



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE  
GUAYAQUIL**

**U T E G**



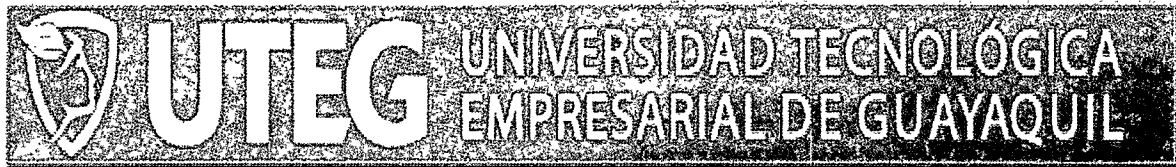
**Título de la Tesis:**

**Comercialización de Créditos  
de Carbono a través de la  
implementación de proyectos  
de M D L mediante el uso  
de energías renovables**

**Autores:                   Lissette Loor Saltos  
                                  Andrés Romo-Ieroux Maruri  
                                  Sigrid Petter Burgos**

**Tutor:                       Carlos Filián**

**Fecha:                      Octubre, 2007**



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE GUAYAQUIL  
UTEG**

**TITULO DE LA TESIS:** Comercialización de créditos de carbono a través de la implementación de proyectos de MDL mediante el uso de energías renovables.

**AUTORES:** Lissette Loor Saltos  
Andrés Romo-Ieroux Maruri  
Sigrid Petter Burgos

**TUTOR:** Carlos Filian

**FECHA:** 19 de Octubre de 2007

## EL TUTOR DE LA INVESTIGACIÓN

### CERTIFICA:

Que luego de haber analizado críticamente todas las partes del presente trabajo de investigación científica, autorizo su presentación y sustentación correspondiente.

Los conceptos y opiniones vertidas en él, son de absoluta responsabilidad de sus autores.

Guayaquil, Octubre del 2007

Ing. Carlos Filian  
TUTOR

## **AGRADECIMIENTO**

A DIOS EL DADOR DE LA VIDA, que nos dio, voluntad y firmeza para avanzar hacia una meta y la luz para avizorar el horizonte vocacional correcto.

A la comunidad universitaria de la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL GUAYAQUIL, -UTEG- en sus autoridades, docentes, estudiantes y personal administrativo, por su permanente accionar en pro del desarrollo académico, como una forma de re-conceptualizar la función social de la universidad y a la vez por permitirnos ser en calidad de estudiantes parte importante de este centro de educación superior que con su formación nos ha dotado de las competencias requeridas para un ejercicio profesional de calidad y de calidez.

A todas las personas, instituciones y empresas que facilitaron medios e información relevantes para este trabajo investigativo.

A nuestros compañeros de aula con quienes compartimos conocimientos, experiencias gratificantes, permitiéndonos crecer como sujetos sociales.

A nuestros familiares por su apoyo, comprensión y cariño, quienes han sido un incentivo permanente para nuestro desarrollo personal y alcance de esta meta.

**LOS AUTORES**

## DEDICATORIA

A los estudiantes y clase profesional de INGENIERIA EN NEGOCIOS INTERNACIONALES, a la vida y a todas las instituciones y empresas que como organismos sociales y productivos en pro del desarrollo sustentable DEL PAIS deben contribuir desde ya, con un granito de arena en el proceso de protección del **medio ambiente**, inspiración para la realización del presente trabajo.

Lisette Loor S.

## DEDICATORIA

A mis padres por el apoyo constante, a Dios por la fortaleza brindada para seguir adelante, a aquellas personas especiales que compartieron su tiempo y compañía, a mis profesores por ser guías importantes y a las largas jornadas de esfuerzo.

Andrés Romo-Ieroux M.

## DEDICATORIA

A Dios por ser compañero en mis largas jornadas.

A mi hija, Tizianna, por ser la fuente de inspiración, enseñándome que todo es posible.

A la vida por haberme dado la oportunidad de cumplir una meta propuesta y que me llena de satisfacción.

Sigrid Petter B.

# TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY.....</b>	<b>11</b>
	<b>PARTE I.....</b>	<b>13</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
1.1	DETERMINACIÓN DEL LA PROBLEMÁTICA DEL PROYECTO Y SU JUSTIFICACIÓN 13	
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>15</b>
2.1	GENERAL.....	15
2.2	ESPECIFICOS.....	15
2.3	HIPOTESIS.....	15
2.4	VARIABLES A CONTROLAR.....	15
2.5	METODOLOGIA UTILIZADA.....	16
	<b>PARTE II.....</b>	<b>17</b>
<b>1</b>	<b>ENERGÍA ELECTRICA EN EL ECUADOR.....</b>	<b>17</b>
1.1	RESEÑA HISTÓRICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.....	17
1.2	LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL PAÍS.....	21
1.2.1	TERMOPICHINCHA S.A. ....	21
1.2.2	ELECTROGUAYAS S.A. ....	22
1.2.3	EMPRESA ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A. ....	25
1.3	EFFECTOS DE LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA.....	27
1.4	ESTADÍSTICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR A DICIEMBRE DEL 2006.....	34
1.5	PRECIOS DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL EN EL ECUADOR.-.....	36
<b>2</b>	<b>PROTOCOLO DE KYOTO.....</b>	<b>40</b>
2.1	INTRÓDUCCIÓN.....	40
2.2	ANÁLISIS HISTORICO DEL PROTOCOLO DE KYOTO.....	40
2.3	DISPOSICIONES DEL PROTOCOLO DE KYOTO Y SUS NORMAS.....	44
2.4	COMERCIO DE EMISIONES.....	45
2.5	OTROS MECANISMOS DE KYOTO.....	46
2.5.1	MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL).....	46
2.5.2	IMPLEMENTACIÓN CONJUNTA (IC).....	47
2.6	EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL).....	47
2.6.1	Un instrumento de flexibilidad del Protocolo de Kyoto.....	47
2.6.2	Condiciones fundamentales de elegibilidad de los proyectos MDL.....	48
2.6.3	Instituciones relacionadas al ciclo.....	50
2.6.4	Clases de Proyectos MDL.....	51
	<i>El Ciclo de proyectos MDL incluye 8 etapas, con diferentes funciones y responsables a nivel nacional e internacional, tal como se señala en el anexo 2.3. ....</i>	<i>51</i>
2.7	MDL EN ECUADOR.....	52
2.7.1	Antecedentes.....	52
2.7.2	Objetivo.....	53
2.7.3	Líneas de Acción.....	53
<b>3</b>	<b>ENERGIAS MAS LIMPIAS.....</b>	<b>54</b>
3.1	INTRODUCCIÓN.....	54
3.2	ENERGÍAS RENOVABLES.....	55
3.3	UTILIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR.....	63
3.4	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE SU APLICACIÓN.....	67



<b>4</b>	<b>MERCADOS DEL CARBONO .....</b>	<b>69</b>
4.1	ESTRUCTURA DEL MERCADO .....	69
4.2	MERCADO BASADO EN EL COMERCIO DE DERECHO DE EMISIONES .....	70
4.3	MERCADO BASADO EN PROYECTOS .....	73
4.4	COMPRADORES.....	75
4.5	VENDEDORES.....	75
4.6	EVOLUCIÓN DE PRECIOS .....	76
4.7	PERSPECTIVA DEL MERCADO .....	78
4.8	PROCESO DE NEGOCIACIÓN DE LOS CERTIFICADOS DE CARBONO .....	79
4.8.1	<i>El contrato Forward</i> .....	79
4.8.2	<i>Venta de CERs emitidos</i> .....	80
4.8.3	<i>Subasta electrónica</i> .....	80
4.8.4	<i>ERPAs con financiamiento</i> .....	82
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MDL EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA USANDO ENERGÍAS RENOVABLES.....</b>	<b>84</b>
5.1	CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	84
5.1.1	<i>Margen de operación</i> .....	84
5.1.2	<i>Margen de construcción</i> .....	85
5.1.3	<i>Margen combinado</i> .....	86
5.2	ANÁLISIS FINANCIERO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN ENERGÉTICA.....	87
5.3	IMPACTOS EN EL DESARROLLO DE UN PROYECTO .....	95
<b>PARTE III</b>	<b>.....</b>	<b>97</b>
<b>1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>97</b>
1.1	CONCLUSIONES .....	97
1.2	RECOMENDACIONES.....	98
<b>PARTE IV</b>	<b>.....</b>	<b>99</b>
<b>1 BIBLIOGRAFIA .....</b>		<b>99</b>
<b>2 ANEXOS.....</b>		<b>101</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 1.....</b>		<b>101</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 2.....</b>		<b>103</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 3.....</b>		<b>107</b>
<b>ANEXOS CAPITULO 4.....</b>		<b>112</b>
<b>ANEXO CAPITULO 5.....</b>		<b>115</b>
<b>3 GLOSARIO.....</b>		<b>126</b>

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento se ha creado como parte de los requerimientos exigidos por la Universidad Tecnológica Empresarial de Guayaquil (UTEG) para la obtención del Título de Ingeniería en Comercio Exterior con mención Negocios Internacionales.

El objetivo que perseguimos con este estudio, es el de poner al alcance y servicio de todos los interesados, una herramienta informativa sobre la comercialización de un nuevo producto denominado CER's, que va ganando espacio en el mercado mundial por los beneficios económicos que le generan a sus usuarios.

El producto al que hacemos referencia se originó a través de los resultados obtenidos por varias organizaciones ambientalistas y empresarios preocupados por los cambios climáticos que se han generado en todo los sectores del mundo, así como los efectos de este repentino desbalance en la naturaleza denominado "efecto invernadero". En la convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) se creó el Protocolo de Kyoto, convenio que se orienta a la limitación de las emisiones de los gases de efectos invernaderos estableciendo compromisos cuantificables de limitación de reducciones de emisiones para los llamados países de Anexo I, creando 3 instrumentos para facilitar el cumplimiento de estas obligaciones como son: los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), la Implementación Conjunta (IC) y el Comercio de Emisiones.

El compendio de este trabajo se agrupa en tres partes principales, los datos se obtuvieron a través de libros, artículos publicados, e importante información recopilada en el II Foro Latinoamericano de Carbono realizado en la ciudad de Lima en Septiembre del 2007, donde estuvieron destacadas personalidades relacionadas al tema; hacemos referencia al Protocolo de Kyoto y los Mecanismos de Desarrollo Limpio implementados en el Ecuador, las energías

renovables señalando el reemplazo de las formas tradicionales de generación energética por el de biocombustibles; y por último pero no por esto menos importante, hablamos del mercado de emisión de carbono, las demandas y ofertas, precios y los diferentes tipos de negociaciones utilizadas en la comercialización de los Certificados de Emisiones Reducidas.

A través de un ejercicio financiero, esta investigación demuestra las ventajas o beneficios económicos que conlleva la aplicación del MDL en el Sector Eléctrico del Ecuador mediante la venta de CER's; los mismos que podrán observarse al final de la Parte II.

Esperamos que su lectura sea no solamente informativa, si no también gratificante y de su total interés.

## 2 EXECUTIVE SUMMARY

The present document has been created as part of the requirements demanded by the Universidad Tecnológica de Guayaquil (UTEG) for the achievement of the degree of engineer in foreign trade with mention in International Businesses.

The objective that is pursued with this study, is to make available to everyone an informative tool about the commercialization of a new product named CER's, that has gained an important place on the global market through the economical benefits given to the traders.

This product has come out from the results of several environmental organizations and companies worried about the climate changes that can be seen all over the World these days, as well as the effects of this sudden disorder in nature called "Greenhouse Gases (GHG)". The "UNFCCC" United Nations Framework of Climate Change created the Kyoto Protocol, this agreement is based on the emission reduction of the GHG, establishing quotas on emission reductions for the Annex 1 parties, creating 3 mechanisms that allow the compliance of the obligations: Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI) and Emission Trading.

The compendium of this work is grouped in three main parts , the data collected through books, published articles, and not less important information compiled in the II Latin American Carbon Forum that took place in the city of Lima in September 2007, where outstanding personalities related to the subject were present; we make reference to the Kyoto Protocol and the CDM implemented in Ecuador, also to the Renewable Energies outstanding the replacement of traditional forms of power generation by Bio-fuel; and finally but not less important, we speak about the Carbon Emission Trading, the demands and supplies, prices and the different types of negotiations used in the commercialization of Certification Emission Reductions (CERs).

This investigation demonstrates the advantages and economical benefits that the application of the CDM represents on the power-generating sector of Ecuador through the commercialization of CER's; these can be seen at the end of the part 2 of this document.

We hope that the information on this document wouldn't be only informative but also rewarding and attractive.

## **PARTE I**

### **1 INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 DETERMINACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DEL PROYECTO Y SU JUSTIFICACIÓN**

Ecuador tiene una demanda nacional de energía de 11029,39 GW, que crece en un 10% al año y una oferta de generación eléctrica de 16384,6<sup>1</sup> MW de lo que 7130.41 proviene de energía hidroeléctrica en su gran mayoría generada por Paute, que en sus épocas de estiaje puede disminuir drásticamente poniendo en riesgo la satisfacción de demanda de energía.

Ante la inminencia de apagones, inversionistas privados promueven la instalación de barcazas de generación de entre 30 y 45 MW cada una, a ubicarse preliminarmente en los esteros que rodean la ciudad de Guayaquil. Esto cuenta con el aval del Ministerio de Energía y Minas, pero ha motivado la inmediata reacción de autoridades y sociedad civil por cuestionamientos tanto técnicos como ambientales<sup>2</sup>.

Las compañías que actualmente operan en servicio de generación eléctrica en Guayaquil son: Termoguayas Generation, Ulyseas e Intervisa Trade. Los inversionistas de estas barcazas seleccionaron preliminarmente el estero que bordea el Bosque Protector Puerto Hondo y el Estero "Aguas Piedras", este último dentro de la Reserva de Producción de Fauna "Manglares del Salado" – tesoros naturales, ambos que rodean la ciudad- lo que ha sido rechazado tanto por el Ministerio del Ambiente (oficio No. 70085 D-MAE; 28/07/2005), como por el M. I. Municipio de Guayaquil a través de varios informes de la Dirección Ambiental. El Golfo de Guayaquil constituye por sí mismo un lugar de importancia económica y estratégicamente ecológica para el Ecuador, pero en los últimos años se detectaron evidencias que sugieren un progresivo deterioro ambiental.

---

<sup>1</sup> Datos obtenidos del CONELEC al 2006

<sup>2</sup> Tomado del acta de la junta realizada el 6 de Octubre del 2005, entre el Ilustre Municipio de Guayaquil, Fundación Natura y el Departamento de Ambiente

Fundación Natura ha respaldado públicamente la posición de estas instituciones, pues comparte el criterio de que no es ambientalmente factible la instalación de estas barcazas en los mencionados sitios por los potenciales impactos ambientales que éstos van a generar. Estos impactos se verían reflejados tanto sobre el bienestar humano así como sobre la calidad del aire (emisiones propias del proceso de generación con motores de combustión interna) y sobre la calidad del agua (disposición de aguas de desecho y, sobretodo emisión de agua a alta temperatura procedente de los enfriadores de los motores), a más del riesgo ambiental que presentaría tener barcazas cargadas de combustible dentro de áreas protegidas.

Puerto Hondo es un asentamiento con una clara estrategia de desarrollo sustentable a través del turismo y la conservación, el que se ve complementado con el Plan de desarrollo eco turístico del sector que ejecuta el M. I. Municipio de Guayaquil y que contempla un balneario y senderos de interpretación ambiental con inversión municipal, que se vería afectada por la presencia de barcazas. Por otro lado en "Manglares del Salado", el impacto ambiental sería aún mayor por tratarse de un pulmón natural de la ciudad, y a la vez que interferiría con el Plan de Rescate del Estero Salado, PIRES, que cuenta con financiamiento de la CAF<sup>3</sup> y contraparte municipal.

El incremento de la contaminación, el calentamiento del planeta, los gases "invernadero", la destrucción progresiva de la capa de ozono, contribuyen al reciente auge de las energías renovables y los combustibles vegetales. Entre ellos, surgen: los biocombustibles.

La entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, el gran pacto mundial para conjugar energía y medio ambiente, introduce un costo añadido en determinados sectores, entre ellos el eléctrico. Todo ello, agravado por el cambio climático, plantea un debate sobre los retos de este sector indispensable para la vida humana.

---

<sup>3</sup> CAF.- Corporación Andina de Fomento

Por lo que esta tesis esta enfocada en demostrar la oportunidad de negocio que existe en la comercialización de CER's<sup>4</sup> dentro del sector eléctrico, implementando proyectos de desarrollo de mecanismos limpios (MDL)

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 GENERAL**

Comprobar los beneficios y ventajas de la comercialización de CER's en los mercados internacionales para la financiación de proyectos basados en la generación eléctrica a través de energías limpias

### **2.2 ESPECIFICOS**

- Diagnosticar el mercado de generación eléctrica en Ecuador
- Analizar el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto
- Realizar una investigación del mercado de los CER's.
- Ejemplificar las beneficios de un proyecto MDL en el Sector Eléctrico Nacional

### **2.3 HIPOTESIS**

El uso de CER's para financiación de proyectos de generación eléctrica con base en biocombustibles va a generar beneficios ambientales y económicos.

### **2.4 VARIABLES A CONTROLAR**

- Precio de las emisiones reducidas del carbono en el Mercado Internacional
- Emisión de CO<sub>2</sub>

---

<sup>4</sup> CER.- Certified Emission Reduction (Certificado de Emisiones Reducidas)



## **2.5 METODOLOGIA UTILIZADA**

El presente trabajo ha sido desarrollado bajo algunos métodos y tipos de investigación entre los cuales destacan la documental, de campo, descriptiva, cualitativa y cuantitativa con la finalidad de dar cumplimiento al objetivo general de esta tesis.

La investigación documental ha permitido desarrollar un marco teórico que soporten el objeto de estudio, para el cual hemos recopilado y procesado información primaria proveniente de libros, revistas, periódicos, boletines, informes técnicos y registros oficiales, al igual que la información secundaria proveniente de páginas web de Internet.

La investigación de campo se ha conducido a través de as entrevistas tanto personas involucradas en el desarrollo de energías renovables en el Ecuador, como a miembros de organismos internacionales que lideran el desarrollo de proyectos de MDL, su financiamiento y comercialización de las emisiones reducidas en los mercados de carbono como es el caso de el Banco Mundial, IETA<sup>5</sup>, Point Carbon, entre otros.

La investigación descriptiva se ve reflejada claramente a lo largo de los capítulos, donde se detallan procesos o pasos a seguir para validar y registrar proyectos de MLD, las clases de energías renovables, los mercados donde se comercializan las emisiones reducidas o verificadas, las clases de negociación entre otros.

Las investigaciones cualitativa y cuantitativa se ven en el análisis del mercado energético del Ecuador (sector eléctrico), en los mercados de carbono y propiamente en el análisis de factibilidad del proyecto propuesto.

---

<sup>5</sup> Asociación Internacional para el comercio de emisiones (por sus siglas en inglés)

## **PARTE II**

### **1 ENERGÍA ELECTRICA EN EL ECUADOR**

#### **1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR**

Para poder adentrarnos en historia sobre cómo y cuando llegó la energía eléctrica a nuestro país, hay que hacer una reminiscencia de los antecedentes históricos de la energía eléctrica y de su invención, en el año de 1880 Thomas Alva Edison (1847-1931) produjo la primera Lámpara Incandescente con un filamento de algodón carbonizado que permaneció encendido por 44 horas, en 1881 se desarrolló el filamento de bambú con 1.7 lúmenes por vatios, para el año de 1904 se desarrolló el filamento de tungsteno con una eficiencia de 7.9 lúmenes por vatios incrementando su capacidad en las lámparas incandescentes a 18 lúmenes por vatios.

El primer sistema eléctrico fue instalado por Edison en 1882 en la estación Pearl Street de la ciudad de Nueva York vendiendo así energía eléctrica para iluminación incandescente, entre los años de 1888 a 1895 se realizaron importantes avances en el desarrollo de este campo, a través de Nikola Tesla (1857-1943) con sus sistemas de corriente alterna, transformadores, motores y generadores, patentes los que fueron vendidas a George Westinghouse (1846-1914) fundador de Westinghouse Company, pionera en el desarrollo comercial de la corriente alterna, para finalmente en el año de 1895 en California poner en servicio la primera planta de Generación de Electricidad comercial, en las Cataratas del Niagara.

En el Ecuador la electricidad llegó para reemplazar las lámparas de aceite y las de gas que eran las utilizadas tanto para el uso doméstico como el de alumbrado público, sin embargo no existía una alternativa energética para el desarrollo económico del país.

En la Ciudad de Quito, luego de los avances hechos por los señores Tesla y George Westinghouse en el año de 1894, los señores Víctor Gangotena,

Manuel Jijón y Julio Urrutia, se asociaron para fundar la empresa denominada "La Eléctrica", que inicia la generación eléctrica con una central con capacidad de 200KW, ubicada en el sector de "Chimbacalle" junto al río Machángara, donde funcionaban los molinos El Retiro <sup>6</sup>, en 1905 inicia la operación la central Guápulo, con un grupo de 200 KW, situada al noreste de Quito y utiliza las aguas del río Machángara, progresivamente se instalan tres generadores adicionales, llegando a disponer en 1919 de una capacidad instalada total de 920 KW.

En 1915 se formó "The Quito Electric Light and Power Company". ampliando su capacidad en 1922, instalando la Central Hidroeléctrica "Los Chillos", con una potencia total de 1.760 KW, ubicada en el cantón Rumiñahui y utiliza las aguas del río Pita; el 16 de julio de 1932 "The Quito Electric Light and Power Company", vende a "Eléctrica Quito" todos sus bienes muebles e inmuebles y el 16 de mayo de 1935 el I. Municipio de Quito, celebró un contrato con la casa AEG de Alemania para la instalación de la Central Guangopolo. Finalmente el 6 de octubre de 1937, el Concejo Municipal dictó la Ordenanza No. 479, creando la Empresa Municipal como Empresa Técnica Comercial, dependiente del Concejo, inaugurando el 21 de noviembre del mismo año el servicio de la planta eléctrica municipal ubicada junto a la población de Guangopolo y el 5 de noviembre de 1946 el I. Municipio de Quito compró "La Eléctrica Quito" con todas sus instalaciones y equipos. En este entonces contaba con 15.790 abonados y una demanda máxima de 7.840 KW.

En la ciudad de Guayaquil la primera empresa que entró a laborar dando servicio de alumbrado público y domiciliario fue la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica que desde entonces prestaba a la ciudad el servicio de alumbrado público, obtuvo en 1906 el permiso del Municipio para importar diez tranvías, los cuales llegaron al puerto en 1909 dando lugar a que el 15 de Enero de 1911 entrara en operación el carro eléctrico o tranvía, transformando así la vida de la ciudad que ya era un eje importante de comercio y economía del país;

---

<sup>6</sup> [www.eeq.com.ec/laEmpresa/historia](http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/historia)

realizando el primer recorrido a lo largo de la calle de la Industria (Eloy Alfaro), posteriormente se lo hizo en el Malecón y otras vías.<sup>7</sup>

En 1924 durante la administración Municipal de Luís Orrantía Cornejo se había decidido crear la Junta de Electricidad, pero algunos contratiempos se lo impidieron, prefiriendo finalmente la oferta de la "Electrical Bond and Shares", de nacionalidad norteamericana representada por Eugene Summer, con quien suscribió la Municipalidad de Guayaquil el correspondiente contrato; así se originó la "Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Emelec" que subsistió con la finalidad de "explotar plantas o sistemas para la producción de electricidad por cualquier medio y usarla para dar luz, calor, fuerza, hielo, refrigeración, telégrafo, teléfonos, tranvías, en las industrias, etc." cuyo primer Gerente fue el Sr. George Capwell en el año de 1925.

En la actualidad, debido a los diferentes problemas económicos que enfrentó la empresa, esta ha pasado a cargo de una empresa administradora temporal, de conformidad con lo que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los activos y pasivos de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC) pasaron a ser administrados por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC); en base a esto se creó la CATEG<sup>8</sup>, institución de derecho privado, con finalidad pública y sin fines de lucro, amparada en el Decreto Ejecutivo N° 712 del 8 de agosto de 2003, publicado en el Registro Oficial N° 149, del 18 de agosto de 2003.

En el oriente, la energía eléctrica llegó de manera paulatina y desordenada, a través de centrales térmicas de generación de 10 – 20 KW, y con horarios restringidos esto fue en el año de 1960; en las provincias de Sucumbíos y Orellana con el propósito de mantener fuerzas vivas en las áreas fronterizas del Ecuador, especialmente en la región amazónica; se inició un proceso migratorio hacia estas zonas lo que dio lugar a la conformación de muchas comunidades y poblaciones.

---

<sup>7</sup> José Antonio Gómez Iturralde, CRÓNICA, [www.archivohistoricoguayas.org](http://www.archivohistoricoguayas.org)

<sup>8</sup> CATEG Corporación para la Administración Temporal de la Empresa Eléctrica de Guayaquil

Conforme se fueron extendiendo los centros poblacionales, también se incrementaron sus necesidades de servicio e infraestructura básica, entre ellas la electricidad. A fin de contar con este requerimiento básico, independientemente muchos pobladores e Instituciones civiles, militares y eclesiásticas, instalaron pequeñas unidades eléctricas para cubrir su propia necesidad. La más antigua que se tiene conocimiento, en esta parte de la Región Oriental, es la instalada en el Coca por la Orden de los Capuchinos, alrededor del año 1960 y con una capacidad estimada de 10 Kw.

Más tarde, varios de ellos extendieron redes para suministrar el servicio a familias y vecinos. En otros casos, las Municipalidades ubicaron plantas térmicas, para abastecer de energía a una determinada población. De esta manera, en el año 1971 algunos centros poblacionales disponían de un servicio de energía eléctrica aislado, atendidos con grupos eléctricos y redes de pequeña capacidad.

En el año 1974, INECEL<sup>9</sup> inició la construcción de una central térmica, en la ciudad de Lago Agrio, en el sitio donde actualmente funciona la Bodega. Allí se instalaron dos grupos "Detroit" de 230 KW. de capacidad cada uno, y 1 "Cummins" de 200KW. Posteriormente, INECEL fue instalando grupos electrógenos y redes primarias y secundarias para servir a los diferentes centros poblados, con lo cual se inició un proceso de integración de los pequeños sistemas aislados cercanos, en la búsqueda de disminuir los costos de operación y mantenimiento de este servicio.

El 14 de junio de 1989, se crea la Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., con el fin de suministrar el servicio público de energía eléctrica en su área de concesión, de conformidad con lo establecido en la Ley Básica de Electrificación y demás reglamentos vigentes en aquel entonces. La Potencia instalada total es de 30.775 kW, distribuida en los 14 grupos generadores termoeléctricos a diesel y dos grupos hidráulicos, y una potencia efectiva de 19.600 kW.

---

<sup>9</sup> INECEL: Instituto Nacional de Electrificación

La integración de las cuatro centrales de generación se produjo en el año 1994 a través del sistema troncal de subtransmisión a 69 Cha que interconecta las Centrales Termoeléctricas Celso Castellanos "La Laguna", Jivino y Payamino, y la central hidroeléctrica Lumbaquí se interconecta a través de una línea de 13.8 kw.

Actualmente la Empresa se rige por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Contrato de Concesión expedido por el CONELEC para la administración y operación del sistema de potencia en las fases de Generación, Transmisión y Distribución que suministra el servicio de energía eléctrica a aproximadamente 125.000 habitantes, en la Provincia de Sucumbíos sirve a 6 cantones y 26 poblaciones y en la Provincia de Francisco de Orellana sirve a 4 cantones y 15 poblaciones. El número de abonados servidos es de 25.105.

Desde el 22 de junio del 2003, el sistema de potencia de la Empresa se encuentra interconectado con la Subestación "Totoras" de la Empresa Eléctrica Ambato y en el transcurso del mismo año entró en operación la segunda fase de la interconexión con lo que el Sistema Nacional Interconectado aportaría con el 50% de la demanda completándose en el 2005 con la tercera fase de la interconexión.

## **1.2 LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL PAÍS**

En esta parte del capítulo hay una descripción de las Centrales Termoeléctricas en el país que están dando servicio de generación y distribución de energía.

### **1.2.1 TERMOPICHINCHA S.A.** <sup>10.</sup>

Es una de las 6 empresas principales generadoras del País, que pertenece al Fondo de Solidaridad, desde su constitución el 13 de enero de 1999, la Compañía de Generación Termoeléctrica TERMOPICHINCHA S.A. produce energía eléctrica con las mejores condiciones de calidad técnica, basando su gestión en la optimización de costos con recursos humanos especializados,

---

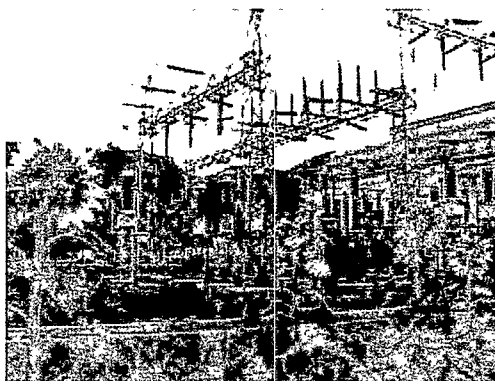
<sup>10</sup> [www.Termopichincha.com.ec](http://www.Termopichincha.com.ec)

que le permiten tener altos niveles de disponibilidad de sus equipos y actuar con responsabilidad social y ambiental.

La Compañía se creó mediante Resolución No. 99.1.1.1 de la Superintendencia de Compañías con domicilio en el Distrito Metropolitano de Quito, e inscrita en el Registro Mercantil del Cantón Quito del 29 de enero de 1999; inició sus operaciones con un monto de activos de US \$ 32'852.722, (S/. 173.462'371.257), y un endeudamiento total de US \$ 12'105.693 (S/. 63.918'059.040), según escrituras de constitución al 29 de enero de 2002.

TERMOPICHINCHA S.A. cuenta con tres generadoras termoeléctricas:

- 1.- La Central Guangopolo,
- 2.- La Central Santa.
- 3.- La Central La Propicia



### **1.2.2 ELECTROGUAYAS S.A.<sup>11</sup>**

El antecedente constitutivo de la compañía se encuentra en el artículo 2 de la Ley reformativa del Régimen del Sector Eléctrico, publicado en el Suplemento del Registro Oficial número 261 del 19 de febrero de 1998, mediante el cual se facultó al Ex - INECEL a constituir con sus activos, Sociedades Anónimas de Generación y Transmisión. Adicionalmente el Art. # 26 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que: las sociedades anónimas de generación y las de transmisión que se constituyan, se sometan a los controles que la Ley establece para las personas jurídicas de derecho privado, así, el día 17 de

---

<sup>11</sup> [www.electroguayas.com.ec](http://www.electroguayas.com.ec)

Noviembre de 1998, el Directorio de INECEL en Proceso de Liquidación, resolvió autorizar al Liquidador a constituir la Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas, ELECTROGUAYAS S.A., según consta en la Escritura Pública otorgada ante el Notario Vigésimo Octavo del cantón Quito, el Dr. Jaime Acosta Holguín, con fecha 13 de Enero de 1999.

Posteriormente el Superintendente de Compañías, Dr. Roberto Salgado en ejercicio de las atribuciones asignadas, mediante Resolución No. ADM-99096 del 20 de Enero de 1999, resuelve aprobar la constitución de la Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas ELECTROGUAYAS S.A., con domicilio en la ciudad de Guayaquil, en los términos constantes en la escritura de constitución.

ELECTROGUAYAS en la actualidad cuenta con una capacidad instalada de 401 MW, lo que la constituye en la empresa termoeléctrica más grande del país, teniendo 3 centrales termoeléctricas ubicadas en la vía a la Costa, la Trinitaria y en Paute.

- **Reseña histórica de la central Gonzalo Zevallos G.**

Gonzalo Efraín Cevallos Guzmán fue un ingeniero mecánico que nació en guayaquil el 5 de marzo de 1944, y estudió en Estados Unidos en la Georgia Institute of Technology y en School of Mechanical Engineering; desde muy joven se vinculó al sector de la industria eléctrico-mecánica, donde tuvo amplia participación en la concepción de grandes obras como la central que lleva su nombre. Considerando su capacidad, esfuerzo y dedicación, y el valioso aporte que entregó al país, el Directorio de INECEL, en sesión efectuada el 25 de noviembre de 1982, resolvió imponer el nombre del eminente profesional Ingeniero Gonzalo Zevallos Guzmán, a la Central Térmica que hasta esa fecha se denominaba estero salado, fue construida por la firma japonesa Mitsubishi Corporation a partir del 10 de enero de 1976 e inaugurada en 1978.

El instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL , convocó a firmas calificadas a la Licitación para el diseño, suministro, transporte al sitio, obras



civiles, montaje, pruebas, puesta en marcha y operación experimental, bajo la modalidad "llave en mano" de una central térmica a vapor de 73Mw, que incluía una subestación de 69 KW; para el año 1978, la Central Térmica Gonzalo Zevallos pasó a convertirse en una de las principales plantas de generación termoeléctrica instaladas en el Ecuador, contando con 3 unidades térmicas de generación. 2 de ellas a vapor de 73 MW cada una, y una turbina de gas de 29 Mw., sumando entre todas una capacidad de generación de 175 MW, energía que inicialmente se entregaba a la ciudad de Guayaquil, y que luego de entrar en vigencia el Mercado Eléctrico Mayorista, pasó a servir a todas las regiones del país.

- **Reseña histórica de la central térmica Trinitaria**

Fue creada para cubrir la demanda energética en un sector muy importante del país como lo es la ciudad de Guayaquil; el Ministerio de Energía y Minas expidió el Acuerdo No. 650 en el que autoriza al Gerente General de INECEL, la contratación previo a un concurso de ofertas de compañías Españolas para el suministro e instalación de una Central a vapor de 125MW, como una medida emergente frente a la demanda energética que atravesaba el país en años anteriores, especialmente la ciudad de Guayaquil.

España concedió el financiamiento para la construcción de la central y se adjudica a la compañía: "BABCOCK WILCOX ESPAÑOLA", la participación exclusiva de firmas españolas se debe a que el Gobierno de España manifiesta conceder financiación para la construcción de la Central, es así que se adjudica a la compañía: "BABCOCK WILCOX ESPAÑOLA" por un monto de: S/. 21.359'702.632 equivalente a US\$ 100'679.898

Firmado el contrato y entrando en vigencia en octubre de 1994, la construcción de la Central se inició en enero de 1995, en el mes de agosto de 1997 se concluyó completamente el montaje de los sistemas y equipos más importantes de la Central y se inició el período de pruebas y entra en:

- Operación Comercial de 16 de noviembre de 1997
- Acta Entrega

- Recepción provisional

Se firma el 10 de julio de 1998 entre INECEL y BABCOCK & WILCOX ESPAÑOLA y se establece que después de 12 meses se realizará la recepción definitiva.

En este lapso de tiempo B & W debía cumplir con:

- Entrega de sobrantes: Bandejas y cables.
- Entrega de repuestos.
- Pendientes de obra: Mecánica, Eléctrica, Civil, Instrumentación.
- Realizar pruebas previas a la recepción definitiva que incluye pruebas al generador.



### 1.2.3 EMPRESA ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A. <sup>12</sup>

La actual Ley de Régimen del Sector Eléctrico determina la segmentación del sector en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de áreas de negocio constituidas mediante sociedades anónimas independientes.

Con este propósito, el 15 de junio de 1999, la junta General de Accionistas de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. resuelve escindir la Compañía Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. en: Compañía Electro Generadora del Austro ELECAUSTRO S.A., para asumir las actividades inherentes a la producción de energía y aprueba los respectivos Estatutos Sociales; y, la

---

<sup>12</sup> [www.elecaustro.gov.ec](http://www.elecaustro.gov.ec)

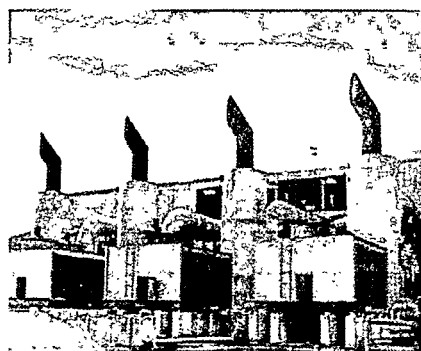
Compañía Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A., cuyas actividades son la distribución y comercialización de energía.

La Compañía Electro Generadora del Austro S.A. fue constituida por escritura pública celebrada el 13 de julio de 1999, ante el Notario Público Segundo de Cantón Cuenca, Doctor Rubén Vintimilla Bravo, resolución de la Superintendencia de Compañías N° 243 del 16 de julio de 1999 y registrada con el número 211 en el Registro Mercantil del mismo cantón, el 27 de agosto de 1999.

La empresa Electro Generadora del Austro S.A., empieza formalmente sus actividades el día 13 de septiembre de 1999. Entre el 1 de enero y el 13 de septiembre de 1999, las actividades de producción de ELECAUSTRO se desarrollaron como uno de los objetivos de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y la información contable de ELECAUSTRO se registra desde el 1 de mayo de 1999.

- **Centrales termoeléctricas**

La producción termoeléctrica de Elecaustro proviene de las centrales El Descanso y Monay. La central El Descanso está ubicada a 15 Km., al norte de la ciudad de Cuenca, y la central de Monay está ubicada entre las avenidas Max Uhle y Pumapungo, en el centro de la ciudad de Cuenca.



Después de tener conocimiento sobre la generación de la energía eléctrica en el país a través de la instalación de centrales Termoeléctricas se ha

considerado útil incluir la opinión de dos personajes importantes en el país que hacen referencia sobre la necesidad de tener acceso a la generación eléctrica a través de otros medios que logren bajar los costos de generación y por lo tanto el precio para el consumidor final, haciendo hincapié en los beneficios que obtendría la industria y el comercio ecuatoriano.

*“ Ante la aguda escasez de recursos energéticos que tendrá el Ecuador en el siglo XXI es necesario invertir en centrales de generación hidroeléctricas a la fantástica razón de mil millones de dólares al año! El costo del kilowatt-hora hidroeléctrico es de aproximadamente 6 centavos de dólar (costo del capital), comparado con 9 centavos de dólar para la generación termoeléctrica (costo del combustible a los precios actuales del petróleo).*

*Según la opinión del **Sr. León Roldós** “Es un crimen que Ecuador use, dependiendo de la época, entre 40% y 50% de la generación a diesel y de fuel oil. Lo importante es que haya fuentes de generación. Hay que impulsar la explotación y generación a base de gas natural.”; para la **abogada Cynthia Viteri** “El tema es muy sencillo. Aquí hay energía hidroeléctrica y termoeléctrica. La energía hidroeléctrica requiere muchísima más inversión, pero el costo para el consumidor es más bajo. La energía termoeléctrica requiere escasísima inversión y el costo es mucho más caro para el consumidor final, lo que encarece los productos para la competitividad de nuestras empresas en el exterior”<sup>13</sup>*

### **1.3 EFECTOS DE LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA**

Los proyectos termoeléctricos pueden incluir los siguientes tipos de centrales, los que determinan en forma muy marcada el tipo e importancia de los potenciales impactos ambientales:

---

<sup>13</sup> Tomado del Artículo: “La generación y distribución eléctrica son insuficientes”; [www.expreso.ec/especial\\_gye](http://www.expreso.ec/especial_gye)

- Centrales termoeléctricas alimentadas por gas, por vapor, por carbón, de ciclos combinados, de turbinas a gas y a diesel;
- Centrales de energía geotérmica;
- Centrales de combustibles alternativos;
- Centrales termonucleares.

Los componentes principales de los proyectos termoeléctricos incluyen:

- El sistema de energía (es decir, la turbina o el generador de la fuente de energía);
- Los elementos auxiliares, que pueden incluir el sistema de enfriamiento, el equipo de limpieza de la chimenea;
- Almacenamiento del combustible y áreas de manejo;
- Sistemas de entrega del combustible;
- Áreas para almacenar los desechos sólidos;
- Vivienda para los trabajadores;
- Subestaciones eléctricas; y,
- Líneas de transmisión

### **Impactos ambientales potenciales<sup>14</sup>**

Los impactos negativos pueden ocurrir durante la construcción, así como la operación de las plantas termoeléctricas. Los impactos de la construcción son causados, principalmente, por las siguientes actividades de la preparación del sitio: desbroce, excavación, movimiento de tierras, drenaje, dragado o embalse de los ríos y otras extensiones de agua, establecimiento de las áreas de colocación, de préstamo y de relleno.

Se emplea un gran número de trabajadores en la construcción de las centrales energéticas, y esto puede causar impactos socioculturales importantes en las comunidades locales.

---

<sup>14</sup> Libro de Consulta para Evaluación Ambiental (Volumen I; II y III). Trabajos Técnicos del Departamento de Medio Ambiente del Banco Mundial.

Las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas y pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional. La combustión que ocurre en los proyectos termoeléctricos emite dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y partículas (que pueden contener metales menores). Las cantidades de cada uno dependerán del tipo y el tamaño de la instalación y del tipo y calidad del combustible, y la manera en que se queme. La dispersión y las concentraciones de estas emisiones, a nivel de la tierra, son el resultado de una interacción compleja de las características físicas de la chimenea de la planta, las cualidades físicas y químicas de las emisiones, las condiciones meteorológicas en el sitio, o cerca del mismo durante el tiempo que se requiere para que las emisiones se trasladen desde la chimenea hasta el receptor a nivel de la tierra, las condiciones topográficas del sitio de la planta y las áreas circundantes, y la naturaleza de los receptores (p.ej., seres humanos, cultivos y vegetación nativa).

### **Impactos globales y regionales**

Las emisiones atmosféricas de los proyectos termoeléctricos pueden provocar lluvia ácida, especialmente si el combustible es carbón con un alto contenido de azufre. La precipitación ácida acelera el deterioro de los edificios y monumentos; altera, radicalmente, los ecosistemas acuáticos de ciertos lagos y daña la vegetación de los ecosistemas forestales. Además, el uso de los combustibles fósiles en las plantas termoeléctricas genera CO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub>, y el calentamiento mundial ha sido atribuido al aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> y NO<sub>2</sub> en la atmósfera. Sin embargo, es imposible, actualmente, predecir la contribución exacta de las emisiones específicas de un proyecto termoeléctrico en particular, a estos problemas regionales y globales.

### **Impacto por el agua de enfriamiento y calor residual**

Muchas plantas de generación que emplean vapor tienen sistemas de enfriamiento sin reciclado. Si el alto volumen de agua que requieren las grandes plantas de este tipo, se toma de las extensiones de agua naturales,

como ríos y bahías, existe el riesgo de mortandad para los organismos acuáticos, porque se arrastran y se chocan con el sistema de enfriamiento. Esto puede reducir grandemente la población de peces y moluscos, de los cuales algunos pueden tener importancia comercial.

Las descargas de agua caliente pueden elevar la temperatura del agua ambiental, alterando radicalmente, las comunidades de plantas y animales acuáticos, favoreciendo a los organismos que se adapten a temperaturas más altas. Entonces, las nuevas comunidades son vulnerables al efecto opuesto, a saber, una reducción brusca de la temperatura ambiental, después de la paralización de la planta, debido a las fallas o el mantenimiento programado.

Al utilizar torres de enfriamiento por evaporación, se reduce la cantidad de agua que debería ser empleada para enfriamiento, y se requiere, sólo una cantidad suficiente para compensar la evaporación. Las torres eliminan la descarga térmica, pero producen agua de purgación, que deberá ser eliminada. En los climas más fríos hay otra alternativa: se puede reducir la temperatura mediante el uso beneficioso del calor residual en la forma de agua caliente o vapor, p.ej., para calentar los edificios o piscinas de acuicultura.

Cualquiera de los métodos de enfriamiento implica algún consumo de agua. En las áreas donde es escasa, esto reduce el volumen de agua que está disponible para consumo humano, riego, navegación y otros usos.

### **Impactos sobre la comunidad**

Uno de los impactos más importantes de las plantas termoeléctricas se relaciona con la afluencia de trabajadores durante el período de construcción. Pueden ser necesarios varios miles de trabajadores durante algunos años para la construcción de una planta grande, y cientos de trabajadores para su operación. Existe potencial para mucha tensión si la comunidad receptora es pequeña. Se puede producir una condición de "crecimiento rápido" o desarrollo

inducido. Esto puede tener efectos negativos importantes en la infraestructura existente de la comunidad: las escuelas, política, prevención de incendios, servicios médicos, etc. Asimismo, la afluencia de trabajadores de otros lugares o regiones cambiará los modelos demográficos locales y alterará los valores socioculturales locales, así como las costumbres de vida de los residentes. Otro impacto potencial es el desplazamiento de la población local debido a las necesidades de terreno para la planta y las instalaciones relacionadas con la misma. Pueden haber serias alteraciones en el tráfico local a raíz de la construcción y operación de la planta termoeléctrica. Finalmente, las grandes plantas eléctricas producen impactos visuales y mucho ruido.

### **Aspectos Ambientales <sup>15</sup>**

En forma ideal, la combustión de hidrocarburos y de carbón debería dar lugar a la liberación de la energía correspondiente acompañada por la formación de agua y dióxido de carbono, como únicos compuestos resultantes del proceso.

Sin embargo, la existencia de distintos tipos de impurezas en los combustibles, la presencia de nitrógeno y otros gases en el aire y las condiciones reales bajo las cuales se lleva a cabo la utilización de hidrocarburos hacen que, en muchos casos, sólo se logre una combustión incompleta determinando la aparición de una amplia gama de productos químicos que ingresan a la atmósfera.

La utilización tradicional de combustibles fósiles introduce anualmente 30.000 millones de toneladas de productos entre los que se incluyen dióxido de carbono, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, nitrato de peroxiacetilo (PAM), óxidos de azufre, compuestos de plomo, hidrocarburos no saturados, cenizas, hollín, etc.

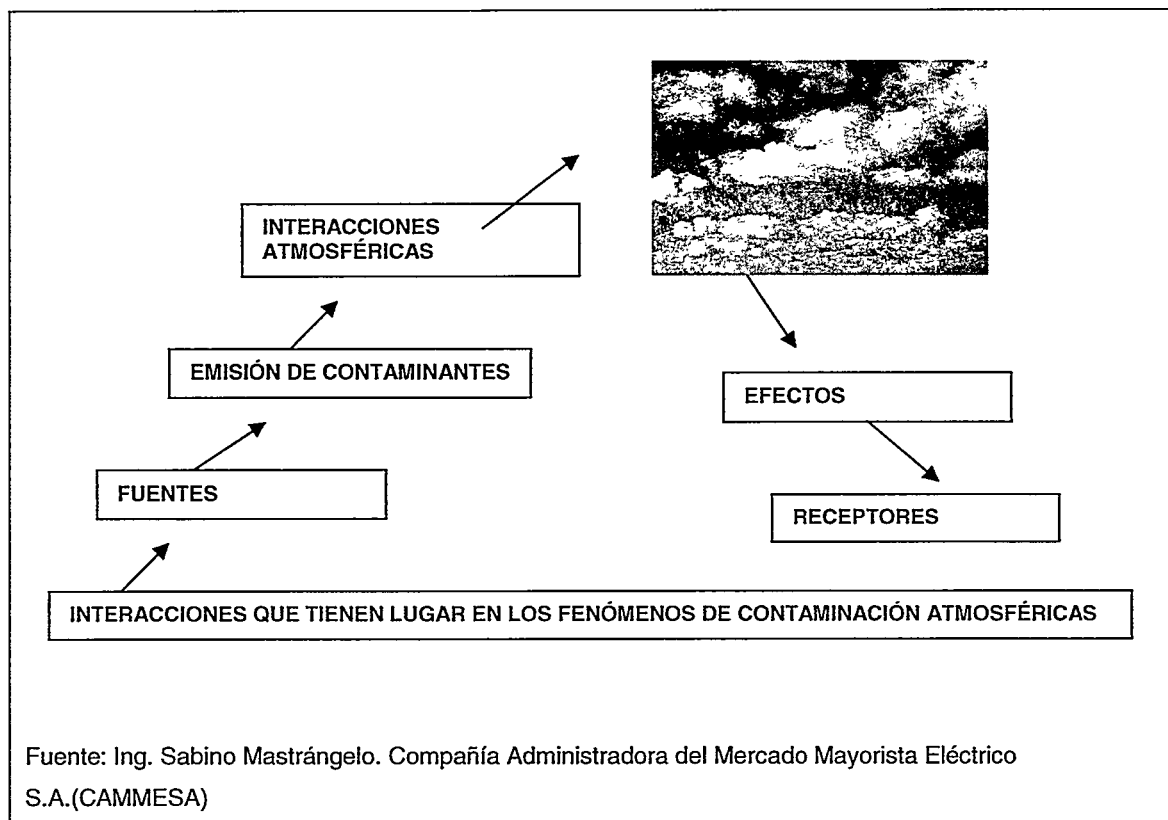
Esta inmensa masa de contaminantes presenta consecuencias perceptibles sobre los ecosistemas a través de los diversos efectos, entre los cuales la

---

<sup>15</sup> Tomado del Boletín energético No. 10, Conceptos de generación y Termoeléctrica: Combustibles utilizados e impactos ambientales por Ing. Sabina Mastrángelo.; Pag WEB: [www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b10/autores03.pdf](http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b10/autores03.pdf).



polución ambiental en las grandes ciudades y en los centros fabriles, el fenómeno de las lluvias ácidas y el incremento de la concentración de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en la atmósfera son los más significativos.



En la tabla siguiente se presenta la contribución, de distintas actividades, a la contaminación ambiental. En ella pueden observarse las ventajas comparativas que ofrece el gas natural ya que no emite SO<sub>2</sub> ni polvos y muy poco NO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>

### CONTRIBUCIÓN A LA CONTAMINACIÓN

	CO <sub>2</sub> (%)	SO <sub>2</sub> (%)	NO <sub>x</sub> (%)	Polvo (%)
Petróleo	30.3	55	87	61
Carbón	26.8	45	9	39
Gas Natural	11.8	0	4	0
Madera/Residuos	1.5			
Deforestación	26.9			
Navegación	1.0			
Fabric. De Cemento	1.7			
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente: International Energy Agency

Para efectos de una mejor comprensión y resumen de los efectos ambientales que pueden ser señalados en el caso de la generación termoeléctrica los principales impactos son aquellos:

- **Atribuibles al almacenamiento y transporte interno de combustibles:** contaminación atmosférica por material particulado, contaminación por hidrocarburos debido a posibles derrames.
- **Atribuibles a la combustión:** emisión de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, hidrocarburos no quemados, dióxido y monóxido de carbono, producción de cenizas y escoria lo cual produce alta emisión de partículas a la atmósfera
- **Contaminación hídrica:** producción de desechos de agua caliente (contaminación térmica de cuerpos de agua), y con residuos grasos o aceitosos
- **Otros impactos:** contaminación por aceites y grasas

Habiendo indicado ya todos los efectos que se generan al producir termoelectricidad, se ha considerado de gran importancia señalar los impactos

que se están sucediendo en la ciudad de Guayaquil, ya que leer sobre los impactos que se dan de forma general y globalizada no permite apreciar su magnitud a menos que en nuestro país y específicamente en la ciudad los estemos viviendo, es por esto que a continuación tenemos un extracto del acta de reunión realizada en el M.I. Municipio de Guayaquil junto con autoridades del Dpto. De Medio Ambiente y Fundación Natura donde nos señalan cuales son los efectos que están causando en sectores importantes de la ciudad las generadoras termoeléctricas (ver anexo 1.1).

#### 1.4 ESTADÍSTICA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR A DICIEMBRE DEL 2006

A continuación se encuentran los cuadros estadísticos que reflejan los indicadores eléctricos del país hasta Diciembre del 2006, el origen y cantidad de la energía eléctrica utilizada y comercializada, así como los gráficos comparativos correspondientes.<sup>16</sup>

RESUMEN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES ELECTRICOS NACIONALES EN EL PERIODO 1997 - 2006

CONCEPTO	AÑO	Unidad	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Energía Generada Bruta		GWh	10 362	10 890	10 332	10 612	11 072	11 944	12 666	14 226	15 127	16 385
Autoconsumos en Generación		GWh	715	599	197	163	251	288	277	268	394	420
		%	6,90%	5,50%	1,91%	1,54%	2,27%	2,41%	2,18%	1,89%	2,60%	2,56%
Energía Generada en Borneos (Restando autoconsumos)		GWh	10 203	10 710	10 135	10 449	10 821	11 656	12 389	13 958	14 734	15 965
Energía no disponible para servicio público (1)		GWh			n.d.			186	294	1 034	1 100	1 432
Pérdidas en Transmisión (2)		GWh	n.d.		325	350	391	449	415	454	425	448
		%	n.d.		3,15%	3,30%	3,53%	3,76%	3,28%	3,19%	2,81%	2,73%
Energía Exportada a Colombia		GWh			n.a.				67	34,97	16,03	1,07
Energía Disponible en Sistemas de Distribución (3)		GWh	9 782	10 290	9 810	10 099	10 431	11 013	11 613	12 435	13 192	14 083
Pérdidas Totales de Energía en Distribución		GWh	1 981	2 095	2 053	2 210	2 327	2 435	2 613	2 805	2 947	3 054
		%	20,20%	20,40%	20,92%	21,99%	22,61%	23,02%	23,46%	23,96%	23,87%	23,39%
Pérdidas de Energía Ocasionadas por Energía de Terceros		GWh			n.a.			12	1		n.a.	
		%			n.a.			0,11%	0,01%		n.a.	
Energía Facturada a Clientes Finales (4)		GWh	7 801	8 195	7 757	7 889	8 104	8 578	9 000	9 630	10 246	11 030
Valor por Energía Facturada a Clientes Regulados (Distribuidor)		Millones										
US			555,98	473,03	313,57	285,43	514,93	690,1	749,92	778,58	797,39	847,41
Valor por Energía Facturada (Grandes Consumidores y Clientes No Regulados)		Millones										
USD					n.a.		0,34	2,02	45,94	56,93	46,19	77,36
Clientes Regulados al final del Año (Distribuidora)		#	2 149 586	2 237 782	2 310 746	2 404 952	2 503 676	2 623 291	2 746 168	2 891 519	3 079 458	3 229 890
Grandes Consumidores		#			n.a.		16	20	35	62	78	89
Consumos Propios (5)		#					n.a.					14
Demanda Máxima en Borneos de Generación (Solo SNI)		GW	1,95	1,95	1,92	1,95	2	2,13	2,22	2,36	2,42	2,64
Demanda Máxima en Subestaciones Principales (Solo SNI)		GW	1,85	1,86	1,83	1,91	1,91	2,06	2,13	2,29	2,33	2,48

(1): Corresponde a la energía de las empresas Autoproductoras utilizada para sus procesos de explotación y productivos (Agip, Agua y Gas de Sillunchi, Consorcio Bloque 7 y 21, Ecoelectric, Ecoluz, Ecudos, Hidroimbabura, La Internacional, OCP, Perlaf, Petroproducción, Repsol YPF y San Carlos).

(2): En los años 1997 y 1998 las pérdidas de transmisión están incluidas en los autoconsumos en Generación

(3): Incluye la energía de los grandes consumidores Interagua (154,3 GWh) y Holcim Gye (161,27 GWh) que reciben su energía desde las subestaciones Pascuales y Barra de Electroquill respectivamente. No se considera la transferencia de energía de la E.E. Ambato a la E.E. Sacumbíos (84,46 GWh), ya que dicha energía está dentro de la disponibilidad de E.E. Sacumbíos y luego es facturada a sus Clientes Regulados.

(4): Incluye clientes Regulados y No Regulados

(5): Incluye las empresas filiales de las Autoproductoras Enermax e Hidroabánico

Los porcentajes en esta tabla son calculados respecto de la energía n.d. -> n.c.n.a.-> no aplica.

<sup>16</sup> Tomado del Resumen Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC, Ing. Fernando Izquierdo T. Director Ejecutivo Interino; Quito, Abril de 2007.

En el primer trimestre del año 2006, la potencia en las centrales de generación e Interconexión por tipo de Central genero un total de 3.922.91 MW, siendo el de mayor generación las de sistema hidráulica con un valor total de 1.784.98 MW que corresponde a un 45.50% del total generado hasta Diciembre del 2006, los demás valores de generación están repartidos entre las centrales Térmicas MCI con un total generado en MW de 667.11 que corresponde al 17% de la generación total, el tercer lugar en importancia lo tiene la generación a Gas con 622.50 MW que corresponde al 15.87%, seguida por la generación a Vapor con 478.30 MW que es el 12%, los restantes valores pertenecen a las Centrales Térmicas de gas natural con un 3.31%, Interconexión con el 6.12% y la Fotovoltaica con el 0.00%

#### BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2006

Oferta Total	GWh	%
Hidráulica	7.130,41	43,52
Térmica (1)	7.683,62	46,9
Importación	1.570,47	9,59
<b>Total</b>	<b>16.384,50</b>	<b>100</b>

Autoconsumos	GWh	%
Auxiliares de generación	419,93	2,56
Energía no disponible para servicio público (2)	1.432,23	8,74
<b>Total</b>	<b>1.852,16</b>	<b>11,3</b>

Consumo Total	GWh	%
Residencial	3.895,36	23,77
Comercial (3)	2.116,13	12,92
Industrial (4)	3.319,54	20,26
Alumbrado Público	741,24	4,52
Exportación (5)	1,23	0,01
Otros (6)	957,11	5,84
<b>Total</b>	<b>11.030,62</b>	<b>67,32</b>

Pérdidas	GWh	%
Transmisión	447,86	2,73
Técnicas en Distribución	1.216,40	7,42
No Técnicas en Distribución	1.837,45	11,21
<b>Total</b>	<b>3.501,72</b>	<b>21,37</b>

- **Potencia en Centrales de Generación e Interconexión a Diciembre del 2006 (2/2)**

La Potencia Instalada en el país se ha incrementado en un 10.80%. La variación en la potencia efectiva se debe especialmente a la incorporación a la estadística de Generadoras como Hidrosibimbe, Termoguayas y Generoca, y de Autoproductoras como Consorcio Bloques 7 y 21, Lafarge, Enermax, Manageneración.

La demanda máxima Coincidente en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) en el 2006 fue de 2,641 MW el día 13 de Diciembre a las 19:30, lo que significó un incremento de 129 MW (5.15%) respecto al año 2005.

### **1.5 PRECIOS DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL EN EL ECUADOR.-<sup>17</sup>**

En el año 2006 la facturación total por las transacciones de venta de energía a las empresas distribuidoras, importación, exportación y grandes consumidores alcanzó los USD 927,02 millones, desglosados de la siguiente manera

- ❖ USD 604,83 millones (65,246 %) por energía vendida en el Mercado Ocasional
- ❖ USD 322,14 millones (34,749 %) en contratos a plazo
- ❖ USD 0.05 millones (0,005% ) por exportación a Colombia

El precio medio total por la venta de energía fue de 6,14 USD c/KWh de los cuales:

- ❖ 9.64 USD c/KWh, en el mercado ocasional
- ❖ 3.66 USD c/KWh en el mercado de contratos

---

<sup>17</sup> Tomado del Resumen Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC, Ing. Fernando Izquierdo T. Director Ejecutivo Interino; Quito, Abril de 2007.

- **Energía vendida y precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el año 2006**

La energía total vendida se refiere a la registrada por el CENACE en bornes de generación menos los consumos de auxiliares y la energía vendida directamente de las autoproductoras a las distribuidoras.

En la facturación del Mercado Ocasional se incluye todo el manejo de mercado, esto es valores por venta de energía, potencia, reservas, compra en el Mercado Ocasional para cumplir contratos y Otros. Así mismo la Potencia a Remunerar del Mercado de Contratos se liquida en el mercado Ocasional. No se incluyen los costos por peajes de distribución facturados a los grandes consumidores, ya que aquellos los manejan las Distribuidoras.

#### ENERGIA VENDIDA Y PRECIOS EN EL MEM AÑO 2006

Mes	Energía Remunerada (GWh)	Energía Vendida M. Ocasional (GWh)	Energía Vendida Contratos (GWh)	Facturación M. Ocasional (Millones USD)	Facturación M. Contratos (Millones USD)	Precio Medio M. Ocasional (USD ¢/kWh)	Precio Medio M. Contratos (USD ¢/kWh)	Precio Medio MEM (USD ¢/kWh)
Ene	1.245,54	591,84	653,70	54,06	23,31	9,13	3,57	6,21
Feb	1.126,37	478,06	648,31	44,06	22,06	9,22	3,40	5,87
Mar	1.286,27	511,46	774,81	46,63	27,56	9,12	3,56	5,77
Abr	1.246,73	458,95	787,78	39,98	26,13	8,71	3,32	5,30
May	1.291,86	480,05	811,81	46,02	28,01	9,59	3,45	5,73
Jun	1.234,42	451,22	783,19	40,32	26,95	8,93	3,44	5,45
Jul	1.234,12	515,05	719,07	50,72	25,97	9,85	3,61	6,21
Ago	1.265,94	559,61	706,33	58,29	27,76	10,42	3,93	6,80
Sep	1.251,64	568,34	683,30	59,37	26,71	10,45	3,91	6,88
Oct	1.309,11	588,00	721,10	63,25	29,10	10,76	4,04	7,05
Nov	1.258,13	544,64	713,48	55,37	28,68	10,17	4,02	6,68
Dic	1.335,83	527,12	808,71	46,81	29,90	8,88	3,70	5,74
<b>Total</b>	<b>15.085,96</b>	<b>6.274,34</b>	<b>8.811,59</b>	<b>604,88</b>	<b>322,14</b>	<b>115,23</b>	<b>43,95</b>	<b>73,69</b>

Fuente: Mercado Ocasional - > CENACE      Mercado Contratos - > Agentes

- **Resumen energético – económico de la distribución total de energía eléctrica en el año 2006 (1/2)**

La energía total puesta a disposición de los clientes finales alcanzó los 11.030,62 GWh, de los cuales:

- 11 005,17 GWh se repartió entre clientes regulados: -> 9 549,67 GWh, y clientes no regulados -> 1 480,95 GWh.
- 967,17 GWh a Grandes Consumidores clientes de Generadoras - incluidos 161,27 GWh al Gran Consumidor Holcim Guayaquil en el periodo abril diciembre y 154,30 GWh al Gran Consumidor Interagua, que recibieron su energía directamente de la "Barra de Electroquil" y subestación "Pascuales" de Transelectric.
- 435,27 GWh a los Grandes Consumidores clientes de las Distribuidoras, 51,98 GWh suministrados a las empresas filiales de las Autoproductoras Enermax e Hidroabanico.
- 1,23 GWh por energía exportada a Colombia -> 1,07 GWh y 0,16 GWh vendidos por la E.E. Sur a 7 clientes del norte de Perú y 25,45 GWh por reconocimiento de pérdidas a través de los peajes de distribución.

El valor total facturado por el servicio eléctrico fue de USD 925,17 millones, de los cuales 897,31 (96,99%) correspondió a la facturación por provisión de energía (USD 847,81 millones a clientes regulados y USD 49,50 millones a clientes no regulados), 5,34 (0,58%) por peajes de distribución, 13,43 (1,45%) por servicios prestados en el Mercado Ocasional y 9,08 (0,98%) por servicios de transmisión. Por consiguiente el precio medio facturado a clientes finales se ubicó en 8,39 USD c/KWh.

- **Precios promedio a Clientes**

Los precios promedios a clientes finales por empresa distribuidora y mensuales por grupo de consumo en el área Comercial, Industrial y Otros se incluyen los costos facturados a clientes no regulados que recibieron energía por medio de contratos a término y sus respectivos peajes de distribución.

### PRECIOS PROMEDIOS

Mes	Grupo de Consumo					
	Residencial	Comercial	Industrial	A.Público	Otros	Total
Ene	9,73	8,31	6,4	11,42	7,94	8,45
Feb	9,74	8,15	6,52	11,8	7,47	8,45
Mar	9,74	8,14	6,36	11,24	7,92	8,37
Abr	9,81	8,18	6,41	11,43	7,89	8,44
May	9,83	8,26	6,33	11,55	7,24	8,36
Jun	9,83	8,18	6,34	11,77	7,72	8,37
Jul	9,81	8,22	6,32	11,54	7,86	8,38
Ago	9,73	8,19	6,45	11,68	7,61	8,4
Sep	9,74	8,19	6,47	11,74	7,53	8,37
Oct	9,75	8,14	6,44	11,51	7,45	8,35
Nov	9,79	8,18	6,31	11,81	7,54	8,35
Dic	9,78	8,09	6,41	11,58	7,57	8,37
Promedio	9,77	8,19	6,39	11,59	7,63	8,39



## **2 PROTOCOLO DE KYOTO**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

Los gobiernos acordaron en 1997 el Protocolo de Kyoto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). El acuerdo ha entrado en vigor el pasado 16 de febrero de 2005, sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo han ratificado.

El objetivo del Protocolo de Kyoto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero (GEI) de origen humano como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

### **2.2 ANALISIS HISTORICO DEL PROTOCOLO DE KIOTO**

**Toronto, Canadá, 1988:** Se celebró la Conferencia de Toronto sobre Cambios en la Atmósfera. Esta fue la primera reunión de alto nivel donde científicos y políticos discutieron sobre las medidas a tomar para combatir el cambio climático. De hecho, durante esta Conferencia, los países industrializados se comprometieron a reducir voluntariamente las emisiones de CO<sub>2</sub> un 20% para el año 2005, lo que se conoció como el "Objetivo Toronto". Esta reunión fue crucial para la creación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Inicialmente estaba formado por los 300 mejores científicos del mundo a los que se les encargó revisar e informar sobre los últimos acontecimientos científicos, impactos y soluciones al cambio climático.

**Sundsvall, Suecia, 1990:** Se hace público el Primer Informe de Evaluación del IPCC. En este informe se ve la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en

un 60-80% sobre los niveles de 1990, para conseguir estabilizar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Las evidencias encontradas en este primer informe, provocan la negociación del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU.

**Ginebra, Suiza, 1990:** Segunda Conferencia Mundial sobre el Clima. El informe del IPCC se convierte en el impulso necesario a nivel político para hacer frente de manera global y sin dilación al grave problema del cambio climático a través de la UNFCCC, y reafirma el deseo de que existan compromisos reales de reducción por parte de la comunidad internacional. La declaración política de esta cumbre se reafirma en que “existen amenazas de daños serios o irreversibles, y la falta de completa certidumbre científica no debe ser razón para posponer medidas para prevenir tal degradación medioambiental”. Y llegando más lejos, acordaron que “el objetivo final debería ser estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero a un nivel que prevenga las interferencias antropogénicas con el clima”.

**ONU, Nueva York, 1990:** La Resolución 45/212 de la ONU establecía el Comité Negociador de la UNFCCC, bajo los auspicios de la Asamblea General, con el mandato de desarrollar estas negociaciones con el objeto de llegar a tiempo a la Cumbre de la Tierra de Río de 1992. La primera sesión de trabajo de este grupo estuvo ensombrecida por la Primera Guerra del Golfo.

**ONU, Nueva York, 1991:** Las negociaciones del grupo finalizaron en una sesión maratónica de la UNFCCC. Como un primer paso, los países industrializados se comprometían a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> a los niveles de 1990 para el año 2000. Para decepción de la mayoría de los países, y bajo la presión de la Administración de Bush padre, los compromisos que se adoptaron no eran legalmente vinculantes.

**Río de Janeiro, Brasil, 1992:** Durante la Cumbre de la Tierra, entra en vigor la UNFCCC abriéndose el período para la adhesión de todos los países.

**La Asociación de Pequeños Países Insulares (AOSIS), 1994:** intenta introducir un protocolo pidiendo a los países industrializados que reduzcan sus

emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20% sobre los niveles de 1990 para el año 2005. Su supervivencia está en juego.

**Cumbre de Berlín sobre Clima, 1995:** Primera Conferencia de las Partes (COP1) con la asistencia de los más altos niveles políticos. En esta reunión se llegó a la conclusión de que los acuerdos de la UNFCCC eran demasiado laxos para conseguir el objetivo de proteger al planeta de cambio climático, particularmente si no decía nada de periodos posteriores al 2000. Las Partes acordaron negociar un protocolo o un acuerdo legal a tiempo para la COP3 que contuviese limitaciones y reducciones de emisiones específicas. El protocolo propuesto por la AOSIS se introdujo como elemento de negociación.

**Italia, 1995:** Se publica el Segundo Informe de Evaluación del IPCC. En este informe colaboran 2.000 científicos y expertos concluyendo que “el balance de las evidencias sugiere la influencia humana discernible sobre el clima global”, cuyos primeros impactos estamos ya viendo.

**Suiza, 1996:** Segunda Reunión de las Partes (COP2). Mientras se hacían pequeños progresos en conseguir objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para un nuevo protocolo, se produjo algo inesperado cuando EEUU anunció que quería que los compromisos de este protocolo fueran legalmente vinculantes, aunque también introdujo por primera vez el concepto de comercio de emisiones. En la declaración de Ginebra se asienta el trabajo del IPCC sobre la necesidad de “fortalecer urgentemente las acciones a tomar”; el planeta tiene que hacer frente a “impactos significativos, frecuentemente adversos” del cambio climático.

**Bélgica, 1997:** Los ministros de Medio Ambiente de la UE acuerdan un objetivo de reducción de cara a las negociaciones de Kyoto de un 15% para el año 2010. La propuesta europea generó una gran actividad diplomática y fue atacado duramente por EEUU y Japón.

**ONU, Nueva York, 1997:** años después de la Cumbre de Río, todos los líderes mundiales se dieron cita en una sesión especial de la Asamblea General de la ONU para revisar el progreso de los compromisos hechos en 1992. La

Asamblea fue un poco decepcionante ya que solo se progresó en delimitar los temas a tratar en la próxima reunión, en Kyoto, Japón. Clinton declaró "traeremos a la Conferencia de Kyoto un compromiso por parte norteamericana fuerte, realista y con límites obligatorios que reducirán significativamente nuestras emisiones."

**Alemania, 1997:** EEUU anunció su posición de lograr una estabilización de sus emisiones sobre los niveles de 1990 para el 2010 y una reducción de 5% para el 2015. Japón apuesta por una reducción del 5% para 2010 de 3 gases de efecto invernadero pero sin que sean legalmente vinculantes.

**Japón, 1997:** Las negociaciones en torno al Protocolo concluyen con la adopción de un compromiso legalmente vinculante de reducción para todos los países industrializados. Se estableció el compromiso de lograr una reducción del 5,2% para el año 2010 sobre los niveles de 1990. El Protocolo de Kyoto también incluía la posibilidad de establecer un comercio de emisiones entre países industrializados. Bajo este compromiso, Japón debía reducir un 6%, EEUU un 7% y la UE un 8%. Otros países tenían el compromiso de estabilizar sus emisiones como Nueva Zelanda, Rusia o Ucrania, o incrementarlas como Noruega un 1% y Australia un 8%. Este Protocolo fue firmado por 160 países.

**Argentina, 1998:** Se celebró la COP4 donde se empezaron a negociar algunos aspectos no resueltos como los Mecanismos de Desarrollo Limpio, el Comercio de Emisiones y la transferencia de tecnología. Así mismo, se establece una fecha límite para decidir las reglas de Kyoto.

**Alemania, 1999:** Se celebra la COP5, en donde se intensifican los trabajos para conseguir cumplir con los calendarios establecidos en la COP4.

**Holanda, 2000:** Se celebra la COP6, donde se preveía la oportunidad de poder cerrar todos los aspectos inconclusos de Kyoto y asegurar unas reducciones reales de gases de efecto invernadero. Finalmente, y ante la decepción de muchos países, no fue así.

**Alemania, 2001:** Se da lugar a la conocida COP6-bis, con el objetivo de desbloquear lo ocurrido durante la COP6 en La Haya, de manera que se pueda llegar a un acuerdo que permita poner en marcha el Protocolo de Kyoto.

**Marruecos, 2001:** En Marrakech se celebra la COP7, donde finalmente se llega a un texto legal donde se recogen los compromisos de cada uno de los países y se estructuran muchos de los mecanismos del Protocolo de Kyoto, a pesar de que aún quedan determinados aspectos que faltan por resolver.

**India, 2002:** Se da lugar la COP8 en Nueva Delhi avanzando sobre aspectos relativos a los Mecanismos de Desarrollo Limpio.

**Italia, 2003:** Se celebra la COP9 avanzando en aspectos tratados durante la COP8, siendo el acontecimiento más sonado las confirmaciones y desmentidos por parte de Rusia sobre su ratificación.

**Rusia, 2004:** Rusia ratifica el protocolo de Kyoto en septiembre de este año.

### **2.3 DISPOSICIONES DEL PROTOCOLO DE KYOTO Y SUS NORMAS**

El Protocolo de Kyoto de 1997 tiene los mismos objetivos, principios e instituciones de la Convención, pero refuerza ésta de manera significativa ya que a través de él las Partes incluidas en el anexo I se comprometen a lograr objetivos individuales y jurídicamente vinculantes para limitar o reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Sólo las Partes a la Convención que sean también Partes al Protocolo (es decir, que lo ratifiquen, acepten, aprueben o adhieran a él) se ven obligadas por los compromisos del Protocolo. Los objetivos individuales para las Partes incluidas en el anexo I se enumeran en el anexo B del Protocolo de Kyoto. Entre todos suman un total de recorte de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo de compromiso de 2008-2012.

## 2.4 COMERCIO DE EMISIONES.

Fue creado en 2003 bajo una Directiva de la UE "Unión Europea" que supone el comienzo del sistema europeo de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero (SECE). Se espera que para el año 2008 esté en pleno funcionamiento.

Consiste en una restricción sobre las cuotas de emisión a los países que intenten vender más cuotas de emisión de las permitidas y su mayor objetivo es lograr una mejor redistribución de las emisiones entre las naciones industrializadas.

Dicha restricción consiste en la prohibición de la venta de CO<sub>2</sub> hasta que se restauren los niveles exigidos teniendo un plazo de 30 días para ello.

Los países industrializados o pertenecientes al Anexo I del Protocolo de Kyoto establecieron este sistema de compra-venta de emisiones de gases de efecto invernadero puesto que les permite a aquellos que han reducido sus emisiones más de lo comprometido, vender los certificados de emisiones excedentes a los países que no hayan alcanzado a cumplir con su compromiso.

Entre las partes podrán negociar todas las emisiones de los gases de efecto invernadero procedentes de las cuotas de emisión asignadas por Kyoto (sólo en caso de que hayan cumplido su objetivo), las emisiones procedentes de la Implementación Conjunta y de los Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En este comercio de emisiones se establece la necesidad de asignar las cantidades a distribuir entre distintos sectores, responsables de entre el 45-50% de las emisiones, mediante el Plan Nacional de Asignación (PNA) que establece la cantidad de emisiones que podrá emitir cada uno de los sectores implicados inicialmente: generación de electricidad con combustibles fósiles, refinerías, coquerías e instalaciones de combustión de más de 20 MW térmicos (lo que incluye gran parte de la cogeneración); el sector del cemento, la cerámica y el vidrio; la siderurgia; el sector del papel-cartón y pulpa de papel.

En caso de que estos sectores superen las cuotas asignadas tendrán que ir al mercado de emisiones para cubrir la parte de exceso de emisiones.

## **2.5 OTROS MECANISMOS DE KYOTO**

Para cumplir con el Protocolo de Kyoto se establecieron además de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en cada país, y del comercio de emisiones, **otros mecanismos como la Implementación Conjunta (IC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).**

En cualquier caso, estos mecanismos son suplementarios, ya que cada país ha de reducir sus emisiones.

A tal efecto debe recordarse que estos mecanismos incluyendo el comercio de emisiones, en ningún caso, deberán anteponerse a las medidas internas para cumplir los compromisos en el marco del Protocolo.

Se requiere que cada país ratifique el Protocolo de Kyoto, para que puedan usar estos mecanismos, asumiendo así todas las cuestiones de este tratado internacional.

### **2.5.1 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)**

El MDL está regido por las Partes del Protocolo a través de la Junta Ejecutiva.

Este mecanismo ofrece a los países industrializados la posibilidad de diferir tecnologías limpias a países en vías de desarrollo, mediante inversiones en proyectos de reducción de emisiones o sumideros, recibiendo a cambio certificados de emisión que servirán como suplemento a sus reducciones internas, dichas reducciones deberán ser verificadas y certificadas por entidades independientes.

Para obtener la certificación de las emisiones, las partes interesadas (país industrializado y país en desarrollo receptor del proyecto) deberán demostrar una reducción real, mensurable y prolongada en el tiempo de emisiones.

Este mecanismo tiene una especial sensibilidad dado que puede contribuir a reducir emisiones futuras en los países en desarrollo y potenciar la capacidad de transferencia de tecnologías limpias.

### **2.5.2 IMPLEMENTACIÓN CONJUNTA (IC)**

Un país industrializado (su Gobiernos, empresas u otras organizaciones privadas) a través de la IC podrá invertir en otro país industrializado y operar en un proyecto encaminado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o incrementar la absorción por los sumideros.

Cabe rescatar que existen una serie de requisitos que deben cumplirse debidamente para poder hacer uso de este mecanismo, y en cualquier caso, los proyectos deberán someterse a su certificación por entidades independientes.

El país inversor obtiene certificados para reducir emisiones a un precio menor del que le habría costado en su ámbito nacional, y el país receptor de la inversión recibe la inversión y la tecnología. En la IC pueden participar los Gobiernos, empresas y otras organizaciones privadas. Estos proyectos podrían haber entrado en funcionamiento desde el 2000, pero los certificados no serán emitidos hasta el año 2008.

Este mecanismo es similar al MDL, con la salvedad que los proyectos se realizan entre países industrializados con objetivos de reducción dentro del Protocolo de Kyoto.

## **2.6 EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)<sup>18</sup>**

### **2.6.1 Un instrumento de flexibilidad del Protocolo de Kyoto**

El MDL está definido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto, y se refiere a actividades de mitigación del cambio climático, entre los países industrializados o Anexo I y los países en desarrollo o No-Anexo I. La idea fundamental del

---

<sup>18</sup> Clean Development Mecanism (CDM)



MDL parte del hecho de que los GEI que están ocasionando los trastornos climáticos, se distribuyen uniformemente en la atmósfera y por lo tanto la reducción y/o secuestro de estos gases en cualquier sitio del planeta produce el mismo efecto. Esta acción, permite a los países industrializados comprometidos en reducir las emisiones de GEI efectuar dichas reducciones mediante acciones, a través de proyectos, en los países en desarrollo donde los costos de reducción son inferiores a los costos equivalentes en los países industrializados.

### **Los Objetivos del MDL (ver anexo 2.1.) son:**

- Contribuir a la mitigación del cambio climático.
- Ayudar a los países industrializados (Anexo I) en el cumplimiento de sus compromisos de reducción de GEI y
- Contribuir a los objetivos de desarrollo sostenible de los países en desarrollo (No Anexo I).

### **Condiciones de participación en el MDL**

Para participar en el MDL, existen tres condiciones fundamentales que los países deben cumplir:

- La participación en el MDL debe ser voluntaria;
- El establecimiento de una Autoridad Nacional designada para el MDL
- La ratificación del Protocolo de Kyoto.

## **2.6.2 Condiciones fundamentales de elegibilidad de los proyectos MDL**

### **A. Reducciones de emisiones de GEI reales y medibles**

Los proyectos MDL deben generar reducciones / secuestro de emisiones de GEI que sean “reales, medibles y a largo plazo” en un país en desarrollo con

una delimitación que definirá el ámbito en el cual ocurrirá la reducción / secuestro.

Para ser adicionales, las emisiones de GEI de un proyecto MDL, deben ser reducidas por debajo de las que habrían ocurrido en ausencia del proyecto MDL; de hecho, se debe demostrar que el proyecto no habría sido implementado en ausencia del MDL. Las reducciones adicionales de GEI serán calculadas en relación con un escenario referencial hipotético / más plausible / sin proyecto, definido como línea base (ver anexo 2.2).

La figura esquematiza en este anexo es un caso hipotético de reducción de emisiones gracias a la implementación de un proyecto MDL, en la misma se presenta una comparación del escenario referencial o línea base, sin proyecto, vs. el escenario con proyecto. El espacio contenido entre los dos escenarios sería el volumen de reducción de emisiones que estaría sujeto a transacción.

## **B. Contribución al desarrollo sostenible del país anfitrión**

El protocolo especifica que el propósito del MDL es la contribución al desarrollo sostenible de las partes No – Anexo I. No existe una guía común / única para establecer criterios de desarrollo sostenible, por lo que dichos criterios son materia de soberanía del gobierno del país anfitrión de proyectos MDL. Sin embargo, el análisis podría partir de:

- Criterios sociales: El proyecto mejora la calidad de vida, disminuye la pobreza y aumenta la equidad.
- Criterios económicos: El proyecto proporciona réditos a las entidades locales, resulta en un impacto positivo sobre la balanza de pagos y genera transferencia de tecnología.
- Criterios ambientales: El proyecto además de reducir las emisiones de GEI y la utilización de combustibles fósiles, preserva los recursos locales, reduce la presión sobre los ambientes locales, procura salud y otros beneficios ambientales, y genera políticas ambientales y energéticas.

### **2.6.3 Instituciones relacionadas al ciclo**

Las principales instituciones relacionadas al ciclo de proyecto MDL (ver anexo 2.4) son:

#### **A. La Junta Ejecutiva para el MDL**

Durante la COP7 se establecieron las Reglas y Modalidades para la implementación del MDL. Además, como parte de su operativización, en esta reunión se pudo elegir a los miembros de la Junta Ejecutiva para el MDL, que es el órgano subsidiario de la Convención para la supervisión del MDL, y que será la institución que vigilará todo lo relacionado con la ejecución del MDL, entre las principales responsabilidades de ésta se incluyen:

- a) La acreditación de las DOE<sup>19</sup>
- b) El registro de proyectos MDL;
- c) La emisión de CERs<sup>20</sup>
- d) El desarrollo y mantenimiento de un registro MDL;
- e) El establecimiento y mejoramiento de metodologías relacionadas a las líneas base, planes de monitoreo y fugas.

La Junta Ejecutiva está compuesta por 10 miembros de las Partes del Protocolo de Kyoto: un miembro de cada uno de los cinco grupos regionales de las Naciones Unidas, dos miembros de las Partes incluidas en el Anexo I, dos miembros de las Partes no incluidas en el Anexo I y un representante de los pequeños estados insulares en desarrollo.

#### **B. Las Entidades Operacionales Designadas (DOE)**

Las DOEs son entidades domésticas (del país anfitrión del proyecto) o internacionales, acreditadas ante la Junta Ejecutiva y designadas como tal por

---

<sup>19</sup> Entidades Operacionales Designadas

<sup>20</sup> CER's: Certificado de Emisiones Reducidas

la Conferencia de las Partes (COP). Las responsabilidades de las DOEs son, entre otras, las siguientes:

- Validar las actividades de proyecto MDL de acuerdo con las reglas y modalidades establecidas;
- Verificar y certificar la reducción de emisiones o remoción de CO<sub>2</sub>;

### **C. La Autoridad Nacional Designada para el MDL (AN-MDL)**

Los Gobiernos de los países en desarrollo tienen que designar bajo la CMNUCC una Autoridad Nacional para los proyectos MDL. La AN-MDL certifica que la participación del país es voluntaria y, en el caso de los países donde las actividades serán implementadas (país anfitrión), que estas actividades contribuyan a su desarrollo sostenible.

Es solo prerrogativa del país decidir soberanamente si este objetivo ha sido alcanzado gracias a la actividad del proyecto MDL. En la fase pertinente, la AN-MDL, debe aprobar las actividades de proyecto MDL mediante la emisión de una Carta de Aprobación Nacional.

#### **2.6.4 Clases de Proyectos MDL**

- Generación de electricidad de fuentes renovables
- Proyectos de transporte
- Proyectos de captura de gases de efecto invernadero (GEI)
- Proyectos de eficiencia energética
- Proyectos de aforestación y reforestación

El Ciclo de proyectos MDL incluye 8 etapas, con diferentes funciones y responsables a nivel nacional e internacional, tal como se señala en el anexo 2.3.

## 2.7 MDL EN ECUADOR

### 2.7.1 Antecedentes

En el año 2001, el **Comité Nacional del Clima del Ecuador (CNC)** acordó las políticas y los instrumentos institucionales para viabilizar y apoyar la participación de actores nacionales del Ecuador en el emergente mercado internacional del carbono. El CNC se constituye como una plataforma multisectorial de alto nivel, encargada de delinear políticas y medidas para ejecutar la adaptación y la mitigación del cambio climático en Ecuador.

En cumplimiento con uno de los requisitos para la participación del MDL, el **Ecuador designó al Ministerio de Ambiente como la Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (AN-MDL)**. El objetivo principal de la AN-MDL es implementar y manejar un marco regulatorio así como con políticas y prioridades de desarrollo nacional y sectorial.

La AN-MDL ha adoptado procedimientos eficientes para manejar los requerimientos de los participantes de proyectos que apoyan el Desarrollo Sostenible. En consecuencia, emite las Cartas de Aprobación Nacional y, si se requiere en las etapas tempranas del diseño de un proyecto, las Cartas de Respaldo.

Adicionalmente, el CNC creó la Corporación para la Promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Ecuador (CORDELIM). **CORDELIM** es una entidad sin fines de lucro, cuya **misión principal es proporcionar información**, formar capacidades locales en los diversos elementos técnicos, financieros y socio-económicos relacionados a la certificación del carbono, y prestar apoyo a desarrolladores de proyectos durante el ciclo de un proyecto MDL.

El directorio de CORDELIM (ver anexo 2.5) está conformado por:

- El Ministerio del Ambiente (MAE), que lo preside
- El Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- La Federación Nacional de la Cámara de Industrias
- La Federación Nacional de las Cámaras de la Pequeña Industria

- La Federación Nacional de las Cámaras de Agricultura
- El Comité Ecuatoriano para la Defensa de la Naturaleza y el Medio Ambiente (CEDENMA), congrega a las ONG's ambientalistas nacionales.

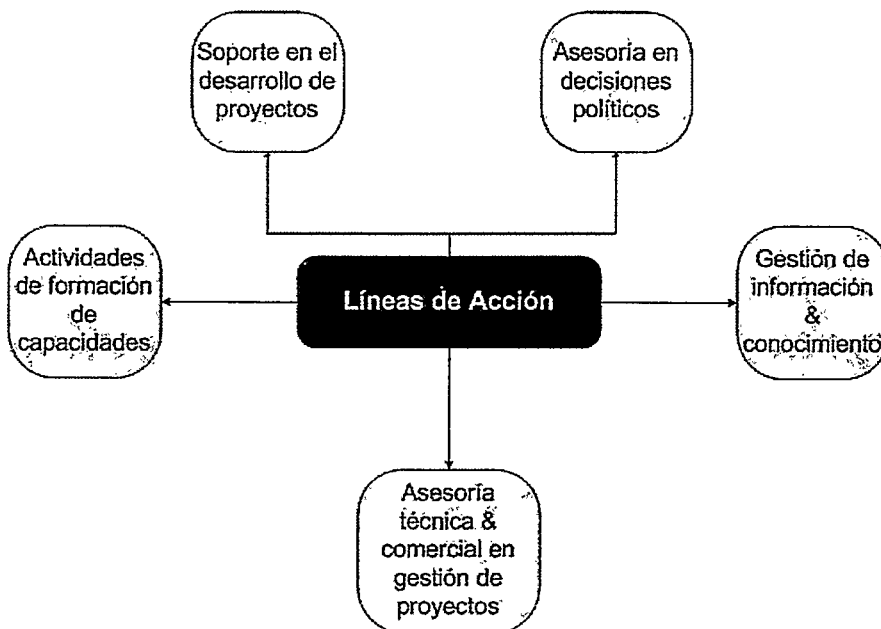
### 2.7.2 Objetivo

Proporcionar información y formar capacidades locales en los diversos elementos técnicos, financieros y socio-económicos relacionados a la certificación de carbono en proyectos de desarrollo con potencial para reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En función de la demanda de actores locales, CORDELIM actúa como un referente estratégico para apoyar y asesorar a proyectos nacionales durante su formulación, negociación, registro e implementación bajo el MDL y que se encuentren enmarcadas dentro de las metas convergentes de desarrollo sostenible nacional y de mitigación global del Efecto Invernadero

### 2.7.3 Líneas de Acción

En virtud de su objetivo, las líneas de acción de CORDELIM se ejecutan en los siguientes ámbitos:



## 3 ENERGÍAS MÁS LIMPIAS

### 3.1 INTRODUCCIÓN

El protocolo de Kyoto obliga a los países que lo han ratificado, a cumplir con los objetivos impuestos sobre reducción de emisiones CO<sub>2</sub>/SO<sub>2</sub> y otros gases que producen el denominado efecto invernadero. Esta realidad, está llevando a distintos países a buscar combustibles alternativos, renovables y no contaminantes.

Cuando hablamos de energías alternativas nos referimos a aquellas que a diferencia de las energías convencionales usan como fuente de generación recursos renovables y poseen una fuente prácticamente inagotable en relación al tiempo de vida del hombre en el planeta. Se producen de manera continua, no se agotan, y tienen su origen en los procesos ambientales y atmosféricos naturales: el viento, el sol, los cursos de agua, la descomposición de la materia orgánica, el movimiento de las olas en la superficie del mar y océanos, el calor interior de la tierra son fuentes de energías alternativas y más limpias.<sup>21</sup>

El problema con las energías renovables es su alto costo de producción e implementación de proyectos. Sin embargo, a medida que el costo de la energía convencional se incrementa y los yacimientos se agotan, las energías renovables van ganando espacio, y se convierten en una gran oportunidad.

Por lo tanto, se debe potenciar el uso de las energías renovables ya que en los próximos cincuenta años, los mejores recursos petrolíferos y de gas natural estarán casi totalmente agotados, encareciendo y agravando la crisis energética y ambiental<sup>22</sup> (ver anexo 3.1). Las energías renovables, a lo largo de la historia hasta bien entrado el siglo XIX, han cubierto prácticamente la totalidad de las necesidades energéticas del hombre. Sólo en los últimos cien años han sido superadas, primero por el empleo del carbón, y a partir de 1950

---

<sup>21</sup> El avance de las energías alternativas. Cristian Freís, Tecnólogo Argentino en Gestión Ambiental, Artículo de Ideal. Buenos Aires. Octubre 2006

<sup>22</sup> <http://www.expreso.ec/Especial%20expreso/html/crisis2.asp> 20/09/07 17:30

por el petróleo y en menor medida por el gas natural; la energía nuclear cubre una parte insignificante del consumo mundial, y a pesar de algunas previsiones optimistas, su papel será siempre marginal.

## **3.2 ENERGÍAS RENOVABLES**

### **a) Solar**

Está constituida simplemente por la porción de la luz que emite el Sol y que incide sobre la Tierra, la misma que se aprovecha para calentar un medio (Energía Solar Térmica) o generar electricidad (Energía Solar Fotovoltaica). Cabe destacar que la radiación solar que llega a la tierra se convierte en una variedad de efectos, algunos de los cuales tienen importancia como recurso energético, tal es el caso de la energía eólica, la hidráulica, la biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas.

### **b) Eólico**

Se denomina energía eólica a la energía obtenida de las corrientes de aire terrestre. El aprovechamiento del viento como recurso energético presenta el inconveniente de que requiere una serie de condiciones de emplazamiento que restringen de forma significativa la difusión de este sistema, aunque la innovación tecnológica hace que en la actualidad sea un modelo competitivo a nivel internacional para la generación comercial de electricidad.

La energía eólica produce, sin embargo, ciertas alteraciones en el medio físico y socioeconómico. Además afectan a la avifauna (mortalidad de aves por colisión y electrocución), al paisaje, movimientos de tierras, con él se consiguiente destrucción de la vegetación y hábitat de algunos animales e incluso aumento de los niveles sonoros, por lo que es necesario hacer un estudio de impacto ambiental y corregir en lo posible estas perturbaciones.



### **c) Energía del mar**

La potencialidad de la energía del mar es muy grande debido a que tres cuartas partes de la superficie de la Tierra están cubiertas por el mar, por lo que es una fuente con muchísimos recursos; incluso algunos informes expresan que en el mar se hallan los sustitutos de las energías convencionales.

La explotación de esta energía se lleva a cabo desde hace siglos aunque la producción de electricidad no se encuentra desarrollada, más allá de casos puntuales. En el antiguo Egipto ya se utilizaban molinos de marea que aprovechaban la diferencia entre mareas.

Las principales ventajas de obtener energía eléctrica del mar se debe a que es renovable, la abundancia del agua salada en la Tierra y que ninguna de ellas emite contaminantes o residuos durante la explotación y son poco agresivas con el medio natural. También debe señalarse que nos permiten utilizar energía eléctrica en puntos de difícil acceso como barcos o plataformas y pueden utilizarse para procesos como la extracción de plancton, cultivos marinos o desalación de agua.

### **d) Fusión Nuclear**

La fusión nuclear es el proceso que tiene lugar en el corazón del Sol. Allí, debido a las altísimas temperaturas y las enormes presiones, los núcleos de los átomos de hidrógeno vencen la repulsión electrostática que los separa, se funden entre sí dando lugar a átomos de helio y liberando una gran cantidad de energía. Es lo contrario a lo que ocurre en los reactores de las centrales nucleares tradicionales que se basan en la fisión; es decir, en el aprovechamiento de la energía que se libera de la división del átomo.

La ventaja de la fusión es que se trata de una fuente energética casi inagotable. Los combustibles que utiliza son baratos, abundan y no son radiactivos; además, el sistema es seguro y no hay contaminación atmosférica.

### **e) Biomasa**

Se conoce como biomasa energética al conjunto de materia orgánica, de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial.

Los usos de la biomasa en aplicaciones energéticas son principalmente la producción de biogás, energía calórica (térmica) y energía eléctrica.

Las fuentes de aprovechamiento de la biomasa para energía provienen de varios sitios: a) desechos y basura industrial y municipal; b) residuos de cultivos agropecuarios; y, c) cultivos y plantaciones con propósitos energéticos.

### **f) Geotérmica**

La energía geotérmica corresponde a la energía calórica contenida en el interior de la tierra, que se transmite por conducción térmica hacia la superficie, la cual es un recurso parcialmente renovable y de alta disponibilidad. La salida al exterior de esta energía se puede producir en forma de gases a altas temperaturas (fumarolas y solfataras), en forma de vapor y agua hirviendo (geysers), y en forma de agua caliente (fuentes termales).

Los volúmenes de vapor o agua caliente que se extraen de los yacimientos geotérmicos pueden ser empleados para usos térmicos en ciertos procesos industriales, o en aplicaciones como la generación de electricidad a través de turbinas de vapor, para lo cual se requiere la presencia de fuentes de calor cuya proximidad a la superficie haga económicamente factible su aprovechamiento (generalmente menos de 5.000 m de profundidad).

### **g) Biocombustibles**

Se entiende por Biocombustibles, al biodiesel y bioetanol que se produzca a partir de materia prima de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos.

Su uso genera menos contaminación ambiental y son una alternativa viable al agotamiento ya sensible de energías fósiles, como el gas y el petróleo, donde

ya se observa crecimiento sostenible en sus precios<sup>23</sup>. Es importante destacar que los biocombustibles son una alternativa más, en vistas de buscar energías sustitutivas, que sirvan de transición hacia una nueva tecnología.

La producción de biocombustibles tiene las siguientes ventajas:

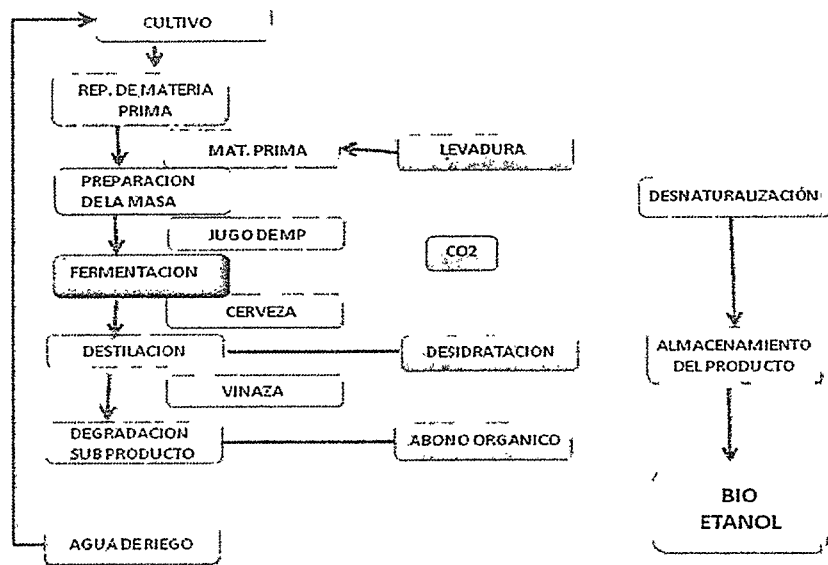
- Disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.
  - Combaten el calentamiento global.
  - Son biodegradables.
  - Reducen la dependencia energética del petróleo y el gas.
  - Revitalizan las economías rurales, propician nuevos mercados y generan empleo
- 
- **Bioetanol**

Es un alcohol, elaborado mediante un proceso similar al de la cerveza, donde el almidón de los cultivos ricos en él, (especialmente el maíz) es convertido en azúcares y estos a su vez, fermentados y convertirlos en etanol. Por último el etanol es destilado, adquiriendo su forma final. En ocasiones es transformado en eter, llamado etil terciario-butil eter (ETBE) con propiedades oxigenativas de los combustibles. Es utilizado para incrementar el octanaje y mejorar la calidad de las emisiones de la gasolina, al convertirla en un combustible oxigenado evitando la adición de sales de plomo.

El bioetanol se puede extraer de cereales (maíz, trigo, avena, cebada), papa remolacha, caña de azúcar, biomasa forestal, residuos pecuarios, y residuos de las cosechas y las agroindustrias.

---

<sup>23</sup> "Agotamiento de fuentes fósiles y cambio climático, fuertes argumentos para la expansión de energías regenerativas", Energías limpias, 1 de marzo 2007.



Esquema genérico del proceso de producción

El bioetanol se utiliza en vehículos como sustitutivo de la gasolina, bien como único combustible o en mezclas que, por razones de miscibilidad entre ambos productos, no deben sobrepasar el 5-10% en volumen de etanol en climas fríos y templados, pudiendo llegar a un 20% en zonas más cálidas.

El bioetanol ofrece diversas posibilidades de mezclas para la obtención de biocombustibles con los siguientes nombres y propiedades:

- **E5:** El biocombustible E5 significa una mezcla del 5% de bioetanol y 95% de gasolina normal. Esta es la mezcla normal y máxima autorizada en la actualidad por la regulación europea.
- **E10:** el biocombustible E10 significa una mezcla del 10% de bioetanol y el 90% de gasolina normal. Esta mezcla es la más utilizada en EEUU, ya que a esta proporción de mezcla los motores de los vehículos no requieren ninguna modificación e incluso produce la elevación del octanaje en la gasolina mejorando su resultado y obteniendo una notable reducción en la emisión de gases contaminantes.
- **E85:** mezcla del 85% de bioetanol y 15% de gasolina, utilizada en vehículos con motores especiales. En EEUU las marcas más conocidas ofrecen vehículos adaptados a estas mezclas.

- También se comercializan en algunos países (EEUU, Brasil y Suecia) los llamados vehículos FFV (flexible fuel vehicles) o vehículos de combustibles flexibles con motores adaptados que permiten una variedad de mezclas.
- **E95 y E100:** mezclas hasta el 95% y 100% de bioetanol son utilizados en algunos países como Brasil con motores especiales.
- **Biodiesel**

Combustible elaborado a partir de aceites vegetales o grasas animales, apto como sustitutivo parcial o total de la gasolina con la que funcionan motores a diesel, sin que resulten necesarias conversiones a regulaciones especiales del motor.

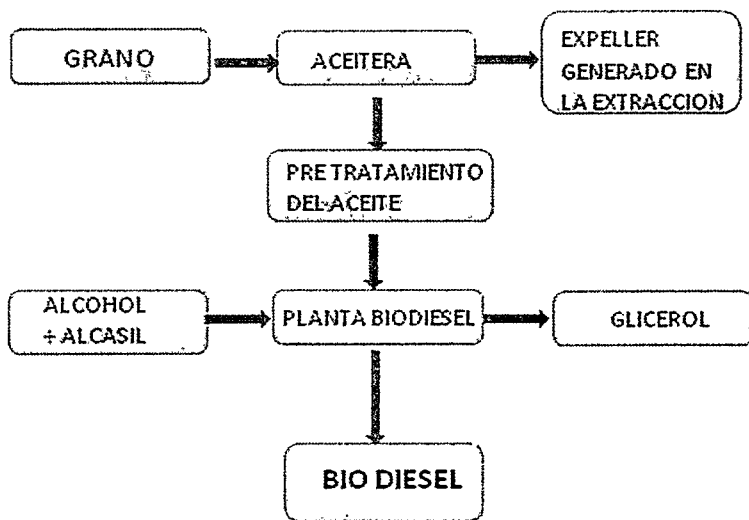
Para producir el biodiesel, el aceite se extrae de la semilla cultivada; posteriormente es refinado y sometido a la transesterificación<sup>24</sup>, (se combina el aceite con un alcohol ligero, normalmente metanol). Como subproducto de la reacción química se genera la glicerina, que se emplea como materia prima de diferentes industrias, como la cosmética.

Algunos estudios señalan los siguientes niveles de producción anual:

- Soya: de 40 a 50 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.
- Colza: de 100 a 140 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.
- Mostaza: 130 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.
- Piñón: 160 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.
- Aceite de palma: 610 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.
- Algas: De 10.000 a 20.000 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>.

---

<sup>24</sup> La Transesterificación básicamente consiste en el mezclado del aceite vegetal o grasas con un alcohol (generalmente Metanol) y un álcali (soda cáustica). Al cabo de un tiempo de reposo, se separa por decantación el BIODIESEL de su subproducto Glicerol



Esquema genérico del proceso de producción

Los metilesteres de los aceites vegetales poseen muchas características físicas y físico-químicas muy parecidas al gasóleo con el que pueden mezclarse en cualquier proporción y utilizarse en los vehículos diesel convencionales sin necesidad de introducir modificaciones en el diseño básico del motor. Sin embargo, cuando se emplean mezclas de biodiesel en proporciones superiores al 5% es preciso reemplazar los conductos de goma del circuito del combustible por otros de materiales como el vitón, debido a que el biodiesel ataca a éstos.

El biodiesel puede usarse en su forma pura (100% biodiesel) o mezclado en cualquier proporción con diesel regular para su uso en motores de combustión a compresión como se muestra a continuación:

- **B20:** significa una mezcla de 20% de biodiesel y 80% de diesel normal. El B20 es el biocombustible de biodiesel mas utilizado en EEUU y se comercializa en países con amplia aceptación tanto del B20 como del B100.
- **B100:** significa 100% de biodiesel sin mezcla alguna de diesel normal. Es un producto con altas reducciones de emisiones nocivas a la atmósfera. Para la utilización es necesario cambiar los conductos del circuito del combustible de motores antiguos por otros materiales,

debido a que el biodiesel ataca la goma, aunque hay varios estudios que indican que no es necesario ninguna modificación en el motor.

## **h) Biogás**

Es una mezcla gaseosa producida por la descomposición de la materia orgánica en condiciones anaeróbicas y cuyos principales componentes son el Metano ( $\text{CH}_4$ ) y el Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) que se producen como resultado de la fermentación de la materia orgánica en ausencia de aire por la acción de un microorganismo.<sup>25</sup>

El metano al no contar con una alternativa de uso es arrojado a la atmósfera contribuyendo al incremento en la concentración de gases de efecto invernadero, no obstante si se cuenta con un sistema apropiado de recolección y acondicionamiento puede ser usado como combustible, convirtiéndose por combustión en  $\text{CO}_2$  y vapor de agua, el cual es asimilado por los cultivos y retornado en su mayoría al suelo, disminuyendo así su concentración en la atmósfera.

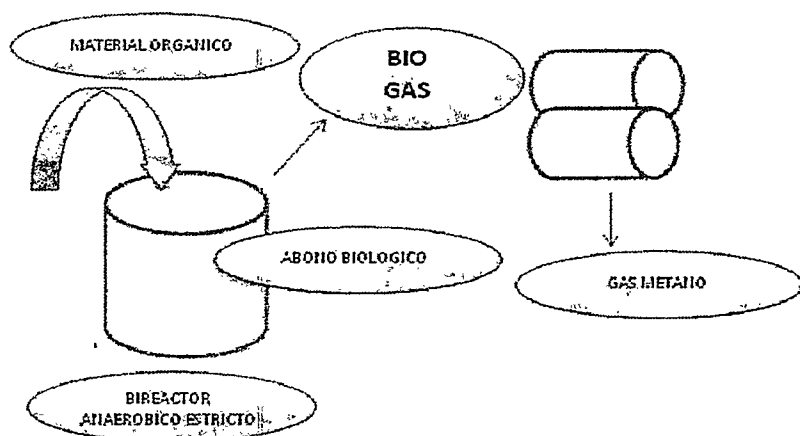
Los procesos de producción de biogás dependen de varios parámetros, por ejemplo cambios en la temperatura del medio ambiente que puede tener un efecto negativo en la actividad bacteriana.

Así como cualquier gas puro las propiedades características del biogás dependen de la presión y la temperatura. El valor calorífico del biogás es de aprox.  $6 \text{ KWh/m}^3$  que corresponde aproximadamente a la mitad de un litro de combustible diesel; el valor calorífico neto depende de la eficiencia de los quemadores o de su aplicación<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> <http://www.textoscientificos.com/energia/biogas>

<sup>26</sup> [www.biocombustibles.cl](http://www.biocombustibles.cl) 23/08/07 20:00.



Esquema Genérico de proceso de producción

Entre los usos del biogás tenemos: las estufas de gas, en iluminación de lámparas de gas, en refrigeradores de gas y como combustible en motores de explosión.

### 3.3 UTILIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

La capacidad de autoabastecimiento del Ecuador ha tenido un acelerado decrecimiento, cada vez es mayor la dependencia que el país tiene de la importación de combustible. Actualmente se importan cantidades elevadas de derivados de petróleo (ver anexo 3.2) e incluso de electricidad (ver anexo 3.3); esto se refleja en un creciente peso de las importaciones en la balanza de pagos, cada vez se destinan más recursos económicos para satisfacer la compra de combustible, en lugar de utilizar ese dinero en el desarrollo del país. Este hecho podría poner en peligro la capacidad de financiamiento a través de las exportaciones de crudo.

Por esta razón, el Gobierno Nacional, en el mes de junio de 2007, lanzó la agenda energética 2007 – 2011 donde se propone organizar este sector del país para lograr resultados de largo plazo, respuestas integrales y participativas; lo que implica, un aprovechamiento eficiente de los recursos y la diversificación de las fuentes de energía tomando en cuenta los recursos renovables.



El sector eléctrico ha través de los años ha presentado deficiencias debido a su frágil sistema de generación energética y tarifario, por lo que el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables esta apoyando proyectos no convencionales con energía de la biomasa, eólica, solar, geotermia y otros.

Pocas aplicaciones de la biomasa como energética se registran en el país. La madera (leña) y residuos vegetales son empleados como combustible, principalmente en el sector rural, mientras el bagazo es empleado como combustible para la generación de vapor y electricidad en los ingenios azucareros. Aquí están proyectos de los ingenios azucareros Valdez (30 MW) y San Carlos (20MW).

La disponibilidad del recurso eólico es de carácter localizado, pues si bien existen áreas del país en donde se presentan altas velocidades de viento (6-8 m/s), es necesario para su aprovechamiento energético que también exista continuidad en las corrientes. Esto unido a la poca información que se tiene respecto al potencial existente, son algunas de las causas principales para que en el país no se haya alcanzado un desarrollo significativo y una aplicación real de este recurso. Aquí se encuentra la empresa Electrovento y Villonaco Wind Power con una potencia de 10 MW y 15 MW respectivamente.

La radiación solar que incide sobre la superficie del país se ve favorecida por la altura de la región interandina y disminuida por la interferencia de nubes. Así, los datos existentes sobre el potencial solar en el Ecuador, indican que existen zonas que presentan condiciones favorables para lograr un significativo aprovechamiento de este recurso como fuente de energía. Sin ser de los mejores en comparación a otras regiones del mundo, los niveles de radiación solar registrados en el territorio nacional se consideran aceptables para la realización de algunas aplicaciones. La radiación incidente se encuentra entre los 3 a 4 KWh/m<sup>2</sup> al día en todo el territorio nacional, con muy pequeñas variaciones estacionales, que hacen especialmente atractivo el aprovechamiento de la energía solar. Estos proyectos se encuentran localizados en Parroquias de Chumundé, San Gregorio y Telembí de la Provincia de Esmeraldas.

En relación a la disponibilidad de recursos geotérmicos, se debe señalar que el país, por sus características geológicas, dispone de importantes reservorios geotérmicos, energía que actualmente no es aprovechada. Al respecto, se cuenta con estudios de reconocimiento y geológicos generales de áreas termales promisorias en Chalupa, Chanchimbino y Tufiño.

En las Islas Galápagos se ha planteado el proyecto cero combustibles fósiles, por lo que se está construyendo plantas eólicas y fotovoltaicas, esto ha sido posible gracias al apoyo de Naciones Unidas, La Corporación Alemana y la Corporación Española<sup>27</sup>.

Parte del plan también contempla reubicar las centrales térmicas<sup>28</sup> al sur del país para que se consuman en ellas gas natural en lugar de diesel.

Por otra parte, en el sector petrolero el panorama no es tan diferente, existe una serie de inconvenientes por el proceso masivo de ajustes fiscales y el agotamiento de los yacimientos petroleros que se estiman los tendremos por unos 20 años más<sup>29</sup>, por lo que resulta imperioso prepararse para una economía post – petrolera.

La producción de biocombustibles (bioetanol y biodiesel) puede aportar a la autosuficiencia energética del país, dinamizar la producción agropecuaria y el empleo productivo tanto agrícola como industrial, al mismo tiempo que contribuirá a reducir las importaciones de combustibles y al mejoramiento de la calidad de las gasolinas y diesel.

En el Ecuador, la incorporación del etanol anhidro obtenido a partir de la caña de azúcar en mezcla con naftas de producción nacional, es una alternativa válida para reducir el actual déficit de octanaje en gasolinas, reemplazar las importaciones de naftas de alto octano, lograr los beneficios ambientales resultantes de oxigenar las gasolinas y diesel y así reducir por esta vía las emisiones vehiculares del parque automotor nacional.

---

<sup>27</sup> "San Cristóbal, Galápagos tendrá energía limpia", Noticias CONELEC, 29 de Agosto de 2007

<sup>28</sup> Se consideran centrales terminas aquellas centrales a vapor, motor de combustión interna y turbinas a gas.

<sup>29</sup> Estas estimaciones fueron realizadas por expertos en el sector petrolero, tomando en cuenta los yacimientos petroleros que actualmente se están explotando.

El Gobierno Nacional ha incorporado, dentro de sus políticas, el apoyo al programa de Biocombustibles, es así que el Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República viene trabajando, a fin de implementar el Plan Piloto "Uso de Etanol Anhidro en la Formulación de Gasolina Extra" en la ciudad de Guayaquil, y en una fase posterior, a nivel nacional; así como la implementación a corto plazo del programa "Uso de Biodiesel en la Formulación del Diesel 2" para el parque automotor.

Sin embargo, el éxito de este programa y la consecución nacional de los beneficios ambientales, sociales y económicos del mismo, solo será posible en la medida en que los actores del proceso agroindustrial de producción de etanol y biodiesel que ha sido planteado, evidencien su capacidad de organización y de apertura para definir dentro del sector privado los aspectos de orden institucional, técnico, financiero y comercial que son indispensables para garantizar al Estado, una oferta nacional de etanol anhidro y biodiesel confiable en términos de volumen y calidad.

El programa piloto de uso de etanol anhidro en la formulación de gasolina consiste en elaborar 5000 barriles al día de gasolina extra con el 5% de etanol anhidro para atender la demanda en la ciudad de Guayaquil, esto implica un consumo alrededor de 40000 litros diarios de etanol anhidro y representa para el Estado un ahorro anual de aproximadamente US\$ 3,000,000.<sup>30</sup>

Por esta razón desde el 2003 el gobierno ecuatoriano empezó a impulsar la propuesta de elaborar etanol anhidro como combustible a partir de la caña de azúcar.

Al momento, los ingenios Valdez, San Carlos y la Troncal tienen capacidad de producir hasta 180 mil litros diarios de etanol. Según el Consejo Consultivo de Biocombustibles, el Ecuador requerirá cerca de 200 mil millones de litros de etanol anuales para el consumo de vehículos.

El programa de uso de biocombustibles en la formulación del diesel 2 consiste en formular 1.503.000 litros al año de diesel 2 con el 5% de biodiesel, para

---

<sup>30</sup> Programa Nacional de Biocombustibles. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. Junio 2006

atender la demanda del Distrito Metropolitano de Quito, lo que implica un consumo de alrededor de 210 barriles diarios de biodiesel (76.650 barriles al año)<sup>31</sup>.

Los precursores en la elaboración de biodiesel en el país es el grupo la Fabril. Según Santiago Terán, ejecutivo de la Fabril, en el 2006 se exportaron 40.000 toneladas del producto a Estados Unidos<sup>32</sup>.

Estos programas tienen su base legal en los artículos 1 y 3 del decreto ejecutivo N° 2332 publicado en el Registro Oficial No. 482 del 15 de diciembre del 2004 (ver anexo 3.4); y, al artículo 67 del reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador (ver anexo 3.5).

El Estado Ecuatoriano reconoce a las personas el derecho de vivir en un ambiente libre de contaminación, ecológicamente equilibrado, garantizando así un desarrollo sustentable.

En tal virtud, es de fundamental importancia en el desarrollo de todas las actividades relativas a la generación, transmisión, distribución y/o comercialización de energías, la conservación de la natural y la protección del medio ambiente, en estricto apego a la legislación ecuatoriana vigente.

### **3.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE SU APLICACIÓN**

#### **a) Ventajas**

- Son limpias.
- Son inagotables.
- Permiten descentralizar el sistema productivo eléctrico nacional.
- Las instalaciones suelen ser modulares, es decir, fácilmente ampliables en caso de necesidad.
- Coste energético nulo tras la amortización del equipo.
- Riesgos de averías muy bajos.
- Seguros y duraderos.

---

<sup>31</sup> Programa Nacional de Biocombustibles. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. Junio 2006

<sup>32</sup> "Biocombustibles: el plan comienza en Guayaquil", diario el Comercio, 19 de Junio de 2007.

- Tecnología largamente desarrollada y en evolución constante.
- Las energías renovables generan 5 veces más empleo que las energías convencionales.
- Permite llevar la energía a zonas despobladas o en vías de desarrollo.

**b) Inconvenientes**

- Desconocimiento por parte del consumidor.
- Disponibilidad del recurso variable y no siempre predecible.
- Requieren cierto mantenimiento los equipos.
- Requieren estar bien dimensionados.
- Costes por falta de un mercado consolidado.
- Insuficiente promoción institucional.

## 4 MERCADOS DEL CARBONO

### 4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

Las transacciones de carbono se definen como contratos de compra donde una parte paga a otra parte, en retorno por las reducciones de los gases de efecto invernadero efectuadas, donde el comprador las utiliza para cumplir los compromisos de reducir los gases de efecto invernadero realizados en el contexto del Protocolo de Kyoto. El pago puede realizarse en una de las siguientes formas: efectivo, equity<sup>33</sup>, deuda, o contribuciones como dotar de tecnologías para disminuir las emisiones de GEI. Las transacciones de carbono se pueden agrupar en dos categorías principales:

- *Transacciones basadas en el comercio de derecho de emisiones:* donde el comprador compra los derechos de emisiones a través de reguladores bajo los regímenes de comercio de carbono, tales como Unidades de Cantidad Atribuidas (AAUs)<sup>34</sup> conforme al Protocolo Kyoto, o Concesiones de la Unión Europea (EUAs)<sup>35</sup> bajo el esquema del comercio de emisiones de la Unión Europea (EU ETS). Tales esquemas combinan el funcionamiento y flexibilidad ambiental, a través del comercio, para que los Países Miembros logren las exigencias de sus compromisos al costo más bajo posible.
- *Transacciones basadas en proyecto:* donde el comprador compra créditos de emisión de un proyecto que puede verificar las reducciones de emisión de GEI comparándolo con otro. Los ejemplos más notables de tales actividades están bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y el mecanismo de Implementación Conjunta (IC) del Protocolo Kyoto, generando CERs<sup>36</sup> y ERUs<sup>37</sup> respectivamente.

---

<sup>33</sup> Equity: Fuente de financiamiento para proyectos de MDL que pueden provenir de fondos propios (dueño del proyecto) o de terceros.

<sup>34</sup> Assigned Amount Units (AAUs): Países del Anexo I pueden emitir AAU. Esto hace referencia en las disposiciones del artículo 3 del Protocolo. Cada unidad es igual a una tonelada métrica de emisiones (en términos de CO<sub>2</sub> equivalente).

<sup>35</sup> European Union Allowances (EUAs): las permisiones en uso bajo el esquema del comercio de emisiones de la Unión Europea. Una unidad de emisiones de la Unión Europea es igual a una tonelada métrica de emisiones (en términos de CO<sub>2</sub> equivalente)

<sup>36</sup> Certification emission reductions (CERs): Unidad de reducción certificada de emisiones. igual a 1 tonelada métrica de CO<sub>2</sub> equivalente reducidas o secuestradas mediante un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Los principales compradores de estos mercados son:

- Compradores privados europeos interesados en el EU ETS
- Gobiernos interesados en el cumplimiento de Kyoto
- Compañías japonesas con compromisos voluntarios bajo el Keidanren Voluntary Action Plan
- Compañías multinacionales norteamericanas con operaciones en Japón, Europa y en el Estado de California
- Vendedores minoristas y grandes consumidores regulados por el mercado New South Wales (NSW) en Australia
- Compañías Norteamericanas con cumplimientos voluntarios en el mercado de Chicago Climate Exchange (CCX).

## **4.2 MERCADO BASADO EN EL COMERCIO DE DERECHO DE EMISIONES**

### **a. EU ETS**

El esquema de comercio de emisiones de la Unión Europea fue lanzado el 1 de Enero del 2005. En su primera fase el EU ETS reguló las emisiones de CO<sub>2</sub> sobre las instalaciones representando el 40% de las emisiones de la Unión Europea. Para el 2006 la comercialización de estas concesiones se triplicó de US\$7.9 billones a US\$24.4 billones pero a medida que incrementaban sus miembros las transacciones se convertían más complejas.

Para Abril del 2006 los precios de la EUA sufrieron una fuerte caída de €30 a €8 debido a que las instalaciones europeas tenían una línea base inflada.

Los precios de la EUA promediaron entre €15 a mediados del 2006 y principios del 2007, sin embargo la volatilidad permaneció vigente debido a las

---

<sup>37</sup> Unidad de reducciones de emisiones (ERUs): igual a 1 tonelada métrica de CO<sub>2</sub> equivalente reducidas o secuestradas según la decisión de un proyecto de Implementación Conjunta (definido en el artículo 6 del protocolo de Kyoto).

reacciones ante: Los nuevos anuncios relacionados con la Fase II de los Planes Nacionales de Asignación de la Unión Europea, Las indecisiones de Canadá y las fuertes necesidades de CERs por parte de Japón. Durante este tiempo, las ineficiencias institucionales se fueron superando, dando lugar al aumento de la oferta de reducciones de emisiones.

Uno de los mayores cambios en diseño entre la fase 1 y la fase 2 es la inclusión de los bancos, lo que le daría continuidad al mercado y la posibilidad de asegurar reducciones adicionales por nuevas instalaciones en los países miembros dependiendo de su situación actual y de su anticipación de los futuros precios del carbono.

#### **b. NEW SOUTH WALES GREENHOUSE GAS ABATEMENT SCHEME**

El New South Wales de Australia (NSW) tiene un programa operacional para reducir emisiones de gases de efecto invernadero hasta el 2012 en el sector energético.

Sus miembros están obligados a reducir o compensar por el incremento de las emisiones de GEI provenientes de la generación o uso de la energía eléctrica. Ellos pueden lograr sus compromisos comprando certificados y realizando cualquiera de las siguientes actividades: baja emisión por generación de electricidad, eficiencia energética, bajo consumo de electricidad y secuestro del carbono a través del uso de biomasa.

Después del EU ETS, el NSW es el segundo mercado más grande de reducción de GEI, que para el 2006 los valores de las transacciones fueron de alrededor de UD\$225.4 millones.

#### **c. CHICAGO CLIMATE EXCHANGE**

Los miembros del Chicago Climate Exchange (CCX) son voluntarios, pero ellos adquieren compromisos legales obligatorios para reducir emisiones de GEI.



Para el final de la fase 1 en Diciembre de 2006, todos los miembros tuvieron que reducir sus emisiones directas en un 4% del periodo de línea base de 1998 – 2001. Para la fase 2, en el cual se extiende hasta el 2010, se requiere una reducción de los GEI de sus miembros en un 6% bajo la línea base.

El precio promedio del carbono ha incrementado en el 2006, de US\$1.73 en Enero del 2006 a US\$4.50 para Julio del 2006, terminando con un precio promedio anual entre US\$4.00 y US\$4.20.

#### d. UK ETS

Reino Unido inició el esquema de comercio de emisiones antes que la Unión Europea y fue lanzado en marzo del 2002. La participación en este mercado es voluntaria para compañías que desean reducir sus emisiones de carbono. Aquí solo se comercializa créditos locales.

Para el 2005 el “Scheme Report and Market Analysis” indicó que la actividad fue muy poca en este mercado con apenas 11.9 MtCO<sub>2</sub>e<sup>38</sup>. Para marzo del 2007 el mercado había tenido una leve mejoría donde los precios oscilaban alrededor de USD\$4.70.

A continuación la tabla 1 muestra los volúmenes y valores de transacciones anuales en el mercado del comercio de derecho de emisiones:

	2005		2006	
	Volume (MtCO <sub>2</sub> e)	Value (MM. USD\$)	Volume (MtCO <sub>2</sub> e)	Value (MM. USD\$)
EJ ETS	321	7.908	1.101	24.357
New South Wales	6	59	20	225
Chicago Climate Exchange	1	3	10	38
UKETS	0	1	NA	NA
<b>TOTAL</b>	<b>328</b>	<b>7.971</b>	<b>1.131</b>	<b>24.620</b>

Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2007. World Bank

<sup>38</sup> MtCO<sub>2</sub>e: Toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

### 4.3 MERCADO BASADO EN PROYECTOS

El mercado basado en proyectos se esta expandiendo continuamente y su transacciones se ha incrementando en más de un 30% del año 2005 al 2006 según tabla 2.

Tabla 2: Valores y Volúmenes anuales (2005-2006) del mercado del carbono basado en proyectos

	2005		2006	
	Volume (MtCO <sub>2</sub> e)	Value (MM. USD\$)	Volume (MtCO <sub>2</sub> e)	Value (MM. USD\$)
MDL Primario	341	2.417	450	4.813
MDL Secundario	10	221	25	444
Implementación Conjunta	11	68	16	141
Otros cumplimientos	20	187	17	79
Mercado Voluntario	6	44	10+	100
<b>TOTAL</b>	<b>388</b>	<b>2.937</b>	<b>518</b>	<b>5.577</b>

Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2007. World Bank

La mayoría de estas transacciones provienen principalmente de las actividades del MDL, es por esto que la demanda europea y japonesa, y los precio definidos por el EU ETS representan un incentivo a países desarrollados a invertir en proyectos de MDL.

Asia continúa dominando el mercado del MDL con un 80% de los volúmenes en reducciones, lo sigue China con un 61% que negocia los CERs a países industrializados desde el 2002. Y las energías renovables contribuyeron con el 16% en los volúmenes de las reducciones de las emisiones de carbono.

El mercado también ha comercializado alrededor de 16.7 MtCO<sub>2</sub>e provenientes de las transacciones de la Implementación Conjunta. Los precios se mantuvieron fuertes durante el 2006 con un promedio de US\$10.90 por tCO<sub>2</sub>e para los CERs y un US\$8.70 por tCO<sub>2</sub>e para IC.

El principal factor para la estabilidad de estos mercados fue la participación del mercado energético de China que mantuvo políticas informales de precios que incrementaron el precio mínimo en un rango de US\$10.40 – US\$11.70.

El Mercado Voluntario entró en operaciones desde el año 1989, para el año 2006 ya se habían comercializado más de 23 millones de MtCO<sub>2</sub>e equivalentes a US\$91 Billones, existiendo una proyección de crecimiento en el mercado para el año 2007 de un 100%<sup>39</sup> resaltando que su precio en el mercado es de un 40% inferior al que se paga por un CER, el crecimiento de este mercado y la posibilidad de comercializar VERs<sup>40</sup> está siendo estudiada en diferentes esquemas de comercio de emisiones domésticos en todo el mundo, existe un numero de empresas en los países industrializados que están haciendo uso del mercado voluntario para neutralizar sus emisiones como una estrategia de marketing propiciando oportunidades para proyectos que tiene características especiales y que no se ajustan a los requerimientos de los proyectos para certificación y comercialización de CER's, como es el caso de proyectos que son demasiado pequeños para asumir los costos de transacción del MDL, los que tienen retrasos en su proceso de registro, aquellos que requieren agilizar el proceso de certificación o para proyectos que se crean en países que no han ratificado el protocolo de Kyoto y que desean involucrarse en este proceso. Los demandantes de este tipo de proyectos (VERs) son compradores fuera del MDL que por lo general no necesitan cumplir con normativas de GEI, también países como USA, Australia, y posiblemente Canadá, países que desean contribuir en las reducciones y que no pertenecen al Anexo I del Protocolo de Kyoto lo mismo ocurre con Latinoamérica, Asia, y empresas privadas como aerolíneas o eventos (ver anexo 4.1).

---

<sup>39</sup> Mercados voluntarios Oportunidades de mercado, Diego Arrigorriaga, Foro Latinoamericano de Carbono ; Lima, 7 de Septiembre de 2007

<sup>40</sup> Verified Emission Reductions (VERs): una unidad reducidas de emisiones de gases de efecto invernadero que tiene que ser verificada por un auditor independiente. Las unidades de emisiones reducidas se comercializan en el mercado voluntario

#### **4.4 COMPRADORES**

El comprador de bonos es el país/empresa que tiene que reducir sus emisiones/cuota internacional. Éste transfiere tecnología o fondos al vendedor.

Para el 2006 compradores europeos dominaban el mercado del MDL con el 86% del los volúmenes transados. Haciendo una comparación con datos anteriores se notó un cambio en el mercado, puesto que en hasta el 2005, japoneses y europeos compartían el mercado con volúmenes similares. (ver anexo 4.2).

Dentro de Europa, Reino Unido tiene el 50% del mercado seguido por Italia con un 10%, España 6%, Austria con un 3% y otros.

En contraste, el mercado de IC ha sido dominado por compradores públicos (principalmente Holanda, Dinamarca y Austria) representando el 92% de todas las transacciones del 2006.

#### **4.5 VENEDORES**

El vendedor de bonos es el país/propietario que no tiene compromiso de reducción de emisiones. Modifica sus procesos (energía limpia, aumenta la capacidad de secuestro) con los fondos de compra de los CER's. Así mismo reporta la emisiones que evita o fija por las modificaciones realizadas.

China domina el mercado del MDL con el 61% de los volúmenes transados, seguido por India con el 12% y América Latina con un 10%. (ver anexo 4.3).

Uno de los factores que permite que China siga liderando el mercado, es que sus instituciones han diversificado su portafolio por sectores como: energía renovable, eficiencia energética y captación y utilización del metano.

India que se mantiene en segundo lugar, esta haciendo un gran esfuerzo para incrementar la participación de los bancos, intermediarios o agentes que le

permitan incrementar su cartera de proyectos y a su vez atraer a los compradores de carbono.

Por otra parte Ucrania, Rusia y Bulgaria tienen 20% cada uno de participación de mercado de IC por la comercialización de ERUs. Otros países del este y centro de Europa, al igual que Nueva Zelanda forman parte de este mercado. (ver anexo 4.4).

#### **4.6 EVOLUCIÓN DE PRECIOS**

Los precios de los CERs que se generan a través de los proyectos MDL están relacionados con la minimización de los riesgos en los proyectos así como a la comercialización estratégica de los certificados que se logren emitir por estos proyectos, los precios en el periodo 2005-2006 han estado indexados a las transacciones en Europa, existiendo diferentes tipos de precios en función al tipo de contratación que se realiza de acuerdo a las 4 categorías siguientes:<sup>41</sup>

- a. Categoría de Precio 1: Rango de precio 3-6 euros/tCO<sub>2</sub>e. Volumen no firme, el comprador compra lo que le vendedor entrega aun en el caso de que las reducciones de emisiones no fuesen a calificar como CERs.
- b. Categoría de Precio 2: Rango de precio 5-10 euros/tCO<sub>2</sub>e. Volumen no firme, contrato contiene precondiciones, como por ejemplo que el proyecto llegue a calificar en el MDL.
- c. Categoría de Precio 3: rango de precio 9-14 euros/tCO<sub>2</sub>e. Volumen firme, contrato contiene cláusulas de fuerza mayor y de rateo de los certificados a ser generados.
- d. Categoría de Precio 4: rango de precio 12-14 euros/tCO<sub>2</sub>e. Volumen firme, sin precondiciones, es decir la máxima calidad de certificados.

Los precios dependen de varios elementos claves<sup>42</sup>, el principal es el riesgo de entrega. Hay ciertas condiciones del ERPA<sup>43</sup> que pueden mitigar estos riesgos como son:

---

<sup>41</sup> El Mecanismo de MDL en América Latina y el Caribe; OLADE, pp 23.

<sup>42</sup> Jorge Barrigh. Managing Director de América Latina Natsorce. Segmentación del Mercado de Carbono. Presentación realizada en el II Foro latinoamericano de Carbono. Realizado en Lima, Perú, Sept. 2007

- Equilibrio en la distribución de riesgos
- La Entrega:
  - Definición del lugar y tiempo
  - Garantías fuertes de entrega vs. Cláusulas de entrega Flexibles
  - Opcionalidad sobre volumen adicional
- Pagos:
  - Ciclo MDL, pudiendo realizarse el pago por adelantado
  - Compartiendo riesgos en estructuraciones de precios, indexaciones
- Facilidad y rapidez de la transacción

Para la comercialización de los VERs, la voluntad de pago del usuario final es directamente proporcional a la calidad y a la sostenibilidad del proyecto, abriendo una opción para proyectos de baja calidad, y un mercado emergente que ofrece nuevas oportunidades para un gran número de proyectos.

Los precios observados en este mercado fueron muy amplios que fueron desde USD\$1 hasta USD\$78 y dependieron de alguno de los siguientes factores:

<b>Factores determinantes del precio</b>	<b>CERs</b>	<b>VERs</b>
Riesgo Registro	++	--
Riesgo político	++	--
Riesgo institucional: elegibilidad	++	--
Riesgo proyecto / performance	++	+
Riesgo mercado	++	+
Calidad	--	++
Sostenibilidad / Comunicación	--	++

Fuente: Pablo Obrador, Gestión de Proyectos para América Latina, 3C Consulting GmbH. Presentación realizada en II Foro Latinoamericano del Carbono. Realizado en Lima, Perú, Septiembre 2007

De manera general los precios del mercado de carbono (ver anexo 4.5) se han venido incrementado a lo largo de estos años con precios promedio de

<sup>43</sup> Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA): Acuerdo mediante el cual se realizan la compra y venta de las emisiones reducidas.

alrededor de US\$10.90, representando un incremento del 52% sobre los niveles del 2005<sup>44</sup>. Estos precios promedios revelan que los rangos son variados debido a los términos bajo los cuales se negociaron los créditos de carbono. El precio más bajo que se pagó por los CERs en el 2006 fue de US\$6.80 (un incremento del 73% con relación al mínimo del 2005 que fue US\$2.50).<sup>45</sup>

Los precios a los cuales se comercializaron los ERUs en el 2006 incrementaron en un promedio de US\$8.70, representando el 45% en relación con el 2005.

En proyectos de IC los ERUs se comercializaron en un rango de US\$6.60 a US\$12.40

#### **4.7 PERSPECTIVA DEL MERCADO**

Se espera que el mercado se vuelva más competitivo, sofisticado y líquido en los próximos años.

Desde fines de 2006 las expectativas de las reducciones de emisiones a partir de los proyectos de China han estado quitando algo de presión sobre los precios.

Durante 2008 habrá que interpretar tempranamente las señales que den el ingreso de las reducciones provenientes de proyectos de implementación conjunta y el mercado del aire caliente.

Las políticas de Japón y Canadá, el uso de los mecanismos flexibles por parte de la Unión Europea y el grado de participación (por dentro o por fuera) de los Estados Unidos terminarán de configurar la consolidación que adquiera el mercado de carbono.

---

<sup>44</sup> Los precios son terminados en dólares por tCO<sub>2</sub>e. valores obtenidos del Point Carbon

<sup>45</sup> Los precios del 2006 corresponden a contratos que fueron firmados al inicio del año, incluyendo las transacciones que incorporaron garantías en la entrega de los CERs.

## 4.8 PROCESO DE NEGOCIACIÓN DE LOS CERTIFICADOS DE CARBONO <sup>46</sup>

En los procesos de negociación existen varios tipos de ERPAs que aseguran un buen financiamiento:

- Contrato Forward (con y sin garantías)
  - Contrato Forward con un porcentaje de pago por adelantado
  - Contrato Forward con 100% por adelantado (muy escaso)
- Ventas post o cuando los CERs han sido emitidos
  - Over the Counter (OTC)<sup>47</sup>
  - Subasta
- Contrato con inversión incluida

### 4.8.1 El contrato Forward

Es el más común de todos suele ser bastante extenso, puede o no tener garantías de entrega, el precio va a ser diferente en cada caso, al igual que la complejidad del contrato.

Para financiar un proyecto, el que tenga pago por adelantado ayuda bastante en la realización del proyecto.

Muchas veces no supera al 30% del valor total de la transacción, aunque ha habido casos que llegan hasta el 100%. El problema con esta última modalidad es que se exigen garantías, en caso que el proyecto no se lleve a cabo y haya que devolver el adelanto. La ecuación a realizar es si esa garantía sale más cara que pedir un préstamo a un Banco.

---

<sup>46</sup> Tomado de: Asegurando Financiamientos para proyectos MDL, VIVES Sergio, Foro Latinoamericano de Carbono, Lima 2007

<sup>47</sup> OTC: es una negociación bilateral de instrumentos financieros (acciones, bonos, materias primas, swaps o derivados de crédito). Este tipo de negociación se realiza fuera del ámbito de los mercados organizados. Un contrato OTC es un contrato en el cual las dos partes se ponen de acuerdo sobre las modalidades de liquidación del instrumento. Los derivados OTC negociados entre instituciones financieras suelen tomar como marco las cláusulas del International Swaps and Derivatives Association (ISDA).



Actualmente hay Bancos que entienden más del proceso MDL y están dispuestos a prestar dinero, usando el ERPA como garantía.

#### **4.8.2 Venta de CERs emitidos**

Es la opción más segura y se obtiene el precio más alto del momento generalmente se hacen a través OTC, por lo regular no son buenos para obtener financiamiento para el proyecto debido a que éste ya tiene que estar en operaciones sin embargo, por obtener precios más altos y libres de riesgo, el proyecto obtiene más recursos y sus contingencias son menores, el ERPA que se firma suele ser bastante simple y no más de algunas páginas y el mayor riesgo es para el vendedor quien tiene que entregar los CER para recibir entonces su pago.

#### **4.8.3 Subasta electrónica**

Tiene por objeto el maximizar el beneficio del Cliente al momento de tranzar las Reducciones de Emisiones que ya han sido emitidas (CERs SPOT).

El sistema de subasta electrónica funciona de la siguiente manera:

El dueño de las Reducciones de Emisiones instruirá a la empresa intermediaria para que actúe como enlace con anterioridad a la emisión de los certificados de dichas reducciones convirtiéndola en un Project Participant.

La Junta Ejecutiva del MDL será instruida para emitir los CERs a la Cuenta de Custodia Temporal del intermediario; en este punto le será otorgado el título legal de los CERs y los retendrá en custodia en representación del Cliente, quien mantendrá la propiedad legal de los certificados. La relación entre el Cliente y la intermediaria estará documentada en contratos de custodia o escrow<sup>48</sup>.

---

<sup>48</sup> Escrow: Fideicomiso es la transmisión de uno o más bienes, cantidades de dinero o derechos, presentes o futuros, a una persona natural o persona jurídica llamada fiduciario, para que sean

Todos los valores mantenidos en custodia cumplen con los requerimientos legales y las regulaciones de la FSA (Financial Services Authority del Reino Unido, entidad que regula todas las compañías que entregan servicios financieros bajo esa jurisdicción). Los valores de propiedad del Cliente y mantenidos en custodia no podrán ser mezclados con otros bienes de propiedad del intermediario, los bienes de propiedad del Cliente están debidamente protegidos por la ley y el Cliente no estará expuesto a ningún riesgo crediticio.

A continuación la intermediaria tomará instrucciones irrevocables por parte del Cliente para la venta de los CERs mantenidos en custodia, ofreciendo entonces esos CERs para la venta en el mercado. La venta de CERs SPOT será ejecutada en primer lugar a través de una subasta electrónica utilizando la plataforma de subastas de CERs SPOT; sin embargo, los CERs podrán ser tranzados fuera de la subasta electrónica (over the counter) si el Cliente así lo requiere.

Antes de participar en la subasta electrónica, los potenciales compradores deberán depositar en dinero el equivalente al 10% estimado de la transacción como prueba de su seriedad; en caso que un comprador se adjudique los CERs y no realice los pagos correspondientes a esa compra, el depósito inicial será transferido al Cliente quien podrá disponer de los CERs en custodia para su comercialización.

El comprador de los CERs deberá depositar en custodia los fondos correspondientes a la venta en los 5 días hábiles siguientes a la subasta.

Al igual que en el caso de la custodia de los CERs, las regulaciones de la FSA se aplicarán a los dineros depositados por parte del comprador de los CERs.

---

administrados o invertidos de acuerdo a un contrato, a favor del propio fideicomitente o de un tercero, llamado beneficiario.

Una vez que se ha comprobado que el comprador de los CERs ha depositado en custodia los fondos correspondientes a la transacción, le compañía que ha fungido como intermediaria en la negociación entregará dichos dineros al Cliente, quien en ese momento renunciará a la propiedad legal de los CERs los que pasarán inmediatamente a ser propiedad del comprador, completando de esta manera la transacción.

#### **4.8.4 ERPAs con financiamiento**

Suelen estar en contratos separados, aunque a veces van juntos ya que su complejidad es mayor, debido a que el comprador pasa a ser parte del proyecto, como socio y por ende, participa en las decisiones de éste además que el inversionista suele recuperar una parte importante de su inversión a través de los CERs que se obtengan.

Las negociaciones pueden durar bastante tiempo, debido sobre todo al posible desconocimiento que tiene el inversionista del sector y del país, el vendedor pierde cierto control del proyecto, aumentando en algunos casos la burocracia al ser proyectos a largo plazo, hay que estar seguros de quien va a ser socio por todo ese período de tiempo.

Para terminar este tema de los procesos de negociación, quisiéramos recalcar algunos puntos de gran importancia y que deben ser recordados cuando de compra y venta de Certificados de Reducción de Emisiones se trate, para empezar todos los ERPAs son sujeto de negociación y nadie se va a molestar si se plantean cambios.

Hay ciertas condiciones que suelen ser aceptadas por todos; pagos contra entrega, arbitraje, legislación aplicable, etc.

Este un mercado pequeño y el no cumplimiento de un ERPA puede traer una mala reputación, difícil de cambiar, por lo que una adecuada asesoría legal es fundamental para estar tranquilo con lo que se firma.

Existe un riesgo al entregar los CERs antes de recibir el pago y es por esto que es importante tener en cuenta que en un mercado internacional ambas partes deben saber adaptarse a ciertas reglas internacionales.

Al ser un mercado en formación hay muchas reglas aún en evolución y por ende la buena fe es un factor esencial al momento de cumplir el contrato.

Como en cualquier negociación pueden existir algún tipo de inconvenientes, a continuación señalamos posibles situaciones que se pueden dar y como pueden ser solucionadas:

- El riesgo de entregar antes de recibir el pago: se puede resolver a través de un escrow, de esta forma los CERs nunca saldrán de la propiedad del vendedor
- Si el comprador retira su oferta: en el caso de la subasta electrónica se aplica la garantía del 10% a favor del vendedor y aún queda con los CERs en su poder.
- Si el vendedor quiere retirarse: en el caso de la subasta esto no es posible, porque los CERs se encuentran en poder del escrow agent, eliminando de esta manera el ERPA entre vendedor y comprador.

## 5 ANALISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MDL EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN ELECTRICA USANDO ENERGIAS RENOVABLES

### 5.1 CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIONES PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL<sup>49</sup>

#### 5.1.1 Margen de operación

Este enfoque consiste en asumir que un proyecto MDL reduce una fracción proporcional de la operación de todas Las plantas de generación del sistema. Según la metodología se tiene cuatro opciones para estimar el factor de emisión derivado:

a) Simple: donde se excluye del cálculo las centrales de base que son las unidades menos probables de operar al margen y por lo tanto de ser desplazadas por nuevas unidades. Por consiguiente, un coeficiente selectivo ponderado de emisiones resulta de prescindir las unidades que forzosamente deben entrar en operación y que tienen costos bajos de operación como es el caso de las centrales hidráulicas, geotérmicas, solares y eólicas.

b) Simple ajustado: es una variación del anterior, donde para este caso, el cálculo toma en consideración el número de horas al año en el que las unidades con costos bajos de operación se encuentran operando al margen. Para el efecto se calcula un factor lambda ( $\lambda$ ) que representa el porcentaje de estas horas repartidas a lo largo de un año.

c) Análisis de datos de despacho: sobre la base de un cálculo horario se determina el factor de emisión de las centrales que representan el 10% de la generación y que se encuentran operando en el margen del sistema.

---

<sup>49</sup> Tomado de: El Mecanismo de Desarrollo Limpio en Ecuador: Un diagnóstico rápido de los retos y oportunidades en el Mercado de Carbono, pp.93-95.

d) Promedio: se determina el factor de emisión sobre la base del promedio de emisiones de todas las plantas que operan en el sistema.

La metodología ACM0002 demanda la utilización, como primera opción, del enfoque (c); análisis de datos de despacho.

No obstante, esto no excluye la utilización de los otros, siempre y cuando se justifique sólidamente las limitantes para no hacer uso del primero.

### **Cálculo del factor de emisión según el “margen de operación”**

El cálculo se sustentó sobre los datos operativos del sistema nacional referidos en las Estadísticas Anuales del Sector Eléctrico Ecuatoriano publicadas por CONELEC con base en la información recopilada por CENACE. Se recabaron y procesaron los datos históricos disponibles para los años más recientes, y se aplicó la opción (b); es decir, el enfoque del método Simple Ajustado.

Una vez desarrollado el cálculo, se obtuvieron resultados para cada año, los cuales fueron promediados para obtener un factor de emisión ponderado del “margen de operación” equivalente a 0,65 tonCO<sub>2</sub>/MWh.

### **5.1.2 Margen de construcción**

Este método consiste en calcular un coeficiente promedio de emisiones de las unidades más recientes que han entrado en operación y de las plantas en construcción y proyectadas. Se consideran las unidades más recientes aquellas correspondientes al 20% de las últimas adiciones al sistema o en su lugar las cinco plantas de más reciente entrada en operación.

## **Cálculo del factor de emisión del “margen de construcción”**

De acuerdo con la metodología, se debe considerar para el cálculo del factor de emisión ponderado, aquellas que representen el valor más alto en generación de energía. Por lo tanto, se utilizó el criterio del 20% más reciente de adiciones en el sistema, puesto que la metodología determina que si el 20% cae en parte de la capacidad de una planta, la planta será incluida en el cálculo. Por lo tanto, con este criterio se obtuvo un factor de emisión ponderado equivalente a 0,59 ton CO<sub>2</sub>/MWh.

### **5.1.3 Margen combinado**

En la práctica, la mayor parte de proyectos MDL de generación eléctrica van a afectar tanto la operación como la expansión del sistema y por lo tanto, la selección de un coeficiente promedio de emisiones debe reflejar estos dos efectos. La combinación ponderada de los enfoques descritos anteriormente constituye una respuesta apropiada para la definición del coeficiente promedio de emisiones. De acuerdo a las guías establecidas por la Junta Ejecutiva del MDL, se recomienda un coeficiente de ponderación del 50% para cada caso.

## **Cálculo del factor de emisión del “margen de construcción”**

Para obtener el factor de emisión del sistema se promedió el factor de emisión para el “margen de operación” y el “margen de construcción”, asignando pesos iguales a cada uno de estos componentes, con esto se consiguió un factor igual a 0,62 ton CO<sub>2</sub>/MWh. Este representa el factor de emisión del SNI, entonces cualquier proyecto bajo esta categoría puede utilizar este valor para estimar el potencial reducción de emisiones que generaría (Ver anexo 5.1).

Al sistema se podrían adicionar una/s nueva/s central/es; térmica, hidroeléctrica, eólica, biomasa, etc. que afectarían, dependiendo de su magnitud y características, al factor de emisión, especialmente para el “margen de construcción” y algo menos para el “margen de operación”. En consecuencia, todos estos cambios deben ser considerados para la

actualización de los cálculos y la validez de los resultados, de tal manera que puedan ser usados consecuentemente con la declaración de la reducción de emisiones en los respectivos documentos de los proyectos o PDDs (Project Design Document).

## **5.2 ANÁLISIS FINANCIERO DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN ENERGÉTICA**

El presente informe tiene como finalidad analizar las ventajas económicas y ambientales que representa la implementación de un proyecto de MDL en una planta de Generación Hidroeléctrica, razón por lo cual se realiza un análisis financiero comparando un proyecto sin venta de certificado de emisiones reducidas (CER's) y otro que si los posee.

El proyecto Mazar que se presenta a continuación se encuentra ubicado en la cuenta del Río Paute. La construcción y operación significará la obtención de múltiples beneficios nacionales, entre los que sobresalen:

- Generación y aporte al Sistema Nacional Interconectado -SNI- de 800 GWh de energía anual, en promedio, incrementando la oferta energética.
- Retención de 2 millones de metros cúbicos de sedimento, de los 2.5 millones, que actualmente se alojan en la presa de Amaluza.
- Regulación de los caudales de agua hacia Amaluza, garantizando la operación de la Central Molino, en especial en épocas de estiaje.
- Incremento de la generación promedio anual en la Central Molino en 548 GWh anuales.
- La generación conjunta Mazar-Molino será de 6.380 GWh de energía.



- Sustitución de energía de generación térmica, con el consiguiente ahorro de combustible, que como ya se indicó, se paga a PETROCOMERCIAL a precios internacionales.
- Generación de aproximadamente 2.300 empleos directos y 10.000 indirectos, durante los 4 años en que se espera concluya la construcción de la presa.
- Dinamización del área de influencia (Provincias de Azuay y Cañar), a través de la generación de múltiples negocios, en especial servicios.
- Disminución de la emigración, originada en la apertura de fuentes de trabajo dirigido tanto a mano de obra calificada como no calificada.
- La operación conjunta de Mazar y Molino por parte de Hidropaute, redundará en aprovechamiento de economías de escala y reducción de costos.
- Al constituirse en una inversión de Hidropaute, propiedad del Fondo de Solidaridad, éste aumentaría su patrimonio y obtendría mayores beneficios vía dividendos, que serían dirigidos a la atención de necesidades sociales; sin embargo, existen ciertos pronunciamientos políticos respecto a la legalidad de este tipo de inversión de recursos por parte de la empresa encargada de la construcción de Mazar.
- Posibilidad de exportar energía a los países vecinos, en base a acuerdos bilaterales y a la interconexión existente con Colombia y próximamente a Perú.
- Disminución ostensible de la probabilidad de sufrir racionamientos de energía eléctrica, al verse incrementada la oferta energética.
- Mayor apertura a la construcción de la tercera fase del proyecto, a localizarse aguas abajo del río Paute, denominado "Sopladora", una vez que su posición geográfica limitaría la posibilidad de ingreso de otro operador.

- Al constituirse en el principal proyecto de generación hidroeléctrica en curso, y como tal influir directamente en el precio referencial de generación, es de esperar que afecte a la baja de su nivel.

Durante el período de construcción de Mazar (2002-2007), la Central Molino tendría una producción promedio anual de 4.639 GWh, cuya venta al MEM en contratos a plazo, en el mercado ocasional y de venta de potencia significarían un ingreso de US\$ 171 millones como promedio anual; mientras que una vez que entre en operación la nueva central, representará un incremento de alrededor del 35% en el nivel de facturación total.

Según Hidropaute, cuentan con la capacidad financiera para llevar adelante y construir con recursos propios el Proyecto Mazar, de manera que en el segundo semestre del 2003 invirtieron US\$57 millones en vías de acceso, anticipo de obras civiles y las primeras consultorías que estarán dirigidas a encaminar los diferentes procesos licitatorios internacionales.

El mayor monto de inversión (US\$ 116.8 millones) se realizó durante el 2004, año en el que se espera construir la mayor parte de la infraestructura civil principal del proyecto.

En resumen, la construcción de esta obra fue entregada a Hidropaute, empresa que tendrá a su cargo los diferentes procesos licitatorios, algunos de ellos a nivel internacional.

Los datos para el cálculo del flujo de fondos del Proyecto Mazar fueron proporcionados por Hidropaute, los cuales pueden observarse en los anexos 5.2 y 5.3 del presente informe.

Los datos del presupuesto de construcción, presupuesto de generación y el de reducción de emisiones lo podrán ver en los anexos 5.2, 5.3, 5.4, 5.5.

A continuación se presenta el flujo de fondos del Proyecto Mazar (proyectado a 15 años) sin ingresos adicionales por comercialización de CER's :

## Flujos de fondos del proyecto Mazar sin venta de CERs:

### Análisis Financiero Proyecto Eléctrico Mazar (sin venta de CERs) En miles de Dólares

Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ingresos por venta en la red nacional		\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82
Ingresos por Venta CERs		\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
<b>total Ingresos</b>		\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82
Depreciación		\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
Costo Operativo y de mantenimiento		\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48
Gastos de Financiación		\$34.587,42	\$33.659,64	\$32.620,52	\$31.456,71	\$30.153,25	\$28.693,36	\$27.058,30	\$25.227,02	\$23.175,99	\$20.878,84	\$18.306,03
Total Egresos		\$46.987,90	\$46.060,12	\$45.021,00	\$43.857,19	\$42.553,73	\$41.093,85	\$39.458,78	\$37.627,50	\$35.576,48	\$33.279,32	\$30.706,51
Utilidad antes de impuesto		\$9.982,92	\$10.910,70	\$11.949,81	\$13.113,62	\$14.417,09	\$15.876,97	\$17.512,04	\$19.343,31	\$21.394,34	\$23.691,49	\$26.264,30
Impuesto a la renta 25%		\$2.495,73	\$2.727,67	\$2.987,45	\$3.278,41	\$3.604,27	\$3.969,24	\$4.378,01	\$4.835,83	\$5.348,58	\$5.922,87	\$6.566,08
Utilidad despues de impuestos		\$7.487,19	\$8.183,02	\$8.962,36	\$9.835,22	\$10.812,82	\$11.907,73	\$13.134,03	\$14.507,48	\$16.045,75	\$17.768,62	\$19.698,23
Depreciacion Inversion	\$288.228,47	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
Utilidad Neta		\$12.970,19	\$13.666,02	\$14.445,36	\$15.318,22	\$16.295,82	\$17.390,73	\$18.617,03	\$19.990,48	\$21.528,75	\$23.251,62	\$25.181,23
<b>FLUJO DE FONDOS</b>		\$12.970,19	\$13.666,02	\$14.445,36	\$15.318,22	\$16.295,82	\$17.390,73	\$18.617,03	\$19.990,48	\$21.528,75	\$23.251,62	\$25.181,23

Sigue

Viene:

**Análisis Financiero Proyecto Eléctrico Mazarí (sin venta de CERS)**  
En miles de Dólares

Años	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos por venta en la red nacional	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82
Ingresos por Venta CERS	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
<b>Total Ingresos</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>	<b>\$56.970,82</b>
Depreciación	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
Costo Operativo y de mantenimiento	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48	\$6.917,48
Gastos de Financiación	\$15.424,48	\$12.197,15	\$8.582,54	\$4.534,17	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
<b>Total Egresos</b>	<b>\$27.824,97</b>	<b>\$24.597,63</b>	<b>\$20.983,02</b>	<b>\$16.934,65</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>	<b>\$12.400,48</b>
<b>Utilidad antes de impuesto</b>	<b>\$29.145,85</b>	<b>\$32.373,18</b>	<b>\$35.987,80</b>	<b>\$40.036,16</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>	<b>\$44.570,33</b>
Impuesto a la renta 25%	\$7.286,46	\$8.093,30	\$8.996,95	\$10.009,04	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58	\$11.142,58
<b>Utilidad despues de Impuestos</b>	<b>\$21.859,39</b>	<b>\$24.279,89</b>	<b>\$26.990,85</b>	<b>\$30.027,12</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>	<b>\$33.427,75</b>
Depreciacion Inversion	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
<b>Utilidad Neta</b>	<b>\$27.342,39</b>	<b>\$29.762,89</b>	<b>\$32.473,85</b>	<b>\$35.510,12</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>
<b>FLUJO DE FONDOS</b>	<b>\$27.342,39</b>	<b>\$29.762,89</b>	<b>\$32.473,85</b>	<b>\$35.510,12</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>	<b>\$38.910,75</b>

**VAN** -\$126,409.53

**TIR** 6%

**Tasa descuento** 12%

Para presentar la propuesta de este proyecto incluyendo el tema de la reducción de las emisiones de GEI, hemos elaborado un cuadro con las estimaciones de las toneladas reducidas de CO<sub>2</sub>e para un tiempo de 23 años contados a partir de la fecha de certificación de las emisiones reducidas (año 2009) de la central eléctrica Mazar. (ver anexo 5.6).

Los aspectos que se deben considerar para el cálculo de las toneladas reducidas de CO<sub>2</sub>e son los siguientes:

- El factor de emisión de la línea base para este proyecto es 0.62678, metodología aprobada ACM002 realizada por el CORDELIM
- Debido a que el proyecto se basa en la utilización de energía renovable no se registran emisiones
- Reducciones estimada para los primeros 23 años de acreditación 9,638,480 toneladas de CO<sub>2</sub>e

El precio estimado para la venta de CER's en un valor conservador de €9 o US\$ 12.69, recordando que este se encuentra sujeto a cambios según lo que ocurra en el mercado del carbono. (Ver anexo 5.7)

La implementación de MDL que trae con resultado la generación de los CER's, tiene costos durante el ciclo del mismo. (ver anexo 5.8)

A continuación se presente el flujo de fondos del Proyecto Mazar (proyectado a 15 años) con ingresos adicionales provenientes de la venta de CER's:

## Flujos de fondos del proyecto Mazar con venta de CERs:

Análisis Financiero Proyecto Eléctrico Mazar (con venta de CERs)												
En miles de Dólares												
Años	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ingresos por venta en la red nacional		\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82
Ingresos por Venta CERs		\$1.206,55	\$5.519,96	\$5.758,58	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96
<b>total Ingresos</b>		<b>\$58.176,37</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.729,39</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>
Depreciación		\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
Costo Operativo y de mantenimiento		\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47
Gastos de Financiación		\$34.587,42	\$33.659,64	\$32.620,52	\$31.456,71	\$30.153,25	\$28.693,36	\$27.058,30	\$25.227,02	\$23.175,99	\$20.878,84	\$18.306,03
Gastos de Certificación CER's		\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00
<b>Total Egresos</b>		<b>\$46.994,89</b>	<b>\$46.067,11</b>	<b>\$45.027,99</b>	<b>\$43.864,18</b>	<b>\$42.560,72</b>	<b>\$41.100,84</b>	<b>\$39.465,77</b>	<b>\$37.634,49</b>	<b>\$35.583,47</b>	<b>\$33.286,31</b>	<b>\$30.713,50</b>
Utilidad antes de impuesto		\$11.181,48	\$16.423,67	\$17.701,40	\$18.626,60	\$19.930,06	\$21.389,94	\$23.025,01	\$24.856,28	\$26.907,31	\$29.204,46	\$31.777,27
Impuesto a la renta 25%		\$2.795,37	\$4.105,92	\$4.425,35	\$4.656,65	\$4.982,51	\$5.347,48	\$5.756,25	\$6.214,07	\$6.726,83	\$7.301,12	\$7.944,32
Utilidad despues de impuestos		\$8.386,11	\$12.317,75	\$13.276,05	\$13.969,95	\$14.947,54	\$16.042,45	\$17.268,76	\$18.642,21	\$20.180,48	\$21.903,35	\$23.832,95
Depreciación		\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00
Inversion por certificación		\$3.078,94										
Inversion		\$288.228,00										
<b>Utilidad Neta</b>		<b>\$13.869,11</b>	<b>\$17.800,75</b>	<b>\$18.759,05</b>	<b>\$19.452,95</b>	<b>\$20.430,54</b>	<b>\$21.525,45</b>	<b>\$22.751,76</b>	<b>\$24.125,21</b>	<b>\$25.663,48</b>	<b>\$27.386,35</b>	<b>\$29.315,95</b>
<b>FLUJO DE FONDOS</b>		<b>-\$291.306,94</b>	<b>\$13.869,11</b>	<b>\$18.759,05</b>	<b>\$19.452,95</b>	<b>\$20.430,54</b>	<b>\$21.525,45</b>	<b>\$22.751,76</b>	<b>\$24.125,21</b>	<b>\$25.663,48</b>	<b>\$27.386,35</b>	<b>\$29.315,95</b>

viene

**Análisis Financiero Proyecto Eléctrico Mazar (con venta de CERs)**  
En miles de Dólares

Años	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos por venta en la red nacional	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82	\$56.970,82
Ingresos por Venta CERs	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96	\$5.519,96
<b>total Ingresos</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>	<b>\$62.490,78</b>
Depreciación	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Costo Operativo y de mantenimiento	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47	\$6.917,47
Gastos de Financiación	\$15.424,48	\$12.197,15	\$8.582,54	\$4.534,17	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Gastos de Certificación CER's	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00	\$7,00
<b>Total Egresos</b>	<b>\$27.831,96</b>	<b>\$24.604,62</b>	<b>\$20.990,01</b>	<b>\$16.941,64</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>	<b>\$6.924,47</b>
<b>Utilidad antes de impuesto</b>	<b>\$34.658,82</b>	<b>\$37.886,15</b>	<b>\$41.500,77</b>	<b>\$45.549,13</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>	<b>\$55.566,30</b>
Impuesto a la renta 25%	\$8.664,71	\$9.471,54	\$10.375,19	\$11.387,28	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58	\$13.891,58
<b>Utilidad despues de impuestos</b>	<b>\$25.994,12</b>	<b>\$28.414,62</b>	<b>\$31.125,58</b>	<b>\$34.161,85</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>
Depreciación	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$5.483,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
Inversion por certificacion												
Inversion												
<b>Utilidad Neta</b>	<b>\$31.477,12</b>	<b>\$33.897,62</b>	<b>\$36.608,58</b>	<b>\$39.644,85</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>
<b>FLUJO DE FONDOS</b>	<b>\$31.477,12</b>	<b>\$33.897,62</b>	<b>\$36.608,58</b>	<b>\$39.644,85</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>	<b>\$41.674,73</b>

VAN -\$101,580.15

TIR 7%

Tasa descuento 12%

Se puede observar que al comparar los resultados obtenidos del ejercicio financiero, tanto de un proyecto con y sin ingresos adicionales provenientes de la venta de CER's, el VAN muestra una leve mejoría sin ser la esperada. Cabe recalcar que Mazar fue desarrollado para una vida útil estimada de 50 años y esta es una de las razones que no permiten demostrar la rentabilidad al plazo estimado en esta investigación que es de 23 años (menos de la mitad de su vida útil).

### 5.3 IMPACTOS EN EL DESARROLLO DE UN PROYECTO<sup>50</sup>

Debido a la Ley de energía eléctrica del Ecuador (LRSE, 1996) y a causa de una tendencia a utilizar electricidad de costo más bajo se ha establecido que todos los proyectos MDL que se generen serán conectados al sistema interconectado nacional (SNI), donde substituirá a la generación termoeléctrica; observando este escenario donde el costo de electricidad es casi cero, un proyecto de este tipo substituiría a corto plazo a las plantas de costo marginal mas elevado, causando el desplazamiento de las plantas termoeléctricas (diesel y fuel-oil); lo que significa que sin este tipo de proyectos en el futuro para cubrir la demanda, el país tendría que depender de las plantas termoeléctricas y la electricidad importada de Colombia y de Perú, adicionalmente, Ecuador no haría ningún uso de sus recursos de agua para generar energía limpia y renovable. Sin la integración al proyecto de los ingresos obtenidos por la venta de los créditos de carbón, sería más duro enfrentar las barreras existentes, tales como las empresas que financian la construcción del UHP<sup>51</sup> haciendo que el nivel del riesgo del proyecto sea más alto y por lo tanto se vea influenciado la realización del proceso de financiamiento.

Las barreras que existen en este tipo de proyectos son: financieras, de mercado, institucional, legal, y tecnológico; las barreras que hacen referencia a

---

<sup>50</sup> Tomado del CORDELIM; 2 MW Bundled Corazon & Urvia Small Hydroelectric Projects

<sup>51</sup> UHP: Hydraulic Power Units.- Unidades hidráulicas de poder.



la inversión en hidroeléctricas es debido a que el costo de inversión en ellas son mas altos, los periodos de construcción mas largos y el retorno de la inversión es mas lejano (comparados con las termoeléctricas).

A pesar de que en el sector eléctrico ecuatoriano la ley impulsa el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de energía, no existe ningún incentivo específico para los proyectos hidráulicos, es aquí donde la intervención de las ayudas de los componentes del MDL reduce la barrera financiera. El cambio continuo en la legislación es también una barrera muy fuerte, pues hace muy difícil predecir la rentabilidad que un proyecto pequeño recibirá comparado a la certeza en los costos operacionales, y costos financieros de pago. Por lo tanto es imprescindible tener como ingreso una renta como la que proporciona los MDL y que puede ser previsto.

Las políticas, estrategias y leyes de un país también afectan a las actividades de un proyecto de estas características, cuando nació la ley de energías renovables en 1996 se expuso la prioridad de las tecnologías no convencionales en el mercado energético, estableciendo una serie de incentivos para el desarrollo de energías "limpias", creándose en 1999 a través del Art. 21 del Reglamento del mercado de energías libres, asignando que el 2% de la generación que provenga de recursos renovables seria reembolsado con una tarifa especial de entrada y enviados con prioridad al mercado de energía.

La revisión más última de la regulación para las energías renovables, que incluyen a las plantas de hidroelectricidad hasta 10MW, fue hecha en diciembre de 2004. El tiempo durante el cual los proyectos se beneficiarán por esta regulación fue ampliado a doce años.

## Parte III

### 1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 1.1 Conclusiones

- Nuevos mercados con grandes oportunidades

El Ecuador como país está estimulando a todos los sectores para que desarrollen proyectos con Mecanismos de Desarrollo Limpio, ya sea en el área energética, en otras como son la forestación y la reforestación, o cambio de combustibles

- Innovación en las estrategias de negociaciones

En este mercado se hace uso de herramientas menos convencionales, como son la negociación de un producto que tiene ya un precio establecido y programado, en la mayoría de los casos, y que se puede comercializar de forma diferente, a través de proyectos predeterminados con resultados a largo y/o corto plazo, dependiendo del objetivo del mismo, encontrándose sus protagonistas en un escenario de compra-venta diferente como el Internet, subastas etc.

- Estimulación a los sectores energéticos para desarrollo de uso de programas de energías renovables.

Existe un beneficio adicional en cada proyecto MDL ya que como valor agregado se pueden lograr ingresos a través de la comercialización de los Certificados de Reducción de Emisión.

- Proyectos rentables con sentido de responsabilidad ambiental y social.

- Información restringida al público en general

## 1.2 Recomendaciones

- Capacitar constantemente en temas de cambio climático y de los beneficios que se logran por su mitigación.

Poner a disposición de la gente información clara, directa y veraz sobre las utilidades que pueden tener desarrollando este tipo de proyectos, es decir involucrar al país en la temática.

- Evaluar la participación gubernamental en la financiación y desarrollo de proyectos dentro este marco.

Se debería apoyar el financiamiento de los mismos para generar mas interés y crear un volumen interesante que pueda tener mejores réditos en las negociaciones.

- Revisar los procesos que mantienen las organizaciones encargadas de evaluar proyectos de MDL para evitar el rechazo o la demora en su registro.

Crear nuevos proyectos con menores fallas logrando que sean validados en el menor tiempo posible, aumentado la cantidad de ellos en los registros para salir a la venta en el mercado de carbono.

- Considerar las consecuencias que se producirían por el uso indiscriminado de energías alternativas.

Considerar los impactos sociales y económicos que generarían su masiva utilización<sup>52</sup>. Hay que recordar que Ecuador es un país dependiente de la importación de trigo, cebada, pasta de palma africana y aceites vegetales, y que si los precios de éstos suben sus derivados también, adicionalmente se debe considerar los efectos que causarían en el mantenimiento de las tierras ya que su sobre-explotación provocaría la erosión de las mismas

---

<sup>52</sup> <http://www.oecd.org/dataoecd/58/62/36074135.pdf> 01/10/2007

## **Parte IV**

### **1 BIBLIOGRAFIA**

**Borges, Ricardo.** Biocombustibles el Brasil: Políticas de Gobierno y Regulación. Guayaquil, Junio 2006.

**Coto, Oscar y otros.** El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) América Latina y el Caribe, Lecciones Aprendidas a nivel regional, OLADE, Quito, 2007, Pp 18 – 23.

**Capoor, Karan y otros.** State and Trades of the Carbon Market 2007, World Bank, 2007.

**Decreto Ejecutivo No. 2332.** Registro Oficial No. 482, Quito, 15 de diciembre del 2004.

**Freís, Cristian,** El avance de las energías alternativas, Buenos Aires. Octubre 2006.

**González, Marco.** Programa Nacional de Biocombustibles, Ministerio de Energía y Minas, Guayaquil, Junio 2006.

**Izquierdo, Fernando.** Resumen Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC. Quito, Abril de 2007.

**Kamel, Sami,** Guía para la elaboración de documentos de Diseño de Proyectos MDL, UNEP, Noviembre 2005

**New Energy Finance.** Clean energy deal volume hits \$100bn, 19 de Diciembre de 2006.

**Puig, Xavier y otros.** Comprender los mercados de futuros, 3era. ed., Ediciones Gestión 2000, Barcelona, 2001, Pp 25 -50.

**Sá, Ricardo.** Etanol: tecnología, control de calidad y pruebas de motores.  
Guayaquil, Junio 2006.

### **Páginas web**

[www.archivohistoricoguayas.org](http://www.archivohistoricoguayas.org)

[www.ambientenews.com.ar](http://www.ambientenews.com.ar)

[www.biodiesel.com.ar](http://www.biodiesel.com.ar)

[www.biodiesel-uruguay.com](http://www.biodiesel-uruguay.com)

[www.carbonfinance.org](http://www.carbonfinance.org)

[www.cantorco2e.com](http://www.cantorco2e.com)

[www.censolar.es](http://www.censolar.es)

[www.cordelim.net](http://www.cordelim.net)

[www.ec-company.com](http://www.ec-company.com)

[www.energiaslimpias.org](http://www.energiaslimpias.org)

[www.expreso.ec](http://www.expreso.ec)

[www.eeq.com.ec](http://www.eeq.com.ec)

[www.elcomercio.com.ec](http://www.elcomercio.com.ec)

[www.eluniverso.com](http://www.eluniverso.com)

[www.gstriatum.com](http://www.gstriatum.com)

[www.ieta.org](http://www.ieta.org)

[www.menergia.gov.ec](http://www.menergia.gov.ec)

[www.motorpoint.com](http://www.motorpoint.com)

[www.mdgcarbonfacility.org](http://www.mdgcarbonfacility.org)

[www.natsource.com](http://www.natsource.com)

[www.newenergyfinance.com](http://www.newenergyfinance.com)

[www.olade.org](http://www.olade.org)

[www.oecd.org](http://www.oecd.org)

[www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com)

[www.petroecuador.com.ec](http://www.petroecuador.com.ec)

[www.presidencia.gov.ec](http://www.presidencia.gov.ec)

[www.sostenibilidad.com](http://www.sostenibilidad.com)

[www.tfsbrokers.com](http://www.tfsbrokers.com)

[www.pwc.com](http://www.pwc.com)

[www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)

## 2 ANEXOS

### ANEXOS CAPITULO 1

**Anexo 1.1:** Acta de reunión realizada en el M.I. Municipio de Guayaquil junto con autoridades del Dpto. De Medio Ambiente y Fundación Natura

*“.....Ante la inminencia de apagones, inversionistas privados promueven la instalación de barcazas de generación de entre 30 y 45 MW cada una, a ubicarse preliminarmente en los esteros que rodean la ciudad de Guayaquil. Esto cuenta con el aval del Ministerio de Energía y Minas, pero ha motivado la inmediata reacción de autoridades y sociedad civil por cuestionamientos tanto técnicos como ambientales.*

*Los inversionistas de las barcazas seleccionaron preliminarmente el estero que bordea el Bosque Protector Puerto Hondo y el Estero “Aguas Piedras”, este último dentro de la Reserva de Producción de Fauna “Manglares del Salado” – tesoros naturales ambos que rodean la ciudad- lo que ha sido rechazado tanto por el Ministerio del Ambiente (oficio No. 70085 D-MAE; 28/07/2005), como por el M. I. Municipio de Guayaquil a través de varios informes de la Dirección Ambiental. El Golfo de Guayaquil constituye por sí mismo un lugar de importancia económica y ecológica estratégica para el Ecuador, pero en los últimos años se detectan evidencias que sugieren un progresivo deterioro ambiental.*

*Por esta razón, Fundación Natura ha respaldado públicamente la posición de estas instituciones, pues comparte el criterio de que no es ambientalmente factible la instalación de estas barcazas en los mencionados sitios por los potenciales impactos ambientales que éstos van a generar. Estos impactos serían tanto sobre el bienestar humano como sobre la calidad del aire en sí misma (**emisiones propias del proceso de generación con motores de combustión interna**) y sobre la calidad del agua (**disposición de aguas de desecho y, sobretodo emisión de agua a alta temperatura procedente de los enfriadores de los motores**), a más del riesgo ambiental que presentaría tener **barcazas cargadas de combustible dentro de áreas protegidas.***

*Puerto Hondo es un asentamiento con una clara estrategia de desarrollo sustentable a través del turismo y la conservación, el que se ve complementado con el Plan de desarrollo eco turístico del sector que ejecuta el M. I. Municipio de Guayaquil y que contempla un balneario y senderos de interpretación ambiental con inversión municipal, que se vería afectada por la presencia de barcazas.*

*En “Manglares del Salado” por su parte, no solo que la afectación ambiental sería aún mayor por tratarse de un pulmón natural de la ciudad, sino que interfiere con el Plan de Rescate del Estero Salado, PIREs, que cuenta con financiamiento de la CAF y contraparte municipal.*

*La emergencia eléctrica, es además de carácter nacional, razón por la cual no puede entonces Guayaquil asumir ella sola los costos socio ambiental inherente a la instalación de barcazas, sino que tienen que ser compartidos con otras localidades que aportan al sistema nacional interconectado y que se beneficiarán también de la energía que generen estas barcazas.*

*Por lo tanto, las barcazas son una solución temporal y provisional, pues la **generación por motores de combustión interna es en exceso costoso y contaminante**, a más de producir **distorsiones en el esquema de precios de generación vigente**.*

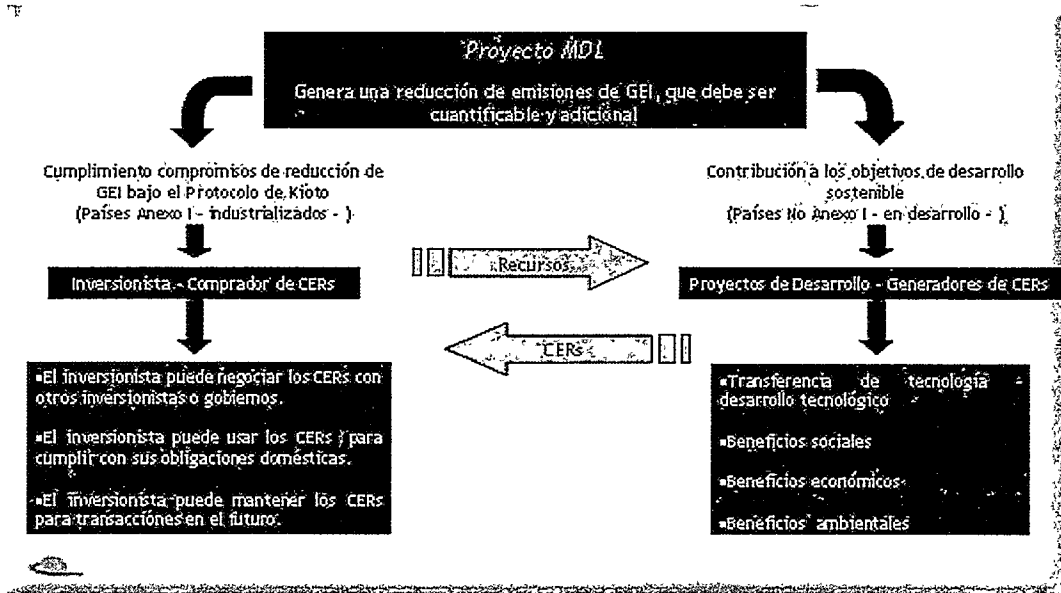
***No es ambientalmente factible** instalar barcazas ni en Puerto Hondo ni dentro de la Reserva de Producción de Fauna “Manglares del Salado”, por lo que deben encontrar otras alternativas dentro del cantón para la instalación de las mismas.*

*Cualquier sitio que se seleccione para la instalación de las barcazas absorberá un impacto ambiental, sin perjuicio de lo cual el sitio en Trinitaria, sugerido por el Municipio, resulta el menos impactante para la comunidad en su conjunto en este momento, puesto que existe ya generación en el lugar y no compromete actuales inversiones municipales en mejoramiento ambiental.*

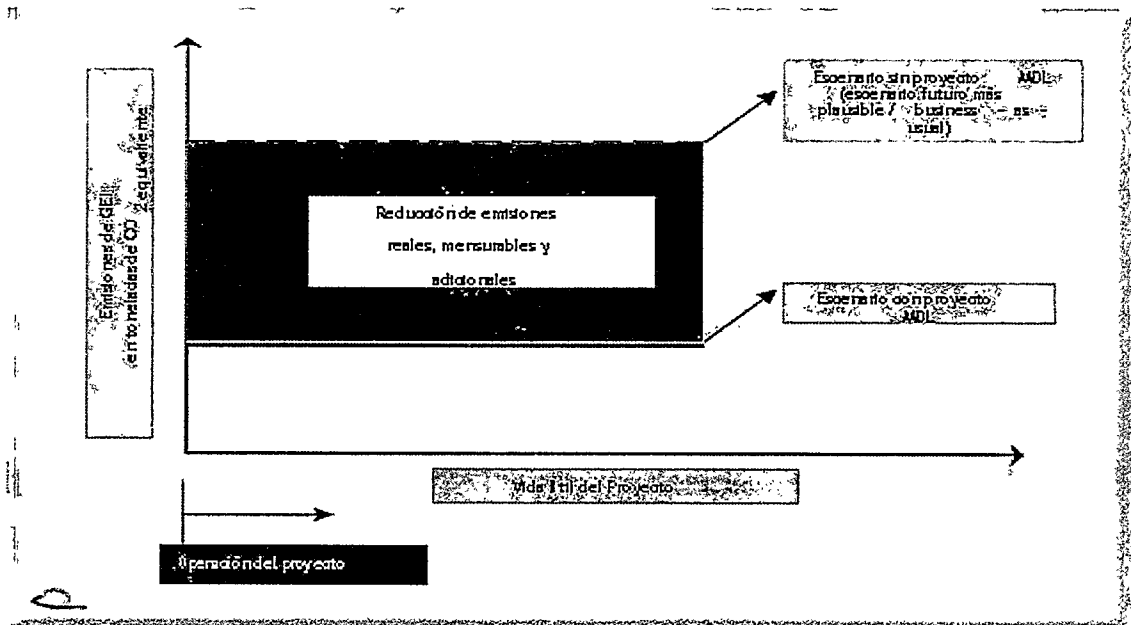
*El resto del país debe también contribuir a este esfuerzo nacional por suplir el déficit, pues de no ser así, la “solución” de un problema nacional estaría siendo ejecutada a costa de la creación de un fuerte problema local en Guayaquil....”*

## ANEXOS CAPITULO 2

### Anexo 2.1: Doble Objetivo de los Proyectos MDL



### Anexo 2.2: Escenario de proyecto MDL

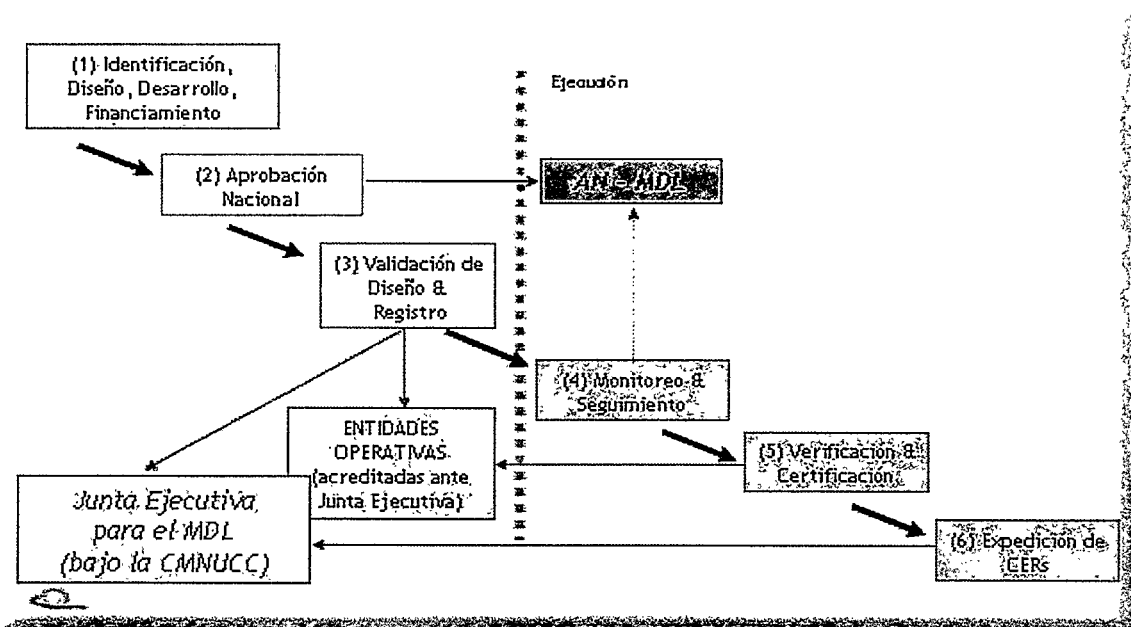




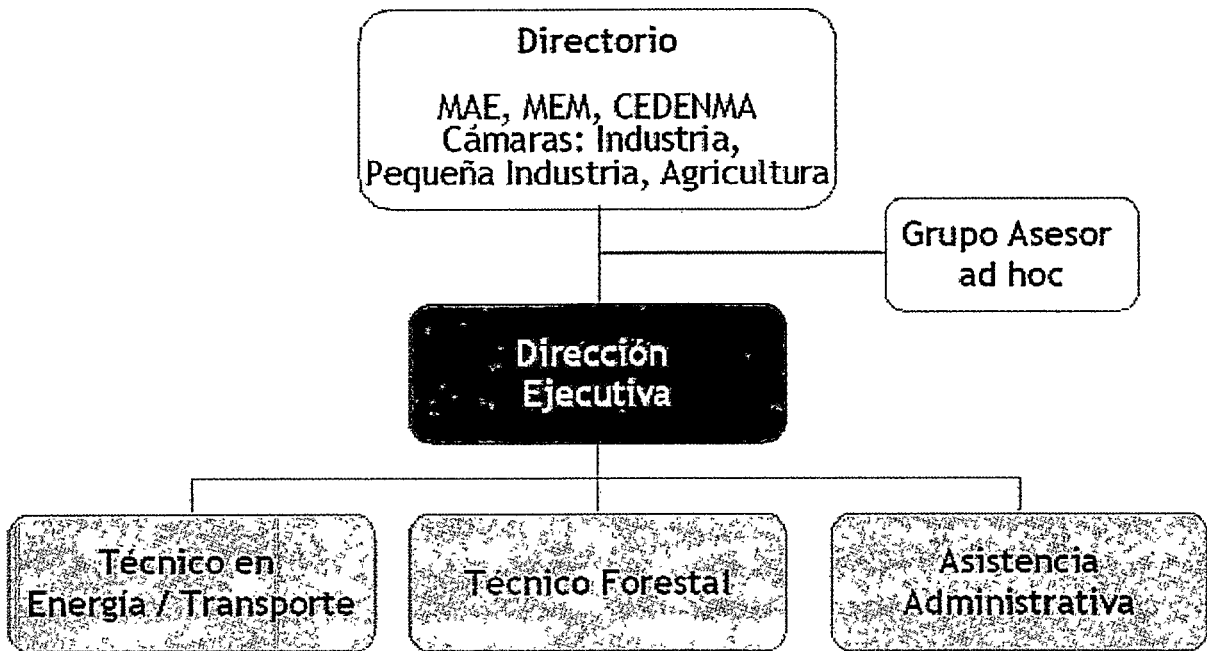
### Anexo 2.3: Etapas del Ciclo de un Proyecto MDL: Actividades y Responsables

Descripción		Actividad	Responsable
1	Diseño y Formulación del proyecto	Documento de proyecto (DDP): contiene la información acerca del proyecto propuesto	Proponente de Proyecto
2	Aprobación Nacional	Evaluación contribución al desarrollo sostenible emisión de la Carta de Aprobación	Autoridad Nacional para el MDL
3	Validación	Evaluación del DDP de acuerdo con las Reglas y Modalidades establecidas para el MDL	Entidad Operacional Designada (A)
	Registro	Previo informe favorable de la Entidad Operacional, aceptación del proyecto como MDL y registro oficial	Junta Ejecutiva para el MDL
4	Monitoreo	Recolección de información relevante sobre el desempeño del proyecto durante su período de crédito	Proponente de Proyecto
5	Verificación	Revisión periódica de las reducciones de emisiones generadas durante el período de crédito	Entidad Operacional Designada (B)
	Certificación	Notificación escrita de las reducciones de emisiones de GEI verificadas	Entidad Operacional Designada (B)
6	Expedición de CERs	Expedición de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs)	Junta Ejecutiva para el MDL

### Anexo 2.4: El Ciclo de un Proyecto MDL e Instituciones Relacionadas












































Anexo 2.5: Organigrama de AN - MDL



## Anexo 2.6: Países/Partes del Anexo I

List of Annex I Parties to the Convention

Annex I	
 Australia	 Hungary
 Austria	 Iceland
 Belarus	 Ireland
 Belgium	 Italy
 Bulgaria	 Japan
 Canada	 Latvia
 Croatia	 Liechtenstein
 Czech Republic	 Lithuania
 Denmark	 Luxembourg
 Estonia	 Monaco
 European Community	 Netherlands
 Finland	 New Zealand
 France	 Norway
 Germany	 Poland
 Greece	 Portugal
 Romania	 Slovakia
 Russian Federation	 Slovenia
 Sweden	 Spain
 Switzerland	 United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland
 Turkey	 United States of America
 Ukraine	

FUENTE: [www.unfccc.int](http://www.unfccc.int)

## ANEXOS CAPITULO 3

### Anexo 3.1: Artículo sobre crisis energética en Ecuador

## Ejecución de los proyectos es lenta

La demanda de energía eléctrica en el país crece en un 7% anual, según el Consejo Nacional de Electrificación (Conelec), pero no así la generación. La razón, dicen los expertos a EXPRESO, es la falta de decisión política para la ejecución de pequeños y grandes proyectos hidroeléctricos.

En total, el sector tiene 99 proyectos hidroeléctricos, la mayor parte de ellos con una capacidad de generación de 10 megavatios, que juntos suman 65.000 megavatios. De ejecutarse 23 de ellos, de más de 100 megavatios, el costo aproximado sería de 10.872 millones de dólares.

Pero la construcción de los proyectos hidroeléctricos ha tardado 20 y 30 años y, algunos continúan esperando el ejecutarse.

El ingreso de Paute (1.075 megavatios), proyecto desarrollado entre 1983 y 1991, y posteriormente Agoyán (156Mw) en 1985, no fueron suficientes para cubrir la creciente demanda de energía en esos momentos. A partir de entonces se empezó a hablar de que la solución era la construcción de la central hidroeléctrica Daule Peripa, que formaba parte del proyecto multipropósito Jaime Roldós Aguilera, y cuya construcción había sido postergada muchas veces.

Transcurrieron 27 años para que la obra se hiciera realidad en 1999. El 3 de julio de ese año, el entonces presidente Jamil Mahuad inauguró la segunda fase del proyecto que genera 213 megavatios de potencia.

El ministro de Energía de ese período, René Ortiz, aseguró que la central, junto con Paute, Agoyán y Pisayambo, solucionarán los déficits de generación eléctrica del país y ya no habría racionamientos eléctricos.

Pero la escasez de energía continuó y el presidente Lucio Gutiérrez, quien asumió el poder el 15 de enero de 2003, siguió con las negociaciones para la ejecución del proyecto Mazar, también postergado por 20 años. La firma del contrato para su construcción se concretó el 10 de marzo de 2003 entre Hidropaute y la empresa Mazar-Impregilo. La obra, que generará 198 megavatios de energía, está en marcha.

También se construye el proyecto hidroeléctrico San Francisco que se prevé operará, al 100%



Los cortes de energía, porque los usuarios no pagan, se registran a diario.

de su capacidad (230 megavatios), en febrero de este año.

El que no camina es el plan multipropósito Baba (de 45 megavatios) entregado al consorcio hidroeléctrico del Pacífico, que tiene un costo de 208 millones de dólares. Aún no tiene la licencia ambiental. (RTG)

### **Anexo 3.2: Valoración Económica de la Importaciones de derivados de petróleo de 1998 al primer trimestre del 2006:**

PRODUCTO	VOLUMEN	COSTO CIF
	BLS	USD
NAO <sup>53</sup>	31,170,262	1,468,421,522
DIESEL	44,954,597	1,943,084,218
GLP	49,082,779	1,593,182,283
TOTAL	125,207,638	5,004,688,023

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional – Petroecuador

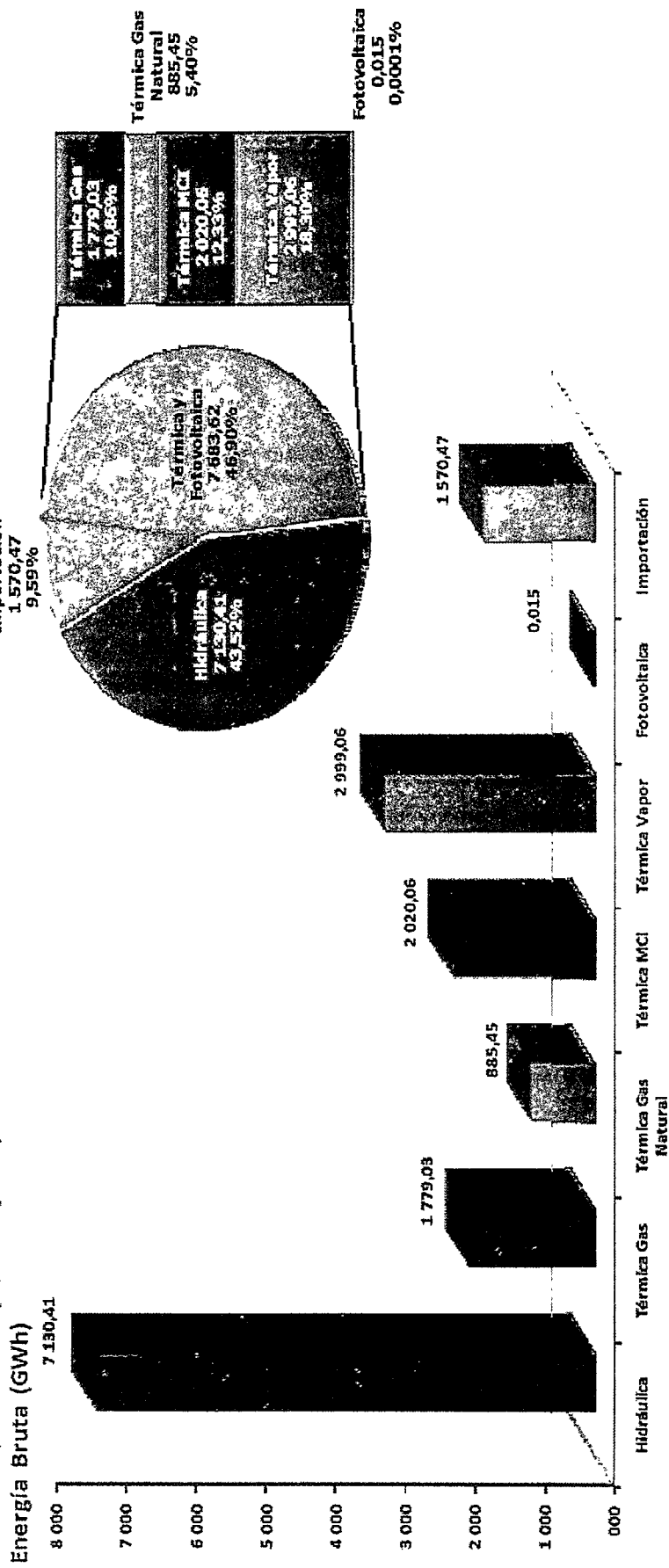
---

<sup>53</sup> Nafta de alto octono

### Anexo 3.3

**El crecimiento de la producción de energía respecto al año 2005 fue de 1 257,03 GWh (8,31 %)  
Con un aporte de:**

- 12 110,66 GWh (73,91%) de las Empresas Generadoras;
- 863,80 GWh ( 5,27%) de las Empresas Distribuidoras con generación;
- 1 839,57 GWh (11,22%) de las Autoproductoras; Y,
- 1 570,47 GWh (9,58%) Importados de Colombia.



Fuente: Conecel

**Anexo 3.4: Decreto Ejecutivo N° 2332 publicado en el Registro Oficial No. 482 de 15 de diciembre del 2004**

Artículo 1.- Con el objeto de reducir la contaminación ambiental, fomentar la generación de empleo mediante el desarrollo agropecuario y agroindustrial y disminuir la dependencia de las importaciones de combustibles y reemplazarlos con compuestos oxigenados provenientes de materia prima renovable, declárese de interés nacional la producción, comercialización y uso de biocarburantes como componente en la formulación de los combustibles que se consumen en el país, así como la producción agrícola destinada a la preparación de biocarburantes.

Artículo 3.- Créase el Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República, organismo que desarrollará y determinará los lineamientos generales, así como la adopción de medidas necesarias para la producción, manejo, industrialización y comercialización de biocombustibles.

El Consejo establecerá las políticas y mecanismos de apoyo preferencial a los sectores agrícola y agroindustrial, especialmente de las áreas rurales y regulará el precio del nuevo combustible (ECO 85), que no podrá ser superior al precio promedio de los precios de las gasolinas extra (80 octanos) y súper (89 octanos).

### **Anexo 3.5: Reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador**

ART. 67.- Producción de combustibles.- En la producción de combustibles se deberán observar las siguientes disposiciones:

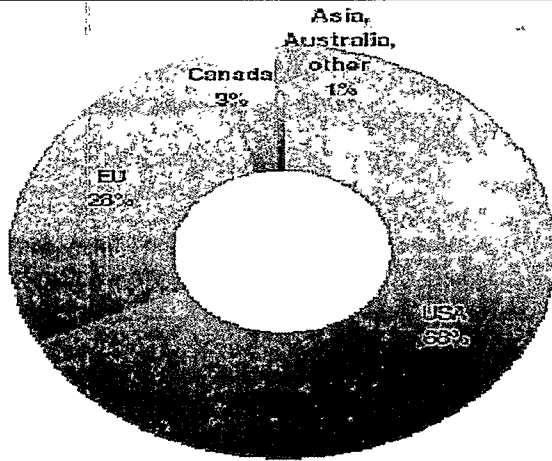
- a) Las empresas que participen en el campo de industrialización de hidrocarburos cumplirán las respectivas normas INEN sobre calidad de gasolinas y de diesel, específicamente en lo referente a octanaje y cetanaje, contenido de aromáticos, benceno y azufre, así como otras sustancias contaminantes;
- b) Se prohíbe la producción e importación de gasolina con plomo, por parte de los sujetos de control;
- c) Las gasolinas que se importaren, se sujetarán a las respectivas normas INEN; y,
- d) La calidad de los combustibles: gasolina (octanaje) y diesel 2 (cetaneaje) podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos en refinería y/o terminales previa autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas.

La empresa operadora deberá reportar ante la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas la hoja de seguridad incluyendo la composición de los aditivos a utilizar. Se fomentará la instalación de tecnologías de refinación que mejoren la calidad de las gasolinas, tales como plantas de isomerización, alquilación, y el uso de aditivos oxigenados hasta un equivalente de 2.7% O<sub>2</sub>. Se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable.



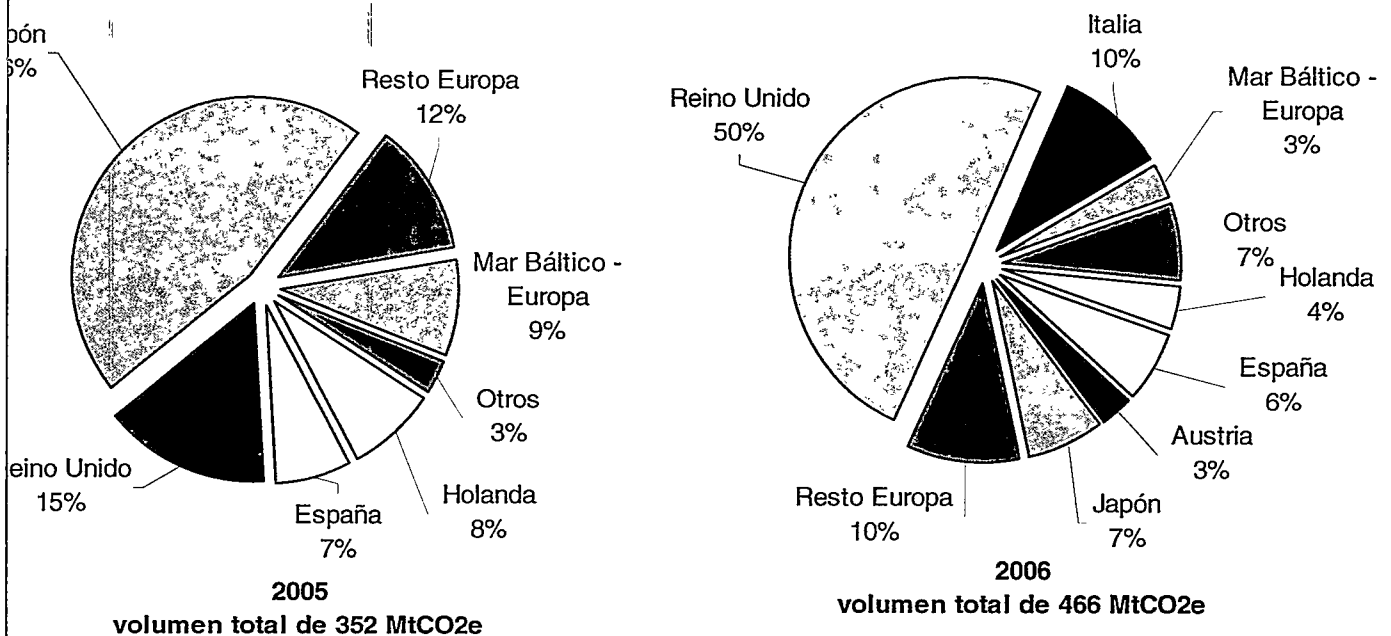
## ANEXOS CAPITULO 4

### Anexo 4.1: Demanda del Mercado Voluntario



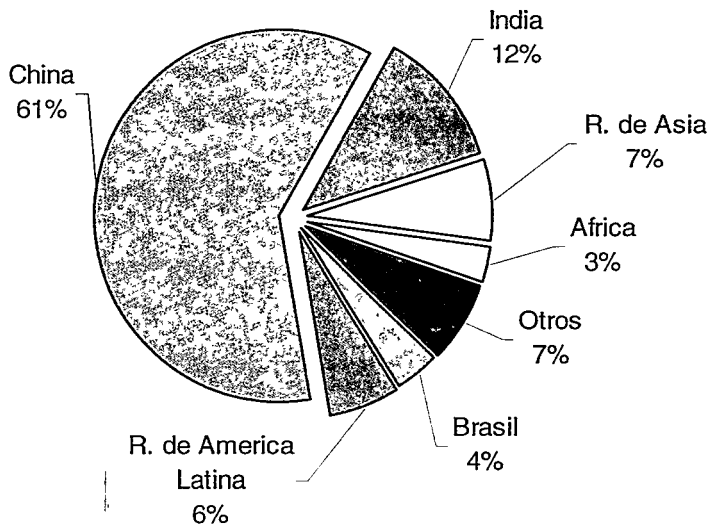
Fuente: Jorge Barrigh. Managing Director de América Latina y el Caribe Natsorce. Segmentación del Mercado de Carbono. Presentación realizada en el II Foro latinoamericano de Carbono. Realizado en Lima, Perú, Sept. 2007

### Anexo 4.2: Compradores del Mercado de MDL Primario e IC



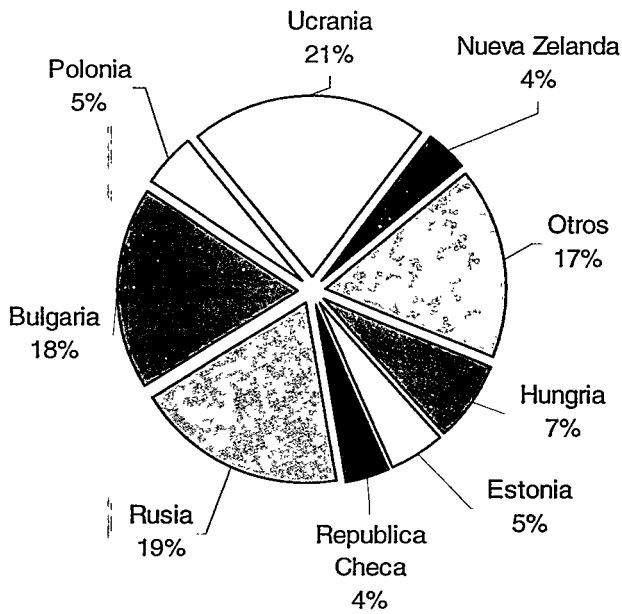
Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2007. Banco Mundial

### Anexo 4.3: Localización de Proyectos MDL 2006 (Vendedores)



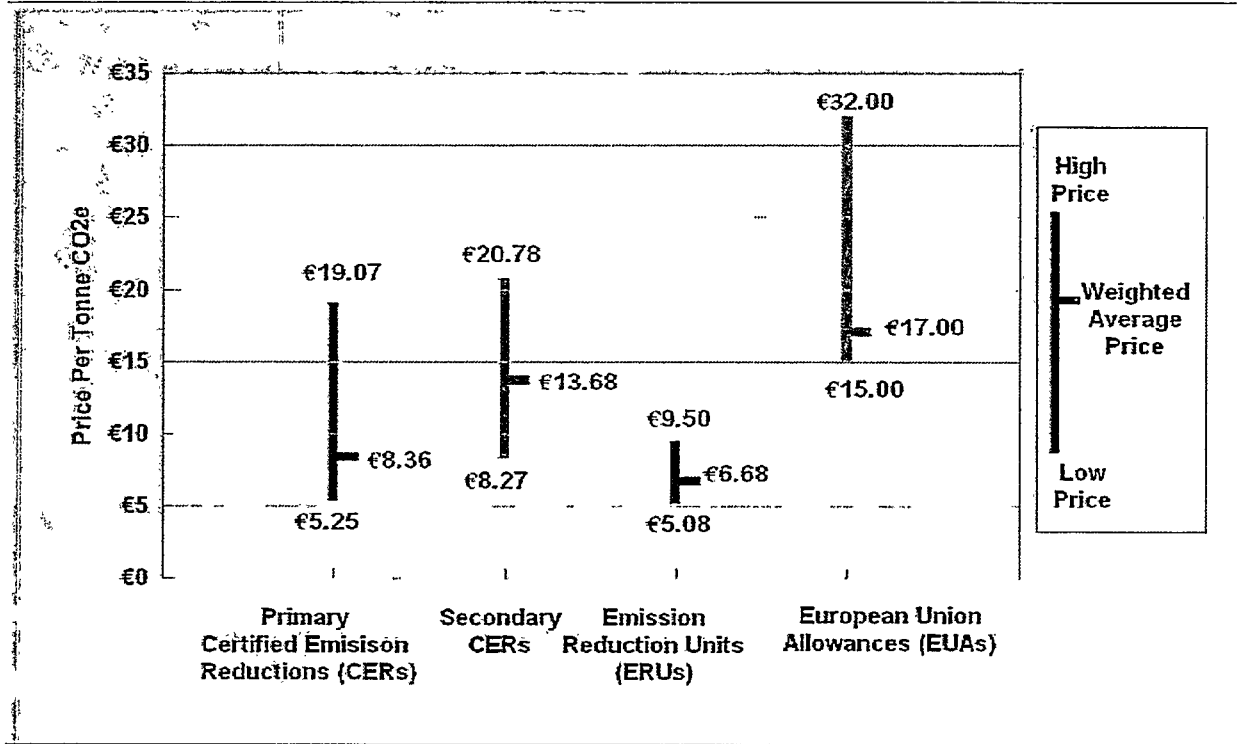
Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2007. Banco Mundial

### Anexo 4.4: Localización de Proyectos IC 2006 (Vendedores)



Fuente: State and Trends of the Carbon Market 2007. Banco Mundial

## Anexo 4.5: Precios del Mercado del Carbono (2006)



Fuente: Banco Mundial, 2007

# ANEXO CAPITULO 5

## Anexo 5.1: cuadros para el cálculo en la obtención del factor de emisión

A)

**DATOS Y SUPUESTOS (DE ACUERDO AL IPCC)**

Combustible	Densidad (ton/m <sup>3</sup> )	Valor calorífico neto (TJ/103 ton)	TJ/gal	Contenido de carbono (tC/TJ)	t C/gal	Tasa de oxidación %	Factor de emisión (t C/gal)	Factor de emisión (t CO <sub>2</sub> /gal)
Fuel oil	0.86	40.4	0.000147	21.1	0.003098	1	0.003098	0.011358
Diesel	0.88	43	0.000143	20.2	0.002893	1	0.002893	0.010602
Nafta	0.74	44.5	0.000125	20	0.002493	1	0.002493	0.009141
Crudo	0.86	42.3	0.000138	20	0.002754	1	0.002754	0.010098
Otros*	0.86	40.2	0.000131	20	0.002617	1	0.002617	0.009597

Combustible	Densidad (ton/m <sup>3</sup> )	Valor calorífico neto (TJ/103 ton)	TJ/ple3	Contenido de carbono (tC/TJ)	t C/ple3	Tasa de oxidación %	Factor de emisión (t C/ple3)	Factor de emisión (t CO <sub>2</sub> /ple3)
Gas Natural	0.00074	48	0.000001	15.3	0.000015	1	0.000015	0.000056

**NOTAS**

Nota 1: "Otros" corresponde a residuos de refinamiento de crudo.  
 Nota 2: El valor calorífico neto de "otros" es obtenido del valor del IPCC para "otros productos de petróleo".  
 Nota 3: Otra fuente de información es Greenhouse Gas Assessment Handbook: A practical guidance document for the assessment of project-level GHG emissions, Climate Change Series, The World Bank, September 1998.

B) Margen de Operación  
Año 2004

**DATOS:**

Tipo de Central	Central	Empresa	Generación (MWh)	Consumo de Combustible:					
				FUEL OIL (gal)	Diesel 2. (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (Mpie <sup>3</sup> )	Crudo	Otros
Térmica Gas	Alvaro Tinalero	G	137.497,09	-	11.044.662	-	-	-	-
	Anibal Santos (Gas)	G	14.701,63	-	1.624.924	-	-	-	-
Térmica Vapor	Anibal Santos (Vapor)	G	194.314,98	15.700.270	-	-	-	-	-
Térmica MCI	Descanso	G	56.583,50	3.493.658	117.781	-	-	-	-
	Monay	G	897,39	-	71.563	-	-	-	-
Térmica Gas	Enrique García (Pascuales)	G	23.395,90	-	2.095.913	-	-	-	-
	Gonzalo Zevallos (vapor + gas)	G	819318,73	58.891.670	103.924	-	-	-	-
	Trinitaria	G	370.193,81	22.709.432	-	-	-	-	-
Térmica Gas	Electroquil	G	413.956,18	-	29.520.133	-	-	-	-
Térmica Gas	Victoria II	G	59.877,47	-	234.109	5.782.832	-	-	-
Térmica Gas Natural	Bajo Alto 1	G	735.422,00	-	-	-	8.489.427	-	-
Térmica Vapor	Termoesmeraldas	G	885.558,24	55.702.735	38.164	-	-	-	-
Térmica Gas	Santa Rosa	G	21.648,46	-	2.459.100	-	-	-	-
Térmica MCI	Guano Polo	G	181.755,69	741.109	1.074.947	-	-	-	8.904.731
Térmica Vapor	Power Barqe I	G	23.206,94	2.378.088	41.228	-	-	-	-
Térmica Vapor	Power Barqe I	G	15.328,27	1.570.736	27.231	-	-	-	-
Térmica MCI	Lliqua	D	535,25	-	40.711	-	-	-	-
Térmica MCI	Guaranda	D	236,89	-	18.689	-	-	-	-
Térmica MCI	Macas	D	12,48	-	1.203	-	-	-	-
Térmica MCI	Colin Lockett	D	2.448,75	-	180.382	-	-	-	-
	Machala	D	936,13	-	70.375	-	-	-	-
Térmica MCI	Miraflores	D	326,87	-	23.829	-	-	-	-
Térmica MCI	G. Hernández	D	99.819,70	5.871.627	92.063	-	-	-	-
	Luluncoto	D	7.954,65	-	461.775	-	-	-	-
Térmica MCI	Riobamba	D	435,59	-	33.865	-	-	-	-
Térmica MCI	La Libertad	D	4.083,62	-	326.570	-	-	-	-
	Posoria	D	533,66	-	52.074	-	-	-	-
Térmica MCI	Catamayo	D	8.994,31	-	1.153.677	-	-	-	-
Térmica MCI	Coras	D	20.488,56	-	1.750.026	-	-	-	-
Térmica MCI	Jivino	D	31.397,97	-	2.593.758	-	-	-	-
Térmica MCI	Payamino	D	1.838,47	-	165.446	-	-	-	-
Térmica MCI	San Francisco	D	299,30	-	23.340	-	-	-	-
Térmica MCI	Lasso	A	17.249,71	1.341.462	16.574	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>4.151.248,20</b>	<b>168.400.787,14</b>	<b>55.493.120,27</b>	<b>5.782.832,00</b>	<b>8.489.427,00</b>	<b>-</b>	<b>8.904.731,00</b>

Donde D= Distribuidora  
G= Generadora  
A= Auto productora  
I= Importacion

3.118.787,82

**PREVIOS PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE EMISION DEL MARGEN DE OPERACION**

1)	Lambda (A)	A	=	0,01320583
		1-A	=	0,98679417

2) Consumo de Combustible

Combustible	Unidad	Cantidad
Fuel oil	gal	168.400.787,14
Diesel	gal	55.493.120,27
Nafta	gal	5.782.832,00
Gas Natural	Mpie <sup>3</sup>	8.489.427,00
Crudo	gal	-
Otros	gal	8.904.731,00

3) Generacion Anual

GEN (no bajo costo)	=	4.151.248,20 MWh
GEN (bajo costo)	=	- MWh

Año 2005

**DATOS**

Tipo de Central	Central	Empresa	Generación (MWh)	Consumo de Combustible					
				FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (Mpie3)	Crudo	Otros
Térmica Gas	Álvaro Tinajero	G	67.055,61	-	6.221.724	-	-	-	-
Térmica Gas	Aníbal Santos (Gas)	G	52.254,52	-	5.750.569	-	-	-	-
Térmica Vapor	Aníbal Santos (Vapor)	G	211.401,58	17.071.776	-	-	-	-	-
Térmica MCI	Descanso	G	67.097,64	3.973.661	199.330	-	-	-	-
Térmica MCI	Monay	G	3.812,96	-	306.228	-	-	-	-
Térmica Gas	Enrique García (Pascuales)	G	179.918,27	-	15.602.061	-	-	-	-
Térmica Vapor	Gonzalo Zevallos (vapor)	G	814.299,14	60.668.732	48.399	-	-	-	-
Térmica Vapor	Trinitaria	G	807.183,42	50.075.878	28.737	-	-	-	-
Térmica Gas	Electroquil	G	622.827,77	-	43.921.820	-	-	-	-
Térmica Gas	Victoria II	G	278.588,39	-	310.049	26.504.327	-	-	-
Térmica Gas Natural	Bajo Alto 1 (Machala Power)	G	816.288,20	-	-	-	9.244.614	-	-
Térmica Vapor	Termoesmeraldas	G	922.433,35	57.973.558	52.325	-	-	-	-
Térmica Gas	Santa Rosa	G	38.784,45	-	4.118.193	-	-	-	-
Térmica MCI	Guanapolo	G	195.629,77	-	927.292	-	-	-	10.655.590
Térmica Vapor	Power Barge I	G	47.548,93	5.035.720	111.370	-	-	-	-
Térmica MCI	Lligua	D	1.349,36	-	91.719	-	-	-	-
Térmica MCI	Guaranda	D	717,62	-	59.740	-	-	-	-
Térmica MCI	Macas	D	8,17	-	780	-	-	-	-
Térmica MCI	Colín Lockett	D	3.179,53	-	227.886	-	-	-	-
Térmica MCI	Machala	D	1.935,72	-	148.153	-	-	-	-
Térmica MCI	Miraflores	D	8.621,06	-	660.022	-	-	-	-
Térmica MCI	G. Hernández	D	106.345,00	6.289.409	82.204	-	-	-	-
Térmica MCI	Luluncoto	D	9.094,74	-	650.479	-	-	-	-
Térmica MCI	Riobamba	D	1.060,69	-	83.253	-	-	-	-
Térmica MCI	La Libertad	D	2.307,33	-	178.006	-	-	-	-
Térmica MCI	Posorja	D	1.892,23	-	187.325	-	-	-	-
Térmica MCI	Catamayo	D	15.686,65	-	1.171.683	-	-	-	-
Térmica MCI	Celso Castellanos	D	15.293,36	-	1.305.299	-	-	-	-
Térmica MCI	Jivino	D	21.101,56	-	1.732.750	-	-	-	-
Térmica MCI	Payamino	D	2.383,65	-	301.970	-	-	-	-
Térmica MCI	San Francisco	D	1.341,30	-	105.309	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>5.317.441,96</b>	<b>201.288.733</b>	<b>84.575.676</b>	<b>26.504.327</b>	<b>9.244.614</b>	<b>-</b>	<b>10.655.590</b>

Donde D= Distribuidora  
G= Generadora  
A= Autoproductora  
I= Importacion

4.049.700,07

**PREVIOS PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE EMISION DEL MARGEN DE OPERACION**

1) Lambda (λ) = 0,00022831  
1-λ = 0,99977169

2) Consumo de Combustible

Combustible	Unidad	Cantidad
Fuel oil	gal	201.288.733,48
Diesel	gal	84.575.676,06
Nafta	gal	26.504.327,20
Gas Natural	Mpie3	9.244.613,99
Crudo	gal	-
Otros	gal	10.655.589,63

3) Generación Anual

GEN (no bajo costo) = 5.317.441,96 MWh  
GEN (bajo costo) = - MWh

**DATOS**

Tipo de Central	Central	Empresa	Generación (MWh)	Consumo de Combustible					
				FUEL OIL (gal)	Diesel 2 (gal)	Nafta (gal)	Gas Natural (Mpie)	Crudo	Otros
Térmica Gas	Alvaro Tinajero	G	197.243,01	-	12.605.832	-	-	-	-
Térmica Gas	Anibal Santos (Gas)	G	65.255,01	-	6.830.371	-	-	-	-
Térmica Vapor	Anibal Santos (Vapor)	G	205.521,01	13.364.171	2.492	-	-	-	-
Térmica MCI	Descanso	G	70.517,66	4.189.480	168.927	-	-	-	-
Térmica MCI	Monav	G	5.844,30	-	448.299	-	-	-	-
Térmica Gas	Enrique García (Pascuales)	G	363.933,70	-	32.343.118	-	-	-	-
Térmica Vapor	Gonzalo Zevallos (vapor)	G	888.796,98	67.654.884	31.567	-	-	-	-
Térmica Vapor	Trinitaria	G	763.743,94	46.834.419	48.334	-	-	-	-
Térmica Gas	Electroquil	G	669.981,63	-	47.349.349	-	-	-	-
Térmica MCI	Generoca	G	4.589,07	-	340.516	-	-	-	-
Térmica Gas	Victoria II	G	426.095,20	-	4.518.848	34.439.503	-	-	-
Térmica Gas Natural	Bajo Alto 1 (Machala Power)	G	885.448,20	-	-	-	9.891.927	-	-
Térmica Vapor	Termoesmeraldas	G	955.111,88	60.344.704	63.248	-	-	-	-
Térmica MCI	Termoquayas	G	71.571,04	4.768.711	-	-	-	-	-
Térmica Gas	Santa Rosa	G	56.519,35	-	5.944.744	-	-	-	-
Térmica MCI	Guangopolo	G	201.674,42	-	916.855	-	-	-	11.093.641
Térmica Vapor	Power Barge I	G	40.330,22	4.356.652	53.542	-	-	-	-
Térmica MCI	Liqua	D	920,77	-	65.739	-	-	-	-
Térmica MCI	Guaranda	D	627,45	-	53.126	-	-	-	-
Térmica MCI	Colin Lockett	D	4.137,46	33.795	277.733	-	-	-	-
Térmica MCI	Machala	D	2.310,54	28.366	148.469	-	-	-	-
Térmica MCI	Miraflores	D	6.027,93	-	468.233	-	-	-	-
Térmica MCI	G. Hernández	D	143.263,60	8.511.172	84.450	-	-	-	-
Térmica MCI	Luluncoto	D	8.286,49	-	595.520	-	-	-	-
Térmica MCI	Riobamba	D	1.833,62	-	147.992	-	-	-	-
Térmica MCI	La Libertad	D	12.794,73	-	1.031.132	-	-	-	-
Térmica MCI	Posofía	D	755,80	-	78.952	-	-	-	-
Térmica MCI	Calamayo	D	18.041,77	-	1.310.224	-	-	-	-
Térmica MCI	San Francisco	D	1.954,96	-	151.027	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>6.073.131,64</b>	<b>210.086.354</b>	<b>116.078.639</b>	<b>34.439.503</b>	<b>9.891.927</b>	<b>-</b>	<b>11.093.641</b>

Donde D= Distribuidora  
G= Generadora  
A=Autoprodutora  
I= Importacion

4.597.104,04

**PREVIOS PARA EL CALCULO DEL FACTOR DE EMISION DEL MARGEN DE OPERACION**

1) Lambda (A)  
 $\lambda = 0,00011416$   
 $1-\lambda = 0,99988584$

2) Consumo de Combustible

Combustible	Unidad	Cantidad
Fuel oil	gal	210.086.354,00
Diesel	gal	116.078.639,00
Nafta	gal	34.439.503,00
Gas Natural	Mpie3	9.891.927,00
Crudo	gal	-
Otros	gal	11.093.641,00

3) Generacion Anual

GEN (no bajo costo) = 6.073.131,64 MWh  
 GEN (bajo costo) = - MWh





D) Low Cost

E) EFB Baseline – Margen Combinado

**Factor de Emisión del Margen de Operación (2004-2006) – Operating Margin**

$$\lambda_y = 0,004516098$$

$$\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} = 15.541.821,80 \quad 0,65682686$$

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 26287703,12$$

$EF_{OM, simple aligned, y} = 0,65386$

Formula:

$$EF_{OM, simple aligned, y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$$

**Factor de Emisión del Margen de Construcción 2006 – Build Margin**

$$EF_{BM, y} = \frac{\sum_{l,m} F_{l,m,y} \cdot COEF_{l,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} = 0,59969$$

**Factor de Emisión de la Línea Base (2004-2006) – Combined Margin**

Default Emission Factor - using 50 % weights = 0,62678

Emission Factor for Wind and Solar Projects \* = 0,64032

\* For wind and solar projects, the default weights are as follows: wOM = 0.75 and wBM = 0.25 (owing to their intermittent and non-dispatchable nature).

## Anexo 5.2: Flujo de caja de ingresos e inversión Mazar

### Flujos de caja de ingresos e inversión en proyecto Mazar

En miles de dólares										
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Estado caja inicio período	22,000	62,218	50,120	11,374	5,511	514	504	29,894	110,600	199,641
Recaudación	93,418	120,024	167,038	182,186	183,190	175,141	168,072	213,126	218,499	211,659
Costos operativos Paute	17,476	33,132	25,713	24,952	24,674	24,693	33,416	26,146	26,624	27,294
Costos operativos Mazar							2,335	9,342	9,642	9,894
Servicio deuda (13.11 y 2048A)				7,678	33,142	31,799	30,499	29,114	20,094	11,073
Pago capital de la deuda				11,035	22,069	22,069	22,069	22,069	22,069	22,069
Flujo de caja	98,822	149,110	191,445	149,865	108,616	97,094	100,257	156,349	250,470	340,970
Impuestos sobre utilidades	16,604	23,645	45,271	48,854	40,067	33,390	35,061	45,749	50,829	51,082
Dividendos	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	20,000			
Inversión Mazar		57,345	116,800	77,590	50,035	45,200	15,302			
Superávit (Déficit) final período	62,218	50,120	11,374	5,511	514	504	29,894	110,600	199,641	289,888

Fuente y elaboración: Hidropaute S.A.

## Anexo 5.3: Presupuesto de transacciones en mercado eléctrico mayorista Paute - Mazar

PRESUPUESTO DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA										
CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Producción (GWh)	4,560	4,517	4,732	4,728	4,673	4,632	4,926	4,504	5,042	4,990
Ventas PPA's (GWh)	4,185	4,320	4,280	4,255	4,426	4,355	4,636	4,614	4,953	4,810
Precio PPA's (\$/MWh)	14	22	32	35	37	35	35	36	36	35
Facturación PPA's (miles US\$)	60,641	93,053	137,700	162,157	161,822	152,622	166,932	171,121	176,122	167,261
Ventas SPOT (GWh)	365	197	451	273	225	257	90	90	90	180
Precio SPOT (\$/MWh)	31	38	34	35	37	35	35	36	36	35
Facturación SPOT (miles US\$)	11,398	7,553	15,144	9,517	8,958	9,334	3,091	3,165	3,184	6,267
Potencia PR (MW)	438	443	443	443	443	443	443	443	443	443
Precio de PR (\$/MWh)	67	68	68	68	68	68	68	68	68	68
Facturación PR (miles \$)	29,330	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315	30,315
Otros (Regulación frecuencia)	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439	2,439
<b>FACTURACIÓN POR PAUTE</b>	<b>103,738</b>	<b>133,360</b>	<b>185,558</b>	<b>202,428</b>	<b>203,544</b>	<b>184,600</b>	<b>202,777</b>	<b>207,060</b>	<b>212,060</b>	<b>206,282</b>
Producción (GWh)							95	694	724	694
Ventas SPOT (GWh)							95	694	724	694
Precio SPOT (\$/MWh)							47	37	38	37
Potencia PR (MW)							25	56	51	47
Precio de PR (\$/MWh)							68	68	68	68
<b>FACTURACIÓN POR MAZAR</b>							<b>6,192</b>	<b>29,747</b>	<b>30,715</b>	<b>28,895</b>
<b>TRANSACCIONES TOTALES</b>	<b>103,738</b>	<b>133,360</b>	<b>185,558</b>	<b>202,428</b>	<b>203,544</b>	<b>184,600</b>	<b>208,969</b>	<b>236,807</b>	<b>242,775</b>	<b>235,177</b>

Fuente y elaboración: Hidropaute S.A.

## Anexo 5.4: Presupuesto de Construcción de Generadora Paute - Mazar

### RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE CONSTRUCCIÓN

CONCEPTO	USD
Obras Civiles	270.061.350
Suministro y Montaje	
Equipo Hidromecánico	17.976.438
Equipo Mecánico	23.284.364
Equipo Eléctrico	30.112.332
Equipo complementario Auxiliares	10.874.937
Total Contratos	352.309.421
Costos Administrativos	
Fiscalización, consultorías, entre otros	9.872.784
<b>PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO</b>	<b>362.182.205</b>

## Anexo 5.5: Datos para cálculos de generación eléctrica Paute - Mazar

### SUPUESTOS O DATOS

Producción mazar	194000 kWh
	centavos
precio kWh	0.0368 de dólar
PRODUCCION ANUAL	1,629,600,000.00 KW/añual
INGRESO TOTAL	59,969,280.00
RENDIMIENTO EFECTIVO DE LAS TURBINAS	95%
Tasa Rendimiento	12%
Precio CERs US\$	12.69

**Anexo 5.6: Cuadro de reducciones estimadas de toneladas de CO<sub>2</sub>e**

Years	Estimation of project activity emissions (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of base line emissions (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of leakage (tonnes of CO <sub>2</sub> e)	Estimation of emissions reduction (tonnes of CO <sub>2</sub> e)
2008	0	95,000	0	95,000
2009	0	434,985	0	434,985
2010	0	453,789	0	453,789
2011	0	434,985	0	434,985
2012	0	434,985	0	434,985
2013	0	434,985	0	434,985
2014	0	434,985	0	434,985
2015	0	434,985	0	434,985
2016	0	434,985	0	434,985
2017	0	434,985	0	434,985
2018	0	434,985	0	434,985
2019	0	434,985	0	434,985
2020	0	434,985	0	434,985
2021	0	434,985	0	434,985
2022	0	434,985	0	434,985
2023	0	434,985	0	434,985
2024	0	434,985	0	434,985
2025	0	434,985	0	434,985
2026	0	434,985	0	434,985
2027	0	434,985	0	434,985
2028	0	434,985	0	434,985
2029	0	434,985	0	434,985
2030	0	434,985	0	434,985
<b>Total tonnes of CO<sub>2</sub>e</b>	9,683,480			
<b>Años de acreditación</b>	23			
<b>Promedio de toneladas reducidas</b>	421,021			

## Anexo 5.7: Proyección de generación eléctrica Paute – Mazar al 2030 y cálculo de ingresos en dólares

Capacidad Instalada Mazar	194MW		
Promedio de Generación de energía anual	694GW		
Factor de emision (metodología ACM002)	0.62678	t CO2	
Promedio de la toneda del CER's (UDS\$)	\$ 12.69		
Promedio del la tonelada del CER's (EUR)	9.00 €	1.41 t/c	
Generación electrica estimada		toneladas de CO2 reducidas	Ingresos en miles de dolares
Generación estimada 2008 (MW)	95,000	95,000	1,205.55
Generación estimada 2009 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2010 (MW)	724,000	453,789	5,758.58
Generación estimada 2011 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2012 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2013 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2014 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2015 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2016 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2017 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2018 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2019 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2020 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2021 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2022 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2023 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2024 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2025 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2026 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2027 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2028 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2029 (MW)	694,000	434,985	5,519.96
Generación estimada 2030 (MW)	694,000	434,985	5,519.96

## Anexo 5.8: Costos estimados en implementación de proyectos de MDL

Costos de Implementación Proyecto MDL		
<b>COSTOS ADMINISTRATIVOS</b>		
Desarrollo del Proyecto (preparar el PDD y el plan de Línea Base y Monitoreo)	\$25,000	
Evaluación (15% sobre costo de registro)	\$5,000	
<b>TOTAL</b>		<b>\$30,000</b>
<b>COSTOS DE VALIDACIÓN</b>		
(Depende de complejidad del proyecto y metodología)		<b>\$20,000</b>
<b>COSTOS DE REGISTRO</b>		
(Según reducciones anuales de CO2)		<b>\$30,000</b>
<b>COSTOS DE VERIFICACIÓN Y CERTIF.</b>		
(\$7,000 Cada / visita 2 en total)		<b>\$7,000</b>
<b>COSTOS ADICIONALES</b>		
Costos de adaptación (2% a la ONU sobre CER's generados)	\$2,457,667	
Comisión por gestión de proyectos (10%)	\$534,276	
<b>TOTAL</b>		<b>\$2,991,943</b>
<b>TOTAL DE COSTOS</b>		<b>\$3,078,943</b>

## 3 GLOSARIO

### **Assigned Amount Units (AAUs)**

Países del Anexo I pueden emitir AAU. Esto hace referencia en las disposiciones del artículo 3 del Protocolo. Cada unidad es igual a una tonelada métrica de emisiones (en términos de CO<sub>2</sub> equivalente).

### **Biomasa**

Masa total de organismos vivos en una zona o volumen determinado; a menudo se incluyen los restos de plantas que han muerto recientemente ("biomasa muerta").

### **Cambio climático**

Importante variación estadística en el estado medio del clima o en su *variabilidad*, que persiste durante un período prolongado (normalmente decenios o incluso más).

El cambio climático se puede deber a procesos naturales internos o a cambios del forzamiento externo, o bien a cambios persistentes *antropogénicos* en la composición de la *atmósfera* o en el *uso de las tierras*. Se debe tener en cuenta que la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (CMCC), en su Artículo 1, define 'cambio climático' como: 'un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables'. La CMCC distingue entre 'cambio climático' atribuido a actividades humanas que alteran la composición atmosférica y 'variabilidad climática' atribuida a causas naturales.

### **Comercio de derechos de emisiones**

Enfoque basado en el mercado para lograr objetivos ambientales que permiten a los países que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero por debajo de los niveles requeridos, utilizar o comercializar el remanente de derechos de emisión para compensar las emisiones en otra fuente dentro o fuera del país. En general, el comercio puede ocurrir entre empresas o a nivel nacional o internacional. El Segundo Informe de Evaluación del IPCC incorporó el empleo de 'permisos' para sistemas de comercio nacional y 'cupos' para el internacional. El comercio de derechos de emisiones en virtud del Artículo 17 del Protocolo de Kyoto es un sistema de cupos comercializables, basado en cantidades atribuidas calculadas a partir y de los compromisos de reducción y limitación de emisiones incluidos en la lista del Anexo B del Protocolo.

### **Conferencia de las Partes (CDP)**

Órgano supremo de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (CMCC), que incluye a los países que han ratificado o adherido a la CMCC. El primer periodo de sesiones de la Conferencia de las Partes (CdP-1) se celebró en Berlín en 1995, seguida de la CdP-2 en Ginebra en 1996, la CdP-3 en Kyoto en 1997, CdP-4 en Buenos Aires en 1998, CdP-5 en Bonn 1999, la Parte 1 de la CdP-6 en La Haya en 2000, y la Parte 2 de la CdP-6 en Bonn en 2001. La CdP-7 se celebró en noviembre del 2001 en Marrakech.

### **Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

Gas que se produce de forma natural, y también como subproducto de la combustión de combustibles fósiles y *biomasa*, cambios en el uso de las tierras y otros procesos industriales. Es el principal *gas de efecto invernadero antropogénico* que afecta al equilibrio de radiación del planeta. Es el gas de referencia frente al que se miden otros

gases de efecto invernadero y, por lo tanto, tiene un *Potencial de calentamiento mundial* de 1.

### **Eficiencia energética**

Relación entre el producto de energía de un proceso de conversión o de un sistema y su insumo de energía.

### **Emisiones**

En el contexto de *cambio climático*, se entiende por emisiones la liberación de *gases de efecto invernadero* y/o sus *precursores* y *aerosoles* en la *atmósfera*, en una zona y un período de tiempo específicos.

### **Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA)**

Acuerdo mediante el cual se realizan la compra y venta de las emisiones reducidas.

### **Equity**

Fuente de financiamiento para proyectos de MDL que pueden provenir de fondos propios (dueño del proyecto) o de terceros.

### **European Union Allowances (EUAs)**

las permisiones en uso bajo el esquema del comercio de emisiones de la Unión Europea. Una unidad de emisiones de la Unión Europea es igual a una tonelada métrica de emisiones (en términos de CO<sub>2</sub> equivalente)

### **Gas de efecto invernadero (GEI)**

Gases integrantes de la *atmósfera*, de origen natural y *antropogénico*, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de *radiación infrarroja* emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes. Esta propiedad causa el efecto invernadero. El vapor de agua (H<sub>2</sub>O), *dióxido de carbono* (CO<sub>2</sub>), *óxido nitroso* (N<sub>2</sub>O), *metano* (CH<sub>4</sub>), y *ozono* (O<sub>3</sub>) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Además existe en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero totalmente producidos por el hombre, como los *halocarbonos* y otras sustancias que contienen cloro y bromuro, de las que se ocupa el *Protocolo de Montreal*. Además del CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, y CH<sub>4</sub>, el *Protocolo de Kyoto* aborda otros gases de efecto invernadero, como el *hexafluoruro de azufre* (SF<sub>6</sub>), los *hidrofluorocarbonos* (HFC), y los *perfluorocarbonos* (PFC).

### **Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)**

Uno de los seis *gases de efecto invernadero* que se intenta reducir en el marco del *Protocolo de Kyoto*. Se utilizan bastante en la industria pesada para el aislamiento de equipos de alto voltaje y como ayuda para la fabricación de sistemas de enfriamiento de cables. Su *Potencial de calentamiento mundial* es 23.900

### **Hidrofluorocarbonos (HFC)**

Unos de los seis *gases de efecto invernadero* que se intentan eliminar en el marco del *Protocolo de Kyoto*. Se producen de manera comercial como sustituto de los *clorofluorocarbonos*. Los HFC se utilizan sobre todo en refrigeración y fabricación de semiconductores. Su *Potencial de calentamiento mundial* se encuentra en la gama de 1.300 a 11.700.

### **Implementación conjunta (IC)**



Mecanismo de aplicación basado en el mercado y definido en el Artículo 6 del *Protocolo de Kyoto*, que permite que los países del Anexo I o las empresas de dichos países puedan implementar proyectos de forma conjunta que limiten o reduzcan las emisiones, o mejoren los sumideros, y que compartan sus *Unidades de Reducción de Emisiones*. Las actividades de IC también se permiten en el Artículo 4.2 a) de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Véase también *Actividades de aplicación conjunta y Mecanismos de Kyoto*

### **Lumen**

El Lúmen (símbolo: lm) es la unidad del Sistema Internacional de Unidades para medir el flujo luminoso

También se puede definir al flujo luminoso como la cantidad de luz que emite un foco por segundo y en todas direcciones.

### **Metano (CH<sub>4</sub>)**

Hidrocarburo que es un *gas de efecto invernadero*, producido por la descomposición anaerobia (sin oxígeno) de residuos en vertederos, digestión animal, descomposición de residuos animales, producción y distribución de gas natural y petróleo, producción de carbón, y combustión incompleta de combustibles fósiles. El metano es uno de los seis gases de efecto invernadero que se intenta reducir en el marco del *Protocolo de Kyoto*.

### **Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)**

Potente gas de efecto invernadero emitido con los usos de cultivos en tierras, especialmente el uso de fertilizadores comerciales y orgánicos, la combustión de combustibles fósiles, la producción de ácido nítrico, y la combustión de biomasa. Uno de los seis gases de efecto invernadero que se intentan reducir con el Protocolo de Kyoto.

### **Países/Partes del Anexo I**

Grupo de países incluidos en el Anexo I (tal y como figuran en la enmienda de 1998) de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, incluidos todos los países desarrollados de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), y los países con economías en transición. Por defecto, nos referimos a los demás países como países no incluidos en el Anexo I. En virtud de los Artículos 4.2 a) y 4.2b) de la Convención, los países del Anexo I se comprometen de manera específica a conseguir de forma individual o conjunta en el año 2000 los niveles de emisiones de *gases de efecto invernadero* que tenían en 1990.

### **Países/Partes del Anexo II**

Grupo de países incluidos en el Anexo II de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, incluidos todos los países desarrollados en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). En virtud del Artículo 4.2 (g) de la Convención, estos países deben proporcionar recursos financieros para ayudar a que los países en desarrollo cumplan con sus obligaciones, así como la preparación de informes nacionales. Los países del Anexo II también deberían promover la transferencia de tecnologías ambientalmente racionales a países en desarrollo.

### **Países/Partes no incluidos en el Anexo B**

Países no incluidos en el Anexo B del *Protocolo de Kyoto*.

### **Países/Partes no incluidos en el Anexo I**

Países que han ratificado o se han adherido a la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* que no están incluidos en el Anexo I de la Convención sobre el Cambio Climático. Véase también *Países del Anexo I*.

### **Perfluorocarbonos (PFC)**

Se encuentran entre los seis *gases de efecto invernadero* que se intenta reducir en el marco del *Protocolo de Kyoto*. Son subproductos de la fundición del aluminio y del enriquecimiento del uranio. También sustituyen a los *clorofluorocarbonos* en la fabricación de semiconductores. El *Potencial de calentamiento mundial* de los PFC es 6.500–9.200 veces superior al del *dióxido de carbono*.

### **Secuestro (de carbono)**

Proceso de aumento del contenido en carbono de un *depósito* de carbono que no sea la *atmósfera*. Desde un enfoque biológico incluye el secuestro directo de *dióxido de carbono* de la atmósfera mediante un cambio en el uso de las tierras, forestación, reforestación, y otras prácticas que mejoran el carbono en los suelos agrícolas. Desde un enfoque físico incluye la separación y eliminación del *dióxido de carbono* procedente de gases de combustión o del procesamiento de combustibles fósiles para producir fracciones con un alto contenido de hidrógeno y dióxido de carbono y el almacenamiento a largo plazo bajo tierra en depósitos de gas y petróleo, minas de carbón y *acuíferos* salinos agotados

### **Sumidero**

Cualquier proceso, actividad o mecanismo que retira de la *atmósfera* un *gas de efecto invernadero*, un *aerosol*, o un *precursor* de gases de efecto invernadero.

### **Transesterificación**

La Transesterificación básicamente consiste en el mezclado del aceite vegetal o grasas con un alcohol (generalmente Metanol) y un álcali (soda cáustica). Al cabo de un tiempo de reposo, se separa por decantación el BIODIESEL de su subproducto Glicerol

### **Unidad de Reducción certificada de emisiones (CER)**

Igual a 1 tonelada (métrica) de emisiones CO<sub>2</sub> equivalente reducidas o secuestradas mediante un proyecto del Mecanismo para un desarrollo limpio, y calculado con el empleo del potencial de calentamiento mundial. Véase también Unidad de Reducción de Emisiones.

### **Unidad de reducciones de emisiones (ERUs)**

Igual a 1 tonelada métrica de CO<sub>2</sub> equivalente reducidas o secuestradas según la decisión de un proyecto de Implementación Conjunta (definido en el artículo 6 del protocolo de Kyoto).

### **Verified Emission Reductions (VERs)**

una unidad reducidas de emisiones de gases de efecto invernadero que tiene que ser verificada por un auditor independiente. Las unidades de emisiones reducidas se comercializan en el mercado voluntario