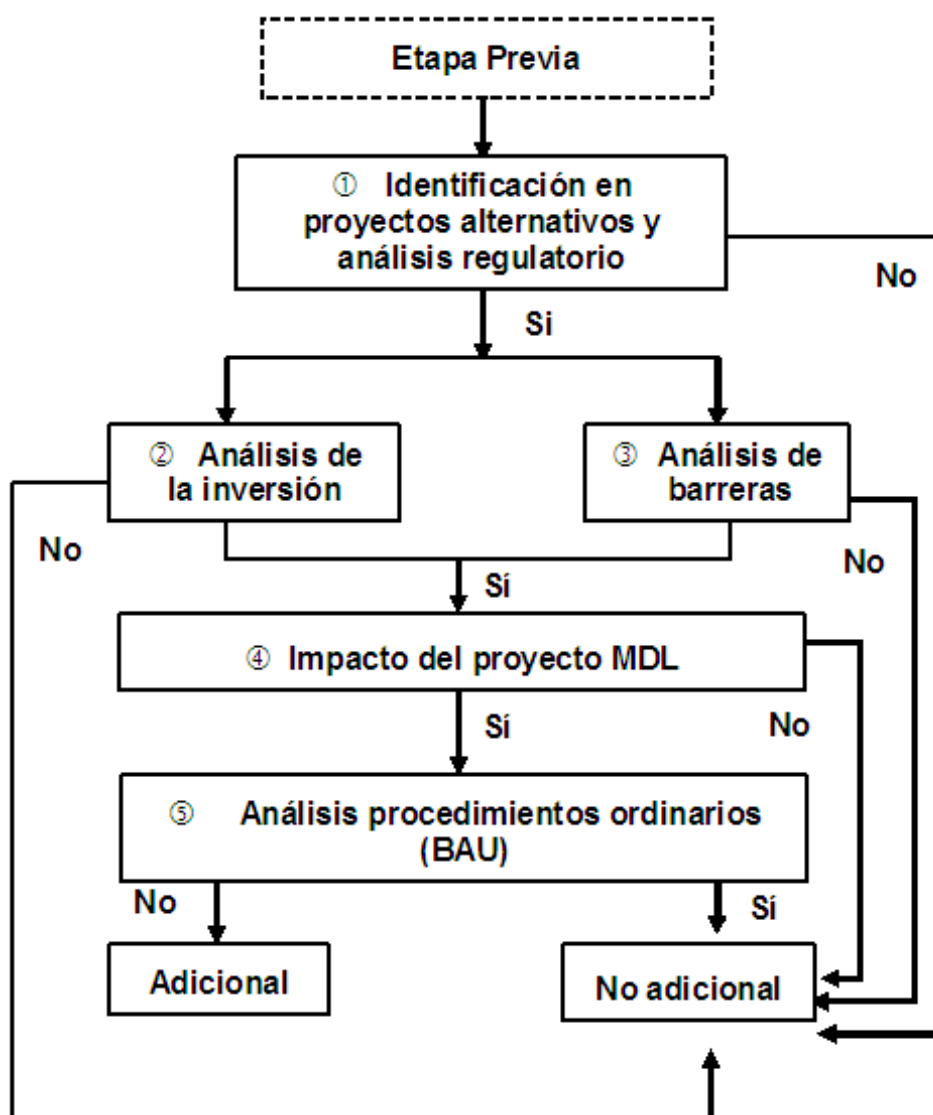
base de referencia y, demostrar a través de la misma, la Adicionalidad de un proyecto. Además, la metodología debe proporcionar los criterios suficientes para calcular las emisiones de la base de referencia, asegurando la consistencia entre la elaboración de la base de referencia y las fórmulas usadas para calcular las emisiones.

Los siguientes razonamientos pueden ayudar a demostrar la Adicionalidad de un proyecto MDL.

- ❖ Un diagrama de flujo o serie de preguntas que conlleven a la disminución de las opciones de bases de referencia.
- ❖ Una comparación cuantitativa o cualitativa de diferentes opciones potenciales de la base de referencia, con una constatación de que una opción diferente al proyecto MDL tiene mayores posibilidades de llevarse a cabo.
- ❖ Una descripción, cuantitativa o cualitativa, de una o más barreras a que debe enfrentarse el proyecto MDL, tales como las que se indican a continuación:
 - De Inversión: ¿Existe una alternativa más viable financieramente que el proyecto MDL pero que conduce a mayores emisiones?
 - Tecnológicas: Una alternativa menos avanzada tecnológicamente que el proyecto MDL involucra un menor riesgo, debido a la mayor incertidumbre de la nueva tecnología o a que ésta cubre una menor proporción del mercado. Pero, la tecnología convencional conduce a mayores emisiones.
 - Escenarios inerciales (BAU): ¿Los escenarios inerciales, o las regulaciones, o los requerimientos políticos podrían llevar a la implementación de una tecnología con mayores emisiones que los del proyecto MDL?
 - Otras barreras: ¿Sin el proyecto MDL propuesto, y por razones específicas identificadas por los participantes, tales como barreras institucionales, de información limitada, escasos recursos directivos, poca capacidad organizativa, pocos recursos financieros, o poca capacidad para asimilar nuevas tecnologías, las emisiones del País de acogida serían mayores?

En la Figura 3.2 se presenta un esquema simplificado sobre pruebas de Adicionalidad de un proyecto MDL.

Figura 3.2 Pruebas de la Adicionalidad de proyectos MDL



Fuente: EB 16 Report. Annex 1

En algunos de los primeros proyectos⁷ se utilizaron indicadores de la Adicionalidad del proyecto:

- Indicador regulatorio: Se refiere a, si el proyecto es o no consecuencia obligatoria, directa o indirecta, de alguna ley o reglamento del país de acogida.

⁷ Por ejemplo, en el proyecto piloto para el intercambio de emisiones *Greenhouse Gas Emission Reduction Trading pilot* de Canadá – GERT, 2002

- Indicador de inversión: Se refiere a, si el proyecto hubiera o no ocurrido con las directrices normales de inversión de las Partes inversionistas, y en ausencia de asignación de valor a las reducciones de emisiones.
- Indicador tecnológico: Se refiere a, si el proyecto utiliza tecnologías o procedimientos que van más allá de la práctica habitual en la industria o sector correspondientes.
- Indicador por eliminación de barreras: Se refiere a, si el proyecto elimina o tiende a superar cualquier barrera de información, institucional u otras que hubiesen persistido en la base de referencia.

Estos indicadores son útiles todavía pues coinciden, en términos generales, con las barreras definidas por la JE.

3.8 Principales actores en el mercado de carbono

Para que pueda llevarse a cabo un proyecto MDL es necesaria la intervención de varios actores con unas funciones claramente definidas, y debiendo cumplirse los denominados requisitos de elegibilidad, los principales actores del MDL y las funciones que deben desarrollar son los siguientes:

❖ Participantes del Proyecto (PP)

Pueden promover proyectos MDL las Partes Anexo II del Protocolo de Kyoto y entidades privadas y/o públicas autorizadas por la Parte correspondiente que participa bajo su responsabilidad. Las entidades privadas sólo pueden transferir y adquirir certificaciones provenientes del MDL si la Parte que da la autorización cumple con todos los requisitos de elegibilidad.

Así, el País Anexo I debe haber ratificado el Protocolo de Kyoto, haber nombrado su Autoridad Nacional Designada (AND), tener asignadas sus Unidades de Cantidad Atribuida, tener establecido un registro, y finalmente, haber elaborado sus inventarios de emisiones y absorción de los GEI. Por otro lado, el País No Anexo I debe así mismo haber ratificado el Protocolo de Kyoto, tener establecida una AND, y declarar que el proyecto en cuestión contribuye a su desarrollo sostenible.

❖ Autoridad Nacional Designada (AND)

Para poder participar en el MDL las Partes involucradas tienen que haber nombrado una AND, que estará encargada de dar la aprobación de este tipo de proyectos. Las AND son responsables igualmente de autorizar la participación voluntaria de entidades privadas o públicas en el MDL. En algunos países la AND se ha hecho cargo además de otras tareas como son, la preselección de proyectos, orientación a los promotores, formación, mantenimiento de un registro, etc.

❖ Entidad Operativa Designada (EOD)

Una Entidad Operativa Designada debe estar acreditada por la Junta Ejecutiva del MDL (JE) y designada por la conferencia de las partes (COP). Está encargada de la validación de proyectos MDL y de su presentación a la JE para su aprobación y registro, así como también para la verificación y certificación de las reducciones de emisiones de GEI. Sin embargo, salvo en el caso de proyectos de pequeña escala, una misma EOD no puede realizar la validación, verificación y certificación del ciclo del proyecto.

❖ Junta Ejecutiva del MDL (JE)

La Junta Ejecutiva (JE) es el órgano encargado de la supervisión del funcionamiento del mecanismo MDL, y está sujeta a la autoridad de la Conferencia de las Partes, en calidad de Reunión de las Partes (RP) del Protocolo de Kyoto. La JE está integrada por diez miembros procedentes de Partes del Protocolo de Kyoto, de la siguiente manera:

- Un miembro de cada uno de los cinco grupos regionales de las Naciones Unidas
- Dos miembros procedentes de las Partes incluidas en el Anexo I
- Dos miembros procedentes de las Partes no incluidas en el Anexo I
- Un miembro en representación de los pequeños Estados insulares en desarrollo

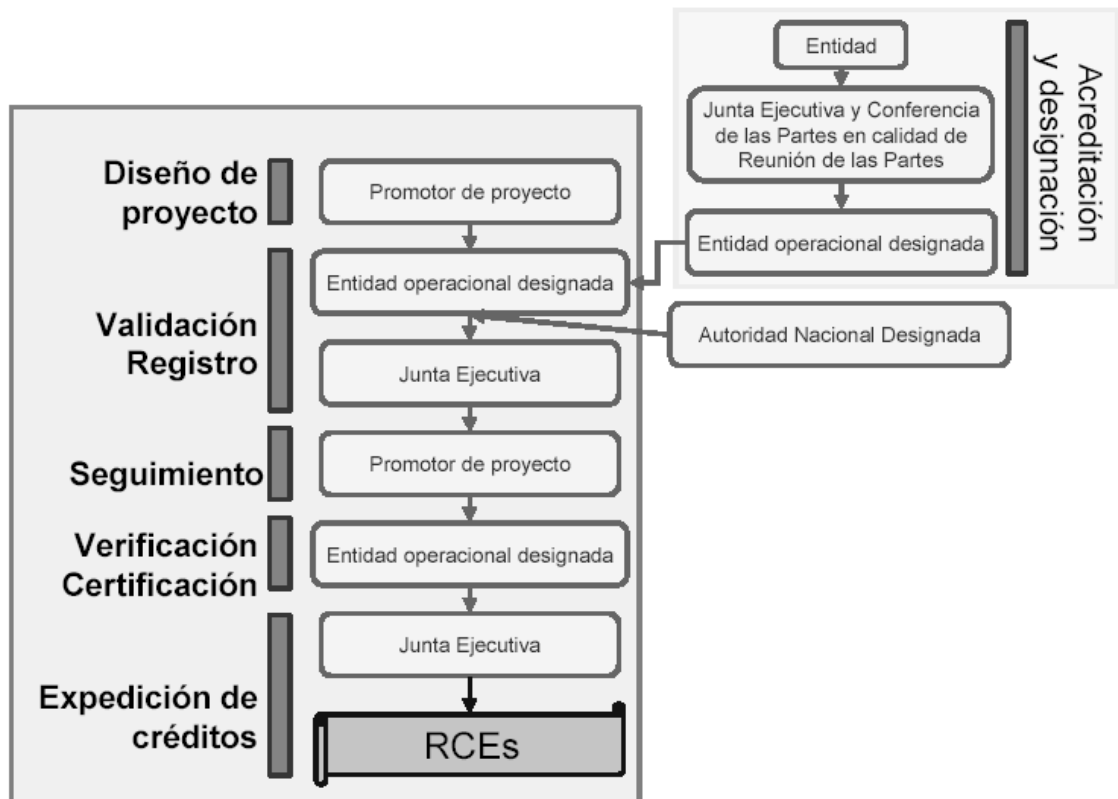
❖ País de Acogida

El País de Acogida es en el que se implementa el proyecto MDL, además de ser una Parte no incluida en el Anexo II debe haber ratificado el Protocolo de Kyoto, y tener establecida una Autoridad Nacional Designada.

El País de Acogida tiene la potestad de aprobar el proyecto MDL, en función de su contribución a su desarrollo sostenible.

En la Figura 3.3 se muestra un Diagrama con las fases y los actores del ciclo del proyecto de MDL hasta conseguir las RCE's

Figura 3.3 Diagrama de las fases y los actores del ciclo del proyecto de MDL



3.9 Requisitos de Elegibilidad

Para que pueda desarrollarse un proyecto MDL, tanto las tecnologías o actividades comprendidas como los actores involucrados en el mismo, deben cumplir con los siguientes requisitos básicos de participación a lo largo de todo el ciclo del proyecto.

- ❖ País de Acogida.
 - ✓ Haber ratificado el protocolo de Kyoto.
 - ✓ Participar voluntariamente en el MDL (tanto el país participante como las entidades privadas o públicas autorizadas por él).
 - ✓ Tener establecida una Autoridad Nacional Designada para el MDL.

- ❖ País Incluido en el Anexo I.
 - ✓ Cumplir con requisitos para País de Acogida.

- ✓ Haber calculado su Cantidad Atribuida, es decir, tener fijado su tope cuantitativo de emisiones en toneladas equivalentes de CO₂ para el primer período de compromiso.
 - ✓ Haber establecido un Registro Nacional en el cual se lleva la cuenta de todas las unidades generadas, asignadas y transferidas en el marco del protocolo de Kyoto.
 - ✓ Disponer de un Sistema Nacional para la estimación de emisiones.
 - ✓ Haber entregado, en su debido tiempo, el último y más reciente inventario de emisiones.
- ❖ El Propio Proyecto.
- ✓ Los Proyectos MDL deben generar reducciones de emisiones de GEI en un país en desarrollo que sean reales, medibles y a largo plazo.
 - ✓ Las reducciones de emisiones de GEI generadas en el proyecto deben ser adicionales.
 - ✓ Los proyectos MDL deben contribuir al desarrollo sostenible del País de Acogida. El Protocolo de Kyoto especifica que uno de los principales objetivos del MDL es la contribución al desarrollo sostenible de las Partes no Anexo I.

3.10 Desarrollo sostenible

Se persigue que los proyectos MDL contribuyan al desarrollo sostenible de los países que van a recibir las inversiones en tecnologías limpias. Sin embargo, los Países de Acogida pueden elegir el modelo de desarrollo sostenible que deseen seguir, ya que, no existe una directriz clara para la aplicación de este requisito, basta con una declaración por su parte en el sentido de que la tecnología o actividad propuesta realiza dicha contribución, es decir, es prerrogativa del país receptor decidir si un proyecto MDL es adecuado para alcanzar este desarrollo sostenible.

Los criterios utilizados para este fin no son claros ni están suficientemente perfilados. Siguiendo modelos anteriores empleados por la ONU, existen los siguientes indicadores:

- **Desarrollo ambiental sostenible:** reducción de emisiones de contaminantes, menor deterioro de recursos naturales, la conservación y preservación de los recursos naturales locales y de la biodiversidad o la contribución a la puesta en práctica de políticas medioambientales.
- **Desarrollo social sostenible:** Empleo generado, transferencia de tecnología, reducción de la pobreza, acceso a la energía, desarrollo de las infraestructuras, en resumen a la mejora de la calidad de vida.

- **Desarrollo económico sostenible:** como son la aportación del proyecto a los ingresos de entidades locales, la creación de un impacto positivo sobre la balanza de pagos del País de Acogida, o a la realización de transferencias tecnológicas, efecto sobre el PIB y el PNB, en los tipos de interés, etc.

En todo caso, debe comprobarse si el país anfitrión ha definido indicadores o criterios al respecto.

- ✓ Los proyectos deben ser compatibles con cualquier requisito legal del País de Acogida
- ✓ Las partes deben evitar los certificados generados por proyectos que utilicen la energía nuclear.
- ✓ No podrán utilizarse fondos provenientes de la Ayuda Oficial al Desarrollo para financiar proyectos MDL.
- ✓ Se debe promover una distribución geográfica equitativa de las actividades de estos proyectos para conseguir un desarrollo limpio en los ámbitos regional y subregional.

3.11 Definición de los proyectos de pequeña escala

Se han tipificado tres tipos de proyectos; energías renovables, mejora en la eficiencia energética y proyectos que reducen las emisiones antropogénicas de GEI. Todos ellos están sujetos a unos límites máximos y a las siguientes categorías:

Tipo I: Proyectos de energías renovables con una capacidad máxima de producción equivalente de 15 MW (o equivalente apropiado)

Tipo II: Proyectos de mejora de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, por el lado de la oferta y/o de la demanda, con un máximo equivalente de 15 GWh/año

Tipo III: Otros proyectos que reduzcan las emisiones antropogénicas directas en menos de 15,000 tonCO₂e por año.

Para cada tipo se ha elaborado una lista de actividades clasificadas. Un proyecto sólo puede acogerse a una categoría; las categorías son mutuamente excluyentes.

En las tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se presentan las clasificaciones de los tres tipos de proyectos de pequeña escala y ejemplos de tecnologías utilizadas para cada uno de ellos.

Tabla 3.1 Clasificación de actividades de proyectos Tipo I: Energías renovables

Categorías de las actividades de proyectos	Ejemplos – Tecnologías utilizadas
A. Generación eléctrica para el consumidor /hogar (residencial)	Energías renovables que producen electricidad para uso residencial, como placas solares, bombas de agua solares o cargadores de baterías eólicas.
B. Energía mecánica para el consumidor/empresa	Tecnologías renovables para el suministro de energía mecánica a usuarios o empresas que necesitan una pequeña cantidad de energía: bombas de energía solar o térmica, molinos de agua y viento, etc.
C. Energía térmica para el consumidor final	Suministro de energía térmica sustituyendo fuentes de combustibles fósiles o de biomasa no renovable; calentadores de agua solares, cocinas solares y sistemas de cogeneración por biomasa. (Hasta 45 MW _t).
D. Generación de electricidad para suministro de una red de distribución	Fuentes renovables que suministran electricidad a una red de distribución eléctrica abastecida por al menos una fuente de generación con combustible fósil o combustión de biomasa no renovable. El límite de 15MW aplica sólo a la componente renovable. (Cogeneración hasta 45 MW _t).

Tabla 3.2 Clasificación de actividades de proyectos Tipo II: Eficiencia energética

Categorías de las actividades de proyectos	Ejemplos – Tecnologías utilizadas
A. En la oferta: actividades de transporte y distribución	Aumento de voltaje en una línea de transporte, mejora de aislamiento en tuberías de un sistema de calefacción urbana. Mejora de sistemas de transporte/distribución o ampliaciones.
B. En la oferta: generación de electricidad/calor	Actuaciones de mejora en plantas de generación térmica fósil, cogeneración, reducción de consumos, combustible, etc.
C. Eficiencia energética en la demanda	En equipos como lámparas, generadores, motores, ventiladores, sustituciones o instalación de equipos nuevos.
D. Medidas de eficiencia y sustitución de combustibles en instalaciones industriales	Motores eficientes, cambios de combustibles, mejoras rendimiento, medidas en procesos industriales (hornos de acero, secado de papel, etc.)
E. Medidas de eficiencia y sustitución de combustibles en instalaciones agrícolas	Reducción del consumo energético por unidad de terreno, reducción del uso y cantidad de combustible en maquinaria agrícola, cambio de maquinaria, etc.

Tabla 3.3 Clasificación de actividades de proyectos Tipo III: Reducción de emisiones

Categorías de las actividades de proyectos	Ejemplos y Tecnologías utilizadas
A. Agricultura	Reducción de metano en cultivos de arroz, disminución de los residuos animales o su utilización para generación eléctrica.
B. Sustitución de combustibles fósiles	Cambio de combustibles fósiles en la producción de energía para uso industrial, residencial, y comercial. Si el cambio de combustible es parte de una actividad del proyecto centrada en la mejora del rendimiento energético, la actividad del proyecto debe incluirse en las categorías II.D o II.E.
C. Sector del transporte	Mejoras en la eficiencia de los carburantes, cambio de vehículos y/o de tipo de carburantes, fomento del transporte público o reducción de la frecuencia en los itinerarios.
D. Recuperación de metano	Recuperación del metano en las minas de carbón, industria agroalimentaria, instalaciones de tratamiento de aguas residuales, vertederos, etc.
E. Eliminación de metano	Eliminación del metano procedente de la descomposición de la biomasa o de otra materia orgánica, a través de su combustión controlada sin recuperación.

3.12 Periodo de vida útil del proyecto

La vida útil del proyecto es el tiempo durante el cual se ejecuta la actividad de proyecto.

3.13 Selección del período de acreditación

Se entiende por período de acreditación el tiempo en que una EOD verifica y certifica las reducciones de emisiones de GEI debidas a la actividad del proyecto, a fin de que la JE pueda expedir las RCE's. El período estimado de vida del proyecto no siempre, coincide con el periodo de acreditación. El periodo de acreditación sólo podrá comenzar después de la fecha de registro del proyecto MDL. En casos excepcionales, la fecha de comienzo del período de acreditación puede ser anterior a la fecha de registro del proyecto, tal como se dispone en los párrafos 12 y 13 de la decisión 17 de la COP 7.

En los Acuerdos de Marrakech se establecen dos posibles periodos de acreditación:

➤ **Período de Acreditación Renovable.**

Es de un máximo de siete años, renovable como máximo dos veces, siempre que, para cada renovación, una EOD determine si todavía es válida la línea base de referencia original del proyecto o si ha sido actualizada teniendo en cuenta nuevos datos, cuando proceda, e informe de ello a la Junta Ejecutiva.

➤ **Período de Acreditación Fijo.**

Es de un máximo de diez años sin opción de renovación.

3.14 Costos de Transacción de Proyectos MDL

Se entiende por costos de transacción a todos los costos adicionales a los que normalmente incurre un proyecto (capital y operativos), necesarios para cumplir con su ciclo de aprobación como MDL, desde su etapa de diseño hasta la expedición de los CRE. Puede decirse que existen numerosos factores que inciden en su estimación, resultando difícil plantear escenarios y alternativas que abarquen todas las opciones.

3.14.1 Costos de Transacción por Etapas del Ciclo de Aprobación

Existen varios factores que repercuten en los costos de transacción de un proyecto MDL, los cuáles son más o menos significativos dependiendo del tamaño del mismo, de la mayor o menor utilización de personal local para los procesos de diseño, implementación y vigilancia, del pago por adelantado o diferido de los costos de validación hasta que el proyecto esté operando, de la necesidad o no de que los certificados sean comercializados a través de un agente de negocios (broker), etc.

Como regla general puede afirmarse que los costos de transacción no son directamente proporcionales al tamaño del proyecto. En ese sentido cuanto mayor número de créditos genere, menos será la incidencia de los costos de transacción en los ingresos generados, y mayor motivación tendrá el inversor en el desarrollo del proyecto MDL. Teniendo en cuenta esto, las autoridades del MDL han simplificado los requisitos para los proyectos de pequeña escala, con el objeto de facilitar su viabilidad atenuando el impacto de los costos de transacción en el valor total del proyecto.

La participación de agentes de negocios es importante en el caso de tratarse de proyectos, que generen certificados para ser vendidos en los mercados de carbono a Países Anexo I. Puede señalarse que el costo de comercialización con base a la opinión de los analistas, puede cuantificarse entre el 3% y el 15% del valor nominal de las RCE. Este porcentaje puede variar según las características del proyecto, como son el tipo de proyecto, el país de acogida, los riesgos implícitos del proyecto, etc.

Con base a estudios y análisis de los agentes del mercado, se expone en la Tabla 5.5 una evaluación de los costos de transacción para cada una de las fases del ciclo de aprobación.

Tabla 3.4 Estimación de los Costos de Transacción por etapas del ciclo de aprobación

Fases ciclo	Actividades	Costos	
Diseño	<p><i>Diseño conceptual y factibilidad:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Diseño del proyecto de inversión - Metodología de la base de referencia - Metodología y Plan de vigilancia - Determinación período de acreditación - Cálculo de emisiones de GEI - Determinación de fugas - Evaluación de impacto ambiental <p><i>Elaboración:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Elaboración del documento DDP - Proceso de aprobación a nivel nacional 	US\$ 20,000 – US\$ 60,000 ^A	US\$ 5,000 – US\$ 40,000
Validación	<p><i>Proceso de evaluación de la Entidad Operacional Designada (EOD) para comprobar si ajusta a los requisitos del MDL</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Confirma cumplimiento de requisitos - Confirma recepción de declaración nacional - Hace público el documento del proyecto - Hace público las observaciones - Toma decisión sobre validación - Envía informe de validación a la Junta Ejecutiva - Hace público el informe de validación 	US\$ 15,000 – US\$ 40,000 ^A	
Negociación de Contrato	<p><i>Redacción del Contrato de Compra – Venta de RCE</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Términos legales de cumplimiento del contrato - Definición de la propiedad de los Certificados - Quién y cómo se enfrentan los riesgos - Condiciones de compra y venta 	Proceso largo y costoso ^A US\$ 10.000 – US\$ 40.000	
Registro	<p><i>Aceptación oficial por la Junta Ejecutiva de un proyecto validado – MDL</i></p> <p>Gastos administrativos^B Escala definida en base a toneladas promedio anuales de CO₂ reducidas en el período de acreditación del proyecto.</p>	<p>tCO₂e <= 15,000</p> <p>15,000< tCO₂e <= 50,000</p> <p>50,000 < tCO₂e <= 100,000</p> <p>100,000< tCO₂e <=200,000</p> <p>tCO₂e > 200,000</p>	<p>US\$5,000</p> <p>US\$10,000</p> <p>US\$15,000</p> <p>US\$20,000</p> <p>US\$30,000</p>

Continuación Tabla 3.4 Estimación de los Costos de Transacción por etapas del ciclo de aprobación

Vigilancia	<p><i>Participantes recopilan y archivan datos para:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Estimar y medir las emisiones del proyecto - Determinar las emisiones de la línea base - Determinar emisiones fuera del proyecto <p><i>Cálculo de RCE</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Emisión del proyecto + Fugas – Emisión de la línea base <p>Elaboración informe de vigilancia para la Entidad Operacional Designada (EOD)</p>	<p>Costos para Vigilancia, Verificación y Certificación^C</p> <p>US\$ 3,000 – US\$ 15,000 anuales</p>
Verificación	<p><i>Actividades de la EOD^D</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Informe de vigilancia a disposición pública - Realiza inspección “in situ” - Examina los resultados de la vigilancia - Comprueba aplicación correcta de metodología - Verifica documentación sea completa y correcta - Recomienda modificaciones a la metodología - Determina la reducción de emisiones - Presenta <i>informe de verificación</i> y se hace público 	
Certificación	<p><i>La EOD certifica las emisiones reducidas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Elabora y envía el <i>informe de certificación</i> - Pone el informe a disposición del público <p>Confirma por escrito la reducción de emisiones</p>	
Expedición Certificados	<p><i>La Junta Ejecutiva expide las RCE y registra</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Revisa, Expide, Registra. - <i>Fondo de adaptación</i> para actividades en los países de menor desarrollo relativo (ver anexo C). 	<ul style="list-style-type: none"> - Gastos administrativos según tabla Junta Ejecutiva - 2% fondo adaptación^E
Venta RCE	<i>Gastos de comercialización</i>	3% - 15% sobre valor Certificados

Fuentes:

^A Con base en las características del proyecto, ubicación, etc. Fuente de información Danish Energy Authority, EcoSecurities. Otro ejemplo: la empresa D.N. Veritas ha efectuado la validación de un proyecto chileno y brasileño a un costo de US\$ 25.000,00 cada uno – fuente “Estudio de apoyo a la aplicación del MDL del Protocolo de Kyoto en Uruguay”, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Uruguay).

^B Sexta reunión de la Junta Ejecutiva, Octubre 2002.
http://cdm.unfccc.int/pac/howto/CDMProjectActivity/Register/Regfee_version02.pdf

^C Elaborados sobre datos de Danish Energy Authority, EcoSecurities

^D Actividades muy similares a las realizadas para certificar Sistemas de Gestión Ambiental. Estos costos están estimados para proyectos grandes o medianos.

^E En cuanto a los Cargos por adaptación, éstos se han establecido en el 2% sobre el valor de los Certificados de Carbono, servirán para ayudar a los países considerados como los más vulnerables, es decir, los países considerados de menor desarrollo en las Modalidades y Procedimientos MDL.

A continuación se amplían algunas consideraciones sobre los costos asociados en varias etapas del ciclo de aprobación.

➤ **Diseño conceptual, factibilidad y elaboración del proyecto**

Entre otros aspectos importantes, esta etapa comprende el diseño del proyecto, la definición de la metodología de base de referencia, la metodología y el plan de vigilancia, y la elaboración de documentos de presentación del proyecto y proceso de aprobación a nivel nacional. Los costos asociados a esta fase del ciclo de aprobación pueden ser internos o externos, según decida el promotor. En cualquier caso la metodología de cálculo de la base de referencia requiere en muchos casos de la experiencia y conocimientos de empresas internacionales que hagan el seguimiento del proceso de presentación y aprobación que realiza la Junta Ejecutiva del MDL.

➤ **Validación, verificación y certificación a cargo de las Entidades Operacionales Designadas (EOD)**

El trabajo debe ser llevado a cabo por dos empresas especializadas en evaluaciones independientes sobre el cumplimiento de los requisitos del MDL. Las compañías deben ser Entidades Operacionales Designadas legalmente acreditadas por la conferencia de las Partes. En general, las actividades técnicas de estas etapas son similares a las realizadas para certificar los Sistemas de Gestión Ambiental, dependiendo principalmente sus costos de sus costos de la ubicación, complejidad y tamaño del proyecto.

En el caso de proyectos MDL que no sean de pequeña escala, una misma EOD no puede realizar la validación y verificación del proyecto. La necesidad de contar con dos EOD distintas es motivo de encarecimiento de los costos por lo general.

➤ **Gastos administrativos, Registro de Certificados y Cargos por adaptación**

La Junta Ejecutiva del MDL cobra por Gastos de administración y registro de las RCE. Los Gastos de administración fueron establecidos por esta entidad en su 6ª Reunión de Octubre de 2002, de acuerdo a una escala definida según las toneladas promedio anuales de CO₂ reducidas en el período de acreditación, pagadero por una sola vez cuando el proyecto se registra. En el caso de proyectos pequeños, la escala contempla unos costos menores para atenuar el impacto de sus costos de transacción. Asimismo se admite el agrupamiento de varios proyectos pequeños para reducir los gastos administrativos de registro.

La Junta Ejecutiva del MDL estableció la posibilidad de que en un futuro se pueda revisar la escala de porcentaje de gastos para proyectos de reducida dimensión⁸.

⁸ En este sentido se recomienda ver la página web de la UNFCCC (<http://unfccc.int/2860.php>) – Clean Development Mechanism.

Los cargos por adaptación, se han establecido en el 2% sobre el valor de los Certificados de Carbono, y servirán para crear un fondo de ahorros para apoyar a los países considerados más vulnerables, es decir, los países considerados con menor desarrollo económico relativo (ver Anexo C), que deseen participar en el desarrollo de proyectos MDL.

En esta sección se estableció el marco en el cual deben definirse los proyectos MDL. Los criterios fundamentales para soportar un proyecto son la Línea Base y la Adicionalidad, ya que de ellos depende el registro del proyecto ante la JE. Asimismo se explicaron los pasos que necesita cumplir todo proyecto para conseguir las RCE's y posteriormente ser comercializadas según previos acuerdos con compradores de países Anexo I. Dentro del ciclo de proyectos MDL se estipula la elaboración de los documentos PIN y DDP, mismos que serán desarrollados en el capítulo 5 de éste trabajo.

Por otra parte, uno de los elementos más importantes para el registro del proyecto son los costos de transacción, en los que se incluyen costos iniciales y anuales. Dichos costos pueden variar de acuerdo a la escala del proyecto y duración de los trámites. Además, una vez expedidas las RCE's se generan otros costos por concepto de Comercialización y Fondo de Adaptación para los países más desprotegidos, lo cual resta un pequeño porcentaje a los beneficios económicos del MDL.

Hasta ahora se han estudiado tres grandes temas de vital importancia para el entendimiento de éste trabajo, tales como, la situación ambiental que impera en nuestro planeta así como las medidas internacionales para su solución, los aspectos técnicos de un sistema de cogeneración y finalmente los aspectos que envuelven los proyectos MDL. Los antecedentes tratados en capítulos anteriores nos han dado una perspectiva firme sobre el tema, y nos permitirán asimilar con facilidad el proceso de la parte práctica de la tesis que se presenta a continuación.



CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN ECONÓMICA, FINANCIERA Y AMBIENTAL

Durante la siguiente parte se desarrollarán las evaluaciones económica, financiera y ambiental del proyecto. En primer lugar, se revisan los principales costos entorno a la cogeneración y posteriormente se determina la factura eléctrica de los edificios en estudio, dicho cálculo servirá como base para las evaluaciones posteriores. En seguida, se realiza la estimación de las emisiones por medio de la metodología escogida. Igualmente, se lleva a cabo el análisis económico para determinar rentabilidad económica, incluyendo los beneficios y costos que representa el MDL. Por último, se examinan los posibles esquemas de financiamiento para el sistema de cogeneración, aplicando uno de ellos a través de diferentes parámetros de evaluación como el VPN y la TIR, para ver si el proyecto es viable financieramente.

4.1 Costos y ahorros en cogeneración

La reducción de los costos de producir energía respecto a la cogeneración, radica en la mejora de eficiencia de producir la misma energía de la forma convencional a producirla mediante un sistema de cogeneración. En suma, la venta de excedentes eléctricos y/o térmicos puede contribuir a la reducción de dichos costos. Debido a que este flujo de ingreso por ventas se suma al flujo de efectivo generado por el ahorro en la factura eléctrica. Por el contrario, en el caso de que no existiera la venta de excedentes y en vez de eso hubiese porteo a una instalación asociada, deberá haber un ingreso derivado de la diferencia entre el costo del servicio de transmisión y el costo evitado en la compra de la energía a la red pública. Por tanto, la integración de estos flujos aunados a los costos que representan la instalación del sistema y los gastos por concepto de operación y mantenimiento, darán sustento a la comparación entre ahorros dados por diferentes arreglos de cogeneración. La comparación de costos de distintos métodos o técnicas de producir un mismo bien, es el principal criterio de decisión ya que hace referencia al menor costo.

4.1.1 Costos convencionales

El costo total del abasto energético convencional es la composición de los costos para producir el vapor en forma convencional, más el costo por el suministro eléctrico de la red.

$$CEGc = vc[\$/kg] + r[\$/kWh] \quad \dots(4.1)$$

donde:

$CEGc$ – costos energéticos globales convencionales $\$/kg$
 vc – costo del kilogramo de vapor convencional $\$/kWh$
 r – costo del kilowatt hora en la red

4.1.2 Costos de la cogeneración

Los elementos que componen los costos e ingresos por cogeneración proporcionan el valor total del costo, y dependiendo de las características del permiso otorgado y necesidades del proyecto podrán aparecer todos o algunos de los términos siguientes:

$$CEGco = vco[\$/kg] + co[\$/kWh] + R[\$/kWh] + t[\$/kWh] + coE_1[\$/kWh] - coE_2[\$/kgv] \quad \dots(4.2)$$

donde:

CEGco – costos energéticos globales cogenerados $\$/kg$

vco – costo del kilogramo de vapor cogenerado $\$/kWh$

co – costo del kilowatt hora cogenerado $\$/kWh$

R – costo el kilowatt hora de respaldo en la red; de requerirse, por falla y mantenimiento $\$/kWh$

t – costo del kilowatt hora transmitido o porteado; de requerirse $\$/kWh$

coE₁ – venta del kilowatt hora excedente a la red; de existir $\$/kWh$

coE₂ – venta del kilogramo de vapor excedente al vecino; de existir $\$/kgv$

4.1.3 Principales costos generales involucrados

Dentro de la evaluación de un proyecto de cogeneración deben ser considerados los siguientes parámetros (Nacional Financiera, 1998):

- Inflación
- Precio del gas natural
- Costo de la energía eléctrica
- Costo de respaldo de energía eléctrica
- Factor de planta de la situación sin cogeneración y con cogeneración
- Compra de excedentes
- Costo de operación y mantenimiento
- Tasa de rendimiento del proyecto
- Tasa de interés considerada para analizar la rentabilidad del proyecto

El correcto estimado de los costos de inversión es la parte medular de un estudio de factibilidad, ya que no considerar algún costo, puede llevar a conclusiones erróneas, además el inversionista puede encontrarse en dificultades con el flujo de recursos financieros durante el desarrollo del proyecto.

Entre los principales gastos que requiere el proyecto tenemos:

Costos de inversión

Costos directos	60%
Costos indirectos	15%
<u>Costos varios</u>	<u>25%</u>
Total	100%

- ✓ *Costos directos*. Los costos directos y su relación con el costo del equipo principal, es el siguiente:

Tuberías y accesorios	12%
Equipo e instalación eléctrica	10%
Instrumentación	3%
<u>Obra civil y estructural</u>	<u>35%</u>
Total	60%

- ✓ *Costos indirectos*. Éstos se componen principalmente por los siguientes conceptos:

Ingeniería y detalle	4.0%
Servicios de procuración y control de costos	0.5%
Supervisión de construcción y montaje	2.0%
Capacitación, pruebas y arranque	2.0%
<u>Refacciones (generalmente para dos años de operación)</u>	<u>6.5%</u>
Total	15.0%

- ✓ *Costos varios*. Los costos varios pueden variar de 25 a 30% sobre los costos directos, dependiendo del país de origen de los equipos, la localización de la planta y la cobertura de los seguros, incluyendo:

Impuestos de importación y otros impuestos	7%
Seguro, pólizas para transporte, construcción y operación	8%
<u>Permisos y licencias municipales, estatales y federales</u>	<u>10%</u>
Total	25%

4.1.4 Estimado con base en costo de maquinaria y equipo

Una práctica muy común es la estimación de los costos a partir de la maquinaria y el equipo principal, ya que representan cerca del 40% del costo total de la inversión (Handbook, 1998), en los cuales se consideran:

- Calderas y equipo auxiliar
- Turbogeneradores y equipo auxiliar

- Almacenamiento de combustible
- Planta de tratamiento de agua

Costos fijos. Los costos fijos son los costos que tiene que ejercer la empresa aún cuando no se encuentre en operación, tales como:

- Sueldos. Se entiende por sueldos a las percepciones económicas del personal de confianza y de empleados encargados de actividades directivas, administrativas, de supervisión y control.
- Salarios. Son los costos devengados para el personal que realice las actividades productivas directamente.
- Prestaciones. Son las prestaciones de los empleados y asalariados.
- Depreciaciones. Es el fondo para realizar la reposición de los activos fijos a excepción de los terrenos, de acuerdo con su vida útil, de acuerdo con lo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Costos variables. Se consideran costos variables a los costos que están relacionados con la producción de energía eléctrica y son:

- Costo de combustibles
- Costo de agua de reposición
- Costo de productos químicos

Costo financiero. Es el costo generado por los pagos de intereses debidos a los préstamos otorgados por instituciones financieras o fabricantes de equipo para llevar a cabo las inversiones del proyecto y para el capital de trabajo.

4.1.5 Ahorros de la cogeneración

Los ahorros en cogeneración están dados en función de la mejora en la eficiencia de generación global lograda por el sistema de cogeneración, aunada a los posibles ingresos por venta de excedentes eléctricos y térmicos a la red o industrias, o por diferencia de costo entre porteo y reducción de tarifa eléctrica de un asociado.

$$A = CEGc - CEGco > 0 \quad y \quad TIR_{proyecto} > 18\% \quad ^9 \quad \dots(4.3)$$

La teoría muestra que A puede ir hasta 40% de $CEGc$; y ejemplos de previabilidad, viabilidad y prácticos muestran que A puede estar en el rango de 4% a 30% de $CEGc$ en

⁹ El valor de TIR mayor a 18% fue tomado como ejemplo de referencia de rentabilidad que los evaluadores de proyectos de cogeneración utilizaban durante el año 2000.

función del tipo de proceso, tecnología a utilizar, precio de los combustibles, costo de las tarifas en la red y nivel del abasto de los requerimientos energéticos. Esto dependiendo de la existencia y venta de si se generan de excedentes eléctricos o térmicos.

$$\% A = \eta_{CEGco} - \eta_{CEGc} \quad \dots(4.4)$$

donde:

$\%A$ – ahorro alcanzado por la cogeneración
 η_{CEGco} – eficiencia de generación con cogeneración
 η_{CEGc} – eficiencia de generación convencional

$$CEGco = (1 - \% A)(CEGc) \quad \dots(4.5)$$

4.2 Características energéticas de los edificios e instalaciones

Debido a que la demanda eléctrica actual de los edificios seleccionados dentro del campus universitario es baja, la mejor opción dadas las características del proyecto es el motor de combustión interna ya que es una tecnología que se encuentra establecida y desarrollada en el país y económicamente viable, además de que permite el uso de cuatro combustibles que son gas natural, biogás, diesel y biodiesel, estos dos últimos como combustible de respaldo. Cabe señalar que la micro turbina puede ser también una opción bastante viable y que cada vez tiene mayor aplicación en proyectos de cogeneración con características similares a las de este proyecto, esta tecnología ya se aplica en universidades, hoteles y oficinas en Estados Unidos y México. Por lo anterior, se llevó a cabo una evaluación técnica-económica con dos esquemas, uno emplea motor de combustión interna y el otro micro turbina de gas.

4.2.1 Instalaciones actuales

Dentro de los edificios que se pretenden favorecer se encuentran aulas, cubículos para profesores, cubículos para becarios, oficinas administrativas, laboratorios de cómputo y laboratorios de ingeniería eléctrica-electrónica y telecomunicaciones. Las instalaciones a beneficiar con este proyecto se muestran ubicadas en el mapa de la figura 4.1 y son las siguientes:

- (1) Edificio A de Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Bernardo Quintana
- (2) Edificio B de Posgrado de la Facultad de Ingeniería
- (3) Biblioteca del Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Enzo Levi
- (4) Edificio 12 del Instituto de Ingeniería
- (5) Edificio Valdez Vallejo
- (6) Edificio de la División de Ingeniería Mecánica, Eléctrica e Industrial

Fig. 4.1 Mapa de ubicación de los Edificios



4.2.2 Costos de la electricidad

La forma de obtener el costo convencional de la energía eléctrica es mediante la factura eléctrica generada por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, pero debido a que por razones no claras las diferentes dependencias de la UNAM, incluida la facultad de ingeniería, no disponen de los consumos generados en cada subestación, así como de instrumentos de medición como waterímetros, por lo que para determinar el costo de la electricidad fue necesario basarse en mediciones la demanda de energía eléctrica en los edificios durante una semana. A partir de dichas mediciones, se realizó una estimación de su comportamiento para todo un mes y para los demás meses del año, considerando las diversas condiciones de trabajo en las instalaciones consideradas para su evaluación, así como los puntos que considera la metodología de CFE para establecer el costo de la energía, con esto se obtuvo un costo promedio, para la carga o rango de cargas medidas.

La metodología para la estructura tarifaria de energía eléctrica que se encuentra en la página en Internet de la Comisión Federal de Electricidad, se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cuál divide el territorio nacional por regiones; así como por periodos en el año ya sea por estaciones de año o por el horario de verano; además, por horarios de consumo a los cuales asigna diferentes precios de la energía según la hora del día ya que lo divide en horario base, horario intermedio y horario punta; y por último, se toma en cuenta el nivel de tensión de suministró y demanda. La tarifa de suministro identificada para las necesidades de demanda en las instalaciones de Ciudad Universitaria es la Tarifa H-M en la región central, la cual es la tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.

Para éste estudio se investigaron las cuotas aplicables de Marzo del 2005 a Febrero del 2006 correspondientes a la región central, en los cargos por la demanda facturable, por la

energía de punta, por la energía intermedia y por la energía de base. Las cuotas aplicadas son las que se listan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Cuotas aplicables de Marzo del 2005 a Febrero del 2006

Periodo	Cargo por kW de demanda facturable [\$]	Cargo por kWh de energía de base [\$]	Cargo por kWh de energía de intermedia [\$]	Cargo por kWh de energía de punta [\$]
Mar-05	107.09	0.5406	0.6473	2.0234
Abr-05	104.85	0.5293	0.6338	1.9811
May-05	106.07	0.5354	0.6412	2.0041
Jun-05	107.79	0.5441	0.6516	2.0366
Jul-05	109.83	0.5544	0.6639	2.0751
Ago-05	112.11	0.5659	0.6777	2.1183
Sep-05	112.66	0.5687	0.6810	2.1287
Oct-05	114.05	0.5757	0.6894	2.1549
Nov-05	117.23	0.5918	0.7086	2.2150
Dic-05	123.07	0.6213	0.7439	2.3253
Ene-06	123.66	0.6243	0.7475	2.3365
Feb-06	121.63	0.6141	0.7352	2.2982

Fuente: CFE

Para efectos de la aplicación de esta tarifa se tomaron los horarios definidos por CFE, las tarifas varían de acuerdo a la fecha y al horario como se muestra a continuación.

Tabla 4.2 Tarifas CFE del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Fuente: CFE

Tabla 4.3 Tarifas CFE del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Fuente: CFE

A partir de las lecturas del consumo de energía en los edificios, obtenidas con los aparatos de medición durante una semana y con los horarios de demanda definidos por CFE, se calculó la energía total consumida para los tipos de periodo de punta, intermedia y base en los doce meses del año. De lo anterior, se obtuvo el costo de la energía de base, intermedia y punta, al multiplicarlo por las cuotas señaladas en la tabla 4.1.

Demanda Facturable

El método empleado para obtener la tarifa de la demanda facturable que la Compañía de Luz y Fuerza cobra a la Universidad se basa en la siguiente fórmula:

$$DF = DP + FRI * \max(DI - DP, 0) + FRB * \max(DB - DPI, 0) \quad \dots(4.6)$$

donde:

- DP* – es la demanda máxima medida en el periodo de punta
- DI* – es la demanda máxima medida en el periodo intermedio
- DB* – es la demanda máxima medida en el periodo de base
- DPI* – es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio
- FRI* y *FRB* – son factores de reducción que tendrán los siguientes valores

Los valores de FRI y FRB se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 4.4 Factores FRI y FRB

Región	FRI	FRB
Central	0.300	0.150

Fuente: CFE

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinan mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Por otra parte, para obtener la demanda facturable se aplicaron los valores medidos con el equipo de medición a la ecuación (4.6) y con las cuotas para la demanda facturable de la tabla 4.1, se obtuvieron los cargos por demanda facturable.

Penalización y bonificación por Factor de Potencia

La factura también incluye una penalización o bonificación por Factor de Potencia y por lo anterior la compañía suministradora establece que se deberá mantener un Factor de Potencia de por lo menos de 90%, en caso de no cumplir se aplicarán multas cuando el factor de potencia sea menor de 90% y se hará acreedor de una bonificación cuándo el factor de potencia sea superior a 90%. De tal forma que las bonificaciones o recargos se determinan de la siguiente manera:

Fórmula de Recargos

$$\% \text{RECARGOS} = 3/5 * ((90/FP) - 1) * 100 \quad \dots(4.7)$$

Fórmula de Bonificaciones

$$\% \text{BONIFICACIONES} = 1/4 * (1 - (90/FP)) * 100 \quad \dots(4.8)$$

En donde el máximo porcentaje de bonificación es de 2.5% sobre la Facturación Básica Mensual, y la penalización máxima será de 120% sobre la Facturación Básica Mensual.

Finalmente, aplicando la metodología anterior de tomar factores de mínimos y máximos de las demandas facturables, se obtuvieron los precios en demandas de energía base, intermedia y punta, así como el factor por demanda facturable. De tal manera que al sumar las cuentas por energía de base, intermedia, punta y demanda facturable se obtuvo la tarifa que la Facultad de Ingeniería paga a la compañía de luz por concepto de energía eléctrica. Cabe señalar que los edificios contemplados dentro de éste cálculo fueron únicamente el edificio A y B del Posgrado de Ingeniería, así como el Edificio 12 del Instituto de Ingeniería, resultando un factor de:

$$\text{Tarifa Eléctrica} = 0.906 \text{ \$/KWh}^{10}$$

Debido a que ésta tarifa fue calculada con precios del 2005 y 2006, para la realización de los cálculos de las evaluaciones económica y financiera se actualizó una nueva tarifa eléctrica con relación los precios que rigen el 2008, resultando un importe por concepto de electricidad de:

$$\text{Tarifa Eléctrica}_{2008} = 1.2 \text{ \$/KWh}$$

¹⁰ Ver hoja de cálculo del ANEXO A

4.3 Evaluación Ambiental

Durante el desarrollo de esta etapa del proyecto se estudiaron las metodologías del MDL que pudieran aplicar al tipo de proyecto desarrollado, identificando una de las metodologías simplificadas para línea base, que pertenece a las contempladas para la modalidad de pequeña escala. El proyecto cubre las restricciones que esta metodología impone, que en lo general son, uso de gas natural como combustible, no sobrepasar la capacidad de 15 MW eléctricos y/o 40 MW térmicos en la modalidad de cogeneración sin venta de electricidad a la red pública.

La categoría a la que pertenece la metodología empleada de acuerdo a lo estipulado en el MDL es la categoría A “Generación de electricidad por el consumidor”, la cual pertenece a Tipos de proyecto 1 “Proyectos de energía renovable” de las metodologías simplificadas indicativas de actividades de proyectos de pequeña escala del MDL.

Entre los principales elementos para calcular las emisiones del proyecto y de línea base, requeridas en la metodología empleada se encuentran; la potencia total del proyecto de 368 kW y un factor de planta del 92%.

Es importante mencionar que la única fuente de emisiones de GEI resultado de la actividad del proyecto, proviene de la combustión del gas natural por el sistema de cogeneración.

La metodología utilizada para la obtención de emisiones de GEI del proyecto y línea base, fue ajustada de acuerdo a las características y necesidades del sistema de cogeneración empleado. Dicha metodología se desprende del DDP simplificado para proyectos de pequeña escala del MDL, para un proyecto de cogeneración de electricidad y agua caliente usando gas natural y biogas producido en biodigestores, implementado por las empresas Conservas La costeña S.A. de C.V. y Jugomex S.A. de C.V.

4.3.1 Metodología empleada

Las emisiones debidas a la actividad del proyecto se determinaron a partir del consumo de energía requerida por el proyecto por medio de la presente metodología. En primera instancia se determinó el consumo anual de energía en MWh, dadas la potencia total del proyecto de 368 KW y el factor de planta al que se trabajará, el cual se determinó de 92%. El consumo de energía del proyecto se establece a través de la siguiente formula.

$$CAE_{proyecto} = PT_{SistCogen} * H_{año} * FP \quad \dots(4.9)$$

donde:

$CAE_{proyecto}$ – consumo anual de energía del proyecto en *MWh*
 $PT_{SistCogen}$ – potencia total del sistema de cogeneración en *MW*
 $H_{año}$ – horas del año
 FP – factor de planta

El resultado arrojado fue un consumo de energía por parte del proyecto de 5,932 MWh al año, por lo que al emplear el factor de emisión de CO₂ para gas natural especificado por el IPCC así como los factores de conversión adecuados, podemos establecer el monto de las emisiones debidas al proyecto.

$$EA_{proyecto} = CAE_{proyecto} * FC_{energético} * CCGN_{IPCC} * FC_{masa} \quad \dots(4.10)$$

donde:

$EA_{proyecto}$ – emisiones anuales debidas al proyecto en tonCO₂e/año
 $FC_{energía}$ – factor de conversión de energía; 0.003601 TJ/MWh
 $CCGN_{IPCC}$ – contenido de carbón en el gas natural; 15.3 tonC/TJ
 FC_{masa} – factor de conversión de masa de carbono a CO₂; 3.6667 CO₂/C

De la ecuación anterior se estimaron las emisiones por la actividad del proyecto:

1198 tonCO₂e/año

Por otra parte para efectuar el cálculo de la línea base, se consideraron tanto las emisiones generadas al producir energía térmica en una caldera, como las emisiones debidas a la generación de energía eléctrica por parte de la red pública. En el caso de las emisiones de energía térmica, se partió de la cantidad de calor recuperado en el sistema que remplazará la energía generada por otro tipo de fuentes, dicho valor se estimó en 167 MW_t. De la misma forma se consideró un 78% de eficiencia promedio de las calderas de la línea base, a continuación se integraron los elementos para obtener la energía térmica equivalente desplazada.

$$ETD_{equiv} = \frac{CR * H_{año}}{EPCD} \quad \dots(4.11)$$

donde:

ETD_{equiv} – energía térmica equivalente desplazada en MWh_t/año
 CR – calor recuperado en MW_t
 $H_{año}$ – horas del año
 $EPCD$ – eficiencia promedio de calderas a desplazar; 78%

De la expresión anterior se registró un valor de 1,876 MWh_t por año de energía térmica a ser remplazada, éste monto fue evaluado dentro de la siguiente formula para hallar las emisiones por energía térmica.

$$EDC_{equiv} = ETD_{equiv} * FC_{energía} * CCGN_{IPCC} * FC_{masa} \quad \dots(4.12)$$

donde:

EDC_{equiv} – emisiones desplazadas de la caldera equivalentes en tonCO₂e/año
 $FC_{energía}$ – factor de conversión de energía; 0.003601 TJ/MWh
 $CCGN_{IPCC}$ – contenido de carbón en el gas natural; 15.3 tonC/TJ
 FC_{masa} – factor de conversión de masa de carbono a CO₂; 3.6667 CO₂/C

La cantidad de emisiones resultante fue de:

379 tonCO₂e/año

Para el caso de las emisiones derivadas de la red fueron calculadas de manera similar a las de la energía térmica. En primer lugar se consideraron 273.79 KW_e de potencia eléctrica menos un 4.5% para autoconsumo, mismos que fueron utilizados para determinar la energía eléctrica que será desplazada de la red eléctrica.

$$EED_{Red} = (PE * H_{año})(1 - UP) \quad \dots(4.13)$$

donde:

EED_{Red} – energía eléctrica desplazada de la red en MWh_e/año
 PE – potencia eléctrica en MW_e
 $H_{año}$ – horas del año
 UP – usos propios; 4.5% de la potencia eléctrica PE

El valor obtenido por concepto de electricidad desplazada de la red fue de 2,290 MWh_e/año.

Posteriormente se identificó el factor de emisión de CO₂ equivalente de la red eléctrica, para lo cual se usó el factor propuesto en el proyecto hidroeléctrico de El Gallo. Para dicho proyecto se consideraron dos índices de emisión, el primero fue por concepto GEI por periodo de operación de la red eléctrica y fue de 0.764 tonCO₂e/MWh. El segundo factor fue debido al periodo de construcción, el cual fue estimado en 0.404 tonCO₂/MWh. La media aritmética de ambos factores fue el factor resultante para encontrar las emisiones de línea base de la red, fijado en 0.584 tonCO₂/MWh. Partiendo de éste valor y utilizando la energía a desplazar de 2,290 MWh_e/año calculada anteriormente, se procedió a la obtención de las emisiones a través de la siguiente ecuación.

$$EDR_{equiv} = \frac{EED_{Red}}{FE_{Red}} \quad \dots(4.14)$$

donde:

EDR_{equiv} – Emisiones desplazadas de la red en tonCO₂/año
 EED_{Red} – energía eléctrica desplazada de la red en MWh_e/año
 FE_{Red} – factor de emisión de CO₂ equivalente de la red pública

De acuerdo a la formula anterior las emisiones de Línea Base debidas a la red eléctrica se estimaron en:

1,338 tonCO₂e/año

Finalmente al sumar las emisiones de línea base anuales desplazadas de la caldera y de la red eléctrica, es posible conocer el monto de emisiones total de la línea base. Las emisiones de línea base son:

1,717 tonCO₂e/año

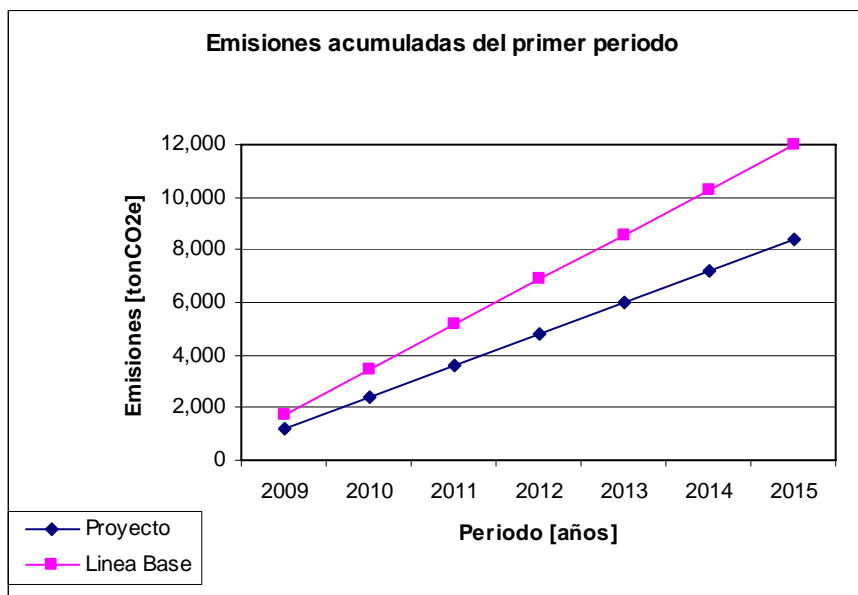
En la siguiente tabla se muestran las emisiones de la actividad del proyecto y Línea Base calculadas al aplicar la metodología anterior, para un periodo de acreditación de 7 años con opción a renovación de 2 periodos más, de 7 años cada uno.

Tabla 4.5 Emisiones acumuladas del proyecto y de línea base

Periodo de Acreditación [año]	Emisiones Proyecto [tonCO ₂ e/año]	Emisiones Línea Base [tonCO ₂ e/año]
2009	1,198	1,717
2010	2,397	3,433
2011	3,595	5,150
2012	4,793	6,866
2013	5,991	8,583
2014	7,190	10,299
2015	8,388	12,016

Fuente: Elaboración Propia

Fig. 4.2 Emisiones acumuladas del proyecto durante el primer periodo de acreditación



Fuente: Elaboración Propia

Las Reducciones de Emisión son calculadas como la diferencia entre la Línea Base y las emisiones del proyecto, dichas emisiones están asociadas con el consumo de gas natural por el sistema de cogeneración, incluyendo exclusivamente las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por combustión de gas natural asociadas con el consumo de gas del sistema de cogeneración. Las reducciones anuales resultantes se presentan a continuación:

Tabla 4.6 Reducciones de emisiones anuales debidas al proyecto

Periodo [años]	Reducción de emisiones [tonCO ₂ e/año]
2009	518
2010	518
2011	518
2012	518
2013	518
2014	518
2015	518

Fuente: Elaboración Propia

Es importante hacer notar que durante el periodo útil del proyecto y manteniendo el escenario inicial, la cantidad de reducciones de emisiones alcanzada será aproximadamente de 10,883 tonCO₂e a lo largo de 21 años. El periodo de certificación elegido para el proyecto es de 7 años, no obstante es posible renovarlo por dos periodos más del mismo tiempo.

4.4 Evaluación Económica

Factores clave dentro del análisis

Los siguientes valores clave repercuten de manera importante dentro de la evaluación económica. Es importante mencionar que el origen y justificación de varios de estos factores se tratará a medida que se desarrolle la presente sección.

Valor de la inversión:	\$ 6,882,840
Costos de transacción:	\$ 150,000
Tarifa eléctrica:	1.2 \$/KWh
Vida útil:	21 años
Precio del gas natural:	8 USD/MBTU
Generación eléctrica:	2,365,563 KWh/año
Precio de las RCE's:	15 USD/tonCO ₂ e
Tipo de cambio del peso frente al dólar:	10.6 \$/USD
Reducciones de emisiones anuales	518 tonCO ₂ e/año
Reducciones de emisiones totales a 21 años	10,883 tonCO ₂ e
Trema	12%

Es fundamental para el desarrollo del proyecto contar con una inversión inicial, por lo que previamente se realizó una investigación para contabilizar los gastos para el inicio de las operaciones de la planta.

Según la cotización del equipo y gastos generados durante el periodo de construcción de la instalación, proporcionados por otros trabajos dentro del mismo proyecto, se obtuvo la inversión inicial para llevar a cabo el proyecto. Dicha inversión llegó a la suma de \$ 6,882,840. Igualmente, el registro y certificación de las RCE's representa costos llamados de transacción, éstos costos se fijaron en \$ 150,000 por considerarse estándar para un proyecto de este tipo. Por último, a la inversión inicial de construcción se adjuntaron los costos de transacción quedando una inversión inicial total de \$ 7,032,840.

Dentro de este estudio además de la inversión total, se comprenden otros tres elementos que podrían ser primordiales para determinar la rentabilidad económica del proyecto, como son el costo del sistema de cogeneración respecto a factura de combustible y O&M; los beneficios y costos de las RCE's; así como la factura eléctrica y confort que provienen del esquema convencional.

4.4.1 Costos atribuibles al sistema de cogeneración

Dentro de ésta primera parte del análisis se determinaron los costos generados por el sistema de cogeneración, compuestos principalmente por gastos de combustible y factura de O&M. Para esto se partió de una generación eléctrica estimada en 2,365,563 KWh/año y mediante el Heat Rate para gas natural y el precio del mismo fijado en 8 US\$/MBTU, se pudo obtener la factura del combustible a pagar para generar la energía requerida. Los resultados de la factura del combustible en US\$/año se presentan en la última columna de la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Costo de la factura del combustible

Periodo [años]	Generación Eléctrica [KWh/año]	Heat Rate [BTU/KWh]	Precio del Gas Natural [US\$/MBTU]	Factura del Combustible [US\$/año]
2009	2,365,563	9,171	8	173,551
2010	2,365,563	9,171	8	173,551
2011	2,365,563	9,171	8	173,551
2012	2,365,563	9,171	8	173,551
2013	2,365,563	9,171	8	173,551
2014	2,365,563	9,171	8	173,551
2015	2,365,563	9,171	8	173,551
2016	2,365,563	9,171	8	173,551
2017	2,365,563	9,171	8	173,551
2018	2,365,563	9,171	8	173,551
2019	2,365,563	9,171	8	173,551
2020	2,365,563	9,171	8	173,551
2021	2,365,563	9,171	8	173,551
2022	2,365,563	9,171	8	173,551
2023	2,365,563	9,171	8	173,551
2024	2,365,563	9,171	8	173,551
2025	2,365,563	9,171	8	173,551
2026	2,365,563	9,171	8	173,551
2027	2,365,563	9,171	8	173,551
2028	2,365,563	9,171	8	173,551
2029	2,365,563	9,171	8	173,551

Fuente: Elaboración Propia

En seguida, tomando la factura del combustible en US\$/año y transformándola a pesos por medio de la tasa de cambio de 10.6 \$/US\$ y la factura de operación y mantenimiento obtenida del COPAR¹¹ para una instalación de tal capacidad, se procedió a obtener el costo

¹¹ COPAR de Generación, Operación y Mantenimiento 2005. Cuadro 5.1

de la instalación CHP. El costo del de CHP debidos al combustible y O&M se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.8 Costo de CHP

Periodo [años]	Factura del Combustible [\$/año]	Factura O&M [\$/año]	Costo CHP [\$/año]
2009	1,839,645	42,469	1,882,114
2010	1,839,645	42,469	1,882,114
2011	1,839,645	42,469	1,882,114
2012	1,839,645	42,469	1,882,114
2013	1,839,645	42,469	1,882,114
2014	1,839,645	42,469	1,882,114
2015	1,839,645	42,469	1,882,114
2016	1,839,645	42,469	1,882,114
2017	1,839,645	42,469	1,882,114
2018	1,839,645	42,469	1,882,114
2019	1,839,645	42,469	1,882,114
2020	1,839,645	42,469	1,882,114
2021	1,839,645	42,469	1,882,114
2022	1,839,645	42,469	1,882,114
2023	1,839,645	42,469	1,882,114
2024	1,839,645	42,469	1,882,114
2025	1,839,645	42,469	1,882,114
2026	1,839,645	42,469	1,882,114
2027	1,839,645	42,469	1,882,114
2028	1,839,645	42,469	1,882,114
2029	1,839,645	42,469	1,882,114

Fuente: Elaboración Propia

4.4.2 Costos atribuibles al sistema convencional

Por otra parte se procedió a la obtención de los parámetros que rigen el entorno habitual para alimentar los edificios en cuestión, por lo que de acuerdo con la generación eléctrica anual y el precio de la tarifa eléctrica de 1.2 \$/KWh, obtenidos con anterioridad, se calculó el monto de la factura eléctrica que la UNAM pagaría a la compañía eléctrica por concepto de electricidad, es decir, en ausencia del proyecto. Así mismo, se estimó un monto por el servicio de confort en los edificios contemplados¹². Por lo que al sumar la factura eléctrica y el costo por el servicio de confort fue posible determinar el costo total convencional que se paga habitualmente sin el esquema de cogeneración.

¹² Suponiendo una instalación convencional que provee el servicio, dado que los edificios no cuentan con el sistema de confort.

Tabla 4.9 Costo convencional anual a pagar a la Compañía de Luz

Periodo [años]	Tarifa Eléctrica [\$/KWh]	Factura Eléctrica [\$/año]	Servicio de Confort [\$/año]	Costo Convencional [\$]
2009	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2010	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2011	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2012	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2013	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2014	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2015	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2016	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2017	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2018	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2019	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2020	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2021	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2022	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2023	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2024	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2025	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2026	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2027	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2028	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007
2029	1.2	2,838,675	1,082,331	3,921,007

Fuente: Elaboración Propia

4.4.3 Parámetros de rentabilidad económica del proyecto sin Reducciones Certificadas de Emisiones

En este apartado se realiza la evaluación económica del proyecto antes de incluir los beneficios y costos generados por el MDL. El análisis se lleva a cabo a través de diversos métodos de evaluación de proyectos, normalmente empleados para la toma de decisiones.

Retomando los resultados del sistema de cogeneración y del esquema convencional, se determinó el flujo de caja económico del proyecto como se presenta en la tabla 4.10. Es importante remarcar que en este caso, la inversión total no contiene los costos iniciales de transacción del MDL, razón por la cual el monto es \$ 6,882,840.

Tabla 4.10 Flujo de caja económico del proyecto sin RCE's

Periodo [año]	Costo CHP [\$]	Costo Convencional [\$]	Resultado Neto Anual [\$]	Resultado Acumulado [\$]	Flujo de Caja [\$]
2008				-6,882,840	-6,882,840
2009	1,882,114	3,921,007	2,038,893	-4,843,947	2,038,893
2010	1,882,114	3,921,007	2,038,893	-2,805,055	2,038,893
2011	1,882,114	3,921,007	2,038,893	-766,162	2,038,893
2012	1,882,114	3,921,007	2,038,893	1,272,731	2,038,893
2013	1,882,114	3,921,007	2,038,893	3,311,624	2,038,893
2014	1,882,114	3,921,007	2,038,893	5,350,516	2,038,893
2015	1,882,114	3,921,007	2,038,893	7,389,409	2,038,893
2016	1,882,114	3,921,007	2,038,893	9,428,302	2,038,893
2017	1,882,114	3,921,007	2,038,893	11,467,194	2,038,893
2018	1,882,114	3,921,007	2,038,893	13,506,087	2,038,893
2019	1,882,114	3,921,007	2,038,893	15,544,980	2,038,893
2020	1,882,114	3,921,007	2,038,893	17,583,873	2,038,893
2021	1,882,114	3,921,007	2,038,893	19,622,765	2,038,893
2022	1,882,114	3,921,007	2,038,893	21,661,658	2,038,893
2023	1,882,114	3,921,007	2,038,893	23,700,551	2,038,893
2024	1,882,114	3,921,007	2,038,893	25,739,443	2,038,893
2025	1,882,114	3,921,007	2,038,893	27,778,336	2,038,893
2026	1,882,114	3,921,007	2,038,893	29,817,229	2,038,893
2027	1,882,114	3,921,007	2,038,893	31,856,122	2,038,893
2028	1,882,114	3,921,007	2,038,893	33,895,014	2,038,893
2029	1,882,114	3,921,007	2,038,893	35,933,907	2,038,893

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, de lo anterior y valorando métodos de evaluación de proyectos, tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Anualidad Equivalente (AE), la tasa interna de retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR), se desprende la tabla 4.11.

Tabla 4.11 Rentabilidad económica sin RCE's por medio de métodos de evaluación de proyectos

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VPN en 2008	\$8,535,273
AE	\$1,128,705
B/C	2.24
TIR	29.49%
TIRM	16.39%
PR [años]	3.38

Fuente: Elaboración Propia

4.4.4 Beneficios y costos atribuibles a las Reducciones Certificadas de Emisiones

El siguiente paso para continuar con el análisis, es la integración de los costos y beneficios de registrar nuestro proyecto dentro de las actividades de proyectos MDL.

A partir del monto de reducciones de emisiones y con un valor de 15 USD por tonelada de CO₂ equivalente, se procedió a estimar el monto de los beneficios de las RCE's del MDL al proyecto. Para ello se tomo en cuenta la tasa de cambio del peso frente al dólar de 10.6 \$/USD. Cabe hacer mención que las reducciones de emisiones deben ser certificadas ante la Junta Ejecutiva del MDL, para obtener los beneficios económicos buscados. Los beneficios de las RCE's sin contabilizar las cuotas de transacción y comercialización, así como el fondo de adaptación para ayudar a países mas desprotegidos, están expresados en la tabla 4.12.

Tabla 4.12 Ingresos por RCE's antes de gastos de transacción, comercialización y fondo de adaptación

Periodo [años]	Reducción de Emisiones [tonCO ₂ e/año]	Venta de RCE's [USD/tonCO ₂ e]	Venta de RCE's [\$/tonCO ₂ e]
2009	518	7,774	82,404
2010	518	7,774	82,404
2011	518	7,774	82,404
2012	518	7,774	82,404
2013	518	7,774	82,404
2014	518	7,774	82,404
2015	518	7,774	82,404

Fuente: Elaboración Propia

Por otra parte, se consideraron los costos de transacción para registrar el proyecto como una actividad de proyecto MDL. Asimismo, se descontó el 2% del fondo de adaptación para los países más necesitados y 3% de costos comercialización de las RCE's sobre el monto anual de las reducciones. Los resultados finales de la venta de RCE's se presentan en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Ingresos por RCE's después de gastos de transacción, comercialización y fondo de adaptación

Periodo [años]	Venta de RCE's [\$/tonCO ₂ e]	Gastos anuales de transacción [\$]	Gastos de comercialización (3%) [\$]	Fondo de Adaptación (2%) [\$]	Ingresos totales RCE's [\$]
2009	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2010	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2011	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2012	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2013	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2014	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658
2015	82,404	-5,625	-2,472	-1,648	72,658

Fuente: Elaboración Propia

4.4.5 Parámetros de rentabilidad económica del proyecto con Reducciones Certificadas de Emisiones

Una vez que se determinaron los posibles ingresos derivados de las RCE's y del mismo modo que en el análisis de la sección 4.4.3, se procedió a completar la evaluación. Para este caso se agregaron \$ 150,000 a la inversión por concepto de costos de transacción iniciales, quedando una inversión total de \$ 7,032,840.

Tabla 4.14 Flujo de caja económico del proyecto con RCE's

Periodo [año]	Costo CHP [\$]	Costo Convencional [\$]	Ingresos RCE's [\$]	Resultado Neto Anual [\$]	Resultado Acumulado [\$]	Flujo de Caja [\$]
					-7,032,840	-7,032,840
2009	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	-4,921,289	2,111,551
2010	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	-2,809,738	2,111,551
2011	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	-698,187	2,111,551
2012	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	1,413,365	2,111,551
2013	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	3,524,916	2,111,551
2014	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	5,636,467	2,111,551
2015	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551	7,748,018	2,111,551
2016	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	9,786,911	2,038,893
2017	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	11,825,803	2,038,893
2018	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	13,864,696	2,038,893
2019	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	15,903,589	2,038,893
2020	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	17,942,482	2,038,893
2021	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	19,981,374	2,038,893
2022	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	22,020,267	2,038,893
2023	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	24,059,160	2,038,893
2024	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	26,098,053	2,038,893
2025	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	28,136,945	2,038,893
2026	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	30,175,838	2,038,893
2027	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	32,214,731	2,038,893
2028	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	34,253,623	2,038,893
2029	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893	36,292,516	2,038,893

Fuente: Elaboración Propia

Aplicando los mismos métodos de evaluación de la sección 4.4.3, se pudieron estudiar los efectos del MDL en el proyecto. Los resultados económicos incluyendo las RCE's se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.15 Rentabilidad económica con RCE's por medio de métodos de evaluación de proyectos

ANÁLISIS ECONÓMICO	
VPN en 2008	\$8,716,869
AE	\$1,152,720
B/C	2.24
TIR	29.73%
TIRM	16.38%
PR [años]	3.33

Fuente: Elaboración Propia

4.5 Evaluación Financiera

Después de terminar la evaluación económica se procedió a la búsqueda de los esquemas de financiamiento con los cuales podría implementarse el proyecto.

4.5.1 Escenarios de financiamiento

A) Programas de Financiamiento Gubernamentales:

➤ FIDE

Opción

Financiamiento a un Proyecto de Cogeneración. Esta es una nueva modalidad de apoyo del FIDE y se puede aplicar en proyectos en los que se obtengan ahorros directos de energía eléctrica. Genera endeudamiento directo.

Objetivo

Facilitar la adquisición de pequeños equipos y sistemas de cogeneración en empresas representativas del sector productivo.

Participar en el desarrollo de proyectos de micro-cogeneración, como una forma de promover la instalación en el país de este tipo de plantas.

Entidades Participantes

Empresas industriales, hoteles, restaurantes, tiendas departamentales y de autoservicio, planteles educativos, hospitales, edificios y empresas prestadoras de servicios.

Condiciones

- El FIDE podrá financiar hasta el 100% del costo de implementación del proyecto, pero no más de \$5'000,000.00. En caso de requerirse un financiamiento mayor, deberá solicitarse la previa autorización de la Dirección General del FIDE.
- El financiamiento causará intereses sobre saldos insolutos a una tasa equivalente al costo porcentual promedio (cpp)¹³ al momento de firmar el contrato de implementación, más 3 puntos porcentuales.

¹³ Costo Porcentual Promedio de Captación. Es la tasa fijada por Banco de México, que promedia el costo del dinero en el sistema financiero mexicano y que se publica en el Diario Oficial de la Federación. http://www.sat.gob.mx/sitio_internet/asistencia_contribuyente/informacion_frecuente/costo_porcentual/

- El financiamiento otorgado para la realización de la obra, más los intereses que cause, serán reembolsados por el usuario en 24 pagos trimestrales iguales. El primero de ellos se deberá realizar 30 días después de la fecha pactada para la terminación del proyecto.
- El periodo máximo autorizado para la adquisición e instalación de los equipos o sistemas de cogeneración, será de 1 año.

B) Financiamientos directos: Fabricantes y/o Desarrolladores

➤ **GUASCOR DE MEXICO, S.A. DE C.V.**

Opciones:

Financiamiento Comercial: Se requiere del 15% de enganche y el 85% restante se debe liquidar en dos pagos semestrales. Además, se solicita una garantía de pago a satisfacción de la empresa fabricante. Esta opción se registra contablemente como un pasivo directo a corto plazo.

Outsourcing: El 100% de la inversión es a cargo del fabricante. Se elabora un contrato a largo plazo (8 a 12 años), en el que se ofrece un descuento en el precio de la energía (eléctrica y térmica) del 10% al 5%, con respecto a lo que actualmente paga el usuario. Dentro del contrato se estipula la adquisición de los activos por parte del usuario a valor residual al término del contrato. La operación se registra contablemente como un contrato de prestación de servicios. No existe un límite inferior de manera formal, aunque se dice que debe efectuarse una inversión mínima de US\$ 300,000.00.

C) Banca Comercial

➤ **BANCO IXE, S.A.**

Opciones:

Préstamo de Tipo Refaccionario: El periodo puede alcanzar hasta 8 años y un periodo de gracia acorde a las necesidades del proyecto, se pide una garantía prendaria sobre los activos fijos del proyecto y una garantía adicional sobre la disponibilidad presupuestal de la Universidad (el banco desconoce como se instrumentaría la maniobra). La tasa de interés válida es del orden de la TIIE más 10 puntos porcentuales. El financiamiento generaría pasivo directo.

Arrendamiento Puro: Se lleva a cabo a través de una institución filial, a plazos de hasta 4 años y un costo de capital equivalente del orden de TIIE más 8 puntos porcentuales. De igual forma, el banco requiere una garantía adicional sobre la disponibilidad presupuestal de la Universidad. Por último, este esquema no genera endeudamiento.

➤ **BANORTE**

Objetivo:

Facilitar la incorporación al crédito a empresas con proyectos de ahorro de energía eléctrica; flexibilizar las políticas y procedimientos para el otorgamiento de crédito por parte de la Banca Comercial; contribuir a incrementar la productividad y competitividad, al reducir los consumos de energía eléctrica en las empresas y disponer de un mecanismo crediticio especial para proyectos de ahorro de energía eléctrica.

Tabla 4.16 Características de financiamiento BANORTE

Banco	Banco Mercantil del Norte, S.A. (BANORTE)
Destino del Crédito	Adquisición de equipo, maquinaria y su instalación.
Sujetos de Apoyo (Usuarios)	Empresas de los sectores industrial, comercial y de servicios, que lleven a cabo proyectos de ahorro de energía eléctrica.
Montos	Desde \$100,000.00 hasta por \$11.5 millones
Plazos	De 18 a 60 meses
Tasa de Interés	Variable. En base a la TIIE más un margen. Fija. Se determina al contratar y prevalece durante la vigencia del contrato.
Amortización	Mensual, capital e intereses. Hay plazo de gracia, según las características del Proyecto.
Garantía	Aval ó hipotecaria, según el plazo y monto

Fuente: FIDE-BANORTE

Proyectos y equipos a financiar

- ✓ Sistemas de Iluminación
- ✓ Sistemas de Aire Comprimido
- ✓ Sistemas Electromotrices
- ✓ Sistemas de Aire Acondicionado
- ✓ Sistemas de Control
- ✓ Equipos de Proceso
- ✓ Otros equipos y sistemas que comprueben obtener ahorros de energía eléctrica

Requisitos generales

Antigüedad mínima de dos años de operación; no estar registrado en el buró de crédito, ni en cartera vencida; edad del acreditado, de 26 a 65 años; experiencia como empresario y en el sector, de al menos dos años y tiempo de residencia en la plaza, de al menos un año.

Mecanismo para el trámite del crédito

- La empresa solicitante, con ó sin el apoyo de un consultor especializado presenta el proyecto al FIDE con las medidas de ahorro de energía eléctrica, en el formato de Ficha Técnica.
- El FIDE analiza la factibilidad técnica de las medidas propuestas, así como los potenciales de ahorro de energía eléctrica y las inversiones requeridas.
- El FIDE otorga a BANORTE un Aval Técnico.
- El FIDE integra el expediente con la documentación señalada para la primera etapa.
- BANORTE analiza y evalúa la solicitud de crédito y resuelve. En caso positivo y de acuerdo a las condiciones de crédito autorizadas, solicita información y documentación complementaria para formalizar el crédito y entregar los recursos al solicitante.

Documentación requerida para acceder al financiamiento

- Solicitud de Crediactivo, con el planteamiento del financiamiento a solicitar, monto, plazo, garantías y/o avales posibles, con el formato de solicitud del "Crediactivo Banorte". La solicitud debe referir el valor de los bienes del solicitante ó del aval, en su caso, indicando situación del bien libre de gravamen ó gravado por crédito, firmada por el cliente ó por el principal accionista.
- Carta firmada por el cliente ó representante para autorización de consulta al Buró de Crédito conforme al formato de Banorte.
- Copia de la escritura constitutiva de la sociedad solicitante, así como modificaciones y reformas vigentes y/o del avalista, en su caso, con sus respectivos datos del registro público de la propiedad y del comercio.
- Estados financieros de dos ejercicios anteriores y parcial del ejercicio actual, con antigüedad no mayor a tres meses, firmados por el apoderado y contador de la empresa, con relaciones analíticas de las principales partidas.
- Copia del Registro Federal de Contribuyentes en el caso de personas morales, o copia del alta en la SHCP para personas físicas.
- Copia de la última declaración anual ISR o IVA y parciales del año en curso.
- Copia de la Identificación oficial con fotografía del aval (éste último en caso de existir).
- Copia de los poderes e identificación oficial con fotografía del apoderado que suscriba los títulos de crédito y contratos.

Con la información solicitada en esta primera etapa, se elabora un análisis rápido (72 horas) sobre la viabilidad de la solicitud de crédito. En una segunda etapa se pedirá adicionalmente la siguiente documentación:

- Estados financieros firmados recientes de la persona que funja como aval, con antigüedad no mayor de tres meses para personas morales y hasta seis meses para personas físicas, con relaciones analíticas firmadas, incluyendo datos en el registro público de la propiedad de los inmuebles manifestados.
- Copia de identificación oficial con fotografía y copia del acta de matrimonio, de divorcio o de modificación al régimen conyugal, cuando proceda. Para personas físicas (solicitante y avalista).
- En el caso de créditos de mediano y largo plazo, presentar proyecciones financieras con sus bases de cálculo correspondientes y programa de inversión firmado.
- Referencias bancarias: copia de estados de cuenta de cheques de los últimos tres meses de los Bancos con que opera, diferentes a Banorte y referencias comerciales de clientes, proveedores, nombre, teléfono, ubicación y nombre del contacto.

D) Banca de Desarrollo

➤ BANOBRAS

Opciones:

Financiamiento directo a la UNAM (Project Finance): En este esquema se establece un contrato de crédito a largo plazo, el cual, puede ser hasta por 20 años. También se exige un monto mínimo para su instrumentación, dicho monto debe ser de USD 2.5 millones a una tasa de interés del orden de TIIE más 3 puntos porcentuales. Se especifica que el usuario debe participar con el 25% del valor de las inversiones. Así mismo la garantía principal es el proyecto mismo, por lo que realiza una evaluación técnica a través de una firma externa especializada. BANOBRAS requiere analizar el tema presupuestal y legal de la UNAM, pues desconocen como instrumentar la operación. Este financiamiento genera endeudamiento directo.

Financiamiento a una ESCo (Performance Contracting): Para esta opción se establece una estructura de financiamiento donde el préstamo lo recibe una ESCo, la cual a su vez cederá los derechos de cobro del contrato celebrado con la UNAM en un fideicomiso creado *ex profeso*. En este caso la ESCo absorbe los costos de capital y el requerimiento de aportación a la inversión. Igualmente, se fija un esquema de ahorros garantizados y compartidos, así como el correspondiente protocolo para M&V. Al igual que en otros esquemas, se requiere de la validación

técnica del proyecto. Esta opción genera deuda contingente, aunque se puede utilizar una modalidad basada en un contrato de prestación de servicios para evitar esta situación.

E) Intermediarios Financieros No Bancarios (Sofoles, Arrendadoras Puras, Sofoms)

➤ UNIFIN Financiera

Opción:

Financiamiento directo a la UNAM. Se efectúa a través de arrendamiento puro, donde podrían financiar hasta el 90% del valor total de la inversión (incluyendo activos diferidos), se puede obtener un plazo de hasta 4 años y se debe realizar un pago de renta que implica un costo de capital de entre un 12% a un 14% anual. Además, se requeriría instrumentar una garantía complementaria, para lo cual tendrían que evaluar la situación financiera y legal de la Universidad para determinar la forma de realizarlo. Finalmente, este apoyo no generaría endeudamiento, ya que se registra en resultados como una prestación de servicios.

4.5.2 Elección del plan de financiamiento

De acuerdo con los esquemas de financiamiento estudiados para este tipo de proyectos, se determinó que el financiamiento por parte del FIDE presenta las mejores condiciones para nuestro proyecto. Ya que es el que ofrece una tasa de interés más atractiva y el monto del financiamiento es acorde con el monto de la inversión del proyecto. Siguiendo los lineamientos marcados por el FIDE se llevó a cabo la evaluación financiera como se desarrolla en las secciones subsecuentes.

Al igual que en la evaluación económica, esta evaluación también se realizó en dos casos. El primero sin tomar en cuenta los costos e ingresos económicos de las RCE's y el segundo considerándolos.

4.5.3 Apalancamiento Financiero sin Reducciones Certificadas de Emisiones

Para el cálculo de los intereses del financiamiento, se determinó una tasa del 4.87% del costo porcentual promedio según datos del Banco de México correspondientes al periodo de Junio del 2006 a Mayo del 2007 más tres puntos porcentuales de acuerdo a las especificaciones del FIDE, arrojando como resultado una tasa de interés del 7.87% misma que se empleo para nuestro proyecto. La tasa de 7.87% es una tasa anualizada por lo que fue reflejada en el número de trimestres del año, resultando en 2.65%.

Por otra parte, ya que nuestra evaluación financiera se llevó a cabo de manera anual y para fines prácticos del proyecto, los 24 pagos en periodos trimestrales como lo marcan las especificaciones del FIDE fueron llevados a 6 pagos anuales. Esto se efectuó por medio de la suma aritmética de los cuatro pagos trimestrales en un año de cada uno de los pagos e intereses producidos.

El apalancamiento se determinó en un 90% de la inversión inicial del proyecto, dejando un 10% del monto a pagar con recursos de la Universidad. Tomando en cuenta lo anterior se procedió al cálculo. Recordando la tasa de interés y el monto de inversión sin los costos por las RCE's de \$ 6,882,840, se aplicó el apalancamiento del 90% correspondiente a \$ 6,194,556 de la inversión y se obtuvieron 6 pagos anuales iguales de \$ 1,408,367. Resultando una cantidad de \$ 688,284 a pagar con recursos de la UNAM.

Tabla 4.17 Apalancamiento financiero del 90% sin RCE's

Apalancamiento 90% [\$]	Saldo al inicio del periodo [\$]	Interés Saldos Insolutos [\$]	Pagos Financieros Pagos más Interés [\$]	Saldo Final Periodo [\$]
-6,194,556	-6,194,556	-626,026	1,408,367	-5,412,215
	-5,412,215	-539,768	1,408,367	-4,543,617
	-4,543,617	-444,000	1,408,367	-3,579,250
	-3,579,250	-337,672	1,408,367	-2,508,556
	-2,508,556	-219,622	1,408,367	-1,319,811
	-1,319,811	-88,555	1,408,367	0

Fuente: Elaboración Propia

4.5.4 Parámetros de rentabilidad financiera del proyecto sin Reducciones Certificadas de Emisiones

Retomando los costos por la instalación y los costos convencionales se obtuvo el resultado neto anual presentado con anterioridad, a partir de estas cifras e incluyendo el total de pagos financieros de la tabla anterior, se encontró el resultado neto anual financiero del ejercicio como se presenta en la cuarta columna de tabla 4.18.

Finalmente, el flujo de caja resultante de la evaluación financiera de acuerdo a lo especificado se encuentra mostrado en la última columna de la siguiente tabla:

Tabla 4.18 Flujo de caja financiero del proyecto sin RCE's

Periodo [años]	Resultado Neto Anual Económico [\$]	Total de Pagos Financieros [\$]	Resultado Neto Anual Financiero [\$]	Resultado Financiero Acumulado [\$]	Flujo de Caja [\$]
2008				-6,882,840	-688,284
2009	2,038,893	1,408,367	630,526	-6,252,314	630,526
2010	2,038,893	1,408,367	630,526	-5,621,788	630,526
2011	2,038,893	1,408,367	630,526	-4,991,262	630,526
2012	2,038,893	1,408,367	630,526	-4,360,736	630,526
2013	2,038,893	1,408,367	630,526	-3,730,209	630,526
2014	2,038,893	1,408,367	630,526	-3,099,683	630,526
2015	2,038,893		2,038,893	-1,060,791	2,038,893
2016	2,038,893		2,038,893	978,102	2,038,893
2017	2,038,893		2,038,893	3,016,995	2,038,893
2018	2,038,893		2,038,893	5,055,888	2,038,893
2019	2,038,893		2,038,893	7,094,780	2,038,893
2020	2,038,893		2,038,893	9,133,673	2,038,893
2021	2,038,893		2,038,893	11,172,566	2,038,893
2022	2,038,893		2,038,893	13,211,458	2,038,893
2023	2,038,893		2,038,893	15,250,351	2,038,893
2024	2,038,893		2,038,893	17,289,244	2,038,893
2025	2,038,893		2,038,893	19,328,137	2,038,893
2026	2,038,893		2,038,893	21,367,029	2,038,893
2027	2,038,893		2,038,893	23,405,922	2,038,893
2028	2,038,893		2,038,893	25,444,815	2,038,893
2029	2,038,893		2,038,893	27,483,707	2,038,893

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla anterior se calcularon el Valor Presente Neto, la Anualidad Equivalente, el Valor Beneficio-Costo y la TIR entre otros, parámetros de estimación de viabilidad normalmente utilizados por los evaluadores de proyectos. En el caso de la TIRM se tomó una tasa de reinversión del 18%. Los resultados fueron:

Tabla 4.19 Rentabilidad financiera sin RCE's a través de métodos de evaluación de proyectos

ANÁLISIS FINANCIERO	
VPN en 2008	\$3,837,376
AE	\$507,455
B/C	1.66
TIR	95.30%
TIRM	30.87%
PR [años]	7.52

Fuente: Elaboración Propia

4.5.5 Apalancamiento Financiero con Reducciones Certificadas de Emisiones

En este segundo caso, se sumaron los \$ 150,000 de los gastos de transacción MDL a la inversión dando \$ 7,032,840, de los cuales se financiará \$ 6,329,556 que corresponden a 90% por medio del FIDE. Siguiendo el mismo procedimiento y la misma tasa de interés obtenemos los pagos financieros iguales:

Tabla 4.20 Apalancamiento financiero del 90% con RCE's

Apalancamiento 90% [\$]	Saldo al inicio del periodo [\$]	Interés Saldos Insolutos [\$]	Pagos Financieros Pagos más Interés [\$]	Saldo Final Periodo [\$]
-6,329,556	-6,329,556	-639,669	1,439,060	-5,530,166
	-5,530,166	-551,531	1,439,060	-4,642,637
	-4,642,637	-453,676	1,439,060	-3,657,254
	-3,657,254	-345,031	1,439,060	-2,563,226
	-2,563,226	-224,408	1,439,060	-1,348,574
	-1,348,574	-90,485	1,439,060	0

Fuente: Elaboración Propia

4.5.6 Parámetros de rentabilidad financiera del proyecto con Reducciones Certificadas de Emisiones

Incorporando los ingresos de las RCE's al resultado neto anual y los pagos financieros iguales a la tabla, es posible obtener el flujo de caja. Dicho flujo se empleará en los métodos de evaluación y se muestra en la tabla 4.21.

Tabla 4.21 Flujo de caja financiero del proyecto con RCE's

Periodo [años]	Resultado Neto Anual Económico [\$]	Total de Pagos Financieros [\$]	Resultado Neto Anual Financiero [\$]	Resultado Financiero Acumulado [\$]	Flujo de Caja [\$]
2008				-7,032,840	-703,284
2009	2,111,551	1,439,060	672,492	-6,360,348	672,492
2010	2,111,551	1,439,060	672,492	-5,687,857	672,492
2011	2,111,551	1,439,060	672,492	-5,015,365	672,492
2012	2,111,551	1,439,060	672,492	-4,342,874	672,492
2013	2,111,551	1,439,060	672,492	-3,670,382	672,492
2014	2,111,551	1,439,060	672,492	-2,997,891	672,492
2015	2,111,551		2,111,551	-886,340	2,111,551
2016	2,038,893		2,038,893	1,152,553	2,038,893
2017	2,038,893		2,038,893	3,191,446	2,038,893
2018	2,038,893		2,038,893	5,230,339	2,038,893
2019	2,038,893		2,038,893	7,269,231	2,038,893
2020	2,038,893		2,038,893	9,308,124	2,038,893
2021	2,038,893		2,038,893	11,347,017	2,038,893
2022	2,038,893		2,038,893	13,385,909	2,038,893
2023	2,038,893		2,038,893	15,424,802	2,038,893
2024	2,038,893		2,038,893	17,463,695	2,038,893
2025	2,038,893		2,038,893	19,502,588	2,038,893
2026	2,038,893		2,038,893	21,541,480	2,038,893
2027	2,038,893		2,038,893	23,580,373	2,038,893
2028	2,038,893		2,038,893	25,619,266	2,038,893
2029	2,038,893		2,038,893	27,658,159	2,038,893

Fuente: Elaboración Propia

A partir de los datos de la tabla 4.20 se procedió a calcular los parámetros para la estimación del proyecto con bonos de carbono. La tasa de reinversión para la TIRM fue de 18%. Los resultados fueron:

Tabla 4.22 Rentabilidad financiera con RCE's a través de métodos de evaluación de proyectos

ANÁLISIS FINANCIERO	
VPN en 2008	\$3,916,588
AE	\$517,930
B/C	1.66
TIR	98.85%
TIRM	30.91%
PR [años]	7.43

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a las evaluaciones presentadas en este trabajo, se puede observar que los resultados de la evaluación económica son mejores que la financiera, debido a que en la evaluación financiera existe el pago por los intereses del préstamo. Sin embargo al apalancarse, se emplean recursos monetarios externos, pudiendo invertir los propios en otros negocios. Asimismo se observa que la ayuda que brinda el MDL al proyecto al precio fijado, resulta ser poco significativa.

Cabe resaltar que un periodo de recuperación financiero de 7 años como se obtuvo en la evaluación, para el caso de una institución podría ser aceptable. No así para grandes empresas cuyo principal objetivo es recuperar su inversión en el menor tiempo posible, por lo que periodos mayores a 3 años no son atractivos para dichas agrupaciones.

En el capítulo 6 de la tesis se presentará un análisis paramétrico para estudiar con mayor detalle esta evaluación. En este ejercicio se variarán los parámetros con mayor susceptibilidad y se conocerá cuáles son los factores que afectan en mayor medida al proyecto.



CAPÍTULO 5

DEMOSTRACIÓN DE LA ADICIONALIDAD Y EJEMPLIFICACIÓN DE ELABORACIÓN DE LOS DOCUMENTOS PIN Y DDP

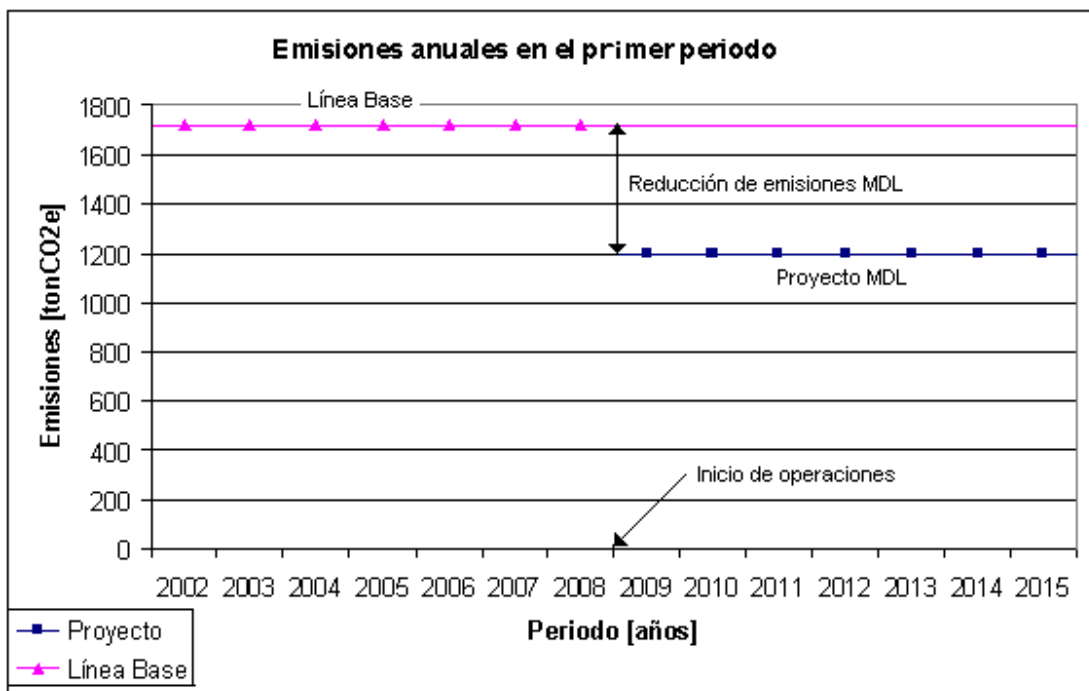
Para que un proyecto sea registrado ante la JE del MDL, debe cumplir con los criterios de Adicionalidad y Línea Base, como se ha mencionado en capítulos anteriores. El análisis de barreras es una forma de demostrar la Adicionalidad, durante esta sección se efectúa el desarrollo de este punto por medio de análisis de barreras, así como a través del análisis a la inversión.

Posteriormente se procede a la elaboración a manera de ejemplo de los documentos oficiales PIN y DDP del MDL, mismos que deben ser presentados al inicio del registro del proyecto en el MDL. Dichos documentos incluyen datos sobre los desarrolladores del proyecto, ubicación, metodologías para el cálculo de reducciones de emisiones y monitoreo, así como explicaciones sobre la Línea Base y Adicionalidad del proyecto.

5.1 Análisis de Adicionalidad

De acuerdo a la definición de Adicionalidad que indica que “un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropogénicas de GEI por fuentes es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto MDL propuesto”, nuestro proyecto de cogeneración es Adicional ya que las emisiones de CO₂e del éste se estimaron en 1,198 tonCO₂e/año, mientras que las emisiones de Línea Base del análisis ascenderían a 1,717 tonCO₂e/año, por lo que las reducciones de emisiones obtenidas con la realización del proyecto serían de 518 tonCO₂e/año. Lo anterior se ilustra en el siguiente gráfico, para un periodo de acreditación de 7 años.

Fig. 5.1 Emisiones Anuales del proyecto durante el primer periodo de acreditación



Cabe mencionar que para poder comprobar ante las autoridades del MDL si un proyecto es adicional, primero debe cumplir ciertos criterios de Adicionalidad. Dentro de éste estudio se realizó el análisis de la inversión y el análisis de barreras, en primer lugar comenzaremos a tratar el análisis de barreras y posteriormente nos enfocaremos al análisis de la inversión.

5.1.1 Análisis de Barreras

Los proyectos MDL deben enfrentarse a diferentes tipos de barreras para contribuir al desarrollo en diferentes ámbitos, tales como el social, ambiental, económico e institucional entre otros, para los cuales, el proyecto tiene que derribar ciertas barreras que pueden poner en peligro su realización y debe evitarlas.

❖ Inerciales (prácticas comunes)

Como es costumbre en México, la política que rige la generación de energía dentro de las compañías eléctricas del país, es la de producir energía eléctrica al menor costo posible, segando siempre las inversiones hacia el uso de combustibles fósiles con tecnologías obsoletas. Sin embargo, el proyecto presentado busca sustituir la energía equivalente para la alimentación de los edificios proveniente de estas prácticas, por el uso de una tecnología más eficiente, arriesgando un monto considerable de capital, yendo en contra de la práctica más segura y cómoda como es la habitual.

❖ Institucionales

Uno de los inconvenientes a los que se enfrenta el proyecto es de tipo institucional, ya que no existe información disponible sobre la factura eléctrica que la UNAM paga a la compañía de luz, por lo que no es posible determinar el consumo energético real de las instalaciones en estudio. A éste respecto, se llevó a cabo una serie de mediciones de la carga en los edificios durante un periodo y posteriormente se extrapolaron los resultados para hacer un estimado de la capacidad requerida. Se espera que la realización de éste proyecto ayude a una mejora en la coordinación entre las diferentes dependencias dentro de la Universidad para facilitar el intercambio de información y así llevar procedimientos de este tipo a cabo.

Por otra parte, se confía que la experiencia de esta planta brinde un modelo confiable para que las autoridades responsables en la Universidad, implementen soluciones similares al suministro energético del campus universitario entero.

Los procedimientos burocráticos generalmente resultan ser muy largos y complicados, razón por la cual muchos proyectos nunca se realizan. Respecto a los trámites necesarios para la obtención de los permisos de cogeneración y autoabastecimiento, así como para los contratos de interconexión y respaldo y los requisitos de estudios ambientales, son excesivamente complejos, al grado de los que deben hacer los productores independientes de energía aún cuando las capacidades de generación son considerablemente de mayores escalas. Del mismo modo, los pagos que se hacen por los trámites y contratos afectan principalmente a proyectos tan pequeños como el presentado en éste trabajo, contrario a lo que sucedería en instalaciones de gran capacidad como por ejemplo 10, 20 MW o mayores, ya que por economía de escala los costos de éste género no los impactan en gran medida.

❖ **Financieras**

Otra de las barreras que dificultan desarrollo del este proyecto así como el de muchos otros, es la insuficiencia en el financiamiento, ya que la mayoría de las instituciones financieras de fomento, internacionales o comerciales, hacen una marcada diferenciación en la credibilidad entre el sector privado y, en éste caso, las instituciones educativas del sector público. Únicamente trabajan o dan prioridad a empresas privadas y proyectos de gran escala respaldados por grandes historiales y garantías prendarias sobre los activos, además de otras garantías. Lo anterior dificulta a la Universidad la posibilidad de obtener un crédito importante, y debido a que hay poca o nula experiencia sobre el tema, puesto que las organizaciones financieras desconocen la manera en la cual se deben instrumentar operaciones de éste tipo con la UNAM.

Dentro de la evaluación financiera se buscaron diversos tipos de financiamientos, entre las opciones se encontraban entidades de banca nacional comercial y de desarrollo, así como banca internacional y programas de financiamiento gubernamentales. Sin embargo, ninguna de estas instituciones tiene la disposición de apoyar a la UNAM por ser una institución educativa, pública y alegando que no obtendrían garantías, sería complicado, y nunca se ha trabajado en características similares. En el caso muy específico del FIDE, se informó que no se cuenta con un programa financiero para una institución como la UNAM y que además existen otros esquemas a los cuales les debería estar encomendada dicha tarea. Finalmente, los únicos créditos permisibles para el proyecto fueron los brindados por intermediarios financieros no bancarios como son las Sofoles, Arrendadoras Puras, Soforms y financiamientos directos por Desarrolladores; sin ser las mejores opciones, debido a que esta clase de corporaciones requieren un porcentaje de participación en los ahorros generados.

Por otro lado sería primordial contar con mecanismos alternativos de financiamiento, debido a que los existentes son poco bondadosos para desarrollar proyectos, los requisitos y mecanismos de préstamo no favorecen una fácil realización de los proyectos, tales como montos mínimos, plazos de financiamiento cortos y tasas de interés muy altas, por consecuencia la rentabilidad de un proyecto se coloca en una situación peligrosa. Igualmente, existe una grave carencia de financiamientos a instituciones públicas de educación que apoyen la creación de este tipo de iniciativas, por lo que deben ser creados nuevos mecanismos o modificar los existentes para tener créditos flexibles y accesibles a

proyectos que fortalezcan nuestras casas de estudio, y así los alumnos puedan aspirar a una formación de primer mundo ya que la educación es la base del progreso en cualquier país y es preponderante que los gobiernos impulsen su desarrollo.

Es importante hacer mención que no existen precedentes dentro del país en la elaboración y negociación de proyectos de cogeneración para una casa educativa pública como lo es la UNAM.

❖ Sociales

Dentro de la propia Universidad, todo tipo de iniciativas y proyectos están sujetas a la valoración y aprobación por parte de las autoridades universitarias. No obstante, durante la toma de decisiones existen diversas presiones por parte de las diferentes Facultades y dependencias del campus, para la obtención de recursos que ayuden a mejorar su infraestructura y apoyen proyectos para fortalecer su desarrollo. A causa de este tipo de influencia y de presupuestos limitados, es difícil conseguir recursos económicos y aprobación por parte de los altos mandos de la Universidad, para la construcción de proyectos tan costosos como son los de naturaleza energética.

Igualmente, se considera una barrera el hecho de que la instalación de la planta sea la primera en su tipo dentro de la UNAM e incluso en otras universidades del país, al existir cierta desconfianza por ser un proyecto innovador y del que hay poca experiencia en el ramo.

❖ Tecnológicas y de operación

El proyecto de cogeneración encuentra ciertos problemas tecnológicos debidos a las características propias del mismo, ya que los requerimientos generación de energía dentro del campus universitario no son constantes a lo largo del año, encontrándose largos periodos vacacionales en los que la operación de la planta pondría bajar a menos del 30% de su capacidad total. Esto obliga a que la planeación del esquema de cogeneración se realice a través de la instalación de dos motores que suplan la capacidad de uno mayor y de esta forma detener una de las unidades durante las temporadas de baja demanda. No obstante, es sumamente complicado poder hallar la tecnología idónea para cubrir las necesidades planteadas, debido a que se reducen las compañías proveedoras de equipo que cuentan con los módulos requeridos y los precios de éstos aumentan significativamente, dificultándose la adquisición de la mejor opción.

Otro de los obstáculos que ponen en peligro el éxito del proyecto es la seguridad de abastecimiento del combustible que se emplearía a lo largo de la vida del proyecto y el precio de dicho insumo. En los últimos años han ocurrido diversos fenómenos respecto al acrecentamiento los precios nacionales e internacionales de los combustibles, no solo del petróleo sino también de los combustibles fósiles en general y en el futuro podría empeorar ésta situación ya que los recursos fósiles no se regeneran. Esto obstaculiza directamente la operación de una planta que emplea combustibles fósiles como es el gas natural y si

consideramos que la única empresa suministradora de gas natural que existe dentro de la zona metropolitana es la empresa Metrogas, las garantías de disponibilidad y oferta del insumo podrían verse seriamente afectadas. Asimismo, asegurar importes competitivos por concepto de gas son de vital interés para lograr una rentabilidad segura en la evaluación de un proyecto, ya que en una planta de éste tipo el combustible es uno de los factores más importantes en los costos de generación, por lo que es primordial contar con un marco regulatorio de precios que sea confiable, sin embargo, actualmente todo parece indicar que aún esto no se ha logrado, por ejemplo en materia de gas natural, de 2000 a agosto de 2005 el precio aumentó en más de 91%, lo cual es un incremento mucho mayor que el registrado en el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) en el mismo período. Tomando en cuenta lo anterior, en el caso de tener una contingencia de este tipo, el cambiar de gas natural por otro combustible como Diesel representaría llevar a cabo diversos ajustes tecnológicos que significarían mayores costos que indudablemente afectarían la viabilidad económica y financiera.

❖ Ambientales

En el caso de las barreras ambientales, existen algunas Normas Mexicanas para cuidar la calidad del aire de la zona metropolitana. Si bien el proyecto no tiene problemas para cumplir dichas normas, durante ciertas crisis ambientales se pueden presentar severas etapas en las contingencias que afectan el funcionamiento de la industria, debido a que los procedimientos deben ser detenidos en su totalidad para alcanzar los niveles considerados de una buena calidad del aire. De presentarse una situación de éste tipo, se consideraría como una barrera ambiental ya que el proyecto cumpliría las normas requeridas y las eventualidades que pudieran suceder serían variables que el proyecto no podría controlar pero que perjudicarían el buen funcionamiento de la planta.

❖ Fiscales

La barrera fiscal representa la realización de un gran esfuerzo para la compra de insumos y maquinaria de cogeneración, dichos elementos en su mayoría provienen del extranjero, razón por la cual deben pagarse altos aranceles que constituyen una más de las cuentas que los desarrolladores deben costear y que impiden el desarrollo de la industria. Un ejemplo al respecto es el caso de equipo proveniente de la empresa Guascor de España, los motores comprados deberán cubrir un costo aproximadamente del 5% del valor de la unidad por concepto de agente aduanal, flete y aranceles. Así mismo, se debe pagar el Impuesto al Valor Agregado (IVA) previo a la llegada del equipo a México.

Por otra parte existe el Tratado de Libre Comercio (TLC) con algunos países, por medio del cual se libera a las empresas del pago de ciertos impuestos al comprar tecnología de otras naciones. Lo anterior aplica a Estados Unidos que mantiene dicho tratado con México y por lo tanto a sus empresas, tal es el caso de empresas como Cummins que ofrece equipo ya en nuestro país y a un precio fijo sin tener que realizar los pagos aduanales. Sin embargo, los precios que ofrecen este tipo de empresas ya reflejan algunos de los impuestos

y tarifas que se cobran a la entrada del equipo al país, exceptuando los condonados gracias al TLC.

De lo anterior se observa que aunque ya existen apoyos como el TLC, es imperante propiciar el establecimiento de nuevas políticas de incentivos y beneficios económicos para tecnologías que sean benévolas con el ambiente. De igual manera, se debe disminuir o erradicar los impuestos cobrados a equipos utilizados en la cogeneración y otras energías limpias, ya que en varios países aún es necesario pagar grandes sumas debidas a los pagos fiscales.

5.1.2 Análisis de la Inversión

La inversión necesaria proyectada para este análisis asciende a \$ 7, 032,840, mismos que se prevén obtener gracias a un plan de financiamiento por parte del FIDE. El apalancamiento financiero será del 90%, por lo que la cantidad de inversión financiada sería \$ 6,329,556 y la UNAM aportaría \$ 703,284 con recursos propios. A continuación se analizará la inversión para observar si este proyecto requiere del apoyo del MDL.

Dentro del análisis Financiero y de acuerdo a los lineamientos que marca el FIDE para este tipo de proyectos, se estableció la tasa del Costo Porcentual Promedio de Captación más tres puntos porcentuales en 7.87% y al trasladarla a los 24 periodos del préstamo se obtuvo una tasa de 2.65%, misma que se aplicó a la inversión de \$ 6,329,556, fijando seis pagos anuales iguales de \$ 1,439,060 para cubrir los pagos del apalancamiento financiero. Asimismo, se observó que al incluir los pagos financieros del proyecto a la hoja de evaluación económica, se registró un resultado neto financiero positivo a lo largo de la vida del proyecto. Posteriormente, al llevar a cabo el flujo de caja y aplicando diversos métodos de evaluación de proyectos tales como, el VPN con \$ 3,916,588, el periodo de recuperación PR de 7.43; la TIR con un valor de 98.85% ya que los flujos de caja se presentan todos positivos; no obstante, al emplear una tasa de reinversión más real del 18%, la TIRM se sitúa en 30.91%; así como el valor Beneficio Costo de 1.66, entre otros.

Estos parámetros de rentabilidad nos confirman que nuestro proyecto resulta relativamente viable con el financiamiento. No obstante, en la práctica estos resultados como por ejemplo, un periodo de recuperación de 7.43 años podrían ser aceptables para una institución, pero, para el caso de una empresa esto no es atractivo, por lo que seguramente la puesta en marcha del proyecto no se efectuaría. Por ésta razón, sería beneficioso para el proyecto obtener el apoyo del MDL para colaborar con la rentabilidad del mismo.

5.2 Nota idea del proyecto

Es el primer paso en el ciclo del proyecto MDL, contiene la idea general de como se ser realizará el proyecto y será revisado para su aprobación por expertos. De aprobarse el PIN se continúa con el ciclo de registro.

NOTA IDEA DEL PROYECTO

A. Descripción del proyecto, tipo, localización y programa

Nombre del proyecto: “Megaproyecto la Ciudad Universitaria y la energía”, Proyecto CUenergía/1/23
Planta de Energía: Gasificación, Electricidad y Confort en trigeneración

Resumen técnico del proyecto

Fecha de presentación: Octubre 2008

Objetivo del proyecto	El propósito de este proyecto es conseguir que algunos edificios e instalaciones del Posgrado de la Facultad de Ingeniería puedan autoabastecer sus requerimientos energéticos, con lo cual podría lograrse un ahorro en el costo de la factura eléctrica que se paga por el concepto de iluminación, calefacción, consumo de equipos y usos generales.
Descripción del proyecto y actividades propuestas	Se implementará un sistema de cogeneración para generar energía eléctrica y alimentar algunos edificios del Posgrado de la Facultad de ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México UNAM, así como recuperar la energía de desperdicio al generar calor y frío para dar confort a los usuarios de los edificios y ser utilizado en otro tipo de procesos. El combustible empleado será gas natural y gas de síntesis proveniente de la biomasa de árboles y plantas que se produce dentro del campus universitario. Las principales actividades son la preparación del terreno, instalación del equipo, instalación eléctrica y de confort, entre otras.
Tecnología a ser empleada	Se utilizarán dos Motogeneradores Cummins 6CTA8.3.G2 Prime Mode, cada uno con una capacidad de 160 KW a 60 hz y 200 KVA que emplearán como combustible gas natural.
Desarrollador del proyecto	
Nombre del desarrollador del proyecto	El proyecto está desarrollado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
Categoría organizacional	La UNAM es una institución autónoma de educación superior pública.
Otra función del desarrollador del proyecto en el proyecto	La UNAM se encargará de realizar la evaluación económica técnica y ambiental del proyecto asimismo proporcionará los

	recursos financieros para desarrollar el proyecto.
Resumen de la experiencia relevante del desarrollador del proyecto	Experiencia de 6 años en generación, distribución y uso eficiente del vapor, mantenimiento preventivo y correctivo en generadores de vapor; 3 años en ingeniería y administración de proyectos de generación y distribución de vapor, cogeneración, combustión, ahorro de energía y evaluación financiera de proyectos de inversión. Desde 2003 colabora Posgrado de Ingeniería UNAM, impartiendo cursos y realizando proyectos de investigación sobre procesos y uso eficiente de la energía y plantas avanzadas de generación de potencia.
Dirección	Av. Universidad C.P. 04510, México, D.F. Ciudad Universitaria
Nombre del contacto	Dr. Gabriel León de los Santos, Departamento de Sistemas Energéticos, Coordinador del proyecto.
Teléfono / fax	(52-55) 56-22-30-26 / Fax: 56-16-10-73
E-mail y dirección de página web	Tesgleon@aol.com , www.unam.mx
Patrocinadores del proyecto	
Nombre del patrocinador del proyecto	El proyecto será patrocinado por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
Categoría organizacional	La UNAM es una institución autónoma de educación pública.
Dirección (incluida dirección web)	Av. Universidad C.P. 04510, México, D.F. Ciudad Universitaria Posgrado de ingeniería. Edificio Bernardo Quintana. www.unam.mx
Actividades principales	La UNAM es una institución de educación superior cuyo principal motivo es la formación de recursos humanos para el bien nacional, asimismo es la responsable de gran parte de la investigación en diversas áreas de ciencia y tecnología que se desarrolla en el país.
Resumen del financiamiento	Sus ingresos provienen principalmente de recursos públicos, donaciones altruistas de empresas u organizaciones, así como del desarrollo de proyectos e investigaciones en diferentes áreas.
Tipo de proyecto	
Gases de Efecto Invernadero a ser reducidos	CO ₂ y N ₂ O
Tipo de actividades	Reducción de CO ₂
<i>Campo de actividades:</i>	
a. Suministro de energía	Cogeneración y Biomasa

Localización del proyecto	
Región	América Central & y el Caribe
País	México
Ciudad	Distrito Federal
Breve descripción de la localización del proyecto	Ciudad Universitaria es el nombre del campus universitario localizado al sur de la ciudad en la delegación Coyoacán, una de las 16 delegaciones del Distrito Federal en la Ciudad de México.
Programa esperado	
Fecha de inicio del proyecto	2008
Tiempo estimado requerido antes de entrar en operación y después de la aprobación del PIN	Tiempo requerido para acuerdos financieros: 3 meses Tiempo requerido para asuntos legales: 3 meses Tiempo requerido para negociaciones: 2 meses Tiempo requerido para construcción: 24 meses
Primer año esperado de reducciones de emisiones verificadas o RCE's entregadas	2010
Vida del proyecto	21 años
Estatus actual o fase del proyecto	Estudio de viabilidad terminado
Estatus actual de la aprobación del país anfitrión	Carta de No Objeción
La posición del país anfitrión con respecto al Protocolo de Kyoto	El País Anfitrión c. firmó el Protocolo de Kyoto

B. Beneficios ambientales y sociales esperados

Estimación de Gases de Efecto Invernadero reducidos / CO₂ secuestrado (en toneladas métricas de CO₂-equivalentes)	<p>Anual:</p> <p>Hasta el 2012: 1,555 tonCO₂-equivalentes</p> <p>Hasta un periodo de 10 años: 5,183 tonCO₂-equivalentes</p> <p>Hasta un periodo de 7 años: 3,628 tonCO₂-equivalentes</p> <p>Hasta un periodo de 14 años: 7,256 tonCO₂-equivalentes</p>
Escenario de Línea Base	<ul style="list-style-type: none"> Este proyecto pretende disminuir las emisiones producidas al generar energía eléctrica y térmica, proveniente de la red

	<p>pública por energía de cogeneración. Los principales gases a reducir son CO₂, CH₄ y N₂O.</p> <ul style="list-style-type: none"> • De no llevarse a cabo el proyecto la energía eléctrica requerida se obtendría de la red pública, producida a partir de otras tecnologías menos eficientes. En el caso de la energía para el confort, se emplearían diversos aparatos como ventiladores e instrumentos eléctricos poco adecuados para instalaciones de éste tipo y que además elevarían significativamente el consumo eléctrico. • La estimación de reducciones de GEI durante el primer periodo de acreditación renovable, alcanzaría un monto de 3,628 tonCO₂e durante 7 años. Asimismo, las reducciones de emisiones totales para el periodo de vida útil del proyecto ascenderían a 10,884 tonCO₂e en 21 años.
<p>Beneficios ambientales globales y locales específicos</p>	
<p>¿Cuál Línea Base será aplicada?</p>	<p>Tipo I: Proyectos de Energías Renovables, categoría C: Energía térmica para el consumo final</p>
<p>Beneficios Locales</p>	<p>Los beneficios de emplear tecnología más eficiente, se traducirán en términos económicos y sociales:</p> <p>Al dejar de comprar la energía eléctrica a la compañía de luz y generarla con la planta, se generarán importantes ahorros económicos que podrán emplearse para otros programas educativos dentro de la propia Universidad, tales como laboratorios, becas, cursos, etc. Asimismo, la instalación servirá como modelo práctico para que los alumnos puedan reforzar lo aprendido en las aulas.</p> <p>Por otra parte, la instalación de confort propiciará el mejoramiento de las condiciones de trabajo favoreciendo una mayor productividad entre los investigadores de la Universidad.</p>
<p>Beneficios Globales</p>	<p>Se espera que con el proyecto se reduzcan las emisiones de GEI producidas mediante energía térmica convencional. Además, contribuir al mejoramiento de la calidad del aire dejando de quemar combustibles como combustóleo y carbón que liberan partículas y contaminantes en le aire.</p>
<p>Aspectos socio-económicos</p> <p>¿Qué efectos sociales y económicos pueden ser atribuidos al proyecto y cuales podrían no ocurrir en una situación comparable sin el proyecto?</p> <p>Indicar las comunidades y el número de personas que se</p>	<p>Con la implementación del proyecto existiría una importante fuente de aprendizaje para la formación de recursos humanos en la materia, reforzando conocimientos teóricos en áreas como energía, mecánica, química, entre otros. Asimismo, se reduciría el importe de la factura eléctrica que la Universidad emplea para su pago a la compañía de luz, pudiendo canalizar esos ahorros a la creación de nuevos proyectos y programas que contribuyan con el desarrollo profesional de los alumnos y personal académico de la misma Universidad.</p>

beneficiarán de éste proyecto.	Además, de no realizarse el proyecto, se evitaría la construcción de nuevos modelos de autoabastecimiento energético en instituciones de éste nivel para derribar viejas prácticas que hasta ahora han prevalecido en el país.
¿Cuál Línea Base será aplicada?	Tipo I: Proyectos de Energías Renovables, categoría C: Energía térmica para el consumo final
¿Cuales son los posibles efectos directos (ej: creación de empleo, capital requerido, intercambio extranjero)?	Demostración de tecnología y asimilación tecnológica para la aplicación en nuevos ámbitos.
¿Cuales son otros posibles efectos?	Formación asociado con la introducción de nuevas tecnologías
Estrategia ambiental/ prioridades del país anfitrión	En México La Comisión Intersecretarial de Cambio Climático coordina las acciones de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal relativas a la formulación e instrumentación de políticas nacionales para la prevención y mitigación de emisiones de GEI, la adaptación a los efectos adversos del cambio climático y, en general, promueve el desarrollo de programas y estrategias de acción climática relativos al cumplimiento de los compromisos suscritos por México en la CMNUCC. El proyecto se encuentra dentro del marco de objetivos que promueve la comisión, ya que introduce tecnología más eficiente, así como el empleo de combustibles más limpios, reduciendo la dependencia de energía de la red eléctrica. El proyecto cumple con las legislaciones y planes del país, contribuyendo así al desarrollo sustentable del mismo.

C. Financiero

Estimación del costo total del proyecto	
Costos de desarrollo	0.0434 millones US\$
Costos de instalación	0.6635 millones US\$
Otros costos	0.0058 millones US\$
Costos totales del proyecto	0.7127 millones US\$
Fuente de financiamiento a ser buscada o ya identificada	
Equidad	Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) (por 0.1918 millones US\$)

Deuda a largo plazo	No aplica
Deuda a corto plazo	Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE) (por 0.4717 millones US\$)
No identificada	No aplica
Contribución del financiamiento de carbono solicitado	0.0 millones US\$
Contribución financiera del carbono en pagos adelantados. (La cantidad del pago por adelantado dependerá del riesgo evaluado del proyecto por el Banco Mundial.)	La contribución financiera comprende 21 años de venta de RCE's, descontando los gastos de transacción y los porcentajes por comercialización y fondo de adaptación. 0.144 millones US
Fuentes de financiamiento de Carbono	No identificada
Precio indicativo de las RCE's (sujeto a negociación)	15 US\$ / tonCO ₂ -equivalentes
Valor acordado de compra de Reducción de Emisiones totales (ERPA)	
Un periodo hasta el 2012 (fin del primer periodo de compromiso)	27,418 US\$
Un periodo de 10 años	68,546 US\$
Un periodo de 7 años	47,982 US\$
Un periodo de 14 años (2 * 7 años)	95,964 US\$
Si el análisis financiero está disponible para la actividad MDL propuesta, proporcionar el pronóstico financiero de la tasa interna de retorno para el proyecto con o sin los ingresos por RCE's. Proporcionar la tasa financiera de retorno a la espera de un precio de RCE's arriba de US\$3/ tCO ₂ e. NO asumir algún pago por adelantado del FPC en el análisis financiero que incluya	A continuación se presenta la información financiera de la actividad del proyecto con un apalancamiento del 90%. En el análisis se contemplaron los ingresos por venta de RCE's estimados en 15 USD/tonCO ₂ e. Posteriormente se presentan las tablas de las hojas de cálculo para sustentar dichos valores. El resultando del Valor Presente Neto es el siguiente:

flujo de ingresos de FPC.

Por favor proporcione una hoja de cálculo para apoyar estos cálculos.

VPN en 2008	\$3,916,588
-------------	-------------



Hojas de Cálculo

Periodo [Años]	Costo CHP \$	Costo Convencional \$	Ingresos RCEs \$	Resultado Neto Anual \$
2010	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2011	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2012	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2013	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2014	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2015	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2016	1,882,114	3,921,007	72,658	2,111,551
2017	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2018	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2019	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2020	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2021	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2022	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2023	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2024	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2025	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2026	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2027	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2028	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2029	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893
2030	1,882,114	3,921,007	0	2,038,893

Apalancamiento 100%	Saldo al inicio del periodo	Interés Saldos Insolutos	Pagos Financieros Pagos + Interés	Saldo Final Periodo	Flujo de Caja
Tasa=7.87%	\$	\$	\$	\$	\$
-6,329,556					-703,284
	-6,329,556	-639,669	1,439,060	-5,530,166	672,492
	-5,530,166	-551,531	1,439,060	-4,642,637	672,492
	-4,642,637	-453,676	1,439,060	-3,657,254	672,492
	-3,657,254	-345,031	1,439,060	-2,563,226	672,492
	-2,563,226	-224,408	1,439,060	-1,348,574	672,492
	-1,348,574	-90,485	1,439,060	0	672,492
					2,111,551
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893
					2,038,893

5.3 Documento del Diseño del Proyecto (DDP)

A continuación se presenta un documento en el que se lleva a cabo un ensayo acerca de cómo debe estructurarse el Documento Diseño del Proyecto (DDP) como una base para que el proyecto sea presentado y evaluado ante la Entidad Operacional. Cabe señalar que dicho ensayo se realizó con base al DDP de un proyecto de cogeneración de electricidad y agua caliente empleando gas natural y biogás producido dentro del sitio con biodigestores de desperdicios, mismo que realizaron en conjunto las empresas Conservas La costeña, S.A. de C.V. y Jugomex S.A. de C.V.

	
FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03	
MDL – Junta Ejecutiva	
MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) Versión 03 – en vigor desde: 22 de Diciembre 2006	
CONTENIDO	
A. Descripción general de la actividad del proyecto de pequeña escala	
B. Aplicación de la metodología de Línea Base y Monitoreo	
C. Duración de la actividad del proyecto / Periodo de Acreditación	
D. Impactos Ambientales	
E. Comentarios de los accionistas	
Anexos	
Anexo 1: Información de contacto de los participantes en la actividad de proyecto de pequeña escala propuesta	
Anexo 2: Información respecto a fondos públicos	
Anexo 3: Información de la Línea Base	
Anexo 4: Información de Monitoreo	



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Historia de revisión de este documento

Numero Versión	Fecha	Descripción y razón de revisión
01	21 Enero 2003	Adopción inicial
02	8 Julio 2005	<ul style="list-style-type: none"> • La Junta acordó revisar el MDL-PE-DDP para reflejar los consejos y aclaraciones proporcionados por la Junta desde la versión 01 de este documento. • Como una consecuencia, las directrices para completar MDL-PE-DDP han sido revisadas como corresponde a la versión 2. La última versión puede ser encontrada en <http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>.
03	22 Diciembre 2006	<ul style="list-style-type: none"> • La Junta acordó en revisar el documento de diseño de proyecto de MDL para actividades de pequeña escala (MDL-PE-DDP), tomando en cuenta MDL-DDP y CDM-NM.



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Sección A. Descripción general de la actividad del proyecto de pequeña escala.

A.1 Título de la actividad del proyecto de pequeña escala:

“Megaproyecto la ciudad universitaria y la energía”, Proyecto CUenergía/1/23 Planta de Energía: Gasificación, Electricidad y Confort en trigeneración – Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

A.2 Descripción de la actividad del proyecto de pequeña escala:

El propósito de este proyecto es implementar un sistema de cogeneración (trigeneración) para generar energía eléctrica y alimentar algunos edificios de la Facultad de ingeniería en el de la Universidad Nacional Autónoma de México UNAM, así como calor y frío para dar confort y ser utilizado en otros procesos. El combustible empleado será gas natural y gas de síntesis proveniente de la biomasa de árboles y plantas que se produce dentro del campus universitario. Las principales actividades son la preparación del terreno, instalación del equipo, instalación eléctrica y de confort, entre otras.

El proyecto contribuye a desarrollo sustentable por varias razones:

- La cogeneración representa la preservación del recurso natural al reducir el consumo de combustible, mejorando la eficiencia en el aprovechamiento del poder calorífico del combustible y al mismo tiempo, evita la generación de emisiones contaminantes.
- El proyecto representa ahorros económicos para la Universidad la reducir el costo de su factura eléctrica y la compra de combustible para los procesos térmicos que se requieren dentro de las instalaciones.
- La planta ayudará a reducir las emisiones de GEI, al aprovechar la biomasa que se genera en el campus, misma que hasta ahora no se utiliza y al descomponerse genera gases contaminantes a la atmósfera.
- En el rubro social, el sistema servirá como laboratorio para que los estudiantes puedan tener acceso a una instalación industrial y desarrollar sus habilidades prácticas en su educación.

A.3 Participantes del proyecto:

Nombre de la parte involucrada	Entidades privadas y/o públicas participantes del proyecto	Indicar si la parte involucrada desea ser considerada como participante del proyecto (Si/No)
México (anfitrión)	Universidad Nacional Autónoma de México UNAM	Si

A.4 Descripción técnica de la actividad del proyecto de pequeña escala:

La actividad del proyecto MDL consiste en la quema de gas natural en un sistema de cogeneración, dicho sistema producirá electricidad y calor para uso en el sitio. Se emplearán dos Motogeneradores



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Cummins 6CTA8.3.G2 Prime Mode, cada uno con una capacidad de 160 KW a 60 hz y 200 KVA. Se planea tener un respaldo en caso de fallo o mantenimiento, el cual provendrá de la red pública.

A.4.1 Localización de la actividad del proyecto:

El proyecto se encuentra en la Ciudad de México, dentro del campus universitario de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

A.4.1.1 Parte(s) anfitriona(s):

México

A.4.1.2 Región/Estado/Provincia etc:

Distrito Federal (Ciudad de México)

A.4.1.3 Ciudad/Pueblo/Comunidad etc:

Ciudad Universitaria, Distrito Federal

A.4.1.4 Detalle de la localización física, incluyendo información que permita la identificación de la actividad del proyecto de pequeña escala:

Ciudad Universitaria es el nombre del campus universitario localizado al sur de la ciudad en la delegación Coyoacán, una de las 16 delegaciones del Distrito Federal en la Ciudad de México.





FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva



Fuente: Guía Roji

A.4.2 Tipo y categoría y tecnología de la actividad del proyecto de pequeña escala:

Usando la clasificación del apéndice B de modalidades y procedimientos simplificados para actividades de proyectos MDL de pequeña escala, este proyecto está clasificado como Tipo I: Proyectos de Energías Renovables, categoría C: Energía térmica para el consumo final. La electricidad y el calor generados por el proyecto serán utilizados en el sitio por la UNAM.

Los proyectos de energía renovable pueden ser clasificados como pequeña escala si sus capacidades no exceden 15 MW y la energía térmica no rebasa 45 MW_t. El proyecto de



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

cogeneración de la UNAM satisface los requerimientos, ya que la capacidad total de generación de energía a la salida es de 441.3 KW (273.8 KW_e y 167.5 KW_t).

A.4.3. Monto estimado de reducciones de emisiones durante el periodo de acreditación escogido:

El proyecto reducirá emisiones antropogénicas de GEI de dos formas; en la primera, se desplazará la energía eléctrica de la red que es generada con procesos más contaminantes que la del proyecto mismo; y la segunda forma, por la reducción del consumo de combustible fósil para el confort y diferentes procesos requeridos en los edificios de la Universidad.

Las reducciones de emisiones esperadas por parte del proyecto son aproximadamente de:

- 518 tonCO₂e al año
- 3,628 tonCO₂e durante 7 años
- 10,883 tonCO₂e durante la vida útil del proyecto; 21 años

Cabe señalar que estas reducciones de emisiones esperadas no se llevarían a cabo en la ausencia del proyecto, ya que la UNAM es la primera Universidad en México en implementar este tipo de proyectos que sirve como experiencia y modelo a seguir por parte de otras universidades e instituciones en el país.

Las reducciones de emisiones esperadas por parte del proyecto son aproximadamente de:

	Emisiones de Línea Base totales de GEI (tonCO₂e)	Emisiones totales de GEI del proyecto (tonCO₂e)	Reducciones de emisiones totales (tonCO₂e)
Periodo total de la actividad del proyecto (7 años)	36,047	25,164	10,883

A.4.4 Financiamiento público de la actividad del proyecto de pequeña escala:

El financiamiento será proporcionado por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), cuyo objetivo es propiciar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica para contribuir al desarrollo económico y social, así como a la preservación del medio ambiente, brindando apoyo técnico y financiero. El monto del financiamiento es de \$5'000,000.00, pagaderos en 24 periodos trimestrales, al la tasa equivalente al costo porcentual promedio (cpp) más tres puntos porcentuales.

A.4.5 Confirmación de que la actividad del proyecto de pequeña escala no es un componente incluido en la actividad de un proyecto más grande:

De acuerdo con el párrafo 2 del apéndice C de modalidades y procedimientos simplificados, “una actividad de proyecto de pequeña escala debe ser evaluada a ser una componente incluida en una



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

actividad de proyecto mayor, si existe alguna actividad de proyecto MDL de pequeña escala registrada o una solicitud para registrar otra actividad de proyecto MDL de pequeña escala”:

- Con los mismos participantes del proyecto;
- En la misma categoría y tecnología/medida;
- Registrada dentro de los 2 años previos; y
- Cuya frontera del proyecto esté dentro de 1 km de los límites del proyecto de la actividad de pequeña escala propuesta al punto más cercano.

Esta actividad de proyecto de pequeña escala no es una componente incluida de otra actividad de proyecto, así como ninguno de los puntos mencionados anteriormente aplica al proyecto. Asimismo, ninguna otra actividad de proyecto está asociada con el proyecto de cogeneración de la UNAM.

Sección B. Aplicación de una metodología de Línea Base y Monitoreo.

B.1 Título y referencia de la metodología aprobada de Línea Base y Monitoreo aplicadas a actividades de proyectos de pequeña escala:

Tipo I: Proyectos de Energías Renovables, Categoría C: Energía térmica para el consumo final.

La metodología de monitoreo seleccionada es específica para la categoría de proyectos I.C. del párrafo 9, sección (b) del apéndice B de las modalidades y procedimientos simplificados, que habla sobre energía térmica y eléctrica de proyectos de cogeneración.

B.2 Justificación de la metodología escogida y por qué es aplicable a la actividad del proyecto:

La metodología es aplicada en el contexto de una actividad de proyecto que comprende un sistema de cogeneración y biomasa de pequeña escala, que produce calor y electricidad para uso en el sitio. En el caso convencional, toda la electricidad consumida por los edificios es comprada a la red eléctrica nacional, y toda la energía para el confort proviene de aparatos que emplean la energía eléctrica de la red. El proyecto utilizará dos combustibles como complemento, el biogás que será producido en el sitio, y el gas natural para encender un motor de cogeneración. Toda la electricidad y calor serán consumidos en el sitio.

La metodología de monitoreo fue diseñada para ser aplicada a un proyecto de pequeña escala de cogeneración. La metodología asegura el monitoreo de reducciones de emisión generadas de proyectos de cogeneración que desplazan la electricidad de la red y también desplazan el combustible fósil para el uso en calderas de calor de procesos industriales. La metodología de monitoreo está basada en la medición directa de la energía térmica y eléctrica generada por el proyecto y la medición directa de gas natural usado por el sistema de cogeneración.



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

B.3. Descripción de las fuentes y gases incluidas en las frontera del proyecto:

La frontera aplicada a la actividad del proyecto incluye el sitio de proyecto y considera la reducción de emisiones de substituir la energía consumida para confort y electricidad de la red eléctrica, por la energía del sistema de cogeneración de gas natural y biogas.

La frontera del proyecto incluye el sitio de proyecto entero donde la actividad del proyecto será puesta en práctica, incluyendo el equipo de generación de electricidad, condensador, bombas, calderas de calor de proceso, equipo de gasificación, etc. Las fuentes de emisiones incluidas dentro de la frontera del proyecto producen emisiones directas que incluyen las emisiones de CO₂ de la combustión de combustible fósil en los motogeneradores.

Cualquier efecto de transmisión y distribución de pérdidas de líneas, transformadores, y otros componentes en los límites de la Línea Base y la actividad de proyecto se excluyen. Ésta es una asunción conservadora porque la electricidad generada localmente reducirá pérdidas. Las fugas del sistema de biomasa tampoco se tomarán en cuenta ya que estas salidas ocurrirán con o sin la realización del proyecto de cogeneración, estas emisiones no se incluyen en el balance de carbón del proyecto.

B.4. Descripción de cómo el escenario de Línea Base es identificado y su descripción:

La Línea Base incorpora los párrafos 5 y 7 del Apéndice B de las modalidades y procedimientos simplificados para la categoría de proyecto I.C., energía térmica para el usuario. Así las secciones 5 y 7 son:

5. Para tecnologías de energía renovables que desplazan tecnologías que usan combustibles fósiles, la Línea Base simplificada es el consumo de combustible de las tecnologías que habrían sido usadas en ausencia de la actividad de proyecto por un coeficiente de emisión para el combustible fósil desplazado. Los valores de factores de emisión del IPCC pueden ser usados.

7. Para tecnologías de energía renovables que desplazan la electricidad, la Línea Base simplificada es el consumo de electricidad por el factor de emisión calculado como es descrito en la categoría I.D, párrafos 6 y 7.

El párrafo 7 indica que los párrafos 6 o 7 de la categoría I.D deberían ser usados. Este proyecto usará el párrafo 7 de la categoría I.D. El párrafo 7 de la categoría I.D dice:

7. (categoría I.D) la Línea Base es el kWh producido por la unidad de generación renovable multiplicada por un coeficiente de emisión (kilogramo medido CO₂equiv/kWh) calculado de manera transparente y conservadora.

Dado el párrafo 5 de la categoría I.C, la Línea Base para el desplazamiento de combustible fósil es simplemente el combustible empleado en tecnologías menos eficientes para generar el proceso agua caliente multiplicado por el factor de emisión. El combustible desplazado que resulta del sistema de cogeneración será calculado tomando la salida de energía térmica del sistema de



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

cogeneración y dividiéndolo por la eficiencia de las calderas. Éste establecerá el combustible que habría sido requerido para generar una cantidad igual de agua caliente en ausencia de la actividad de proyecto.

Dado el párrafo 7 de la categoría I.D, la Línea Base para el desplazamiento de electricidad es la electricidad suministrada por la red desplazada, multiplicado por el factor de emisión de Margen Combinado. La electricidad desplazada que resulta del sistema de cogeneración será medida como la generación eléctrica del sistema de cogeneración. El factor de emisión de Margen Combinado, que representa la Línea Base para el período de acreditación después de que el proyecto comience operaciones, es 0.584 tonCO₂e/MWh. Así, cada MWh adicional generado por este proyecto evitará 0.584 tonCO₂e emitidas a la atmósfera.

B.5 Descripción de cómo las emisiones antropogénicas de GEI por fuentes son reducidas bajo lo que podría ocurrir en ausencia de la actividad del proyecto MDL de pequeña escala registrada:

Las emisiones de CO₂ del calor de proceso de la caldera tratadas por esta metodología son las emisiones asociadas con aquella parte del combustible fósil en la caldera del Caso Base, que es desplazado por el gas natural y el gas de síntesis del sistema de cogeneración. Por lo tanto, en el Caso Base, la combustión del combustible fósil provee la misma cantidad de la energía entregada que la proporcionada por el proyecto. Así, la energía térmica medida en la salida del sistema del proyecto proporciona la base para determinar la cantidad de combustible fósil que sería quemado por las calderas de calor de proceso en ausencia del proyecto.

Las emisiones de electricidad tratadas por esta metodología son las emisiones asociadas con la parte de la electricidad del Caso Base que es desplazada por el gas natural y la biomasa del sistema de cogeneración. Por lo tanto, en el Caso Base, la electricidad entregada es la misma cantidad que la generada por el proyecto. Así, la electricidad medida en la salida del proyecto proporciona la base para determinar la cantidad de electricidad que puede ser consumida en ausencia del proyecto. El Margen de operación y el Margen de construcción son usados para calcular el factor de emisión de la red eléctrica. Entonces, usando ambos Márgenes para determinar el Margen Combinado, es posible estimar el factor de emisión de la red y por lo tanto saber “lo que pasaría en otro caso”, en términos de emisiones GEI asociadas con el consumo de electricidad.

B.6. Reducciones de emisiones:

B.6.1. Explicación de opciones metodológicas:

Las opciones metodológicas se dividen en:

- ❖ Mitigación directa: A través de equipos y sistemas anticontaminantes o secuestradores.
- ❖ Mitigación indirecta: A través de la mejora en la eficiencia de generación (es decir, reducción en el consumo de combustible o recuperación de energía).



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

La categoría a la que pertenece este proyecto es la mitigación indirecta, ya que se realiza la sustitución y mejora en la calidad de los combustibles que se emplean de manera convencional así como una mejora en la eficiencia de generación, al emplearse tecnología más eficiente. Se compara el consumo de combustible en forma convencional, con el combustible que se evalúa para la cogeneración, obteniendo un mejor uso de este, por lo cual la energía primaria es menor que la energía primaria convencional que se emplearía, siendo su diferencia, la disminución en combustible usado, por lo tanto en combustible quemado y emisiones no generadas, o reducidas.

B.6.2. Datos y parámetros que están disponibles para validación:

Datos y Parámetros:	
Unidad:	MWh
Descripción:	Electricidad generada total por el sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	2, 398 MWh
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	El parámetro seleccionado caracteriza la generación final obtenida por el sistema, y que a su vez es la que se desplazará de la red pública obtenida en forma convencional.
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	Kilogramos por segundo
Descripción:	Flujo agua caliente del sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	0.894 Kg/s
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	Este parámetro nos permitirá conocer la cantidad de energía calorífica recuperada en el sistema, misma que será empleada para el segundo producto del sistema de cogeneración.
Comentarios:	



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Datos y Parámetros:	
Unidad:	°C
Descripción:	Temperatura del agua de entrada del sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	56 °C
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	Este parámetro permite evaluar el contenido energético del segundo producto del esquema de cogeneración, vía la entalpía y su equivalente en términos de energía térmica recuperada, que en adición a la eléctrica producida, permitirá evaluar la eficiencia global del esquema.
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	°C
Descripción:	Temperatura del agua de salida del sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	99.7 °C
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	Este parámetro permite evaluar el contenido energético del segundo producto del esquema de cogeneración, vía la entalpía y su equivalente en términos de energía térmica recuperada, que en adición a la eléctrica producida, permitirá evaluar la eficiencia global del esquema.
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	Kg/h
Descripción:	Gas Natural consumido por el sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	59.4 Kg/h
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	El parámetro permite cuantificar el consumo de energía primaria suministrada al sistema de cogeneración, y con base en el parámetro de electricidad generada total permitirá establecer la eficiencia del esquema de cogeneración, a comparar con la del esquema convencional. Y el costo de operación en base al combustible o el costo variable.
Comentarios:	



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Datos y Parámetros:	
Unidad:	MWh
Descripción:	Electricidad de autoconsumo en el sistema de cogeneración
Fuente de obtención de datos:	Balance de masa y energía
Valor aplicado:	107.932 MWh
La justificación de la elección de los datos o la descripción de métodos de medición y procedimientos realmente aplicados:	Este parámetro nos permite conocer la generación neta del sistema, descartando la energía de autoconsumo. La energía de neta es el resultado de la energía producida por el sistema (generación bruta) menos la energía consumida por el sistema (autoconsumo).
Comentarios:	

B.6.3 Cálculo ex-ante de reducciones de emisión:

Emissiones de la Actividad del Proyecto:

Las emisiones debidas a la actividad del proyecto provienen del consumo de energía requerida por el proyecto. En primera instancia se determinó el consumo anual de energía en MWh. El consumo de energía del proyecto se establece a través de la siguiente formula:

$$CAE_{proyecto} = PT_{SistCogen} * H_{año} * FP$$

donde:

- $CAE_{proyecto}$ – consumo anual de energía del proyecto en *MWh*
- $PT_{SistCogen}$ – potencia total del sistema de cogeneración en *MW*
- $H_{año}$ – horas del año
- FP – factor de planta

$$CAE_{proyecto} = 368MW * 8760h * 0.92$$

$$CAE_{proyecto} = 5,932MWh$$

Empleando el factor de emisión de CO₂ para gas natural especificado por el IPCC así como los factores de conversión adecuados, se estableció el monto de las emisiones debidas al proyecto:

$$EA_{proyecto} = CAE_{proyecto} * FC_{energético} * CCGN_{IPCC} * FC_{masa}$$



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

donde:

$EA_{proyecto}$ – emisiones anuales debidas al proyecto en tonCO₂e/año
 $FC_{energía}$ – factor de conversión de energía; 0.003601 TJ/MWh
 $CCGN_{IPCC}$ – contenido de carbón en el gas natural; 15.3 tonC/TJ
 FC_{masa} – factor de conversión de masa de carbono a CO₂; 3.6667 CO₂/C

$$EA_{proyecto} = 5,932MWh * 0.003601TJ / MWh * 15.3tonC / TJ * 3.6667CO_2 / C$$

Las emisiones por la actividad del proyecto fueron:

$$EA_{proyecto} = 1198tonCO_2e / año$$

Emisiones de Línea Base:

Para las emisiones de Línea Base se consideraron tanto las emisiones generadas al producir energía térmica en caldera, como las emisiones debidas a la generación de energía eléctrica por parte de la red pública. En el caso de las emisiones de energía térmica, se partió de la cantidad de calor recuperado en el sistema que remplazará la energía generada por otro tipo de fuentes, dicho valor se estimó en 167 MWt. A continuación se integraron los elementos para obtener la energía térmica equivalente desplazada.

$$ETD_{equiv} = \frac{CR * H_{año}}{EPCD}$$

donde:

ETD_{equiv} – energía térmica equivalente desplazada en MWh_t/año
 CR – calor recuperado en MWt
 $H_{año}$ – horas del año
 $EPCD$ – eficiencia promedio de calderas a desplazar; 78%

$$ETD_{equiv} = \frac{167MW_t * 8760h_{año}}{0.78}$$

$$ETD_{equiv} = 1,876MWh_t$$

La energía térmica a ser remplazada fue evaluada dentro de la siguiente formula para hallar las emisiones por energía térmica:

$$EDC_{equiv} = ETD_{equiv} * FC_{energía} * CCGN_{IPCC} * FC_{masa}$$



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

donde:

EDC_{equiv} – emisiones desplazadas de la caldera equivalentes en tonCO₂e/año

$FC_{energía}$ – factor de conversión de energía; 0.003601 TJ/MWh

$CCGN_{IPCC}$ – contenido de carbón en el gas natural; 15.3 tonC/TJ

FC_{masa} – factor de conversión de masa de carbono a CO₂; 3.6667 CO₂/C

$$EDC_{equiv} = 1,876MWh_t * 0.003601TJ / MWh * 15.3tonC / TJ * 3.6667CO_2 / C$$

$$EDC_{equiv} = 379tonCO_2e / año$$

Las emisiones derivadas de la red fueron calculadas de manera similar a las de la energía térmica. En primer lugar se consideraron 273.79 kWe de potencia eléctrica menos un 4.5% para autoconsumo, mismos que fueron utilizados para determinar la energía eléctrica que será desplazada de la red eléctrica.

$$EED_{Red} = (PE * H_{año}) (1 - UP)$$

donde:

EED_{Red} – energía eléctrica desplazada de la red en MWh_e/año

PE – potencia eléctrica en MWe

$H_{año}$ – horas del año

UP – usos propios; 4.5% de la potencia eléctrica PE

$$EED_{Red} = (273.79KWe * 8760h) (1 - 0.045)$$

$$EED_{Red} = 2,290MWh_e / año$$

El factor de emisión de CO₂ equivalente de la red eléctrica empleado fue tomado del propuesto en el proyecto hidroeléctrico de El Gallo. Para dicho proyecto se consideraron dos índices de emisión, el primero fue por concepto GEI por periodo de operación de la red eléctrica y fue de 0.764 tonCO₂e/MWh. El segundo factor fue debido al periodo de construcción, el cual fue estimado en 0.404 tonCO₂/MWh. La media aritmética de ambos factores fue el factor resultante para encontrar las emisiones de línea base de la red, fijado en 0.584 tonCO₂/MWh. Partiendo de éste valor y utilizando la energía a desplazar de 2,290 MWh_e/año, se procedió a la obtención de las emisiones:

$$EDR_{equiv} = \frac{EED_{Red}}{FE_{Red}}$$



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

donde:

EDR_{equiv} – Emisiones desplazadas de la red en tonCO₂/año
 EED_{Red} – energía eléctrica desplazada de la red en MWh_e/año
 FE_{Red} – factor de emisión de CO₂ equivalente de la red pública

$$EDR_{equiv} = \frac{2,290MWh_e / año}{0.584tonCO_2MWh}$$

$$EDR_{equiv} = 1,338tonCO_2e / año$$

Al sumar las emisiones de línea base anuales desplazadas de la caldera y de la red eléctrica, es posible conocer el monto de emisiones total de la línea base. Las emisiones de línea base son:

$$ELB = 379tonCO_2e / año + 1,338tonCO_2e / año$$

$$ELB = 1,717tonCO_2e / año$$

Reducciones de emisiones:

Finalmente, las reducciones de emisiones debidas a la actividad del proyecto son:

$$RCE's = 518tonCO_2 / año$$

B.6.4 Resumen de la valoración ex-ante de reducciones de emisiones:

Emisiones anuales del Proyecto MDL:

$$EA_{proyecto} = 1198tonCO_2e / año$$

Emisiones de Línea Base:

- Emisiones a desplazar de la energía térmica producida en una caldera:

$$EDC_{equiv} = 379tonCO_2e / año$$

- Emisiones a desplazar de la energía de la red eléctrica:

$$EDR_{equiv} = 1,338tonCO_2e / año$$



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

- Suma de emisiones de Línea Base:

$$ELB = 1,717 \text{ tonCO}_2 \text{e} / \text{año}$$

Reducciones de Emisiones:

$$RCE's = 518 \text{ tonCO}_2 / \text{año}$$

B.7 Aplicación de una metodología de monitoreo y descripción del plan de monitoreo:

B.7.1 Datos y parámetros a ser monitoreados:

Datos y Parámetros:	
Unidad:	MWh
Descripción:	Electricidad generada total por el sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medido con un wattorímetro
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Medidos diariamente y sumados para obtener el total anual
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Medido por un wattorimetro estándar, los datos serán archivados en papel y electrónico durante dos años después del término del periodo de acreditación
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	Litros por minuto
Descripción:	Flujo agua caliente del sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medido con flujorímetro
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Medidos diariamente y sumados para obtener el total anual
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Medido por un flujómetro estándar, los datos serán archivados en papel y electrónico.
Comentarios:	



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Datos y Parámetros:	
Unidad:	°C
Descripción:	Temperatura del agua de entrada del sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medición
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Una medición por mes
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Los datos serán archivados en papel y electrónico
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	°C
Descripción:	Temperatura del agua de salida del sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medición
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Una medición por mes
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Los datos serán archivados en papel y electrónico
Comentarios:	

Datos y Parámetros:	
Unidad:	NM ³
Descripción:	Gas Natural consumido por el sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medido con un flujómetro
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Mensualmente y sumados para determinar el total anual
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Medido por un flujómetro estándar, los datos serán archivados en papel y electrónico
Comentarios:	



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Datos y Parámetros:	
Unidad:	MWh
Descripción:	Electricidad de autoconsumo en el sistema de cogeneración
Fuente para obtención de datos:	Medido con un wattorímetro
Proporción de la muestra	100%
Descripción de métodos de medición y procedimientos a ser aplicados:	Mensualmente y sumados para determinar el total anual
Procedimientos de control de calidad a ser aplicados:	Medido por un wattorimetro estándar, los datos serán archivados en papel y electrónico durante dos años después del término del periodo de acreditación
Comentarios:	

B.7.2 Descripción del plan de monitoreo:



La UNAM registrará diariamente es comportamiento de los motores de cogeneración y las horas de operación a fin de programar su inspección regular, y una revisión eventual planeada según los procedimientos de mantenimiento del fabricante de motor de combustión. La UNAM se asegurará que los elementos del sistema así como combustible y el gas de síntesis suministrados al sistema de cogeneración, cumplan las normas técnicas que son requeridas. En las instalaciones se medirá con regularidad la calidad del combustible: contenido calorífico, contenido de metano, y la posible presencia de sustancias nocivas.



La UNAM proporcionará a las Entidades Operacionales de Validación y Verificación, evidencia documentada en papel y electrónicamente, que incluirá procedimientos de operaciones, hojas de inspección y resultados analíticos. Asimismo, la UNAM es consciente que las emisiones de Línea Base tendrán que ser ajustadas para cualquier cambio en los métodos usados para cuantificar las emisiones actuales.

Los técnicos responsables de la operación del sistema de cogeneración recibirán el entrenamiento necesario para el correcto funcionamiento y mantenimiento de la planta. El personal responsable de operar el sistema, aplicará acciones correctivas en caso de cualquier tipo de falla en la operación de la planta, y recibirá apoyo en caso de cualquier acción necesaria por el personal del fabricante de motor.

B.8 Fecha de finalización de la aplicación de la línea base y de metodología de monitoreo y el nombre de la persona responsable(s) / entidad(es):

Datos aún no disponibles

 
FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03
MDL – Junta Ejecutiva
Sección C. Duración de la actividad del proyecto / Periodo de Acreditación.
C.1 Duración de la actividad del proyecto de pequeña escala:
C.1.1. Fecha de inicio de la actividad del proyecto de pequeña escala:
Febrero/2010
C.1.2. Vida operacional esperada de la actividad del proyecto de pequeña escala:
21 años
C.2 Periodo de acreditación escogido e información relacionada:
El periodo de acreditación requiere iniciar a partir del Febrero/2010 como fecha de inicio de operaciones del proyecto y hasta un periodo de 7 años.
C.2.1. Periodo de acreditación renovable:
C.2.1.1. Fecha de inicio del primer periodo de acreditación:
Febrero/2010
C.2.1.2. Duración del primer periodo de acreditación:
7 años
C.2.2. Periodo de acreditación fijo:
No aplica
C.2.2.1. Fecha de inicio:
No aplica
C.2.2.2. Duración:
No aplica

  <p>FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03</p>
MDL – Junta Ejecutiva
Sección D. Impactos Ambientales
D.1. Si requiere la parte anfitriona, documentación en el análisis de los impactos ambientales de la actividad del proyecto:
Es necesario realizar un Informe de Impactos Ambientales que deberá ser entregado a la Secretaría de Medio Ambiente. También, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) requiere examinar todos los riesgos posibles para seguridad interna y salud pública asociados con el sistema de la gasificación de la biomasa y la instalación del equipo de cogeneración, antes de conceder la licencia de generación de energía.
D.2. Si los impactos ambientales son considerados significativos por los participantes del proyecto o la Parte Anfitriona, por favor proporcione conclusiones y todas las referencias para apoyar la documentación de una evaluación de impacto ambiental emprendida de acuerdo con los procedimientos como es requerido por la Parte Anfitriona:
No existen impactos ambientales considerables.
Sección E. Comentarios de los interesados
E.1. Breve descripción de como los interesados locales fueron invitados y sus comentarios fueron recopilados:
Dicho ejercicio no se ha llevado a cabo
E.2. Resumen de los comentarios recibidos:
No aplica
E.3. Reporte como cualquier comentario recibido fue tomado en cuenta:
No aplica



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Anexo 1

INFORMACIÓN DE CONTACTO DE PARTICIPANTES EN LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

Organización:	Universidad Nacional Autónoma de México
Calle /P.O.Box:	Av. Universidad
Edificio:	Bernardo Quintana, Posgrado de Ingeniería
Ciudad:	México, D.F.
Estado/Región:	Distrito Federal
Postfix/ZIP:	04510
País:	México
Teléfono:	(52-55) 56-22-30-26
FAX:	Fax: 56-16-10-73
E-Mail:	www.unam.mx
Representado por:	Facultad de Ingeniería
Título:	Doctor
Apellido paterno:	Leon
Apellido materno:	De los Santos
Nombre:	Gabriel
Departamento:	Sistemas Energéticos
FAX:	Fax: 56-16-10-73
Tel:	(52-55) 56-22-30-26
E-Mail personal:	Tesgleon@aol.com ,



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Anexo 2

INFORMACIÓN EN CUANTO A FINANCIACIÓN PÚBLICA

Condiciones

- El FIDE podrá financiar hasta el 100% del costo de implementación del proyecto, pero no más de \$5'000,000.00. En caso de requerirse un financiamiento mayor, deberá solicitarse la previa autorización de la Dirección General del FIDE.
- El financiamiento causará intereses sobre saldos insolutos a una tasa equivalente al costo porcentual promedio (cpp) al momento de firmar el contrato de implementación, más 3 puntos porcentuales.
- El financiamiento otorgado para la realización de la obra, más los intereses que cause, serán reembolsados por el usuario en 24 pagos trimestrales iguales. El primero de ellos se deberá realizar 30 días después de la fecha pactada para la terminación del proyecto.
- El periodo máximo autorizado para la adquisición e instalación de los equipos o sistemas de cogeneración, será de 1 año.



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Anexo 3

INFORMACIÓN DE LINEA BASE

EMISIONES ANUALES DE LÍNEA BASE					
RED ELÉCTRICA			CALDERA		
Potencia Eléctrica	273.79	KWe	Calor Recuperado	167.00	KW
Horas de operación por año	8,760	h	Horas de operación por año	8,760	h
Energía Eléctrica Producida	2,398,418	KWhe/año	Energía Térmica Producida	1,462,920	KWht/año
Energía Eléctrica Producida (BRUTA)	2,398	MWhe/año	Energía Térmica Producida	1,463	MWht/año
Usos propios	0.045				
Autoconsumo de la Planta de Cogeneración	107.93	MWhe/año			
Energía eléctrica a desplazar De la red publica	2,290	MWhe/año	Energía térmica a desplazar en calderas	1,463	MWht/año
			Eficiencia promedio de calderas a desplazar	0.78	
			Energía equivalente desplazada	1,876	MWht/año
Indice de emision CO2 equiv de la red publica	0.764	tonCO2e/MWh	Contenido de carbón en el gas natural	15.3	tC/TJ
Indice del periodo de construcción	0.404	tonCO2e/MWh	Equivalente energético de MWh a TJ	0.0036	TJ/MWh
PROMEDIO	0.584	tonCO2e/MWh	Factor de conv. de C a CO2	3.6667	CO2/C
Emisiones equiv desplazadas de la red publica	1,338	tonCO2e/año	Emisiones equiv desplazadas de la caldera	379	tonCO2e/año
Total de emisiones de la linea base	1,717	tonCO2e/año			

EMISIONES ANUALES DEL PROYECTO		
CHP		
Potencia total del proyecto	736.0	KW
Horas de operación por año	8,760	h
Factor de planta	0.92	
Consumo anual total de energía del proyecto	5,931,571	KWh/año
Consumo anual total de energía del proyecto	5,932	MWh/año
Contenido de carbón en el gas natural	15.3	tC/TJ
Equivalente energético de MWh a TJ	0.0036	TJ/MWh
Factor de conv. de C a CO2	3.6667	CO2/C
Emisiones equivalentes del proyecto	1198	tonCO2e/año
Emisiones anuales equiv del proyecto	1198	tonCO2e/año

REDUCCIÓN DE EMISIONES EQUIVALENTES DEL PROYECTO		
Reduccion de emisiones equiv del proyecto	518	tonCO2e/año
Periodo	21	años
REEP/7años	10,883	tonCO2e/año



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Anexo 4

INFORMACIÓN DE MONITOREO

Metodología de Monitoreo

Descripción de la metodología

Este Anexo describe las fórmulas usadas para calcular las reducciones de emisiones antropogénicas que resultan de la actividad de proyecto, dentro del límite de proyecto: (para cada gas, fuente, fórmula/algoritmo, emisiones en unidades de CO₂e).

Emisiones de la Actividad del Proyecto

Emisiones de GEI relacionadas con el uso de gas natural del sistema de cogeneración

Las únicas emisiones GEI que resultan de la actividad de proyecto son aquellas que resultan de la combustión de gas natural por el sistema de cogeneración.

Para determinar las emisiones asociadas con el uso de gas natural por el sistema de cogeneración, debe ser multiplicado el uso de gas natural anual supervisado del sistema de cogeneración por el valor del IPCC para el gas natural. Así la cantidad de emisiones relacionadas con el gas natural se calcula mediante las fórmulas siguientes:

$$EPGN = L5 * FCGN_{IPCC} * FCM * HV$$

donde,

EPGN = emisiones anuales del proyecto con gas natural; tonCO₂e

L5 = consumo de gas natural monitoreado del sistema de cogeneración anual; m³

HV = valor calorífico del gas natural; 0.000038 TJ/m³

FCGN_{IPCC} = factor del contenido de Carbón de gas natural; 15.3 tonC/TJ

FCM = factor de conversión de masa; 3.6667 CO₂/C

Ya que las únicas emisiones GEI relacionadas con el proyecto son aquellas que resultan de la combustión de gas natural, EGNP representa las emisiones de GEI de la actividad del proyecto.

Emisiones de Línea Base

Emisiones de GEI relacionadas a la caldera

La caldera de la Línea Base consume el gas natural para generar el agua caliente y por lo tanto producir emisiones GEI. La cantidad de emisiones GEI que la actividad de proyecto desplaza con



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

relación a la Línea Base es la energía asociada con la parte del calor generado por la actividad de proyecto. Las emisiones de Línea Base relacionadas con el gas naturales se realizan a través de la fórmula siguiente usando los datos medidos L2, L3, y L4.

$$ETAS = \frac{L2 * [(L4 * D4 * E4) - (L3 * D3 * E3)]}{FCE}$$

donde,

ETAS = energía térmica anual de salida del sistema de cogeneración; MWh
 L2 = producción de agua caliente monitoreada del sistema de cogeneración; m³
 L3 = temperatura del agua de entrada del sistema de cogeneración ; °C
 L4 = temperatura del agua de salida del sistema de cogeneración; °C
 D3 = densidad del agua de entrada a la temperatura (L3) monitoreada; kg/m³
 D4 = densidad del agua de salida a la temperatura (L4) monitoreada; kg/m³
 E3 = entalpía específica del agua de entrada a la temperatura (L3) monitoreada; kJ/kg
 E4 = entalpía específica del agua de salida a la temperatura (L4) monitoreada; kJ/kg
 FCE = factor de conversión de energía; 3.6 kJ/MWh

La energía térmica anual de salida del sistema de cogeneración debe ser dividida por la eficiencia térmica de la caldera para determinar el uso de energía de Línea Base. Se estima que la eficiencia térmica media conservadora de las calderas es el 78 %. La energía calorífica de proceso anual desplazada por el sistema de cogeneración es, por lo tanto, establecida por la fórmula siguiente:

$$ETAD = \frac{ETAS}{\eta_{Caldera}}$$

donde,

ETAD = energía térmica anual desplazada; MWh
 $\eta_{Caldera}$ = eficiencia térmica de calderas de proceso existentes; el 78 %

El monto de emisiones de GEI relacionadas con la energía desplazada consumida por las calderas de proceso es llevado a cabo de la manera siguiente:

$$EETCC = ETAD * FCGN_{IPCC} * FCM * FCE$$

donde,

EETCC = emisiones anuales de energía térmica del caso convencional; tonCO₂e
 FCGN_{IPCC} = factor del contenido de Carbón de gas natural; 15.3 tonC/TJ
 FCM = factor de conversión de masa; 3.6667 CO₂/C
 FCE = factor de conversión de energía; 0.003601 TJ/MWh



FORMATO DOCUMENTO DISEÑO DEL PROYECTO (MDL-PE-DDP) - Versión 03

MDL – Junta Ejecutiva

Emisiones de GEI relacionadas a la generación de electricidad

Para la Línea Base, toda la electricidad consumida por la planta es proporcionada por la electricidad suministrada por red. Por lo tanto, la electricidad generada en el sitio en el Caso de Proyecto desplaza la electricidad suministrada por red consumida en el Caso Convencional. La cantidad de electricidad suministrada por rejilla desplazada, iguala la generación total en el Caso de Proyecto, menos la cantidad de la electricidad parásita consumida por el sistema de cogeneración. Así las emisiones GEI atribuibles a la Línea Base son la generación local neta del proyecto multiplicado por el factor de emisión de carbón para la electricidad suministrada por red. Las emisiones de GEI relacionadas con la energía eléctrica desplazada se calcula como se presenta a continuación:

$$EEECC = (L1 - L6) * FER$$

donde,

- EEECC = emisiones anuales de energía eléctrica del caso convencional; tonCO₂e
- L1 = generación eléctrica anual medida de la actividad de proyecto, MWh
- L6 = consumo eléctrico anual medido por el sistema de cogeneración, MWh
- FER = factor de emisión de red eléctrica (establecido en la sección B.6.3; 0.584 tonCO₂/MWh)

Emisiones de GEI totales atribuibles a la Línea Base

Las emisiones de Línea Base totales son la suma de emisiones térmicas y eléctricas. Las emisiones resultantes de GEI atribuibles a la Línea Base son obtenidas en la siguiente fórmula:

$$ETLB = EETCC + EEECC$$

donde,

- ETLB = emisiones totales de Línea Base; tonCO₂e

Reducciones de Emisiones

La diferencia entre las emisiones de GEI de Línea Base y las emisiones de GEI de la actividad de proyecto, representa las reducciones de emisiones debidas a la actividad de proyecto. Siendo calculadas de la siguiente manera:

$$RE = ETLB - EPGN = tonCO_2e$$

En este capítulo se desarrolló el concepto de Adicionalidad para demostrar que el proyecto puede considerarse como proyecto MDL. El proyecto enfrenta diversas barreras que dificultan su éxito, además se realizó el análisis a la inversión.

Por otro lado se llenaron los documentos oficiales del MDL, como ejercicio para ser presentados ante las autoridades pertinentes y conseguir el registro del proyecto. Es importante recalcar que únicamente se realizó un ensayo de los documentos, debido a que el proyecto es relativamente pequeño para resultar atractivo a los compradores de RCE's. Pero, se espera que éste sirva como modelo para futuros estudios y registros de proyectos que apoyen las reducciones de emisiones en nuestro país.



Para este último capítulo, se lleva a cabo el análisis del proyecto a través de los parámetros que influyen o afectan de mayor manera en los resultados de rentabilidad del mismo. Asimismo, se hace una recapitulación de los resultados económicos, financieros y ambientales de la tesis, integrando las deducciones arrojadas a partir del análisis paramétrico.

6.1 Análisis de Sensibilidad

Tomando como referencia las evaluaciones integradas en los capítulos anteriores, se llevó a cabo el estudio de los parámetros para los cuales el proyecto puede ser más sensible, empleando los métodos de evaluación de proyectos ya conocidos. Dichos análisis se presentan en tablas donde se compara el Caso Base y las variaciones de los parámetros afectan la viabilidad del proyecto, como el incremento de la inversión inicial, del precio del gas y la tasa de interés. Asimismo se evalúan cuatro escenarios de Bonos de Carbono debido a la volatilidad de los precios en el mercado.

Cabe señalar que entre los parámetros más importantes del Caso Base, se tiene un precio de combustible de 8 USD/MBTU, un apalancamiento del 90%, la tasa fijada por el FIDE del 7.87%, costos de transacción de \$150,000, una vida útil del proyecto de 21 años y el precio de las RCE's de 15 USD/ton CO₂equiv.

En primer lugar se efectuó la variación del precio del gas natural, ya que se consideró que este factor es uno de los mayores costos de generación de la energía durante la vida útil del proyecto, y por lo tanto perjudicaría en gran escala su viabilidad si ocurriera una contingencia en la alza de los precios del combustible. El precio del combustible en el Caso Base es de 8 USD/MBTU.

Tabla 6.1 Variación en el precio del Combustible

	Caso Base	Precio del Combustible	
		+10%	+20%
VPN en 2008	\$3,916,588	\$2,525,448	\$1,134,308
AE	\$517,930	\$333,965	\$150,001
B/C	1.66	1.43	1.19
TIR	98.85%	76.12%	56.67%
TIRM	30.91%	29.83%	28.54%
PR simple	7.43	8.17	9.07

Fuente: Elaboración Propia

De lo anterior se observa que el aumento del precio del combustible afecta gravemente el Caso Base, haciendo menos rentable nuestro proyecto.

Posteriormente se disminuyó el monto del apalancamiento del 90% como se planteó originalmente, en variaciones del 20%. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6.2 Variación en el apalancamiento

	Caso Base	Apalancamiento	
		70%	50%
VPN en 2008	\$3,916,588	\$6,546,171	\$9,175,753
AE	\$517,930	\$865,666	\$1,213,402
B/C	1.66	2.42	3.79
TIR	98.85%	51.25%	40.08%
TIRM	30.91%	25.22%	23.04%
PR simple	7.43	6.51	5.36

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de la disminución del apalancamiento fueron sumamente favorables a la rentabilidad, debido a que se consumen menos recursos económicos en el pago de los intereses anuales.

El siguiente elemento analizado fue la tasa de interés del préstamo del FIDE. Cabe resaltar que la tasa en el Caso Base dicha tasa es de 7.87%.

Tabla 6.3 Variación de la tasa de interés

	Caso Base	Tasa de Interés	
		+1 pto.	+2 pto.
VPN en 2008	\$3,916,588	\$3,470,554	\$3,014,614
AE	\$517,930	\$458,946	\$398,653
B/C	1.66	1.57	1.47
TIR	98.85%	92.03%	85.32%
TIRM	30.91%	30.71%	30.51%
PR simple	7.43	7.59	7.76

Fuente: Elaboración Propia

En este caso se observó que el daño es significativo, disminuyendo considerablemente la rentabilidad del proyecto.

Otro de los factores que pueden afectar económicamente al proyecto, es el encarecimiento de los costos de transacción del MDL. En este punto, los costos de transacción del Caso Base alcanzaron un monto de \$150,000 y se determinó un aumento de 30 y 50%.

Tabla 6.4 Variación en los costos de transacción

	Caso Base	Costos de transacción	
		+30%	+50%
VPN en 2008	\$3,916,588	\$3,833,172	\$3,777,561
AE	\$517,930	\$506,899	\$499,545
B/C	1.66	1.64	1.63
TIR	98.85%	96.90%	95.62%
TIRM	30.91%	30.83%	30.78%
PR simple	7.43	7.49	7.53

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla anterior se observó que los costos de transacción del MDL, no presentan un gran impacto en la evaluación. Esto se debe a que la cantidad es relativamente pequeña a la suma total de la inversión inicial.

A continuación se examinó el efecto que tiene el disminuir la vida útil del proyecto. Se encontró que dicha variación afecta sumamente al proyecto, como se muestra en seguida. La vida útil del proyecto en el caso base es de 21 años.

Tabla 6.5 Variación en el la vida útil del proyecto

	Caso Base	Vida útil del proyecto	
		14 años	18 años
VPN en 2008	\$3,916,588	\$2,012,599	\$3,279,775
AE	\$517,930	\$266,146	\$452,403
B/C	1.66	1.34	1.55
TIR	98.85%	98.83%	98.85%
TIRM	30.91%	36.59%	32.92%
PR simple	7.43	7.43	7.43

Fuente: Elaboración Propia

Evidentemente al disminuir el tiempo de operaciones de la planta, se disminuye también el periodo en el cual se puede generar energía eléctrica y por lo tanto la posibilidad de obtener ahorros de la misma. En este caso también se afectaría gravemente la rentabilidad.

Por último, se simularon los efectos que sufriría la evaluación al aumentar o disminuir los precios de cada RCE en los mercados de bonos de carbono. Para el Caso Base el precio fijado de cada tonelada de CO₂e es de USD 15.

Tabla 6.6 Variación de los precios de las RCE's

	Caso Base	Bonos de carbono			
		5 USD/tonCO ₂ e	10 USD/tonCO ₂ e	20 USD/tonCO ₂ e	25 USD/tonCO ₂ e
VPN en 2008	\$3,916,588	\$3,678,411	\$3,797,500	\$4,035,677	\$4,154,766
AE	\$517,930	\$486,433	\$502,182	\$533,678	\$549,427
B/C	1.66	1.62	1.64	1.68	1.70
TIR	98.85%	92.23%	95.51%	102.22%	105.63%
TIRM	30.91%	30.70%	30.81%	31.01%	31.10%
PR simple	7.43	7.61	7.52	7.35	7.26

Fuente: Elaboración Propia

A partir de la tabla anterior podemos ver que los bonos de carbono contribuyen con el balance monetario del proyecto.

6.2 Implicaciones ambientales

El análisis ambiental de este proyecto se desarrolló a través de un de las metodologías de pequeña escala del MDL, utilizada por las empresas Conservas La costeña S.A. de C.V. y Jugomex S.A. de C.V. Dicha metodología comprende emisiones de GEI que provienen del la cogeneración mediante uso de Gas natural como combustible.

Partiendo de la generación eléctrica total del sistema de 2,365,563 KWh/año y un factor de planta de 92%, y empleando diferentes factores de emisión, se efectuó el análisis. Las emisiones debidas al proyecto fueron de 1198 tonCO₂e/año. Mientras que las emisiones de Línea Base se dividieron en emisiones producidas por la generación de energía térmica en calderas, y emisiones por electricidad de la red eléctrica, cuantificadas en 379 tonCO₂e/año y 1,338 tonCO₂e/año, respectivamente. Dando como resultado 1,717 tonCO₂e/año emisiones debidas a la Línea Base. Por lo tanto, al hacer la diferencia entre las

emisiones del proyecto y las de la Línea Base, obtenemos que las reducciones de emisiones totales del proyecto se situaron en 518 tonCO₂e/año.

Este análisis fue realizado como ejercicio para futuros proyectos que se emprendan en la misma Universidad, ya que el proyecto es muy pequeño y genera una cantidad de reducciones de emisiones relativamente pequeña para ser atractiva a grandes compradores de RCE's. No obstante, gracias al estudio se puede apreciar que éste tipo de plantas benefician al ambiente en términos de reducciones de emisiones.

Por otra parte, el apoyo económico que el MDL brinda a los proyectos puede significar el éxito o fracaso de ellos. De igual modo, el MDL apoya el impulso de tecnologías más limpias y el desarrollo de la industria.

Durante el desarrollo de la evaluación ambiental se encontraron con diversos contratiempos, ya que en nuestro país es necesario un mayor avance en lo que a actualización de datos y sistemas de información se refiere. Un ejemplo de esto es la falta de factores de emisión por fuentes, los cuales son demandados en las metodologías oficiales del MDL.

6.3 Implicaciones económicas

En el capítulo cuatro se realizó el cálculo de la tarifa eléctrica, utilizando la tarifa H-M y obteniendo un costo de 1.2 \$/KWh. Posteriormente, se procedió a la realización del estudio económico, para el cual se fijó la inversión inicial en \$ 6,882,840, la mayor parte de la inversión se debe a la compra de motores eléctricos, mientras que otra parte se atribuye a gastos de ingeniería, capacitación y permisos entre otros.

Para la evaluación se estableció una vida útil del proyecto de 21 años, así como un precio del gas natural de 8 USD/MBTU.

Además, a la inversión inicial se adjuntan los costos por MDL, que se dividen en costos de transacción iniciales y anuales, siendo éstos de \$ 150,000 y \$ 5,625 respectivamente. Igualmente, es importante recordar que una vez realizada la venta de las RCE's debe cubrirse un costo del 3% de comercialización, y otro 2% por concepto del fondo de adaptación.

Al realizar el análisis económico del MDL, se encontró que los beneficios económicos de los bonos de carbono anuales ascienden a 82,404 \$/tonCO₂e y al descontar los gastos anteriormente mencionados, se obtiene un ingreso neto de \$ 72,658.

Al integrar los ahorros y gastos del sistema de cogeneración e incluyendo los desencadenados por el MDL, se puede observar que desde el punto de vista económico el proyecto resulta atractivo. De esta manera, los valores que arrojan los diferentes métodos de evaluación de proyectos son propicios para la toma de decisiones positivas.

De los resultados de los métodos de evaluación empleados se obtuvo que la inversión comienza a recuperarse a partir del tercer año. Asimismo, el VPN fue de \$ 8,716,869 y el valor de la TIR es de 29.73%. El resultado para el caso del valor B/C fue de 3.33; la AE fue igualmente satisfactoria alcanzando un valor de \$1,152,720 y; finalmente la TIRM fue de 16.38%.

Todos los métodos de evaluación de proyectos que se llevaron a cabo, coincidieron en que el proyecto es rentable económicamente y sería favorable emprenderlo. Sin embargo, al realizar el apalancamiento financiero a un 90% se encontró que los ahorros de la cogeneración e ingresos del MDL, los cuales se reflejan en los valores anteriores de rentabilidad económica, no son suficientes para que el proyecto siga siendo tan atractivo para el caso de una compañía, como se verá en el siguiente punto.

6.4 Implicaciones financieras

Existen una gran variedad de esquemas de financiamiento ofrecidos por instituciones de fomento, comerciales, fabricantes, etc., que intentan promover diferentes programas de financiamiento. En el caso de éste proyecto, se concluyó que el que más se ajustaba a las condiciones requeridas era el del FIDE. Sin embargo, mientras que económicamente el proyecto resultaba atractivo, al aplicar un apalancamiento del 90% con las pautas de dicha institución, se observaron resultados negativos como se explicará posteriormente.

Las condiciones del financiamiento se marcaron por una tasa de interés de 7.87%, durante un periodo de pagos de seis años. Después de aplicar estos valores a la inversión inicial total de \$ 7, 032,840 se determinaron seis pagos iguales anuales de \$ 1,439,060. Por esta razón, durante los primeros seis años de operaciones de la planta, mismos en los que deben realizarse los pagos del préstamo, se obtuvieron resultados más bajos que en el análisis económico.

Al igual que en la evaluación económica, se emplearon los conocidos métodos de evaluación de proyectos. Para el VPN el valor fue de \$3,916,588; la AE fue \$517,930; el B/C estuvo en 1.66; la TIR se fijó en 98.85%, aunque este valor no se puede tomar en cuenta por ser irreal, ya que la los flujos anuales del proyecto fueron positivos durante la operación de la planta a excepción del pago del 10% restante del apalancamiento; mientras que la TIRM quedó en 30.91% con una tasa de reinversión más real del 18% y; finalmente el Periodo de Recuperación Simple alcanzó casi los 8 años.

Los resultados hacen ver claramente que los ahorros generados en la cogeneración y los ingresos del MDL, no son tan buenos para las prácticas normales de toma de decisiones.

Del análisis de sensibilidad financiero en el la sección 6.1, se aprecia que uno de los principales factores que afectan al proyecto es el apalancamiento del 90%, ya que al disminuir el apalancamiento, el proyecto se va haciendo más rentable. Por lo tanto debe encontrarse un punto para el cual, el proyecto pueda ser financiado a menor apalancamiento

y resulte atractivo, de acuerdo a los estándares de rentabilidad de los tomadores de decisiones.

Al igual que una disminución en el apalancamiento, un aumento en los precios de la RCE's ayudaría a la rentabilidad del proyecto. Para los demás parámetros, como el aumento del combustible, el aumento en puntos porcentuales de la tasa de interés y una disminución en el periodo de vida útil del proyecto, se observa que el escenario empeora significativamente.

Cabe señalar que en el caso de la disminución del periodo de operaciones de la planta, el periodo de recuperación de la inversión permanece constante en los tres casos del análisis de sensibilidad (tabla 6.5), debido a que no intervienen aumentos o disminuciones directos en los ingresos económicos del proyecto durante los primeros años. Simplemente, se reducen los años en los cuales se obtendrán beneficios debidos a los ahorros de la cogeneración, alcanzando a recuperarse la inversión en los primeros ocho años del funcionamiento de la planta.

En el caso del aumento en los costos de transacción del MDL, la variación fue mínima ya que los costos no impactan burdamente a la inversión.

Es importante la creación de programas de financiamiento que sean más amigables, que cuenten con menores tasas de interés y a mayores periodos de pagos. Pero sobre todo que instituciones como la UNAM puedan acceder a este tipo de créditos, ya que proyectos como el que se presenta en este trabajo, son difíciles de llevar a cabo debido a que se deben soportar los flujos de dinero de la magnitud planteada. Cabe señalar que el ejercicio de financiamiento planteado en esta tesis mediante el apalancamiento con el FIDE, difícilmente podría efectuarse en la realidad, ya que de acuerdo con información reciente de funcionarios del FIDE, la UNAM no podría ser candidata al financiamiento.

En el capítulo final de este trabajo de tesis, se pudo hacer una recapitulación que engloba los principales elementos que afectan o favorecen al proyecto. Presentando un análisis de sensibilidad financiera que muestra los problemas que sufriría el proyecto de presentarse eventualidades, así como también se evidenciaron los parámetros que podrían hacer que este proyecto resulte redituable y pueda llevarse a cabo.



CONCLUSIONES

En este trabajo de tesis se determinó que de acuerdo a los análisis realizados, el proyecto resulta rentable términos económicos. Mientras que financieramente es un proyecto que bajo la consideración de dirigentes podría ser aceptable únicamente para instituciones, debido a que en el caso de las empresas, se prefieren negocios más atractivos financieramente. Es importante notar que en el análisis de sensibilidad financiero, muestra que al disminuir el porcentaje del préstamo financiero, el proyecto empieza mejorar su rentabilidad.

La inversión total del proyecto incluyendo gastos iniciales por Mecanismo de Desarrollo Limpio fue de \$7,032,840, apalancando a un 90% y fue analizada por medio de diferentes métodos de evaluación de proyectos, cuyos resultados fueron los siguientes: el Valor presente neto ascendió a \$3,916,588; en el caso del Anualidad Equivalente se obtuvieron \$517,930; de igual manera, el Valor Beneficio Costo del proyecto fue de 1.66; para la Tasa Interna de Retorno el valor fue de 98.85%; posteriormente, la Tasa Interna de Rendimiento Modificada con una tasa de reinversión del 18% se encontró en 30.91%; y finalmente, el Periodo de Recuperación llegó a 7.43 años.

Los principales factores que pondrían en peligro el éxito del proyecto serían un alza en los precios del combustible y el aumento en la tasa de interés el préstamo. Sin embargo, para el caso del aumento del precio del gas natural se cuenta con el gas de síntesis de la biomasa, aunque dicho gas no se tomó en cuenta en las evaluaciones de ésta tesis.

Por otra parte, la ayuda que los Bonos de Carbono brindan al proyecto es pequeña, por lo que no alcanzan a soportar el pago de intereses devengados por el apalancamiento. No obstante, con un precio de Reducciones Certificadas de Emisiones mayor, podría hacer más interesante su aplicación, aunque la escala del proyecto es relativamente pequeña y no es tan atractiva para el comercio de emisiones.

Actualmente en México, el potencial que provee el Mecanismo de Desarrollo Limpio no se ha aprovechado, y aún falta mucho para que podamos registrar la gran cantidad de proyectos que otras naciones como India, China o Brasil han impulsado. Razón por la cual, es importante estimular la participación en este mecanismo. Los beneficios son muy importantes desde el punto de vista económico, social y ambiental.

Dentro de las evaluaciones de esta tesis, se introdujeron los beneficios del Mecanismo de Desarrollo Limpio como ejercicio para que en futuras etapas del proyecto de cogeneración, se puedan incluir otros proyectos que forman parte del Macroproyecto de Ciudad Universitaria e integrarlos como uno mismo para su registro material. Igualmente, se plantea la posibilidad de que otras instituciones educativas o de cualquier otra índole, sigan el ejemplo del proyecto, instalando sistemas de cogeneración y aplicando evaluaciones ambientales para su registro ante la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Además, se puede constatar que dentro de los organismos internacionales, como es la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio, existe gran cantidad de trámites burocráticos que dificultan el cumplimiento de todos los pasos del Mecanismo.

Finalmente, se observó que resulta complicada la obtención de financiamientos adecuados para instituciones como la UNAM, ya que las organizaciones financieras en nuestro país no cuentan con los mecanismos para trabajar bajo las características que presenta la Universidad.



ANEXO A: Tarifa Eléctrica

Cuotas aplicables de Marzo del 2005 a Febrero del 2006				
Meses	Demanda Fact \$/kW	Base \$/kWh	Intermedia \$/kWh	Punta \$/kWh
Mar-05	107.09	0.5406	0.6473	2.0234
Abr-05	104.85	0.5293	0.6338	1.9811
May-05	106.07	0.5354	0.6412	2.0041
Jun-05	107.79	0.5441	0.6516	2.0366
Jul-05	109.83	0.5544	0.6639	2.0751
Ago-05	112.11	0.5659	0.6777	2.1183
Sep-05	112.66	0.5687	0.6810	2.1287
Oct-05	114.05	0.5757	0.6894	2.1549
Nov-05	117.23	0.5918	0.7086	2.2150
Dic-05	123.07	0.6213	0.7439	2.3253
Ene-06	123.66	0.6243	0.7475	2.3365
Feb-06	121.63	0.6141	0.7352	2.2982

Factores de reducción		
Región	FRI	FRB
Central	0.300	0.150

Tarifa Final	0.992	\$/kWh
---------------------	--------------	---------------

Edificio A de Posgrado de la Facultad de Ingeniería. Bernardo Quintana.

Edif. B	Consumo	Base kwh	Intermedia kwh	Punta kwh	Suma kwh	Semanas del Mes
Sep	Semana	855	2925	774	4554	4.2857
Sep	Mes	3664	12536	3317	19517	

	DF \$	Base \$	Intermedia \$	Punta \$	Suma \$	Total \$	Tarifa en \$/kWh
Mar-05	1980.91	8114.37	6711.91	16807.19	18204.71	0.933	1980.91
Abr-05	1939.51	7945.14	6571.59	16456.23	17824.53	0.913	1939.51
May-05	1961.86	8037.90	6647.89	16647.64	18031.86	0.924	1961.86
Jun-05	1993.74	8168.27	6755.69	16917.70	18324.36	0.939	1993.74
Jul-05	2031.48	8322.46	6883.40	17237.34	18670.63	0.957	2031.48
Ago-05	2073.62	8495.45	7026.70	17595.78	19058.81	0.977	2073.62
Sep-05	2083.88	8536.82	7061.20	17681.90	19152.12	0.981	2083.88
Oct-05	2109.53	8642.12	7148.11	17899.76	19388.11	0.993	2109.53
Nov-05	2168.52	8882.81	7347.47	18398.80	19928.65	1.021	2168.52
Dic-05	2276.62	9325.32	7713.35	19315.29	20921.35	1.072	2276.62
Ene-06	2287.61	9370.45	7750.50	19408.56	21022.33	1.077	2287.61
Feb-06	2250.24	9216.26	7623.46	19089.95	20677.22	1.059	2250.24
							0.987

Demanda Facturable		
DP	12	Demanda máxima medida en el periodo de punta [kW]
DI	15.5	Demanda máxima medida en el periodo intermedio [kW]
DB	6.5	Demanda máxima medida en el periodo de base [kW]
DPI	15.5	Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio [kW]
DF =	13.05	Demanda facturable [kW]

Edificio B de Posgrado de la Facultad de Ingeniería

Edif. B	Consumo	Base kwh	Intermedia kwh	Punta kwh	Suma kwh	Semanas del Mes
Sep	Semana	1050	5600	1540	8190	4.2857
Sep	Mes	4500	24000	6600	35100	

	DF \$	Base \$	Intermedia \$	Punta \$	Suma \$	Total \$	Tarifa en \$/kWh
Mar-05	2088.26	2432.70	15535.20	13354.44	31322.34	33410.60	0.952
Abr-05	2044.58	2381.85	15211.20	13075.26	30668.31	32712.89	0.932
May-05	2068.37	2409.30	15388.80	13227.06	31025.16	33093.53	0.943
Jun-05	2101.91	2448.45	15638.40	13441.56	31528.41	33630.32	0.958
Jul-05	2141.69	2494.80	15933.60	13695.66	32124.06	34265.75	0.976
Ago-05	2186.15	2546.55	16264.80	13980.78	32792.13	34978.28	0.997
Sep-05	2196.87	2559.15	16344.00	14049.42	32952.57	35149.44	1.001
Oct-05	2223.98	2590.65	16545.60	14222.34	33358.59	35582.57	1.014
Nov-05	2285.99	2663.10	17006.40	14619.00	34288.50	36574.49	1.042
Dic-05	2399.87	2795.85	17853.60	15346.98	35996.43	38396.30	1.094
Ene-06	2411.37	2809.35	17940.00	15420.90	36170.25	38581.62	1.099
Feb-06	2371.79	2763.45	17644.80	15168.12	35576.37	37948.16	1.081
							1.007

Demanda Facturable		
DP	19.5	Demanda máxima medida en el periodo de punta [kW]
DI	18.5	Demanda máxima medida en el periodo intermedio [kW]
DB	9	Demanda máxima medida en el periodo de base [kW]
DPI	19.5	Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio [kW]
DF =	19.5	Demanda facturable [kW]

Edificio 12 del Instituto de Ingeniería

Edif. B	Consumo	Base kwh	Intermedia kwh	Punta kwh	Suma kwh	Semanas del Mes
Sep	Semana	1300	3090	965	5355	4.2857
Sep	Mes	5571	13243	4136	22950	

	DF \$	Base \$	Intermedia \$	Punta \$	Suma \$	Total \$	Tarifa en \$/kWh
Mar-05	1301.14	3011.91	8572.10	8368.20	19952.22	21253.36	0.926
Abr-05	1273.93	2948.96	8393.32	8193.26	19535.54	20809.47	0.907
May-05	1288.75	2982.94	8491.32	8288.39	19762.65	21051.40	0.917
Jun-05	1309.65	3031.41	8629.05	8422.80	20083.26	21392.90	0.932
Jul-05	1334.43	3088.80	8791.93	8582.02	20462.75	21797.19	0.950
Ago-05	1362.14	3152.87	8974.68	8760.68	20888.24	22250.38	0.970
Sep-05	1368.82	3168.47	9018.39	8803.70	20990.55	22359.37	0.974
Oct-05	1385.71	3207.47	9129.63	8912.05	21249.15	22634.86	0.986
Nov-05	1424.34	3297.17	9383.89	9160.61	21841.67	23266.01	1.014
Dic-05	1495.30	3461.53	9851.36	9616.78	22929.67	24424.97	1.064
Ene-06	1502.47	3478.24	9899.04	9663.10	23040.38	24542.84	1.069
Feb-06	1477.80	3421.41	9736.15	9504.70	22662.26	24140.07	1.052
							0.980

Demanda Facturable		
DP	12	Demanda máxima medida en el periodo de punta [kW]
DI	12.5	Demanda máxima medida en el periodo intermedio [kW]
DB	7.5	Demanda máxima medida en el periodo de base [kW]
DPI	12.5	Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio [kW]
DF =	12.15	Demanda facturable [kW]

Anexo B: Países Incluidos en el Anexo I, Anexo II y No Anexo I

La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático divide a los países en tres grupos de acuerdo a sus compromisos:

Anexo I

Partes que incluyen a los países industrializados que fueron miembros de la Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo (OECD) en 1992, además de los países con economías en transición, incluyendo las Federación Rusa, los Estados Bálticos y muchos Estados del Centro y Este de Europa.

Anexo II

Partes que son miembros de la OECD del Anexo I, pero que no son economías en transición. Son requeridos para proveer recursos financieros para permitir a los países en desarrollo emprender actividades para la reducción de emisiones bajo la Convención y para ayudarlos a adaptar los efectos adversos de el cambio climático. En resumen, tienen que tomar todos los “pasos prácticos” para promover el desarrollo y transferencia de tecnologías ambientalmente amigables para las economías en transición y países en desarrollo. La provisión de fondos del Anexo II son canalizados en su mayoría por el mecanismo financiero de la Convención.

No Anexo I

Partes que son en su mayoría países en desarrollo. Ciertos grupos de países en desarrollo son reconocidos por la Convención como especialmente vulnerables a los impactos adversos del cambio climático, con pocas áreas costeras y propensas a sequías. Otros (como los que basan sus ingresos en la producción y comercio de combustibles fósiles) son más vulnerables a impactos económicos potenciales para tomar medidas para responder al cambio climático. La Convención enfatiza actividades que prometen una respuesta a esas necesidades especiales y que concierne a estos países vulnerables, como inversión y transferencia de tecnología.

A continuación se presentan las listas de países que conforman los Anexo I y No Anexo I

Lista de las Partes del Anexo I

Alemania	Irlanda
Australia	Islandia
Austria	Italia
Belarusia	Japón
Bélgica	Latvia
Bulgaria	Liechtenstein
Canadá	Lituania
Comunidad Económica Europea	Luxemburgo
Croacia	Mónaco
Dinamarca	Noruega
Eslovaquia	Nueva Zelanda
Eslovenia	Polonia
España	Portugal
Estados Unidos de América	Reino Unido de la Gran Bretaña y Norte de Irlanda
Estonia	República Checa
Federación Rusa	Rumania
Finlandia	Suecia
Francia	Suiza
Grecia	Turquía
Holanda	Ucrania
Hungría	

Fuente: UNFCCC

Partes No Anexo I

Afganistán	Granada	Pakistán
Albania	Guatemala	Palau
Angola	Guinea	Panamá
Arabia Saudita	Guinea Ecuatorial	Papua Nueva Guinea
Argelia	Guinea Bissau	Paraguay
Antigua y Barbuda	Guyana	Perú
Argentina	Haití	Qatar
Armenia	Honduras	Rwanda
Azerbaijón	India	República Central Africana
Bahamas	Indonesia	República de Corea
Bahrein	Irán (República Islámica de)	República Democrática de Laos
Bangla Desh	Irak	República Democrática de Corea
Barbados	Islas Cook	República Dominicana
Belice	Islas Marshall	República de Moldova
Benin	Islas Salomón	Republica Unida de Tanzania
Bhután	Israel	Santa Lucía
Bolivia	Jamaica	San Vicente y Granadinas
Bosnia y Herzegovina	Jordania	Samoa
Botswana	Kazajstán	San Marino
Brasil	Kenya	Santo Tomé y Príncipe
Burkina Faso	Kiribati	San Kitts y Nevis
Burundi	Kuwait	Senegal
Camboya	Kyrgyzstán	Serbia y Montenegro
Camerún	Lesotho	Seychelles
Cape Verde	Líbano	Sierra Leone
Chad	Liberia	Singapur
Chile	Libia	Sudáfrica
China	Macedonia (ex República de Yugoslavia)	Siria
Chipre	Madagascar	Sri Lanka
Colombia	Malawi	Sudan
Comores	Malasia	Surinam
Congo	Maldivas	Suazilandia
Costa Rica	Malí	Tailandia
Côte d'Ivoire	Mauritania	Tanzania
Cuba	Mauritania	Tuvalu
Dominica	México	Togo
Ecuador	Micronesia (Estados Federales de)	Tonga
Egipto	Mongolia	Trinidad y Tobago
El Salvador	Marruecos	Túnez
Emiratos Árabes Unidos	Mozambique	Turkmenistán
Eritrea	Myanmar	Uruguay
Etiopía	Namibia	Uzbekistán
Fiji	Nauru	Vanuatu
Filipinas	Nepal	Vietnam
Gabón	Nicaragua	Yemen
Gambia	Nigeria	Zambia
Georgia	Niue	Zimbabwe
Ghana	Omán	

Fuente: UNFCCC

Anexo C: Países considerados como menos desarrollados

Área Geográfica					
África		Asia		SIDS	
1	Angola	1	Afganistán	1	Cabo Verde
2	Benin	2	Bangladesh	2	Comores
3	Burkina Faso	3	Bután	3	Haití
4	Burundi	4	Camboya	4	Kiribati
5	República Central Africana	5	República Dem. de Laos	5	Maldivas
6	Chad	6	Myanmar	6	Samoa
7	República Democrática del Congo	7	Nepal	7	Santo Tomé y Príncipe
8	Djibouti	8	Yemen	8	Islas Salomón
9	Guinea Ecuatorial			9	Tuvalu
10	Eritrea			10	Vanuatu
11	Etiopía				
12	Gambia				
13	Guinea				
14	Guinea Bissau				
15	Lesoto				
16	Madagascar				
17	Malawi				
18	Malí				
19	Mauritania				
20	Mozambique				
21	Nigeria				
22	Ruanda				
23	Senegal				
24	Sierra Leona				
25	Sudán				
26	Togo				
27	Uganda				
28	Tanzania				
29	Zambia				
30	Liberia				
31	Somalia				

SIDS: Pequeños Estados Insulares en Desarrollo

Anexo D: Aspectos Legales de la cogeneración

◆ Marco legal

La implantación de autogeneración y generación no es un problema tecnológico o técnico. El hecho es que cualquier persona física o moral puede generar la energía para su propio consumo y los sobrantes venderlos al proveedor encargado o comisionado por los gobiernos en diferentes países, para generar y distribuir la energía eléctrica; esto implica establecer una serie de leyes y reglamentos o regulaciones, para definir los procedimientos necesarios para los permisos, contratos de compraventa y otros asuntos relacionados con la autogeneración y cogeneración.

Resumen de la reglamentación

Las leyes, que tienen la relación directa con las nuevas disposiciones para la autogeneración y cogeneración, se pueden resumir como sigue:

- Por mandato constitucional corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De esta manera no se entregan concesiones a los particulares.
- No se consideran como monopolios las funciones que el Estado ejerce de manera exclusiva en las áreas estratégicas: emisión de monedas, billetes, correos, telégrafos, comunicación vía satélite, petróleo y demás hidrocarburos, petroquímica básica, minerales radioactivos, generación de energía nuclear, electricidad, ferrocarriles.
- La Comisión Federal de Electricidad, entre otros objetivos, tiene el de importar y exportar en forma exclusiva energía eléctrica.
- La Secretaría de Energía otorga permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, pero bajo la condición indispensable que la CFE esté imposibilitada o no le conviene el suministro.

Como excepción de esta regla son los siguientes casos:

- Que se trate de plantas generadoras para uso exclusivo de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.
- Que se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios, o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales.
- Que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante como vapor, o bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno.

La modificación del artículo tercero define lo que no se considera servicio público:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Como se puede observar, los cambios de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica abren los caminos a la inversión privada, una vez precisados los términos de pequeña producción y las condiciones de compraventa entre los productores y CFE.

Procedimientos para la obtención de permisos y licencias**Cumplimiento con las normas técnicas**

Antes de iniciar la inversión para la construcción de una planta de cogeneración es necesario tomar en consideración la normatividad por la anterior Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, ahora Secretaría de Energía. El acuerdo publicado contiene 26 normas, que hay que cumplir para obtener el permiso correspondiente.

Así, la NORMA-4 establece que con la solicitud del permiso es necesario presentar el estudio técnico-económico, que justifique las necesidades de producción de energía eléctrica y energía térmica y que incluya también el programa de abastecimiento de combustible.

Durante la elaboración de ingeniería básica y de detalle hay que tomar en cuenta lo que requiere la NORMA 5.

Se proporcionarán los datos técnicos y las características del diseño y las de la instalación para la revisión y en su caso la autorización final por parte de la Comisión Reguladora de Energía:

- Sistema de adquisición de datos y control supervisorio
- Sistema de medición y telemedición Comunicaciones en condiciones de operación normal y en emergencia.
- Control de voltaje y factor de potencia.
- Capacidad de los equipos.
- Requerimientos de potencia reactiva.
- Condiciones de corto circuito.
- Carga en condiciones de operación normal y en energía.

-
- Control de protecciones.
 - Control de generación.
 - Respuesta de reguladores.
 - Dispositivo de sincronización.
 - Sistema de tierras.
 - Coordinación de mantenimiento.
 - Requerimiento de respaldo de capacidad y energía.
 - Requerimiento de regulación.
 - Sistema de seguridad para el personal.

3 La mayor parte de la información requerida por la Comisión Reguladora de Energía está en las especificaciones de equipos por lo tanto es importante incluirlas con la solicitud de cotización a diferentes proveedores.

4 Solicitud de permisos de autogeneración y cogeneración.

El manual de Servicio al Público en materia de Energía Eléctrica contiene principalmente los procedimientos para la obtención de los permisos correspondientes a diferentes formas de autogeneración y cogeneración.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE), tramita y autoriza los permisos en base de la solicitud de los autogeneradores y cogeneradores de energía eléctrica para los siguientes casos:

- Permiso de generación de energía eléctrica para autoabastecimiento.
- Permiso de cogeneración de energía eléctrica.
- Permiso de producción independiente de energía eléctrica.
- Permiso de pequeña producción de energía eléctrica.
- Permiso para exportar la energía eléctrica.
- Renovación de permiso de producción independiente.
- Permiso para modificar las condiciones originales de generación o el destino de la energía.
- Autorización de transferencia de los derechos derivados del permiso para generación de energía eléctrica.
- Inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de energía eléctrica generada por el autoabastecedor.
- Aviso de terminación de obra.

Todas las solicitudes de permiso se presentan en los formularios editados por la misma Secretaría de Energía. Los formularios para los diferentes casos tienen en común la información del solicitante:

- Nombre, denominación o razón social del solicitante y su Registro Federal de Contribuyentes.

-
- Si el solicitante es persona moral, debe incluir los datos de inscripción en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio.
 - Domicilio para recibir notificaciones.
 - Plazo propuesto para la vigencia del permiso solicitado.
 - Ubicación de la planta.

La solicitud del permiso de generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento, adicionalmente a los de los datos generales del solicitante, debe incluir:

- Capacidad de generación a instalar en MW.
- Excedentes de energía que se pondrán a disposición de la CFE.
- Requerimiento de capacidad y energía complementarios, como respaldo firme o sujeto a disponibilidad.
- Requerimientos de servicios de transmisión de la CFE y los puntos de conexión.

Con la solicitud es necesario anexar los documentos que se mencionan a continuación:

- Acta constitutiva de la sociedad.
- Poder notarial del representante legal.
- Descripción del proyecto y las características de la planta.
- Programa de abastecimiento de energéticos (fuente, tipo, sustitutos y costos).
- Uso de aguas nacionales.
- Cumplimiento de normas ecológicas.
- Programa de construcción.
- Seguridad de instalaciones y protección civil.
- Diagrama del proceso y balance energético.
- Inversión anual estimada.
- Croquis del perímetro de abastecimiento.
- Croquis de las líneas de transmisión.
- Acreditación de la propiedad o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones.
- Planes de expansión e inclusión de nuevos socios.

La solicitud de permiso de cogeneración de energía eléctrica tiene que agregar la información adicional:

- Relación de establecimientos asociados a la cogeneración.
- Nombre del operador del proceso de la cogeneración.
- Energía que consumirá anualmente cada uno de los asociados.
- Excedentes de potencia y energía por día típico que se pondrán a disposición de la CFE.

Como documentos anexos, hay que agregar:

- Descripción del proceso.
- Diagramas del proceso.
- Disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica esperada por día típico en forma mensual y anual.
- Copia certificada del instrumento en la que conste la sociedad constituida para realizar el proyecto.

La solicitud de permiso de producción independiente de energía eléctrica incluye además:

- Carta de intención en el caso de exportación.
- Copia de la resolución en que se adjudica la convocatoria por parte de CFE.
- Destino de la energía (venta a CFE y/o exportación).

Las demás solicitudes tienen los datos según sus características. Los permisos se otorgan por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Toda la información entregada a la mencionada comisión tiene carácter confidencial. Los permisionarios deben entregar a la CRE, a partir del inicio de operación, los informes mensuales de generación.

Anexo E: Documentos originales del PIN y DDP

Project Idea Note or PIN

Description of size and quality expected of a PIN

Basically a PIN will consist of approximately 5 pages providing indicative information on:

- the type and size of the project
- its location
- the anticipated total amount of Greenhouse Gas (GHG) reduction compared to the “business-as-usual” scenario (which will be elaborated in the baseline later on at Project Design Document [PDD] level)
- the suggested crediting life time
- the suggested Certified Emission Reductions (CER)/ Emission Reduction Units (ERU) or verified Emission Reduction (vER) price in US\$ or €/ton CO₂e reduced
- the financial structuring (indicating which parties are expected to provide the project’s financing)
- the project’s other socio-economic or environmental effects/benefits

While every effort should be made to provide as complete and extensive information as possible, it is recognised that full information on every item listed in the template will not be available at all times for every project.¹⁰

¹⁰ See Annex I for Land Use and Land Use Change (LULUCF) project categories.

Template for PINs

PROJECT IDEA NOTE

A. Project description, type, location and schedule

Name of Project: _____

Technical summary of the project **Date submitted:** _____

Objective of the project	<i>Describe in less than 5 lines</i>
Project description and proposed activities	<i>About ½ page</i>
Technology to be employed	<i>Describe in less than 5 lines. Please note that support can only be provided to projects that employ commercially available technology. It would be useful to provide a few examples of where the proposed technology has been employed.</i>

Project developer	
Name of the project developer	
Organizational category	<ul style="list-style-type: none"> a. Government b. Government agency c. Municipality d. Private company Non Governmental Organization
Other function(s) of the project developer in the project	<ul style="list-style-type: none"> a. Sponsor b. Operational Entity under the CDM c. Intermediary d. Technical advisor
Summary of the relevant experience of the project developer	<i>Describe in less than 5 lines</i>
Address	Address, PO Box, City, Country
Contact person	Name of the Project Development Manager
Telephone / fax	
E-mail and web address, if any	
Project sponsors	
<i>(List and provide the following information for all project sponsors)</i>	
Name of the project sponsor	
Organizational category	<ul style="list-style-type: none"> a. Government b. Government agency c. Municipality d. Private company e. Non Governmental Organization
Address (include web address, if any)	Address, PO Box, City, Country
Main activities	<i>Not more than 5 lines</i>
Summary of the financials	<i>Summarize the financials (total assets, revenues, profit, etc.) in not more than 5 lines.</i>
Type of the project	
Greenhouse gases targeted	CO ₂ / CH ₄ / N ₂ O / HFCs / PCFs / SF ₆

Type of activities	<i>(mention what is applicable)</i> Abatement / CO ₂ Sequestration
Field of activities	
a. Energy supply	Renewable energy, excluding biomass / biomass / cogeneration / improving energy efficiency by replacing existing equipment / minimization of transport and distribution / fuel switch (e.g., switch coal to biomass) <i>(mention what is applicable)</i>
b. Energy demand	Replacement of existing "household equipment" / improvement of energy efficiency of existing production equipment <i>(mention what is applicable)</i>
c. Transport	More efficient engines for transport / modal shift / fuel switch (e.g. public transport buses fuelled by natural gas) <i>(mention what is applicable)</i>
d. Waste management	Capture of landfill methane emissions / utilization of waste and wastewater emissions <i>(mention what is applicable)</i>
e. Land Use Change and Forestry	Afforestation/ reforestation/ forest management/ wetlands management/ watershed management/ improved agriculture / land degradation prevention <i>(mention what is applicable) -> Additional information to be provided in Annex I</i>
Location of the project	
Region	East Asia & Pacific / South Asia / Central Asia / Middle East / North Africa / Sub-Saharan Africa / Southern Africa / Central America & the Caribbean / South America/Central & Eastern Europe <i>(mention what is applicable)</i>
Country	
City	
Brief description of the location of the project	<i>No more than 3 - 5 lines</i>
Expected schedule	
Earliest project start date	Year in which the plant will be operational
Estimate of time required before becoming operational after approval of the PIN	Time required for financial commitments: xx months Time required for legal matters: xx months Time required for negotiations: xx months Time required for construction: xx months
Expected first year of verified Emission Reduction or CER / ERU delivery	Year
Project lifetime	Number of years
Current status or phase of the project	Identification and pre-selection phase / opportunity study finished / pre-feasibility study finished / feasibility study finished / negotiations phase / contracting phase / etc. <i>(mention what is applicable and indicate the documentation [e.g., the feasibility study] available)</i>
Current status of the acceptance of the Host Country	Letter of No Objection is available / Letter of Endorsement is under discussion or available / Letter of Approval is under discussion or available / Host Country Agreement is under discussion or signed / Memorandum of Understanding is under discussion or available / etc. <i>(mention what is applicable)</i>
The position of the Host Country with regard to the Kyoto Protocol	The Host Country a. signed or acceded to the Kyoto Protocol or b. signed and has demonstrated a clear interest in becoming

	<p>a party in due time (e.g., countries which have already started or are on the verge of starting the national ratification, acceptance or approval process) or</p> <p>c. signed the Kyoto Protocol,</p> <p>d. is a Party to the UNFCCC.</p> <p><i>(mention what is applicable)</i></p>
--	--

B. Expected environmental and social benefits

Estimate of Greenhouse Gases abated / CO₂ Sequestered (in metric tons of CO₂-equivalent)	<p>Annual:</p> <p>Up to and including 2012: xx tCO₂-equivalent</p> <p>Up to a period of 10 years: xx tCO₂-equivalent</p> <p>Up to a period of 7 years: xx tCO₂-equivalent</p> <p>Up to a period of 14 years: xx tCO₂-equivalent</p>
Baseline scenario	<p>CDM/JI projects must result in GHG emissions being lower than “business-as-usual” in the Host Country. At the PIN stage questions to be answered are at least:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Which emissions is the proposed Clean Development Mechanism (CDM)/Joint Implementation (JI) project displacing? • What would the future look like without the proposed CDM/JI project? • What would the estimated total greenhouse gas (GHG) reduction be? <p><i>(About ¼ - ½ page)</i></p>
For sequestration projects only: Existing vegetation and land use	<i>(What is the current land cover and land use? Is the tree cover more or less than 30%?)</i>
Specific global & local environmental benefits	<i>(In total about ¼ page)</i>
Which guidelines will be applied?	Name and, if possible, the website location
Local benefits	
Global benefits	
Socio-economic aspects What social and economic effects can be attributed to the project and which would not have occurred in a comparable situation without that project? Indicate the communities and the number of people that will benefit from this project.	<i>(In total about ¼ page)</i>
Which guidelines will be applied?	Name and, if possible, the website location
What are the possible direct effects (e.g., employment creation, capital required, foreign exchange effects)?	
What are the possible other effects? For example:	<i>training/education associated with the introduction of new processes, technologies and products and/or</i>

•	<i>the effects of a project on other industries</i>
Environmental strategy/ priorities of the Host Country	A brief description of the relationship of the consistency of the project with environmental strategy and priorities of the Host Country (Not more than ¼ page)

C. Finance

Total project cost estimate	
Development costs	xx US\$ million
Installed costs	xx US\$ million
Other costs	xx US\$million
Total project costs	xx US\$million
Sources of finance to be sought or already identified	
Equity	Name of the organizations and finance (in xx US\$million)
Debt – Long-term	Name of the organizations and finance (in xx US\$million)
Debt - Short term	Name of the organizations and finance (in xx US\$million)
Not identified	xx US\$million
Carbon finance contribution sought	xx US\$million
Carbon finance contribution in advance payments. (The quantum of upfront payment will depend on the assessed risk of the project by the World Bank.)	xx US\$million and a brief clarification (<i>not more than 5 lines</i>)
Sources of carbon finance	Name of carbon financiers other than PCF that your are contacting (if any)
Indicative CER/ERU or vER Price (subject to negotiation)	
Total Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA) Value	
A period until 2012 (end of the first budget period)	xxUS\$ / €
A period of 10 years	xx US\$ / €
A period of 7 years	xx US\$ / €
A period of 14 years (2 * 7 years)	xxUS\$ / €
If financial analysis is available for the proposed CDM activity, provide the forecast financial internal rate of return for the project with and without the CER revenues. Provide the financial rate of return at the expected CER price above and US\$3/ tCO ₂ e. DO NOT assume any up-front payment from the PCF in the financial analysis that includes PCF revenue stream. Please provide a spreadsheet to support these calculations.	

Illustrative project categories and examples include:

Code	Afforestation and reforestation¹¹
1	Rehabilitation of degraded tropical lands (e.g. <i>Imperata</i> grasslands) to
1a	forest
1b	Agroforestry
2	Reforestation of degraded temperate grasslands or arid lands by tree planting
3	Establishing tree/shade crops over existing crops (e.g. coffee)
4	Plantations for wood products
4a	Small scale landholder driven
4b	Commercial scale
5	Landscape rehabilitation through planting corridors etc
6	Fuel wood plantings at a commercial scale
	Forest Management
7	Improved forest management via fertilizer, in-plantings etc
8	Improved fire management
9	Reduced impact logging
10	Alternatives to fuel wood for forest/environmental protection
	Cropland management
11	Reduced till agriculture
12	Other sustainable agriculture
	Grazing land management
13	Revegetation of semi-arid and arid lands with shrubs or grasses
14	Improved livestock management leading to vegetation and soil recovery
15	Bio-fuels: Use of biological residue to produce energy
16	Other

¹¹ This is the only class of activities accepted under the CDM for the first commitment period



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.



CDM – Executive Board

page 1



**CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM
PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM-PDD)
Version 03 - in effect as of: 28 July 2006**

CONTENTS

- A. General description of project activity
- B. Application of a baseline and monitoring methodology
- C. Duration of the project activity / crediting period
- D. Environmental impacts
- E. Stakeholders' comments

Annexes

- Annex 1: Contact information on participants in the project activity
- Annex 2: Information regarding public funding
- Annex 3: Baseline information
- Annex 4: Monitoring plan

	PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.	
CDM – Executive Board		page 2
SECTION A. General description of <u>project activity</u>		
A.1 Title of the <u>project activity</u>:		
>>		
A.2. Description of the <u>project activity</u>:		
>>		
A.3. <u>Project participants</u>:		
>>		
A.4. Technical description of the <u>project activity</u>:		
A.4.1. Location of the <u>project activity</u>:		
>>		
A.4.1.1.	<u>Host Party(ies)</u>:	
>>		
A.4.1.2.	<u>Region/State/Province etc.:</u>	
>>		
A.4.1.3.	<u>City/Town/Community etc:</u>	
>>		
A.4.1.4.	<u>Detail of physical location, including information allowing the unique identification of this <u>project activity</u> (maximum one page):</u>	
>>		
A.4.2. Category(ies) of <u>project activity</u>:		
>>		
A.4.3. Technology to be employed by the <u>project activity</u>:		
>>		
A.4.4 Estimated amount of emission reductions over the chosen <u>crediting period</u>:		
>>		
A.4.5. Public funding of the <u>project activity</u>:		



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.



CDM – Executive Board

page 3

SECTION B. Application of a baseline and monitoring methodology**B.1. Title and reference of the approved baseline and monitoring methodology applied to the project activity:**

>>

B.2 Justification of the choice of the methodology and why it is applicable to the project activity:

>>

B.3. Description of the sources and gases included in the project boundary

>>

B.4. Description of how the baseline scenario is identified and description of the identified baseline scenario:

>>

B.5. Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity (assessment and demonstration of additionality): >>**B.6. Emission reductions:****B.6.1. Explanation of methodological choices:**

>>

B.6.2. Data and parameters that are available at validation:*(Copy this table for each data and parameter)*

Data / Parameter:	
Data unit:	
Description:	
Source of data used:	
Value applied:	
Justification of the choice of data or description of measurement methods and procedures actually applied :	
Any comment:	

B.6.3 Ex-ante calculation of emission reductions:

>>

B.6.4 Summary of the ex-ante estimation of emission reductions:

>>



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.



CDM – Executive Board

page 4

B.7 Application of the monitoring methodology and description of the monitoring plan:
--

B.7.1 Data and parameters monitored:

<i>(Copy this table for each data and parameter)</i>	
--	--

Data / Parameter:	
--------------------------	--

Data unit:	
------------	--

Description:	
--------------	--

Source of data to be used:	
----------------------------	--

Value of data applied for the purpose of calculating expected emission reductions in section B.5	
--	--

Description of measurement methods and procedures to be applied:	
--	--

QA/QC procedures to be applied:	
---------------------------------	--

Any comment:	
--------------	--

B.7.2 Description of the monitoring plan:
--

>>

B.8 Date of completion of the application of the baseline study and monitoring methodology and the name of the responsible person(s)/entity(ies)

>>

SECTION C. Duration of the <u>project activity</u> / <u>crediting period</u>

C.1 Duration of the <u>project activity</u>:



C.1.1. <u>Starting date of the project activity</u>:

>>

C.1.2. <u>Expected operational lifetime of the project activity</u>:

>>

C.2 Choice of the <u>crediting period</u> and related information:

	PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.	
CDM – Executive Board		page 5
C.2.1. <u>Renewable crediting period</u>		
C.2.1.1. Starting date of the first <u>crediting period</u>:		
>>		
C.2.1.2. Length of the first <u>crediting period</u>:		
>>		
C.2.2. <u>Fixed crediting period</u>:		
C.2.2.1. Starting date:		
>>		
C.2.2.2. Length:		
>>		
SECTION D. <u>Environmental impacts</u>		
>>		
D.1. Documentation on the analysis of the environmental impacts, including transboundary impacts:		
>>		
D.2. If environmental impacts are considered significant by the project participants or the <u>host Party</u>, please provide conclusions and all references to support documentation of an environmental impact assessment undertaken in accordance with the procedures as required by the <u>host Party</u>:		
>>		
SECTION E. <u>Stakeholders'</u> comments		
>>		
E.1. Brief description how comments by local <u>stakeholders</u> have been invited and compiled:		
>>		
E.2. Summary of the comments received:		
>>		
E.3. Report on how due account was taken of any comments received:		
>>		



PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM (CDM PDD) - Version 03.1.



CDM – Executive Board

page 6

Annex 1

CONTACT INFORMATION ON PARTICIPANTS IN THE PROJECT ACTIVITY

Organization:	
Street/P.O.Box:	
Building:	
City:	
State/Region:	
Postfix/ZIP:	
Country:	
Telephone:	
FAX:	
E-Mail:	
URL:	
Represented by:	
Title:	
Salutation:	
Last Name:	
Middle Name:	
First Name:	
Department:	
Mobile:	
Direct FAX:	
Direct tel:	
Personal E-Mail:	

Annex 2

INFORMATION REGARDING PUBLIC FUNDING

Annex 3

BASELINE INFORMATION

Annex 4

MONITORING INFORMATION

Anexo F: Ciudad de Masdar, proyecto libre de emisiones de carbono

Masdar es un proyecto de una ciudad sostenible en Abu Dhabi. Abu Dhabi es conocido como uno de los Emiratos Árabes de mayor extensión además de ser considerado como uno de los principales productores de petróleo del mundo. Para el desarrollo del proyecto Masdar, el Emirato planea invertir un total de 15,000 millones de dólares, solo en concluir la primera fase. Se espera que con la conclusión del proyecto Masdar, se disponga de la primera ciudad libre de emisiones de carbono y sin residuos.

La ciudad es diseñada por el arquitecto Norman Foster, se planea que para la misma residirán un total de 50000 personas. El sistema de refrigeración del proyecto procederá de varias torres eólicas, además los edificios se juntaran de forma Kasbah. La orientación de la ciudad se llevara a cabo de forma noroeste a suroeste para aprovechar de forma óptima la luz de solar y la sombra.

Éste es un ejemplo para la realización de mejores proyecto que no afecten al ambiente ante un mundo que día a día parece poblarse más y más. Actualmente, comenzamos a sentir los límites de los recursos del medio ambiente por lo que están surgiendo nuevas propuestas orientadas a la mejora de las eficiencias naturales y al aprovechamiento de forma reducida de estos recursos. La ciudad de Masdar tendrá aproximadamente 6 kilómetros cuadrados, tendrá a su disposición paredes que la protegerán de los vientos fuertes que proceden del desierto. Estará cubierta de calles angostas, muy similares a las calles de la ciudad de Venecia, sin embargo estas estarán cubiertas por techos con paneles fotovoltaicos, donde toda la energía en este lugar será producida a partir de la utilización del sol como fuente principal.

Durante los próximos dos años se estará realizado la primera etapa del proyecto, durante esta primera etapa se realizara el Instituto de Masdar, considerado un centro de Investigación que trabajara junto al Instituto de Tecnología de Massachusets. En árabe, la ciudad será conocida como la fuente. La ciudad procede de una inversión pública.

El sistema de transporte estará basado en pequeños carros que correrán sobre vías magnéticas y el aire acondicionado será accionado por turbinas eólicas. Se espera que toda la ciudad este culminada para el año 2016. La ciudad contará con tres suelos diferentes, uno destinado a los vehículos, otro a los peatones y ciclistas, y el tercero a un monorraíl. Para conseguir su energía apelará a la ayuda de una central de energía fotovoltaica, ubicada en las afueras de la ciudad.

El reciclaje será una máxima en esta nueva ciudad. El consumo de agua dulce se reducirá en un 80% sustituyéndola por desalada. Y se tratarán para reutilizarse las aguas residuales irrigando campos destinados a la alimentación y a la producción de biocarburantes.



REFERENCIAS

Escritas :

- Tesis de Licenciatura: Gutiérrez Gonzáles Emmanuell, Labastida Alvarado Javier. *“Estudio de la aplicabilidad del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto a la generación de electricidad con base a biogás”* Dirigida por Dr. Arturo Reinking Cejudo. México, D.F., 2005.
- Tesis de Doctorado: León de los Santos Gabriel. *“Estudio de la viabilidad de la cogeneración en México”* México, D.F. 2003.
- Jiménez Cisneros Blanca. *“La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología apropiada”*, Ed. Limusa. México 2002.
- Apuntes de Cogeneración. Ing. Buendía Dominguez Eduardo H.

Electrónicas :

- http://www.ciceana.org.mx/guias_tematicas/impactos_ambientales/atmosfera/atmosfera.doc
- <http://www.fisica.unam.mx/carlos//Enviroment/reporte2001.htm>
- <http://unfccc.int/2860.php>
- http://unfccc.int/parties_and_observers/items/2704.php
- <http://132.248.59.142/TESGLeon/COGENERACION.pdf>
- <http://132.248.59.142/TESGLeon/SISDECOGENERACION.pdf>
- www.cfe.gob.mx
- <http://www.fide.org.mx/tecnologias/desarrollo2.html>
- <http://www.fide.org.mx/programas/index.htm>
- <http://www.semarnat.gob.mx/Pages/inicio.aspx>
- <http://www.arqhys.com/construcciones/masdar-ciudad-abudhabi.html>
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Masdar>

Lista de Acrónimos

AND	<i>Autoridad Nacional Designada</i>
AE	<i>Anualidad Equivalente</i>
BAU	<i>Business As Usual</i>
B/C	<i>Valor Beneficio Costo</i>
CMNUCC	<i>Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático</i>
COP	<i>Conferencia de las Partes</i>
DDP	<i>Documento de Diseño del proyecto</i>
EOD	<i>Entidad Operacional Designa</i>
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
FIDE	<i>Fideicomiso para el ahorro de energía</i>
FPC	<i>Fondo Prototipo Carbono</i>
GEI	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>
JE	<i>Junta Ejecutiva</i>
MDL	<i>Mecanismo de Desarrollo Limpio</i>
O&M	<i>Operación y Mantenimiento</i>
PCG	<i>Potencial de Calentamiento Global</i>
PICC	<i>Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático</i>
PIN	<i>Nota Idea del Proyecto (Project Idea Note)</i>
PP	<i>Participantes del Proyecto</i>
PR	<i>Periodo de Recuperación</i>
RCE	<i>Reducciones Certificadas de Emisiones</i>
RP	<i>Reunión de las Partes</i>
TIIE	<i>Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio</i>
TIR	<i>Tasa Interna de Retorno</i>
TIRM	<i>Tasa Interna de Rendimiento Modificada</i>
VPN	<i>Valor Presente Neto</i>

Lista de Figuras

		<i>Página</i>
1.1	<i>Efecto Invernadero</i>	4
1.2	<i>Concentraciones de GEI y temperatura promedio global</i>	6
2.1	<i>Esquema de Cogeneración</i>	18
2.2	<i>Turbina de Vapor a Contrapresión</i>	21
2.3	<i>Turbina de Vapor a Extracción-Condensación</i>	22
2.4	<i>Turbina de gas</i>	23
2.5	<i>Esquema de Ciclo Combinado</i>	24
2.6	<i>Motor alternativo</i>	26
2.7	<i>Uso convencional de la energía</i>	28
2.8	<i>Uso más racional de la energía con cogeneración</i>	29
2.9	<i>Esquema de punta (superior)</i>	29
2.10	<i>Esquema de cola (inferior)</i>	30
2.11	<i>Esquema de la instalación propuesta para motor de combustión interna</i>	33
3.1	<i>Esquema sobre la Adicionalidad de un Proyecto</i>	41
3.2	<i>Pruebas de la Adicionalidad de proyectos MDL</i>	43
3.3	<i>Diagrama de las fases y los actores del ciclo del proyecto de MDL</i>	46
4.1	<i>Mapa de ubicación de los Edificios</i>	62
4.2	<i>Emisiones Acumuladas del proyecto durante el 1er periodo de acreditación</i>	70
5.1	<i>Emisiones Anuales del proyecto durante el primer periodo de acreditación</i>	91

Lista de Tablas

		<i>Página</i>
1.1	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>	5
1.2	<i>Emisiones de dióxido de carbono de las Partes Anexo I y su parte del total en 1990</i>	9
2.1	<i>Características básicas de primotores térmicos empleados en sistemas de cogeneración</i>	18
2.2	<i>Rangos para seleccionar la tecnología de cogeneración</i>	19
2.3	<i>Power Heat Rate</i>	31
3.1	<i>Clasificación de actividades de proyectos Tipo I: Energías renovables</i>	49
3.2	<i>Clasificación de actividades de proyectos Tipo II: Eficiencia energética</i>	49
3.3	<i>Clasificación de actividades de proyectos Tipo III: Reducción de emisiones</i>	50
3.4	<i>Estimación de los Costos de Transacción por etapas del ciclo de aprobación</i>	52
4.1	<i>Cuotas aplicables de Marzo del 2005 a Febrero del 2006</i>	63
4.2	<i>Tarifas CFE del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre</i>	63
4.3	<i>Tarifas CFE del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril</i>	63
4.4	<i>Factores FRI y FRB</i>	64
4.5	<i>Emisiones acumuladas del proyecto y de línea base</i>	69
4.6	<i>Reducciones de emisiones anuales debidas al proyecto</i>	70
4.7	<i>Costo de la factura del combustible</i>	72
4.8	<i>Costo de CHP</i>	73
4.9	<i>Costo convencional anual a pagar a la Compañía de Luz</i>	74
4.10	<i>Flujo de caja económico del proyecto sin RCE's</i>	75
4.11	<i>Rentabilidad económica sin RCE's por medio de métodos de evaluación de proyectos</i>	75
4.12	<i>Ingresos por RCE's antes de gastos de transacción, comercialización y fondo de adaptación</i>	76
4.13	<i>Ingresos por RCE's después de gastos de transacción, comercialización y fondo de adaptación</i>	76
4.14	<i>Flujo de caja económico del proyecto con RCE's</i>	77
4.15	<i>Rentabilidad económica con RCE's por medio de métodos de evaluación de proyectos</i>	78
4.16	<i>Características de financiamiento BANORTE</i>	81
4.17	<i>Apalancamiento financiero del 90% sin RCE's</i>	85
4.18	<i>Flujo de caja financiero del proyecto sin RCE's</i>	86
4.19	<i>Rentabilidad financiera sin RCE's a través de métodos de evaluación de proyectos</i>	87
4.20	<i>Apalancamiento financiero del 90% con RCE's</i>	87
4.21	<i>Flujo de caja financiero del proyecto con RCE's</i>	88
4.22	<i>Rentabilidad financiera con RCE's a través de métodos de evaluación de proyectos</i>	89

6.1	<i>Variación en el precio del Combustible</i>	133
6.2	<i>Variación en el apalancamiento</i>	134
6.3	<i>Variación de la tasa de interés</i>	134
6.4	<i>Variación en los costos de transacción</i>	135
6.5	<i>Variación en el la vida útil del proyecto</i>	135
6.6	<i>Variación de los precios de las RCE's</i>	136

Lista de Unidades

CO_2	<i>Bióxido de Carbono</i>
CH_4	<i>Metano</i>
N_2O	<i>Óxido Nitroso</i>
CO_2e	<i>Bióxido de Carbono equivalente</i>
$tonCO_2e$	<i>Tonelada de Bióxido de Carbono equivalente</i>
kWh	<i>Kilowatt hora</i>
Wh_e	<i>Watts hora eléctricos</i>
$tonCO_2e/Mwh$	<i>Toneladas de CO_2 equivalentes por megawatt hora</i>
W_e	<i>Watts eléctricos</i>
W_t	<i>Watts térmicos</i>
BTU	<i>British Thermal Unit (BTU^i)</i>
$\$$	<i>Pesos Moneda Nacional</i>
$M\$$	<i>Millones de pesos Moneda Nacional</i>
TJ	<i>TeraJules</i>
$US\$$	<i>Dólares americanos</i>

ⁱ 1 Btu (British thermal unit) = 252 calorías = 1054 J