

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Análisis de los impactos socio-económicos y ambientales del uso de etanol anhidro como aditivo de la gasolina, en el marco del desarrollo de los biocombustibles y las energías renovables en el Ecuador

Vanessa Alexandra Lanas Medina

Tesis de grado presentada para la obtención
del título de Ingeniería Ambiental

Quito, diciembre de 2007

**Universidad San Francisco de Quito
Colegio de Ciencias Biológicas y Ambientales**

HOJA DE APROBACION DE TESIS

**Análisis de impactos socio-económicos y ambientales del uso de
etanol anhidro como aditivo de la gasolina, en el marco del
desarrollo de las energías renovables en el Ecuador**

Vanessa Alexandra Lanas Medina

Ródny Peñafiel, Ph.D.
Director de Tesis y
Miembro del Comité de Tesis

Luis Rodríguez, M.B.A.
Miembro del Comité de Tesis

Santiago Sánchez Miño, M.Sc., M.E.E.
Miembro del Comité de Tesis

Stella de la Torre, Ph.D.
Decana del Colegio de Ciencias
Biológicas y Ambientales

Quito, diciembre de 2007

© Derechos de autor
Vanessa Alexandra Lanas Medina
2007

AGRADECIMIENTOS

Por su infinito cariño y abnegación, un agradecimiento muy especial a mis padres, y otro a mis hermanos, quienes me han brindado su apoyo constante para emprender este reto.

A mi director de proyecto final y coordinador de la carrera de Ingeniería Ambiental, Ródney Peñafiel, por su permanente acompañamiento y orientación, por las ideas brindadas para pulir y enriquecer este documento, y por su paciencia durante el tiempo en que lo tuve como maestro.

A los lectores de este documento y miembros de mi comité de proyecto final, Santiago Sánchez y Luís Rodríguez, quienes han aportado con sus valiosas correcciones y sugerencias para el mejoramiento de este trabajo, y que le han dedicado buena parte de su tiempo.

A mis profesores, cuyas enseñanzas siempre me acompañarán a lo largo de mi vida profesional.

A las varias personas que he conocido durante la realización de este proyecto final, de quienes he aprendido en el transcurso de su elaboración, y quienes me han ofrecido de forma generosa sus conocimientos e información: Carlos Jácome, Julio Salazar, Víctor Camacho, Alfredo Mena.

A todos ellos, mil gracias.

RESUMEN

Este documento evalúa los principales impactos socio-económicos y ambientales de un proyecto de aditivación de bioetanol producido a partir de la fermentación de jugo de caña de azúcar, a las gasolinas Súper y Extra, en un 10% en volumen, para la ciudad de Quito, considerando información de contexto y datos de rendimiento promedio del 2006, año base del estudio.

Además de incluirse reflexiones sobre posibles efectos sobre la seguridad alimentaria, presión sobre recursos naturales y uso del suelo, se analizan tanto cualitativa como cuantitativamente los principales impactos del proyecto, como: disminución de importaciones de naftas de alto octano y sus externalidades negativas, revalorización de derivados de producción nacional, efecto sobre emisiones contaminantes de vehículos, reducción de emisiones de CO₂, costos de una planta de producción de etanol en dos escenarios (relativos a la implementación o no de cogeneración y venta de CRE), indicadores económicos y financieros, y generación de fuentes de empleo. Tomando en cuenta estos factores, se ha determinado una tasa beneficio/costo de 2,54 para este proyecto.

El trabajo se desarrolla en el marco de las tendencias actuales y futuras, a nivel nacional y mundial, sobre el uso de energías renovables, y, específicamente, de los biocombustibles en mezclas con hidrocarburos.

ABSTRACT

The purpose of this document is to assess the main social, economic and environmental impacts of a project that uses bioethanol as a gasoline additive. Ethanol is produced by the fermentation of sugarcane juice, and it is mixed with Regular and Premium gasoline in a 10% volume. The system studied is the city of Quito, considering its context information and the average yield rates for the year of 2006, the base-line for this report.

Considerations about possible effects in food security, pressure over natural resources and land use are presented, along with a qualitative and quantitative analysis of the principal impacts of the project, such as: the reduction of importation of high-octane gasoline and its negative externalities, the revaluation of locally produced petroleum-derived fuels, its effect over pollutant vehicle emissions, the reduction of CO₂ emissions, the capital expenditure costs of an ethanol processing facility based in two different scenarios (related to implementing or not the cogeneration and CRE sell), financial and economic indicators, and the opportunities for job creation. These factors have lead to determine a benefit/cost rate of 2.54 for this project.

This report has been developed within the present and future trends framework, at a national and world level, regarding the use and growth of renewable energies, and specifically the biofuels in petrol blends.

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	V
ABSTRACT	VI
TABLA DE CONTENIDOS	VII
LISTA DE TABLAS	X
LISTA DE CUADROS	XI
LISTA DE GRÁFICOS	XI
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE ACRÓNIMOS	XIII
INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES	1
OBJETIVOS	4
OBJETIVO GENERAL	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
CAPÍTULO I. PERSPECTIVA ENERGÉTICA MUNDIAL ACTUAL	5
1.1. ENERGÍAS NO RENOVABLES	5
1.1.1. Los combustibles fósiles	5
1.1.2. Consumo de petróleo.....	6
1.1.3. Impacto del consumo mundial de petróleo y reservas.....	8
1.2. ENERGÍAS RENOVABLES	10
1.2.1. Biocombustibles.....	13
CAPÍTULO II. SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL ECUADOR	15
2.1. ENERGÍA PRIMARIA	15
2.2. ENERGÍA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	16
2.3. ENERGÍA PARA EL TRANSPORTE	17
2.4. MARCO LEGAL	18
2.4.1. Energías renovables	18
2.4.2. Biocombustibles.....	21
2.5. DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR	23
2.5.1 Energía hidroeléctrica	23
2.5.2 Energía eólica	25
2.5.3 Energía solar.....	27
2.5.3.1. Energía solar fotovoltaica.....	27
2.5.3.2. Energía solar térmica	29
2.5.4 Energía geotérmica.....	30
2.5.5 Biomasa	31
2.5.5.1. Generación termo-química.....	31
2.5.5.2. Biogeneración	32

CAPÍTULO III. BIOETANOL	35
3.1. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ETANOL COMO COMBUSTIBLE....	35
3.1.1. A nivel mundial.....	35
3.1.2. En el Ecuador.....	37
3.2. CARACTERÍSTICAS DEL ETANOL	38
3.3. PRODUCCIÓN DE ETANOL ANHIDRO	40
3.3.1. Materias primas.....	41
3.3.2. Procesos de producción a partir de caña de azúcar.....	43
3.3.3. Productos del proceso	45
3.3.4. Procesos de producción combinados	46
3.3.5. El escenario ecuatoriano.....	47
3.3.5.1. El sector agropecuario	47
3.3.5.2. El sector azucarero	48
3.3.5.3. Proyecciones para la producción de etanol	49
3.3.5.4. Datos de rendimiento	51
3.4. MEZCLAS DE HIDROCARBUROS Y ETANOL ANHIDRO	52
3.4.1. Gasolina y etanol anhidro	52
3.4.2. Nomenclatura y composición	54
3.4.3. Aspectos técnicos-operativos	54
3.4.4. Consideraciones de seguridad.....	56
3.5. PROYECTO DE ADITIVACIÓN DE GASOLINAS CON ETANOL EN EL ECUADOR	56
3.5.1. Producción	58
3.5.2. Comercialización.....	59
3.5.3. Actores y marco político-institucional.....	60
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES IMPACTOS DE UN PROYECTO DE ADITIVACIÓN DE GASOLINA CON ETANOL ANHIDRO	62
4.1. ALCANCE	62
4.1.1. Delimitación del sistema	63
4.2. METODOLOGÍA	64
4.3. DEMANDA DEL SISTEMA	64
4.3.1. Producción nacional de petróleo y gasolinas.....	64
4.3.1.1. Composición actual de las gasolinas	68
4.3.1.2. Gasolina Súper	69
4.3.1.3. Gasolina Extra.....	70
4.3.1.4. Composición de la gasolina con etanol.....	71
4.3.2. El mercado de gasolinas en Quito	74
4.3.2.1. Demanda de etanol	74
4.3.3. Naftas.....	75
4.3.3.1. Precio de las NAO y gasolinas.....	77
4.3.3.2. Externalidades de las naftas	79
4.4. CONSIDERACIONES TÉCNICAS	81
4.4.1. Balance energético para la producción de etanol.....	81
4.4.2. Planta de producción de etanol.....	82

4.4.2.1. Escenario 1: Sin cogeneración y sin venta de CER.....	86
4.4.2.2. Escenario 2: Con cogeneración y venta de CRE	86
4.4.3. Costo por unidad de etanol	87
4.5. CONSIDERACIONES SOCIO-ECONÓMICAS	88
4.5.1. Generación de fuentes de empleo	88
4.5.2. Seguridad Alimentaria.....	91
4.5.3. Otras consideraciones socio-económicas.....	92
4.6. CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	93
4.6.1. Impacto en la calidad del aire	93
4.6.1.1. Emisiones por combustión	94
4.6.1.2. Emisiones por uso de E10 como combustible	94
4.6.1.3. Contaminantes y sus efectos	96
4.6.1.4. Parque automotor en Quito	97
4.6.1.5. Calidad del aire en Quito.....	97
4.6.1.6. Estimaciones económicas de emisiones exhaustivas reguladas.....	99
4.6.1.7. Emisiones exhaustivas no reguladas y otros contaminantes.....	102
4.6.2. Certificados de Reducción de Emisiones de CO ₂	104
4.6.2.1. Uso de biomasa como combustible y CRE	105
4.6.2.2. Cálculos económicos para el proyecto de E10 en Quito.....	105
4.6.3. Otras consideraciones ambientales	106
4.7. ANÁLISIS BENEFICIO/COSTO PARA EL PROYECTO	107
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
5.1. CONCLUSIONES.....	111
5.2. RECOMENDACIONES	113
ANEXOS.....	115
ANEXO I. CRITERIOS PARA LA CLASIFICACIÓN DE SUSTANCIAS CARCINOGÉNICAS.....	115
ANEXO II. MAPA DE LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE ÁREAS FACTIBLES PARA LA OBTENCIÓN DE MATERIAS PRIMAS PARA BIOCOMBUSTIBLES EN EL ECUADOR.....	116
ANEXO III. CARACTERÍSTICAS Y EFECTOS DE ALGUNOS CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS SOBRE LOS QUE TIENE INFLUENCIA EL E10.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Crecimiento de la energía mundial por fuente de 2003 a 2004 (en Mtep). ...	12
Tabla 2. Generación eléctrica histórica por fuente [en miles de GWh].	16
Tabla 3. Precio vigente en centavos de dólar por kilovatio hora, de la electricidad generada con energías renovables.	19
Tabla 4. Características físico-químicas del etanol y de la gasolina.	39
Tabla 5. Valores caloríficos para combustibles comunes.	40
Tabla 6. Procesos de fermentación aplicables a distintas materias primas.	41
Tabla 7. Despacho histórico nacional de derivados desde 1990 hasta el año 2007 (proyección hasta junio), en miles de barriles.	68
Tabla 8. Producción histórica de gasolina Súper (en miles de barriles).	69
Tabla 9: Porcentaje de NAO importada en la gasolina Súper.	70
Tabla 10. Producción histórica de gasolina Extra (en miles de barriles).	70
Tabla 11. Composición actual de gasolinas Súper y Extra.	71
Tabla 12. Composición de las gasolinas Súper E10 y Extra E10.	72
Tabla 13. Valor calorífico y porcentaje de los componentes de E10.	72
Tabla 14. Volumen de naftas requerido para la producción de gasolinas para la demanda nacional en el año 2006 (en miles de barriles), para los escenarios actual y E10.	72
Tabla 15. Proyección del volumen de naftas requerido para la producción de gasolinas para la demanda de Quito en el año 2006 (en miles de barriles), para los escenarios actual y E10.	74
Tabla 16. Importación de NAO desde el año 2000 hasta 2005.	75
Tabla 17. Balanza comercial y balanza de pagos para el año 2006, ganancias netas por la comercialización de las mezclas en la ciudad de Quito.	78
Tabla 18. Cantidad de energía de entrada y de salida en la producción del etanol a partir de caña de azúcar.	82
Tabla 19. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2003 en Quito.	99
Tabla 20. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2006 en Quito.	99
Tabla 21. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2006 en Quito.	101
Tabla 22. Balance de costos y beneficios del proyecto de aditivación de gasolina con etanol anhidro.	109

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Costos de instalación de una planta de producción de etanol anhidro de 200.000 L/día (en miles de dólares).....	83
Cuadro 2. Costos de operación y mantenimiento de planta de producción de etanol de 200.000 L/día (en miles de dólares).....	84
Cuadro 3. Costo por etapa del proceso de certificación y emisión de CRE.....	85
Cuadro 4. Efectos del uso de E10 sobre las emisiones vehiculares.....	95
Cuadro 5. Principales efectos de la contaminación del aire.	96
Cuadro 6. Síntesis de las principales ventajas y desventajas del proyecto.....	108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Distribución energética primaria total mundial en el año 2004.	6
Gráfico 2. Consumo final de energía por tipo de fuente en el año 2004.	7
Gráfico 3. Distribución mundial por tipo de energías renovables para el año 2004.	11
Gráfico 4. Consumo mundial de energía renovable no convencional por fuente para el año 2004.....	12
Gráfico 5. Porcentaje de la energía primaria en el Ecuador por tipo de fuente energética para el año 2004.	15
Gráfico 6. Energía bruta para generación eléctrica en Ecuador, de 2000 a 2005.....	16
Gráfico 7. Electricidad en Ecuador por generación en el 2005.....	17
Gráfico 8. Porcentaje de demanda de energía primaria bruta por sectores sociales y productivos para el año 2005.....	17
Gráfico 9. Producción a nivel mundial de etanol anhidro de 1975 a 2003 (en millones de litros por año).....	36
Gráfico 10. Producción mundial de etanol anhidro en 2006 por región.....	36
Gráfico 11. Matriz de competitividad internacional de la producción de etanol a partir de caña de azúcar, para el año 2006.....	51
Gráfico 12. Volumen de las importaciones de NAO desde el año 2000 hasta 2006..	76
Gráfico 13. Precio por barril de las importaciones de NAO 2000 - 2006.	76
Gráfico 14. Precio total de las importaciones de NAO 2000 - 2006.	76
Gráfico 15. Disminución de las emisiones de CO por el uso de E10 (en miles de toneladas).....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción anual mundial de petróleo en miles de millones de barriles. ...9	9
Figura 2. Pico global de Hubbert para el petróleo (miles de millones anuales). 10	10
Figura 3. Estructura del etanol.39	39
Figura 4. Estructura química de la sacarosa.42	42
Figura 5. Esquema simplificado de los procesos para la producción de etanol anhidro a partir de diferentes materias primas.43	43
Figura 6. Esquema simplificado de los principales productos y subproductos.45	45
Figura 7. Producción de etanol con cogeneración a partir de caña de azúcar.46	46
Figura 8. Clasificación de azúcares y melazas de acuerdo al número de extracciones.47	47
Figura 9. Proceso de mezcla y distribución de ECO85.53	53
Figura 10. Distribución de combustible en el Ecuador.66	66
Figura 11. Producción de gasolinas Súper y Nafta en el Ecuador en el año 2006, a partir de mezclas de naftas (en miles de barriles).71	71
Figura 12. Producción de gasolinas Súper y Extra E10 en el Ecuador en el año 2006, a partir de mezclas de naftas (en miles de barriles).73	73
Figura 13. Costo real de un galón de gasolina (en centavos de dólar) considerando los precios al consumidor y costos ocultos de su producción, distribución y utilización en Estados Unidos, para el año 2004.80	80

LISTA DE ACRÓNIMOS

AVISA	Años de Vida Saludables Perdidos
C&F	Costo y flete
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
COV	Compuestos orgánicos volátiles
CRE	Certificados de reducción de emisiones de CO ₂
DEREE	Dirección de energías renovables y eficiencia energética
E10	Gasolina con un 10% de etanol anhidro en volumen
EPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (por sus siglas en inglés)
ESMAP	Programa de asistencia para la gestión del sector de energía (por sus siglas en inglés)
FERUM	Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal
FSC	Consejo de Manejo Forestal (por sus siglas en inglés)
HAP	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
IARC	Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer
IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (por sus siglas en inglés)
LGA	Ley de Gestión Ambiental
LRSE	Ley del Régimen del Sector Eléctrico
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables
MEM	Ministerio de Energía y Minas del Ecuador
MTBE	Metil ter-butil éter
NAO	Naftas de alto octano
ONG	Organización no gubernamental
PM	Material particulado
PTS	Partículas suspendidas totales
RON	Research octane number (número de octanaje)
SICA	Servicio de Información y Censo Agropecuario
TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La dependencia de fuentes de energía no renovable, principalmente fósil, ha sido causa de conflictos de orden político, económico, social y ambiental a nivel mundial. Siendo no renovables, estos recursos corren el riesgo de agotarse en el mediano plazo, sin que exista al momento una planificación específica para la implementación de otro tipo de energías que puedan tomar la posta sobre la vasta infraestructura hidrocarburífera, y evitar de esta forma una grave crisis en el momento en que la demanda de combustibles líquidos supere a la oferta.

En vista de aquello, en los últimos años, se ha reconocido la necesidad de invertir en el desarrollo de tecnologías alternativas de producción energética que aprovechen recursos renovables, que cubren actualmente cerca del 20% del consumo mundial de electricidad. El uso de energías renovables limpias se circunscribe dentro de las políticas y lineamientos del Protocolo de Kyoto, que impulsa su producción y uso como factor determinante para la reducción de emisiones, relacionadas al cambio climático y la contaminación global, derivada del uso de energías fósiles.

Estas fuentes energéticas, si bien se derivan todas –de forma directa o indirecta– de la energía del sol, por su fuente primaria están clasificadas en solar, eólica, de la biomasa, hidráulica, de los océanos, y de la geotermia. Cada una de estas energías implica diferentes tipos de tecnología, y utilizan distintos elementos o equipos de transformación para la obtención de energía en forma de electricidad, fuerza motriz, calor o combustible.

Por lo general, los principales objetivos de gobiernos y tomadores de decisiones respecto a este tema son: el incremento de la seguridad energética mediante la reducción de importaciones de combustibles, la disminución de la contribución vehicular a la contaminación del aire, la reducción de los gases de efecto invernadero, el mejoramiento de la calidad de los combustibles, el alcance de la sostenibilidad en el aprovisionamiento de energía, el estímulo al sector rural agrícola, y la generación de fuentes de empleo. Los biocombustibles, que son

combustibles derivados de fuentes biológicas como azúcares, cereales, almidones, celulosa, oleaginosas, e incluso desechos orgánicos, ya sea en forma líquida (bioetanol y biodiesel) o gaseosa (biogás), pueden ayudar en gran medida al cumplimiento de estos objetivos.

El etanol producido a partir de biomasa, también llamado *bioetanol*, ha sido utilizado como combustible desde hace varias décadas, pero es en los últimos años cuando ha recibido una creciente atención mundial, habiéndose incrementado considerablemente su producción, con Brasil y Estados Unidos a la cabeza, y con cada vez más países interesados en implementar políticas de generación y aditivación de gasolinas con un porcentaje mínimo de este compuesto oxigenante.

Al mismo tiempo, surgen algunas inquietudes sobre la utilización de este alcohol carburante, especialmente en lo que concierne a su rendimiento energético, al uso de recursos como agua y suelo para el crecimiento de los cultivos que servirían como materia prima para su producción, a la presión que se podría ejercer sobre extensiones de tierra con alta biodiversidad, y al riesgo potencial de la seguridad alimentaria de las poblaciones de países productores, ante una posible competencia entre cultivos alimenticios y energéticos.

Es por esta razón que la factibilidad de la utilización de los biocombustibles debe ser evaluada en contextos específicos, a nivel local, y no únicamente a nivel regional o nacional. Esto se debe a que son las particularidades de una zona las que determinan si los beneficios de un proyecto de implementación de bioetanol o biodiesel compensarán los costos que se deriven. Vale destacar que lo último se cumple también cuando se habla de energías renovables en general, pues cada lugar posee características que hacen más viable y beneficiosa la utilización de cierto tipo de fuentes renovables, y no de otras.

En el Ecuador, la mayor parte de la matriz energética está alimentada por fuentes fósiles. Pese a ser un país productor de petróleo, la capacidad de las refinerías y la alta demanda de combustibles para el transporte, hacen necesaria la

importación de naftas de alto octano en volúmenes y precios cada vez mayores, que van a la par con los precios internacionales del petróleo, que se acerca cada vez más a la barrera –subjetiva– de los USD 100 por barril.

Esta propuesta académica busca evaluar los impactos socio-económicos y ambientales de un proyecto de aditivación de bioetanol producido a partir de la fermentación de jugo de caña de azúcar, a la gasolina, en un 10% en volumen, para la ciudad de Quito, cuyas características, como se verá más adelante, hacen propicia la implementación de un proyecto de este tipo. La creciente demanda de combustibles líquidos, que constituye cerca del 30% del consumo nacional, una topografía que favorece la concentración de contaminantes perjudiciales para la salud, la favorable opinión pública y disposición política, son algunos de estos factores.

La estrategia abordada ha sido la delimitación de un sistema o área de estudio, la evaluación de sus demandas energéticas y características principales. Utilizando como fuentes principales de información la bibliografía y las entrevistas a técnicos y profesionales claves, se intentará identificar los principales impactos socio-económicos y ambientales de un proyecto de mezcla de gasolina y etanol, comparando en todos los casos los escenarios “*sin y con aditivación*”. Posteriormente, se intentará cuantificar los impactos en términos de dinero, y así establecer cuáles serían los principales beneficios y costos del proyecto.

OBJETIVOS

Objetivo General

Introducir los conceptos generales de las energías renovables y el uso de los biocombustibles para reducir los impactos negativos de las fuentes fósiles para el transporte. Realizar un análisis de los principales impactos socio-económicos, técnicos y ambientales de un proyecto de aditivación del 10% en volumen de gasolina de demanda en Quito, por etanol anhidro obtenido a partir de caña de azúcar.

Objetivos Específicos

- Analizar el desarrollo de las energías renovables en el Ecuador, en el contexto mundial.
- Delimitar el sistema en el que se va a desarrollar el proyecto de aditivación del 10% en volumen de gasolina con etanol anhidro obtenido a partir de caña de azúcar. Analizar sus características, alcance, y demanda.
- Determinar las principales implicaciones legales, técnicas, impactos socio-económicos, e impactos ambientales del proyecto.
- Valorar económicamente los impactos e implicaciones identificados y calcular la tasa beneficio/costo del proyecto para evaluar su viabilidad dentro del sistema delimitado para el presente estudio.

CAPÍTULO I. PERSPECTIVA ENERGÉTICA MUNDIAL ACTUAL

En este Capítulo se analizará el contexto de energía a nivel mundial, la oferta energética basada en fuentes renovables y no renovables, y sus perspectivas de desarrollo en el futuro.

1.1. Energías no renovables

Se define como energías no renovables aquellas que se encuentran en la naturaleza en cantidad limitada y que, una vez agotadas, no pueden sustituirse, ya que no pueden ser producidas o extraídas de forma viable, o la producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo¹.

1.1.1. Los combustibles fósiles

Los combustibles fósiles son una fuente de energía no renovable, formada a lo largo de los siglos, que se extrae del subsuelo y que incluye: carbón, petróleo y gas natural. El petróleo es una mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos, es decir, compuestos de hidrógeno y carbono, con impurezas de azufre, nitrógeno, oxígeno e incluso metales en pequeña proporción.

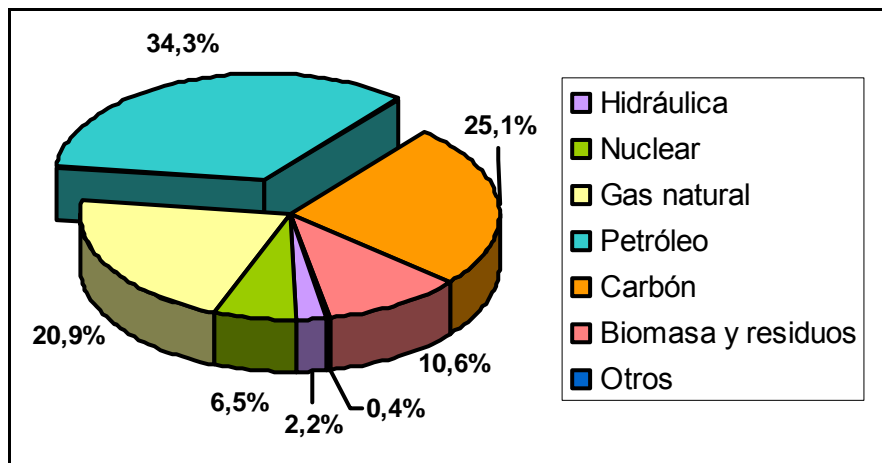
Aunque el origen de los hidrocarburos no se conoce con precisión, y dado que contienen los mismos componentes básicos que los organismos vivos, se estima que se formaron a partir de materia orgánica atrapada en yacimientos de rocas sedimentarias, que al ser sometida a altas presiones y altas temperaturas durante millones de años se transformó en hidrocarburos.

En la actualidad, como indica el Gráfico 1, la mayor parte de la energía que mueve al mundo se obtiene de fuentes fósiles, y se destina principalmente a la elaboración de combustibles para transporte, generación eléctrica, y procesos de combustión en la industria. Plástico, fibras sintéticas e incluso medicamentos se fabrican a partir del petróleo, así como fertilizantes y pesticidas que hoy en día

¹ Fuente: www.wikipedia.org.

son la base para la producción agrícola y ganadera a gran escala que alimenta al mundo (Appenzeller, 2004: 70). Daniel Yergin² afirma, de esta forma, que estamos viviendo en la “Era del Hombre de Hidrocarburo”.

Gráfico 1. Distribución energética primaria total mundial en el año 2004.



El total de energía primaria mundial era de 11.059 Mtep³, o $4,63 \times 10^8$ TJ.

Nota: Otros incluye: geotérmica, solar, eólica, y de mareas.

Fuente: IEA, 2007.

La quema directa de combustibles fósiles, que son compuestos versátiles, complejos y valiosos, constituye una pérdida de recursos (Seligman, 1985: 16). Goodstein (2004: 36) afirma que la mejor razón para no explotar petróleo, aún sobre consideraciones ambientales, es preservarlo para que las futuras generaciones lo utilicen en la industria petroquímica.

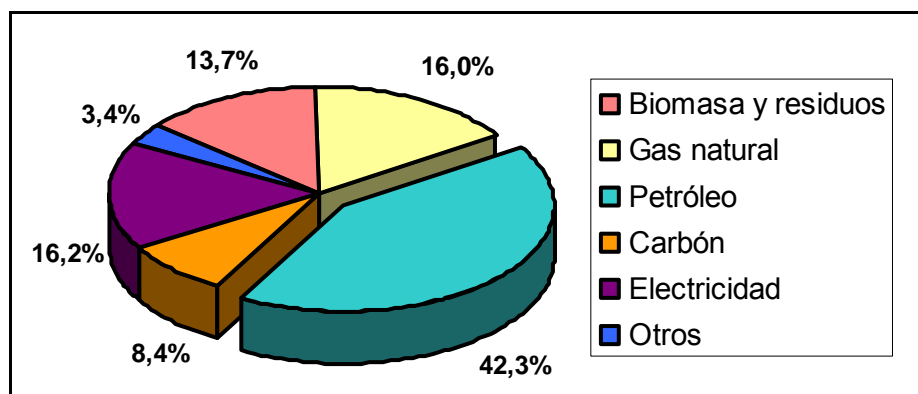
1.1.2. Consumo de petróleo

El Gráfico 2 nos indica la distribución del consumo mundial para el año 2004, por tipo de energía. El consumo de petróleo en el mundo se estima en 83,7 millones de barriles diarios (BP, 2007). Estados Unidos es el mayor consumidor, con una cuarta parte de demanda del petróleo, teniendo únicamente el 5% de la población mundial. Una de las causas para este alto consumo es la ausencia de una cultura de uso eficiente de energía, justificada por el precio del combustible, que resulta tan barato –en comparación con otras fuentes renovables– que los consumidores no tienen incentivos para el ahorro.

² Citado por Appenzeller (2004: 70).

³ **Mtep** = millones de toneladas equivalentes de petróleo. Conversión en base a la producción de una planta térmica moderna asumiendo un 38% de eficiencia, que equivale a $4,1868 \times 10^{16}$ joules.

Gráfico 2. Consumo final de energía por tipo de fuente en el año 2004.



El total del consumo mundial ascendía a 7.644 Mtep⁴, o $3,20 \times 10^8$ TJ.

Nota: Otros incluye: geotérmica, solar, eólica, y de mareas.

Fuente: IEA, 2007.

Las predicciones de crecimiento de la demanda energética mundial en un escenario sin cambios (definido como *business as usual*) alcanzan un 50% en un período de 20 años. Estados Unidos supe su demanda con importaciones que cubren el 54% de sus necesidades, principalmente de Venezuela y Arabia Saudita.

Otro país que requiere grandes cantidades de energía es China, donde se adquirieron en el año 2003 más de dos millones de autos, un 70% más que en 2002 (Appenzeller, 2004: 70), además del incremento de la demanda de materia prima como metales y otros energéticos que ocasionan trastornos en el comportamiento del mercado mundial.

Sin embargo, la regulación de los precios en el mercado no es una medida viable para la disminución del consumo, porque si bien los elevados precios del petróleo de la última temporada desalientan la demanda, por otra parte estimulan la producción, fomentando la exploración y explotación en zonas cada vez más sensibles, con costos ambientales y sociales profundos. Ecuador, como país productor, también ha sido afectado por la explotación hidrocarburífera, cuyos resultados no han beneficiado directamente al desarrollo del país, ni de las regiones donde ocurre.

⁴ **Mtep** = millones de toneladas equivalentes de petróleo. Conversión en base a la producción de una planta térmica moderna asumiendo un 38% de eficiencia, que equivale a $4,1868 \times 10^{16}$ joules.

El Oriente Medio constituye la región de mayor producción de petróleo en el mundo, pero la guerra y la inestabilidad política evidencian los peligros de depender de esta región. En Arabia Saudita, un país con importantes reservas (aproximadamente el 22% de las reservas mundiales totales, que ascendían a 120,7 miles de millones de barriles al año 2005⁵), no se ha encontrado un nuevo yacimiento de gran tamaño en décadas. Venezuela y Nigeria son asimismo importantes vetas, pero la agitación social amenaza también los flujos de crudo al mundo. Los ingresos petroleros, en muchos casos, han fomentado la corrupción, erosionado las instituciones democráticas, e incluso han alimentado muchas guerras civiles internas y externas (Appenzeller, 2004: 74).

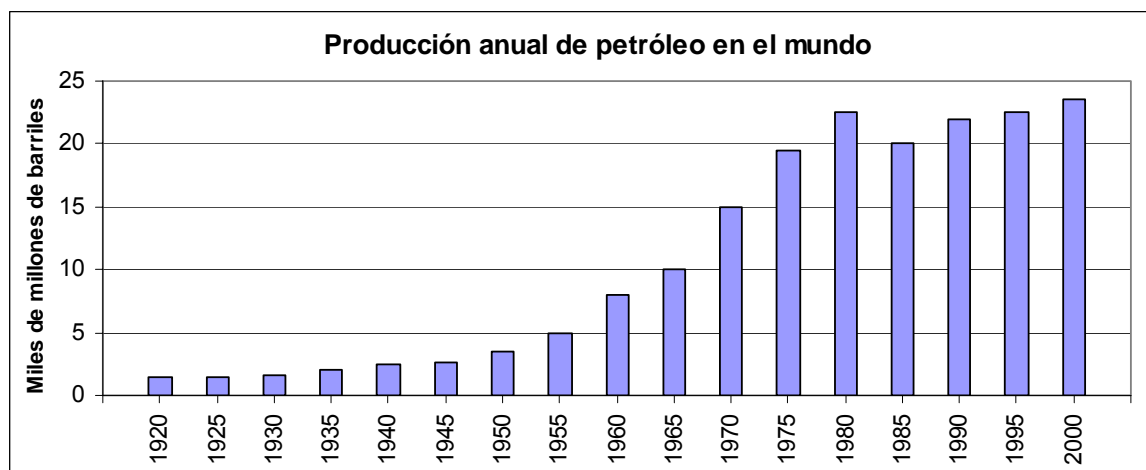
La tensión geopolítica, conflictos armados, sumados a climas extremos y catástrofes naturales, incrementa la percepción de riesgo y los precios de los hidrocarburos. El 2006 fue el cuarto año consecutivo de aumento en los precios de la energía, con un precio promedio del barril de petróleo Brent de USD 65,14, más del 20% de incremento sobre el promedio del año 2005 (BP, 2007). Durante el año 2007, el precio récord del petróleo West Texas Intermediate (WTI) alcanzó los USD 98,83 por barril, registrados en noviembre de 2007 (CEDATOS, 2007).

1.1.3. Impacto del consumo mundial de petróleo y reservas

En 1973 algunas naciones de Medio Oriente crearon una escasez artificial temporal en el suministro de petróleo, aprovechándose de un declive en la producción de EU. El temor se extendió y las consecuencias fueron desastrosas. El mundo vislumbró entonces los posibles efectos de una escasez real, que podría darse en las próximas décadas de forma irreversible y definitiva, asociada al poder de los países que disponen de estos recursos estratégicos. Las lecciones aprendidas fueron que el agotamiento puede venir de forma repentina y drástica, mientras que pueden pasar años, casi con certeza décadas, para reemplazar la amplia infraestructura que sostiene la extracción, distribución y consumo de combustibles fósiles en el mundo (Goodstein, 2004: 17-18).

⁵ BP, 2006.

Figura 1. Producción anual mundial de petróleo en miles de millones de barriles.



Fuente: Goodstein, 2003: 30.

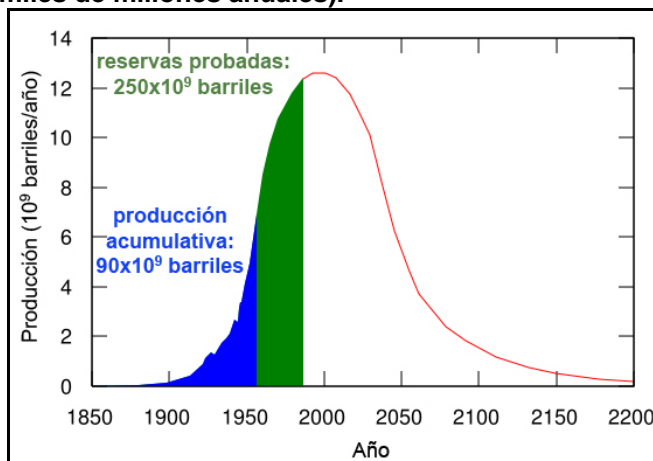
Ninguno de los otros combustibles fósiles (carbón, gas natural) son en la actualidad un reemplazo adecuado para el petróleo. Se estima que el gas natural se agotará sólo una o dos décadas después del petróleo, mientras que el carbón es un combustible muy contaminante, casi siempre acompañado de impurezas como azufre, mercurio y arsénico, que no son fáciles de separar. Además el carbón es un combustible no apto para motores móviles (Goodstein, 2004: 33).

Usando métodos matemáticos y estadísticos como el Pico de Hubbert⁶ (también conocido como el *cenit del petróleo*), se ha llegado a la conclusión de que la extracción de petróleo sigue una curva con un máximo en su centro (ver Figura 2). Después de este punto cada barril se hace, progresivamente, más costoso de extraer hasta que la producción deja de ser rentable al requerir, para su producción, más energía que la que se obtiene. Las predicciones indican que el pico podría producirse antes de finalizar esta década.

Otro de estos métodos es el índice reservas/producción (R/P), que, dependiendo de la información que se utilice, está estimado entre 40 y 100 años (Goodstein, 2004: 28). El problema de indicador es que no considera la tasa de crecimiento de la demanda (estimada en 5% anual). Además, una crisis energética mundial no se producirá cuando la última cantidad de petróleo se haya extraído, sino cuando la curva de demanda, siempre en ascenso, sea mayor que la curva de oferta.

⁶ Citado por Goodstein (2004).

Figura 2. Pico global de Hubbert para el petróleo (miles de millones anuales).



NOTA: La ASPO⁷ estima un retraso de 10 años respecto a las previsiones iniciales de Hubbert, en 1956.

Fuente: Wikipedia.

La tecnología actual ha hecho viable la extracción de petróleo de yacimientos que en décadas anteriores eran inaccesibles, pero el límite de estas explotaciones sigue siendo la tasa de la energía extraída/energía invertida en la extracción. Aunque las predicciones varían en algunas décadas dependiendo de la fuente bibliográfica, todas concuerdan en fijar un inminente declive a la producción del petróleo. Goodstein (2004) afirma que, sin importar lo que suceda, esta es la centuria en la cual deberemos enfrentar la escasez de combustibles fósiles.

1.2. Energías renovables

Según Appenzeller (2004: 70) “*la forma de vida de la humanidad choca con la geología*”, pues en realidad la Tierra tiene un abastecimiento finito de petróleo y “*el flujo de crudo de los campos de todo el mundo a la larga alcanzará su punto máximo y luego menguará*”.

Alfred Cavallo⁸ afirma que hay muchas acciones que pueden ser tomadas para facilitar la transición hacia un estilo de vida sustentable. La crisis del petróleo a nivel mundial en 1973 y 1979 incrementó el interés en fuentes de energía alternativa (Seligman, 1985: 16), y países de todo el mundo se encuentran realizando esfuerzos en esta dirección.

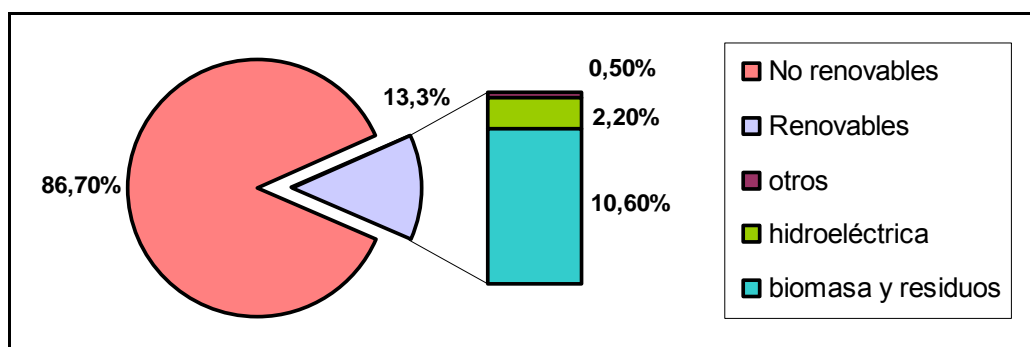
⁷ Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas (por sus siglas en inglés).

⁸ Citado por Appenzeller, 2004: 70.

Se define como energías renovables, aquellas que se obtiene de fuentes naturales, virtualmente inagotables; unas porque son capaces de regenerarse por medios naturales, y otras por la gran densidad energética que contienen; además constituyen recursos sostenibles con menores impactos ambientales y sociales⁹.

Como se indicó en el Gráfico 1, en la página 6, en el año 2004 las energías renovables alcanzaron alrededor del 13,3% de la oferta mundial. El Gráfico 3 muestra la distribución de ese porcentaje por tipo de energía renovable para el mismo año.

Gráfico 3. Distribución mundial por tipo de energías renovables para el año 2004.



El total de la energía primaria mundial ascendía a 11.059 Mtep.

NOTA: Otros incluye: geotérmica, solar, eólica, y de mareas.

Fuente: IEA, 2007.

Las fuentes de energías renovables, dentro del total de la energía primaria mundial, se han incrementado desde 1971 hasta el año 2004 en una tasa anual promedio de 2,3%, que es ligeramente superior a la tasa mundial de crecimiento de la oferta energética total de 2,2% anual¹⁰. Este aumento ha sido particularmente alto para energías renovables “nuevas” o no convencionales, que han alcanzado una tasa promedio de crecimiento del 8,2% anual (IEA, 2007), siendo la energía eólica (48%) y la solar (28%) aquellas con más rápido incremento, en gran parte debido a una muy pequeña oferta inicial, pero también por el creciente interés mundial en este tipo de fuentes. Esta información se indica en la siguiente Tabla:

⁹ Fuente: www.wikipedia.org.

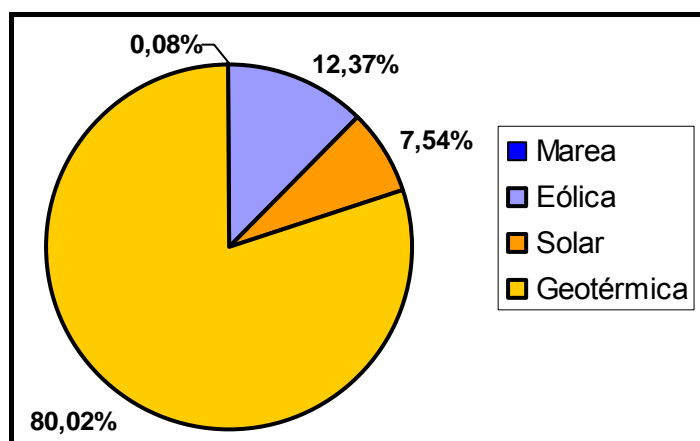
¹⁰ Como se puntualizó en el Capítulo 1.1, en contraste, el crecimiento anual de la demanda alcanza el 5%. Este margen ha sido cubierto por las reservas y excedentes de la producción de años anteriores.

Tabla 1. Crecimiento de la energía mundial por fuente de 2003 a 2004 (en Mtep).

Tipo de energía	2004	2003	crecimiento	% crecimiento
Primaria mundial total	11.059	10.821	238	2,20%
Renovable	1.449	1.416	32,6	2,30%
Renovable "nueva"	57,2	52,9	4,34	8,20%
Eólica	7,1	4,8	2,30	48,00%
Solar	4,3	3,4	0,94	28,00%

Fuente: Elaborado por la autora en base a la información de IEA (2007).

Estas energías renovables no convencionales (clasificadas en el Gráfico 3 como *Otros*: geotérmica, solar, eólica y de mareas) correspondieron, en el año 2004, a casi 0,52% del total global, es decir a 51,22 Mtoe; también corresponden a casi 4% de la oferta total de energías renovables para el mismo año, y su distribución por fuente puede observarse en el Gráfico 4.

Gráfico 4. Consumo mundial de energía renovable no convencional por fuente para el año 2004.

El total de energía renovable no convencional ascendía a 51,22 Mtoe.

Fuente: IEA, 2007.

Los impactos ambientales de las energías renovables son significativamente menores a los de energías de origen fósil o nuclear, y no son agotables. Estas fuentes renovables se encuentran disponibles de forma natural, y donde no es posible utilizar una (por ausencia de alguna característica como velocidad de vientos, por ejemplo), se pueden identificar otras alternativas (como solar, biomasa, etc.). Además ofrecen un sistema de consumo descentralizado, pues pueden ser producidas localmente sin necesidad de ser generadas en un solo lugar y luego transportadas hacia diversos puntos, lo que puede resultar ineficiente (EFE Madrid, 2005).

Según el miembro del Parlamento Alemán Hermann Scheer, el desarrollo de las energías renovables tendría consecuencias no sólo ambientales, económicas, culturales y políticas, sino también técnicas, históricas y sociológicas, pues implica cambios en patrones arraigados de producción y consumo a los que la sociedad en su conjunto deberá acostumbrarse.

1.2.1. Biocombustibles

Toda sustancia susceptible de ser oxidada produce energía. Las plantas, a través de la fotosíntesis fijan energía y CO₂ en moléculas orgánicas ricas en carbono e hidrógeno. Se trata, entonces, de una forma de almacenamiento indirecto de energía solar.

Se define como *biocombustibles* aquellos combustibles que son renovables al ser adecuadamente administrados, y se producen a partir de la biomasa –organismos recientemente vivos o sus desechos metabólicos–. Estos combustibles de origen biológico pueden sustituir parte del consumo de combustibles fósiles, y se considera que producen menos impactos ambientales.

Los principales biocombustibles producidos y utilizados en el escenario mundial son el *bioetanol* y el *biodiesel*. El **biodiesel** es un combustible sintético líquido que se obtiene a partir de lípidos naturales como aceites vegetales (utilizando como materia prima para su producción cultivos de oleaginosas como soya, palma africana, colza, piñón, entre otros), nuevos o usados, mediante procesos industriales de transesterificación: en términos químicos, los aceites vegetales están compuestos de triglicéridos, tres cadenas moleculares largas de ácidos grasos unidas a un alcohol trivalente, el glicerol. Si el glicerol es reemplazado por un alcohol simple, como el metanol o el etanol, se obtienen tres moléculas más cortas del ácido graso metiléster o etiléster. El glicerol desplazado se recupera como un subproducto de la reacción: la glicerina (OLADE, 2007).

Su producción a nivel mundial excedía los 6.000 millones de L en el año 2006, siendo Alemania, con más del 51% de la producción, quien lideraba el mercado; seguida de Francia, con cerca del 15% del total mundial (EPI, 2007).

El **bioetanol** es el tema central de estudio del presente documento, y sus características principales, procesos productivos, fuentes de materia prima, y volúmenes de producción y consumo, serán analizados con más detalle a partir del Capítulo III.

En la actualidad, la mayor parte de la oferta energética bruta a nivel mundial corresponde a fuentes fósiles como petróleo, gas y carbón. Sin embargo, hay una alta tasa de incremento de la oferta de energías renovables, debido a la creciente preocupación sobre la posible pronta escasez de combustible no renovable. Las energías renovables de mayor uso en la actualidad son la biomasa e hidroeléctrica, aunque va en aumento el potencial de opciones no convencionales como la geotermia.

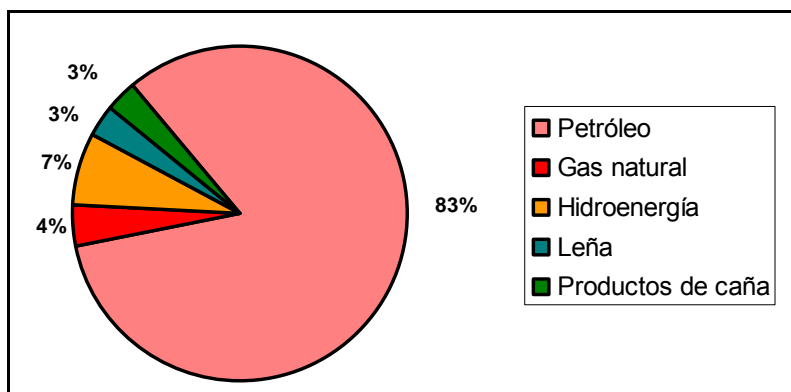
CAPÍTULO II. SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL ECUADOR

En este Capítulo se analizará el contexto energético en el Ecuador, la demanda y la oferta energética basada en fuentes no renovables. También se evaluará el estado actual y las perspectivas de desarrollo de las energías renovables más adecuadas a nivel nacional.

2.1. Energía primaria

Energía primaria es aquella contenida en los combustibles “crudos” (hidroenergía, biomasa, petróleo, gas natural, entre otros) que alimentan un sistema energético y que son utilizados directamente sin experimentar ningún proceso de transformación. Cuando la energía primaria se transforma mediante procesos de conversión en formas de energía más adecuadas para su utilización, como la eléctrica y combustibles más limpios (gasolina para vehículos, por ejemplo), se denomina energía secundaria (MEM, 2007).

Gráfico 5. Porcentaje de la energía primaria en el Ecuador por tipo de fuente energética para el año 2004.



La energía primaria total fue de 11,99 Mbep¹¹.
Fuente: OLADE, 2007.

En el Gráfico 5 se observa que la energía primaria en el Ecuador alcanzó en el año 2004 un volumen de 11,99 Mtep, siendo el principal rubro el petróleo crudo (utilizado para termogeneración y transporte), seguido de la hidroenergía, que se destina a la generación eléctrica, como se verá en el siguiente capítulo.

¹¹ **Mbep** = millones de barriles equivalentes de petróleo. Es una unidad de energía basada en la energía aproximada que se libera en la combustión de un barril de petróleo crudo, y equivale a $6,12 \times 10^9$ joules o 1,614 GWh.

2.2. Energía para generación eléctrica

La capacidad total efectiva de generación instalada fue de 3.670 MW al año 2005, de los cuales 3.200 MW corresponden al Sistema Nacional Interconectado, y el resto al parque de autogeneradores. El 48% (1.750 MW) de la capacidad interconectada es hídrica. El parque térmico está compuesto por centrales a vapor, motores de combustión interna, turbinas a gas y centrales a gas natural. A la capacidad de generación nacional se suman 340 MW por la interconexión con Colombia (250 MW) y Perú (90 MW) (MEM, 2007).

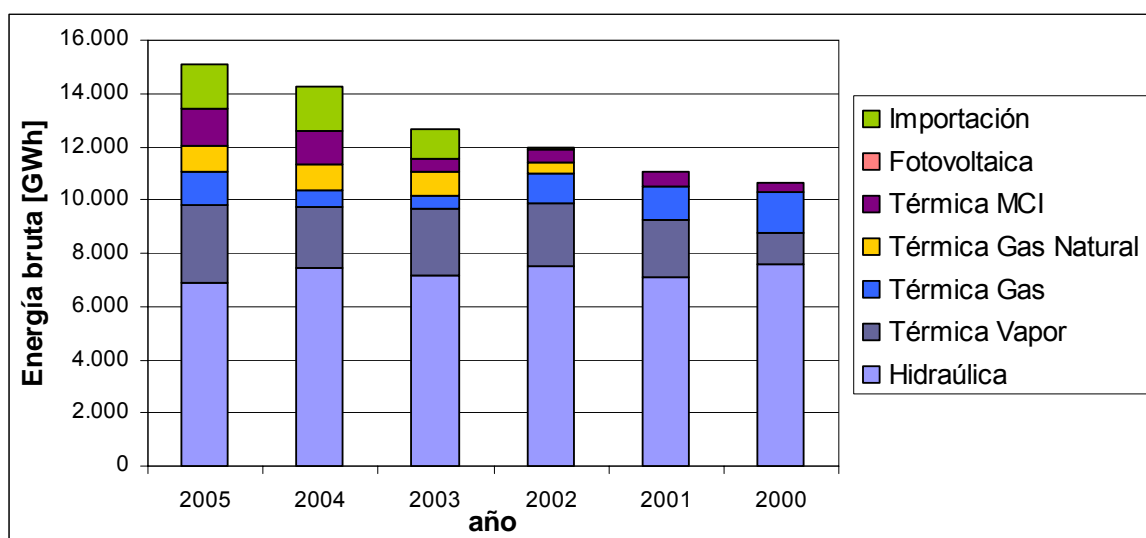
La generación eléctrica efectiva se puede observar en la Tabla 2 y el Gráfico 6, que muestran datos históricos desde el año 2000; y en el Gráfico 7, que muestra la generación del año 2005.

Tabla 2. Generación eléctrica histórica por fuente [en miles de GWh].

Año	Hidro	Térmica Vapor	Térmica Gas	Térmica Gas Natural	Térmica MCI	Fotovoltaica	Importación	Total Bruta
2005	6,9	2,9	1,2	1,0	1,3	$1,0 \times 10^{-5}$	1,7	15,1
2004	7,4	2,3	0,7	0,9	1,2	-	1,6	14,2
2003	7,2	2,5	0,5	0,9	0,5	-	1,1	12,7
2002	7,5	2,4	1,1	0,4	0,5	-	0,1	11,9
2001	7,1	2,2	1,2	-	0,5	-	0,0	11,1
2000	7,6	1,2	1,5	-	0,3	-	-	10,6

Fuente: CONELEC, 2007.

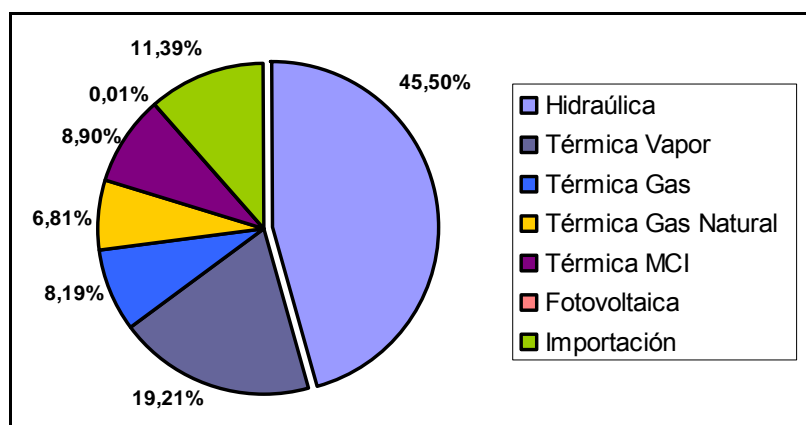
Gráfico 6. Energía bruta para generación eléctrica en Ecuador, de 2000 a 2005.



NOTA: La generación térmica se clasifica de acuerdo al tipo de combustible. Así, MCI son las siglas de motor de combustión interna (a gasolina, diesel, etc.), y Térmica Vapor utiliza calderos alimentados por búnker u otro tipo de hidrocarburos residuales.

Fuente: CONELEC, 2007.

Gráfico 7. Electricidad en Ecuador por generación en el 2005.



La energía eléctrica total bruta fue de 15.127 GWh.

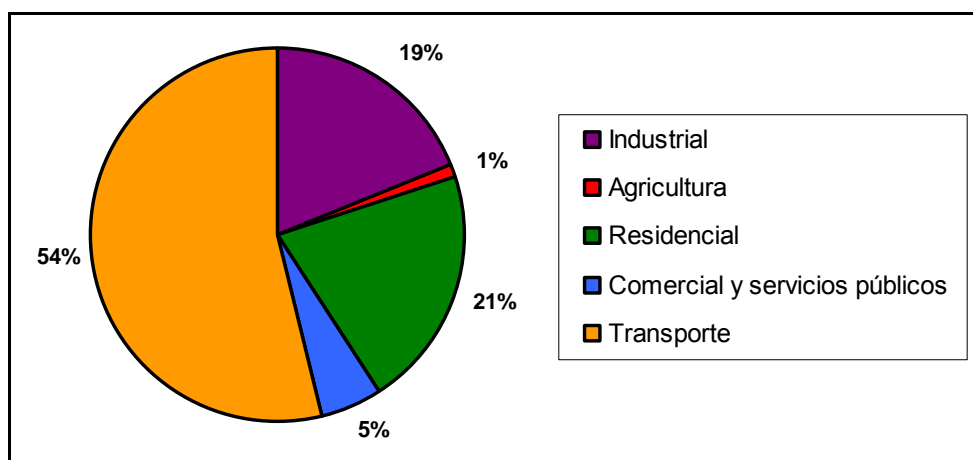
Fuente: CONELEC, 2007.

Descontando un volumen de pérdidas totales del sistema eléctrico –del orden de 24,7%–, la energía neta disponible para el consumo fue de 13.3 mil GWh y la energía facturada alcanzó los 10,6 mil GWh.

2.3. Energía para el transporte

Por otra parte, si se incluye la energía requerida para el transporte (gasolina y diesel), la oferta basada en combustibles fósiles ascendía en el año 2005 al 76% del total nacional (destinados tanto para el transporte como para la agricultura y generación eléctrica para los sectores industrial, residencial y comercial), es decir a cerca de 40 Mbep de los 53 Mbep totales, como se observa en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Porcentaje de demanda de energía primaria bruta por sectores sociales y productivos para el año 2005.



El total de energía bruta para el año 2005 fue de 53 Mbep.

Fuente: datos del MEM, 2007. Elaborado por la autora.

Los patrones actuales de explotación, consumo y exportación de combustibles fósiles pueden llevar al país a convertirse en importador de petróleo en las

décadas futuras, ya que se considera que la producción está alcanzando su límite, que no hay un reemplazo para la producción y que muchos campos están en serio declive y agotamiento (Dudley, 2005). Se estima que, al ritmo de producción actual, las reservas de petróleo del Ecuador se agotarán en 25 años (ver Capítulo 4.3.1).

Esta realidad destaca la necesidad de un cambio sustancial en la política energética nacional presente, debiendo darse mayor impulso al desarrollo de energías renovables (Carrillo y Oviedo, 1999: 149) y a las medidas de ahorro y uso eficiente de la energía. El principal obstáculo es que no se dispone de datos suficientes del potencial energético renovable del Ecuador, lo que implica la necesidad, como un primer paso hacia el desarrollo de fuentes de energía limpia, de medir sistemáticamente los recursos con los que cuenta el país en términos de radiación solar, velocidad del viento, producción de biomasa, geotermia y potencial hidrológico para pequeñas centrales.

2.4. Marco legal

2.4.1. Energías renovables

El Artículo 3 de la Constitución Política del Ecuador establece que entre los deberes primordiales del Estado se encuentran la protección ambiental y el desarrollo sustentable. El Artículo 86 refuerza este compromiso y garantiza la preservación de los ecosistemas y la biodiversidad.

El Artículo 23, Numeral 6, declara como derecho civil de todas las personas el vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado y libre de contaminación.

El Artículo 89 establece que el Estado tomará medidas orientadas a la promoción en el sector público y privado del uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes, para lo cual establecerá estímulos tributarios para quienes realicen acciones ambientalmente sanas.

La Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), por otra parte, en sus Artículos 63, 64 y 67, asigna al Estado ecuatoriano la prioridad para el fomento del desarrollo y uso de recursos energéticos renovables no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa, biogás, entre otras, mediante

estímulos fiscales, exoneraciones de aranceles, impuestos y gravámenes de estas energías, que deberán tener además despacho preferencial, y que estarán regulados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

El Artículo 62 de la LRSE otorga preferencia a proyectos localizados en zonas fronterizas, en la provincia de Galápagos y en la Amazonía, y asigna recursos al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal (FERUM). Las centrales hidroeléctricas no están sujetas a este soporte financiero, por considerarse por la ley como energía renovable convencional (Carrillo y Oviedo, 1999: 143).

La Regulación 009/06 del CONELEC, en vigencia desde diciembre de 2006, establece los precios preferenciales de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales (hasta un máximo de 15 MW por central), y se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas (de hasta 10 MW), como se indica en la Tabla 3:

Tabla 3. Precio vigente en centavos de dólar por kilovatio hora, de la electricidad generada con energías renovables.

Centrales	Precio cUSD/kWh en el continente	Precio cUSD/kWh en Galápagos
Eólico	9,39	12,21
Fotovoltaico	52,04	57,24
Biomasa y biogás	9,67	10,64
Geotérmico	9,28	10,21
Pequeñas hidroeléctricas hasta 5 MW	5,80	6,38
Pequeñas hidroeléctricas desde 5 - 10 MW	5,00	5,50

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), estableció en el año 2006 los precios ponderados para los dos tipos de mercados de energía que mantiene: 3,62 ¢/KWh en el Mercado de Contratos y 11,81 ¢/KWh en el Mercado Ocasional. En este tipo de mercados no se hace una diferenciación en cuanto a tipo de generador (hidro o térmico), sino de acuerdo a los precios que se establecen por orden de mérito económico y eficiencia, respondiendo a estudios de programación anual y trimestral, de mercado, y simulación de escenarios de demanda y producción.

Sin embargo, el diario El Comercio (noviembre de 2005) indica que, en términos generales, los precios de energías no renovables o renovables convencionales son los siguientes:

- Hidroeléctrica: 1,7 cUSD/kWh;
- Gas natural: 2,5 cUSD/kWh;
- Hidrocarburos: 4,8 - 5 cUSD/kWh.

Por otro lado, el Artículo 21 del Reglamento Sustitutivo para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que los precios de la Tabla 3, y el despacho obligatorio y preferente, se aplicarán a un límite de energías renovables no convencionales del 2% del total nacional. Para la capacidad instalada actual de 3.670 MW (MEM, 2007) equivaldría a cerca de 75 MW. Si este porcentaje es superado, el precio asignado a los excedentes y su despacho se obtienen por merito económico.

Esta limitación es paradójica, pues parece oponerse a los objetivos del Artículo 63 de la LRSE al actuar como una barrera para el desarrollo de las energías renovables, que para ser relevante en el contexto nacional y mundial debería ser muy superior al 2% sugerido. Por ejemplo en Europa se ha establecido una meta del 10% para el año 2010 y un 20% para el año 2020.

Por otro lado, la Ley de Gestión Ambiental (LGA) establece la obligación del Estado de promover el desarrollo de tecnologías alternativas y actividades productivas enmarcadas en la protección ambiental y el manejo sustentable de recursos, de difundir esta prioridad a través de la educación y los medios de comunicación, y de valorar adecuadamente los recursos naturales y los costos sociales (Carrillo y Oviedo, 1999: 144).

El Artículo 3 de la LGA establece que el proceso de Gestión Ambiental se orientará según los principios de Desarrollo Sustentable contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de 1992, sobre Medio Ambiente y Desarrollo, de la que Ecuador fue signatario.

Otro tanto ocurre con los compromisos adquiridos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) de 1992, especialmente dentro de marco del Protocolo de Kyoto, que entró en vigencia en febrero del 2005. La oportunidad de participación en los Mecanismos de Desarrollo Limpio del Protocolo se detalla más adelante, en el Capítulo 4.6.2.

Los Artículos 20 y 21 de la LGA determinan que toda actividad que suponga

riesgo ambiental deberá contar con la licencia respectiva, otorgada por el Ministerio del ramo, previo el cumplimiento de requisitos como la presentación de evaluaciones de impacto ambiental, planes de manejo, contingencia y mitigación, etc.

2.4.2. Biocombustibles

El Estado ecuatoriano ha suscrito y es parte de los convenios y tratados más importantes sobre temas de ambiente, como la Declaración de Principios de Río, el Convenio Marco de Cambio Climático, la Agenda 21, la Convención de Viena, el Convenio de Basilea, el Protocolo de Montreal, etc. Por mandato de la propia Constitución, los tratados y convenios internacionales tienen en Ecuador fuerza jurídica superior a la Ley.

El Artículo 266 de la Constitución de la República establece que:

Será objetivo permanente de las políticas del Estado el desarrollo prioritario, integral y sostenido de las actividades agrícola, pecuaria, acuícola, pesquera y agroindustrial, que provean productos de calidad para el mercado interno y externo, la dotación de infraestructura, la tecnificación y recuperación de suelos, la investigación científica y la transferencia de tecnología.

Asimismo, el Artículo 244 de la Constitución determina que el Estado garantizará el desarrollo de las actividades económicas, mediante un orden jurídico e instituciones que las promuevan, fomenten y generen confianza. Promoverá también el desarrollo de actividades y mercados competitivos, descentralizados y participativos, y creará infraestructura física, científica y tecnológica para dotar de los servicios básicos para el desarrollo. Se compromete además a explotar racionalmente los bienes de su dominio exclusivo, de manera directa o con la participación del sector privado; proteger los derechos de los consumidores; e incentivar el pleno empleo.

Por otro lado el Artículo 67, Literal d, del Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, señala que la calidad de los combustibles podrá ser mejorada mediante la incorporación de aditivos oxigenados en refinería y/o terminales, hasta un equivalente de 2.7% de

O₂ en peso, es decir 15,0% en volumen de metil ter-butil éter (MTBE), o 7,4% en volumen de etanol anhidro (EIA, 2007). También indica que se preferirá y fomentará la producción y uso de aditivos oxigenados, tal como el etanol anhidro, a partir de materia prima renovable.

El Decreto Ejecutivo N° 2176, publicado en el Registro Oficial N° 448 de 22 de octubre de 2004 establece como política de Estado la explotación racional de hidrocarburos que se regirá, entre otros, por los principios de incentivo al desarrollo científico y tecnológico del sector hidrocarburífero con la activa participación de la industria nacional y el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas de tal forma que sean sustentables y sostenibles ambientalmente.

El Decreto Ejecutivo N° 2332 del Registro Oficial N° 482 del 15 de diciembre de 2004, establece en su Artículo 1ero el interés nacional en 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. Los objetivos principales son reducir la contaminación ambiental, fomentar la generación de empleo mediante el desarrollo agropecuario y agroindustrial, y disminuir la dependencia de las importaciones de combustibles.

El Artículo 2 declara que la producción, distribución y comercialización de biocarburantes será de libre competencia, y destinada a satisfacer prioritariamente la demanda interna de combustibles. López (2004), en su propuesta de marco legal, sugiere que la mezcla del $10 \pm 1\%$ (en volumen) de etanol anhidro con las gasolinas de consumo nacional sea responsabilidad de los distribuidores mayoristas.

El Artículo 3 establece el marco institucional al crear 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 Decreto N° 2332 fue sustituido por el Decreto N° 146, publicado en el Registro Oficial 39, del 12 de marzo de 2007, donde se crea el Consejo Nacional de Biocombustibles, con las mismas atribuciones y funciones que las contenidas en el Decreto N° 2332, y que tendrá a su cargo la tarea de establecer “políticas y mecanismos de apoyo preferencial a los sectores agrícola y agro industrial, especialmente a los pequeños productores, y regulará el precio del biocombustible de que se trate”. Establece, asimismo, cómo estará conformado el Consejo (ver Capítulo 3.5.3).

Sobre los requerimientos ambientales de un proyecto de biocombustibles, Guerra (2005) afirma que es necesario que se cuente con un Estudio de Impacto Ambiental para la obtención de la licencia ambiental pertinente, y así debe seguir los lineamientos del SUMA para su ejecución, pues se trataría de un proyecto de interés nacional, que no es ni seccional ni sectorial, y debe incluir en sus planteamientos los ejes social, económico y ambiental.

2.5. Desarrollo de las Energías Renovables en el Ecuador

El desarrollo de proyectos de energías renovables en el Ecuador, hasta el presente, ha sido limitado y poco sostenido, pues en el país se ha constituido un sistema energético basado en la infraestructura petrolera, desde el “boom” de los años 70.

Sin embargo, existen algunos planteamientos, estudios y proyectos en marcha para la incorporación de energía renovable a la matriz energética del país. Para el presente estudio se han considerado las energías renovables más viables a nivel nacional, pues tecnologías como generación de energía por mareas, geotermia o celdas de hidrógeno no se consideran factibles a corto y mediano plazo, ya que se encuentran aún en etapas de evaluación de factibilidad técnica y económica a nivel internacional.

A continuación se describen brevemente las siguientes tecnologías energéticas renovables: hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y biomasa.

2.5.1 Energía hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica continúa siendo la más importante en la oferta del mercado energético eléctrico nacional (ver Gráfico 7, en la página 17), que se

debe a la ubicación geográfica privilegiada del país, con gran cantidad de pequeñas y medianas caídas de agua desde las estribaciones de las cadenas montañosas de los Andes. En el Ecuador existe un potencial hidroeléctrico estimado en 23.500 MW, de los cuales se instalaron 1.700 MW hasta el año 2005, lo que constituye poco más del 7% del potencial total (Chiliquinga, 2004).

No existe una definición universalmente aceptada de los rangos de centrales hidroeléctricas de acuerdo a su potencia instalada. Sin embargo, a nivel nacional el Ministerio de Energía y Minas (que, en julio de 2007 se dividió en dos secciones: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, y Ministerio de Minas y Petróleos) utiliza la siguiente clasificación:

Pico = 0 – 1 kW

Micro = 1 kW – 100 kW

Mini = 100 – 1.000 kW

Pequeñas = 1.000 – 10.000 kW

Medianas = 10.000 – 50.000 kW

Grandes = de 50.000 kW en adelante.

Para proyectos hidroeléctricos a mediana y gran escala se dispone de escaso financiamiento debido a las grandes inversiones requeridas, que, según la legislación vigente, deben provenir del sector privado; además implican afectaciones ambientales (a la flora, fauna, suelos, agricultores y pobladores) a corto, mediano, y largo plazos, muchas de ellas irreversibles, dentro de un gran perímetro alrededor de la central.

Existen, sin embargo, proyectos que por sus características no requieren de la construcción de presas y que tienen impactos ambientales mínimos y reversibles, ya que los ecosistemas donde ocurren son capaces de regenerarse. La energía entregada por estas centrales ha sido clasificada como renovable hasta los 10.000 kW (pequeñas centrales) (Garzón, 2005), y puede acogerse a los precios preferenciales de despacho de la Regulación 009/06 del CONELEC (ver Tabla 3). Estas centrales resultan atractivas para el sector industrial por sus costos de inversión más bajos y por las posibilidades de generación para el auto-consumo,

dentro de los procesos productivos de la industria.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), a través de la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE), con la cooperación técnica del Banco Mundial, ha emprendido el Proyecto ESMAP, cuyo objetivo era estimular la creación de mercados para centrales pico hidroeléctricas. Se instalaron 28 centrales de 200 W que se encuentran en la etapa de análisis de funcionamiento para determinar la factibilidad técnica y económica de su uso en varias zonas rurales del país (DEREE, 2005). Los resultados preliminares indican que los sistemas son viables, pero requieren permanente mantenimiento para asegurar su sostenibilidad. Su funcionamiento promedio fue menor a un año, antes de requerir reparaciones luego de su instalación (Sánchez, 2006).

El MEM, en conjunto con el sector privado, ha emprendido el desarrollo de mini y pequeñas centrales hidroeléctricas. El esquema de gestión prevé la participación mayoritaria de los gobiernos seccionales en las empresas mixtas de generación que se conformen. El MEM ha programado realizar más de 30 estudios de micro, mini y pequeñas centrales en todo el país, algunas de las cuales se encuentran en etapas avanzadas de desarrollo e implementación. Se ha previsto, igualmente, la rehabilitación de las centrales que funcionaron de forma aislada del Sistema Nacional Interconectado en la década de 1960, y que se encuentran fuera de servicio. Algunos de estos proyectos son:

- Chorrillos, 3,96 MW en la provincia de Zamora Chinchipe;
- Huapamala, 1 MW en Loja;
- Mira, 1 MW en el límite provincial entre Carchi, Esmeraldas e Imbabura;
- Moretecocha; 15 kW, Pastaza; entre otros (MEER, 2007).

El Gobierno ecuatoriano dispone de financiamiento del Fondo Especial de Inversiones para los Sectores Eléctrico e Hidrocarburífero para la promoción de estos proyectos y los de gran capacidad (Sánchez, 2007).

2.5.2 Energía eólica

En el mundo existe una potencia instalada de 40.000 MW por generación eólica, de los cuales en América Latina se tienen únicamente 200 MW (Energías

Renovables, 2004).

Los estudios sobre el potencial eólico del Ecuador se iniciaron en 1978, cuando el ex-INECEL realizó un informe del recurso viento sobre las zonas más ventosas del país (CIE, 2004). A partir del año 2000 se empezó a considerar seriamente la posibilidad de instalar turbinas eólicas.

En la actualidad está en marcha un proyecto para la elaboración de un mapa eólico del Ecuador que proporcione datos detallados de localizaciones y velocidades de viento, monitoreadas durante períodos de varios años. Actualmente existen únicamente indicios y estudios esporádicos para proyectos específicos. Una de las pocas referencias con las que se cuenta es un atlas eólico de América Latina, realizado por el OLADE en la década de 1980.

En Ecuador, por su ubicación geográfica y la presencia de cadenas montañosas y valles con corrientes térmicas importantes, existen algunos sitios para la generación eólica que cumplen las condiciones requeridas de extensión, velocidad de viento alta y constante, y que originen pocos impactos ambientales. Los proyectos eólicos en ejecución son los siguientes:

- Villanaco, provincia de Loja: 18 MW
- Isla Santay, provincia de Guayas
- Salinas, provincia de Imbabura: 13,5 MW
- En la región oriental sur en conjunto con el ejército ecuatoriano: (800kW)
- Isla San Cristóbal, Galápagos: 2,4 MW
- Santa Cruz, Galápagos: 3,2 MW.

Estos dos últimos proyectos son parte de una iniciativa de varias entidades públicas, privadas, y ONG para dotar al archipiélago de energía limpia que sustituya los combustibles fósiles (en especial diesel) cuyo transporte ha provocado catástrofes ambientales significativas en un ecosistema extremadamente frágil.

El sector privado es también un pionero en el impulso de la energía eólica, y así, se han llevado a cabo estudios de prefactibilidad y factibilidad en diversas zonas del país, como se menciona a continuación:

- Mediciones de vientos en las islas habitadas de Galápagos
- Estudio en Azuay, donde la Empresa Eléctrica Centro Sur se encuentra en la etapa de evaluación
- Tres estudios en la provincia de Loja
- Un estudio en Salinas de Imbabura.
- Una evaluación en Aloag, provincia de Pichincha, que fue descartado por no ser factible (Chiliqinga, 2004).

Algunos de estos estudios han generado diseños y proyectos que se encuentran ya en la fase de búsqueda de financiamiento. Por ejemplo en Huascachaca, en la provincia de Azuay, las evaluaciones estiman que la potencia que podría instalarse alcanzaría los 30 MW (CIE, 2004).

Sin embargo estos esfuerzos, sumados a algunos otros, representan aún menos del 1,0% de la generación nacional total instalada. Su mérito, no obstante, es eliminar las barreras y la resistencia hacia las energías renovables en el país, y convertirlas en una alternativa viable y aceptada a nivel nacional, lo que facilitaría su futura expansión e incorporación progresiva en la matriz energética del Ecuador.

2.5.3 Energía solar

2.5.3.1. Energía solar fotovoltaica

Se calcula que la cantidad de potencia solar irradiada únicamente en los Estados Unidos es alrededor de diez veces mayor al total de energía eléctrica que los norteamericanos consumen en la actualidad (esto, sin tomar en cuenta la eficiencia de los equipos de transformación de energía radiante en energía eléctrica). Esto significa que técnica y científicamente existe la capacidad de sostener a la población con sus niveles de consumo intactos sin la utilización de combustibles fósiles (Goodstein, 2004: 40), aunque aún no se esté utilizando en la práctica a gran escala.

Si se utilizara la tecnología actual para reemplazar por energía solar fotovoltaica toda la potencia generada a nivel mundial por combustibles fósiles, los paneles cubrirían una extensión de más de 200.000 km² (utilizando un promedio de la

radiación solar en diversas partes de la Tierra, tomando en cuenta una eficiencia de equipos del 10%). Este no es un espacio de tierra demasiado extenso, aunque su completa utilización provocaría grandes impactos ambientales, pero en comparación, toda la electricidad producida hasta la actualidad por energía solar probablemente ocupe un poco menos de 10 km² (Goodstein, 2004: 113).

La energía fotovoltaica es una tecnología costosa, que requiere una alta inversión inicial, y que se aplica generalmente a proyectos de pequeña escala, aunque debido a los incentivos que tienen ciertos países por parte de Europa y Estados Unidos, se están instalando plantas de generación en el orden de los megavatios. La capacidad instalada al año 2006 llegó a 1.744 MW, con un incremento del 19% (331 MW) respecto del año 2005 (MarketBuzz, 2007).

Una dificultad a nivel local es que el Ecuador no cuenta con mapas de radiación solar, y las únicas nociones sobre este recurso son intuitivas (Chiliquinga, 2004), lo que sin embargo no presenta un grave obstáculo por el gran potencial del país debido a la alta insolación al ubicarse en la latitud 0', y a la posibilidad de obtener información confiable de bases de datos meteorológicas mundiales.

En el Ecuador existe una alta cobertura eléctrica global, cercana al 86%, especialmente en las áreas urbanas. La cobertura eléctrica rural alcanza un 70%, aún con un consumo promedio mensual muy bajo, destinado en su mayoría a la iluminación pública y residencial. La no disponibilidad de energía eléctrica en zonas rurales, o la disponibilidad por períodos diarios cortos o intermitentes, limita el desarrollo de ciertas actividades productivas y el soporte de servicios básicos como salud, educación, agua potable, y riego (Carrillo y Oviedo, 1999: 142). En estas zonas remotas, alejadas de la red de distribución, la energía fotovoltaica constituye una buena alternativa. El inconveniente es que el mantenimiento en zonas remotas está generalmente a cargo de la población, que no siempre cuenta con adecuada capacitación técnica.

El MEER tiene en marcha proyectos para la electrificación rural con energía solar fotovoltaica. Se han instalado desde el año 2001 cerca de 1.200 sistemas solares residenciales y comunitarios en las provincias de Napo y Esmeraldas (227 kW en

total), con financiamiento del FERUM, del MEM, y del Proyecto PROMEC con el Banco Mundial. Otros proyectos son:

- Isla Puná: 36 kW en la provincia del Guayas;
- Arajuno: 123 sistemas residenciales de 14,9 kW en total en las provincias de Napo y Pastaza;
- Electrificación de 13 escuelas rurales con 5,85 kW en distintas provincias del Ecuador.

Se ha estimado que aún hay cerca de 235.000 usuarios de las zonas rurales que no disponen de electricidad, y casi la única alternativa para atender estos requerimientos es a través de sistemas fotovoltaicos.

El Proyecto de Electrificación de Galápagos con Energías Renovables (ERGAL) incluye la instalación de paneles fotovoltaicos en:

- Santa Cruz: 120 kWp
- Isabela: 700 kWp
- Floreana: 25,5 kWp

Todos estos proyectos (algunos de ellos aún no instalados), además de algunos en ejecución (en Loja, Sucumbíos, Ambato, por mencionar algunos ejemplos) suman menos del 0,03% del total de energía eléctrica generada actualmente en el país.

Sin embargo, en este cálculo no se consideran las instalaciones privadas y comunitarias, cuyo inventario es difícil por ser iniciativas no reportadas, destinadas al autoconsumo, y por estar ubicadas en zonas alejadas de la red, como las provincias del oriente y de la costa norte (Esmeraldas).

2.5.3.2. Energía solar térmica

Existen, además de la generación eléctrica, otras aplicaciones de la energía solar, por ejemplo para el calentamiento de agua, o edificaciones mediante su uso pasivo, técnicas que empiezan a ser consideradas en los diseños arquitectónicos y en el uso doméstico urbano (Jácome, 2005). La introducción masiva de calentadores solares de agua a nivel residencial permitirá ahorrar el consumo de gas y de electricidad, y por ende la disminución del subsidio del uso de gas licuado. Una sustitución de calefones a gas por colectores solares en 1 millón de

hogares, permitiría reducir el subsidio en más de USD 70 millones en un año (Sánchez, 2006).

2.5.4 Energía geotérmica

La alta actividad volcánica y geotérmica del margen oeste de América del Sur se debe a la subducción de la placa oceánica de Nazca en la placa continental suramericana.

Por su vulcanología extremadamente activa debida a su ubicación en el Cinturón de Fuego del Pacífico, Ecuador tiene un gran potencial geotérmico que aún no ha sido aprovechado con fines energéticos. El país no cuenta con mapas geotérmicos que faciliten la investigación de este tipo de energía renovable (Chiliquinga, 2004).

El recurso geotérmico puede ser utilizado para producción energética no eléctrica mediante el uso directo del calor, que incluye usos agrícolas e industriales, calentamiento de agua y viviendas; o para generación eléctrica (Almeida, 1990).

Los estudios sobre el potencial geotérmico del Ecuador empiezan en 1978, a cargo del INECEL. La OLADE llevó a cabo estudios de geotermia entre 1978 y 1985, y a partir de entonces el proceso fue lento por la falta de recursos financieros. En 1986 se realizaron muestras y análisis de aguas y gases de 8 campos geotérmicos identificados. Los datos son escasos pero se ha logrado estimar una temperatura promedio de 200 a 240 °C (Chiliquinga, 2004).

Posteriormente se han identificado 15 áreas geotérmicas potenciales, 12 de las cuales presentan condiciones favorables para la generación. De estas, 4 cuentan con estudios de prefactibilidad (Almeida, 1990). Las zonas identificadas son:

- Cayambe
- Chachimbiro
- Chalpatan
- Chalupas
- Chimborazo
- Ilaló
- Imbabura
- Mojanda
- Papallacta
- Pululahua

- Cuenca
- Cuicocha
- Igual
- Tufiño
- Tungurahua

Entre Tufiño, Chalupas y Chachimbiro, las áreas con mayor potencial de generación geotérmica, se estima que hay un potencial mayor a los 500 MW. El binacional Tufiño – Chiles – Cerro Negro (localizado en la frontera entre Colombia y Ecuador), tiene una capacidad de 138 MW. Chachimbiro (ubicado en la provincia de Imbabura) es un complejo volcánico con capacidad de 113 MW en 3,2 km². Chalupas (en la provincia de Cotopaxi), que comprende los volcanes Chalupas y Cotopaxi, tendría 238 MW en un área de 12,8 km² (Mena, 2005).

No se ha llegado a perforar pozos exploratorios en ninguno de los campos, pues se trata de una tecnología muy costosa. Todos los estudios hasta el momento han sido superficiales, lo que muestra un contexto general pero no puede arrojar datos concluyentes. Ciertas zonas, como el volcán Pichincha, no han sido estudiadas por su alto riesgo. El Gobierno ecuatoriano está decidido a emprender el desarrollo del recurso geotérmico, y para el efecto se financiarían con recursos del Estado los estudios de los sitios Chachimbiro y Tufiño.

2.5.5 Biomasa

La biomasa es otra de las fuentes indirectas de energía solar, atrapada por el material vegetal en el proceso de fotosíntesis, que puede ser aprovechada en diversos métodos de transformación.

El Ecuador, por sus características de país tradicionalmente agrícola, y debido a su ubicación geográfica en la línea equinoccial, posee material vegetal abundante y de gran calidad, al que podrían dársele otros usos aparte de los tradicionales (compostaje y alimento para ganado) para aliviar la demanda e impulsar el desarrollo de fuentes renovables de energía a nivel nacional.

2.5.5.1. Generación termoquímica

Técnicas como la gasificación y la pirólisis se encuentran a nivel mundial en etapas precomerciales, y la tecnología utilizada en la actualidad es la combustión

directa de material orgánico (generalmente residuos agrícolas o urbanos) en calderos (Mena, 2005).

En el Ecuador, tres de los ingenios azucareros con mayor participación en el mercado local han iniciado la producción de energía eléctrica a partir de biomasa de caña, destinada principalmente al autoconsumo, y a la distribución de excedentes al sistema nacional interconectado.

San Carlos, Valdez y La Troncal, todos miembros de la Asociación de Grandes Consumidores de Energía (EGRANCONEL), generan energía eléctrica estacional de un total de 88 MW (35 MW, 25 MW y 28 MW respectivamente). Estas industrias azucareras utilizan el bagazo (fibra sin jugo) de la caña de azúcar como combustible para generar electricidad en los meses de zafra (cosecha), entre los meses de junio y diciembre (El Universo, 2005).

Esta producción, si bien no ha sido considerada en el plan de expansión de la oferta energética del país, alivia una demanda que crece en más del 5,6% anual, según datos del CENACE¹². Se estima que las inversiones privadas en plantas de cogeneración con biomasa, ascienden a los USD 88 millones, pues la generación de cada megavatio tiene un costo estimado de USD 1 millón.

Otros proyectos de biomasa residual se llevan a cabo en la provincia de Los Ríos, donde se investigan por métodos experimentales los desechos vegetales de cultivos como café, arroz y banano para determinar su energía bruta disponible (Mena, 2005).

2.5.5.2. Biogeneración

2.2.5.2.1. Fermentación anaerobia

La fermentación anaerobia es una tecnología que tiene buen potencial en las industrias y en la gestión de residuos sólidos urbanos, que consiste en la generación de biogás (gas metano, CH₄ + CO₂) por la descomposición anaeróbica de materia orgánica biodegradable, por medio de la acción de microorganismos.

¹² Citado por El Universo, 13 de julio de 2004.

En el país no se han elaborado proyectos de recuperación de biogás en rellenos sanitarios por tratarse de una técnica reciente, que requiere de una gran área y varios años de maduración del relleno (de 5 a 10 años aproximadamente). La alternativa es la combustión en llama directa para evitar peligros potenciales de explosión o incendio. Las empresas encargadas del manejo de los rellenos sanitarios de El Inga y Zámboza, en la ciudad de Quito, recolectan los residuos de biogás, que actualmente se queman sin recuperación energética, y según las estimaciones tendrían potencial para una planta de 4 MW eléctricos, en el caso de Zámboza.

Sin embargo, a nivel privado se han instalado pequeños biodigestores, por ejemplo en la provincia de Bolívar, para uso doméstico, en universidades, en criaderos industriales de cerdos (que abastecen a PRONACA, por ejemplo), entre otros (Mena, 2005).

2.2.5.2.2. Fermentación alcohólica

Seligman (1985: 17) afirma que la forma más rentable de utilizar biomasa para energía es transformándola en combustibles para vehículos.

A nivel mundial se está imponiendo el uso de combustibles de origen renovable, llamados también biocombustibles, entre los que se destacan el etanol anhidro – objeto de este estudio, cuyas principales características y procesos productivos se verán en los capítulos siguientes–; y el biodiesel. Por citar un ejemplo, la Ley del 2005 sobre política energética de los EEUU propone la producción de 30.000 millones de L de etanol y biodiesel para 2012, que representaría un 5,75% de la demanda total de combustible para transporte del país (Biocombustibles, 2007).

En el Ecuador, la Presidencia de la República, a través de Petroecuador y el MEER, se encuentra desarrollando un *Programa de Fomento a la Producción y Uso de Biocombustibles en la Formulación de Combustibles*, que tiene como etapa inicial un *Plan de Fomento a la Producción y Uso de Etanol en la Formulación Nacional de Combustibles* (DNH, 2004). Una de sus primeras fases es un Plan Piloto para la ciudad de Guayaquil, a cargo de Petroecuador, cuyo objetivo es la aditivación de 5% de etanol anhidro en la gasolina extra para disminuir el

consumo de naftas de alto octano, como se verá más adelante, en el Capítulo 3.5.

En el Ecuador, las principales fuentes energéticas son la hidráulica (para generación eléctrica) y el petróleo (tanto para generación eléctrica como para transporte). El desarrollo de fuentes renovables es incipiente, pero especialmente en los últimos años ha recibido mayor interés de varios sectores. La conformación de la Subsecretaría de Energía Renovable y Uso Eficiente de Energía, adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable es una señal del impulso que se busca brindar a esta área como política de estado. De esta forma, se encuentran en diferentes etapas de evaluación, desarrollo e implementación, varios proyectos de sistemas de energías renovables (en especial hidráulica, solar, eólica y biomasa) en diferentes zonas del país. No obstante, estas iniciativas combinadas no constituyen aún un porcentaje importante de la matriz energética a nivel nacional, aunque se espera su desarrollo en el mediano y largo plazo.

CAPÍTULO III. BIOETANOL

En este Capítulo se evaluarán las características del etanol anhidro, sus procesos de producción, materia prima (con especial énfasis en la caña de azúcar), costos, y consideraciones técnicas para su utilización como combustible en mezclas con gasolina. También se discutirá sobre el *Programa Nacional de Fomento a la Producción y Uso de Biocombustibles en la Formulación de Combustibles*, en el que la generación de etanol es un componente principal.

3.1. Antecedentes de producción y consumo de etanol como combustible

Como se ha referido en el Capítulo 1.1, uno de los problemas más difíciles de resolver en el contexto energético actual global es la demanda de combustibles para el transporte. Una de las posibles soluciones es el desarrollo de celdas de combustible y de aplicaciones con baterías eléctricas recargables (Goodstein, 2004: 38). Otra alternativa es el uso de biocombustibles, producidos por la acción de microorganismos fermentativos a partir de materia orgánica.

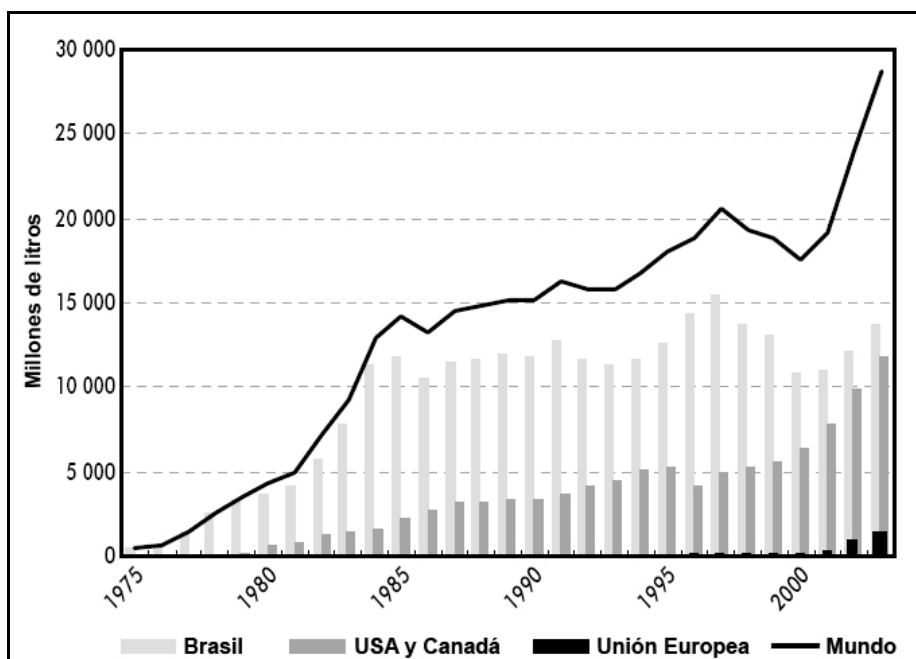
3.1.1. A nivel mundial

En los Estados Unidos, Brasil y Suecia (entre otros) existe ya un consumo extendido de etanol anhidro como combustible, o de mezclas etanol/gasolina, mientras que en otros países tales mezclas están siendo introducidas paulatinamente (Apac Research Ltd., 1998: 2). No se trata de una tecnología muy novedosa; ha sido utilizada anteriormente en épocas de depresión económica o guerra, cuando los hidrocarburos han sido de difícil acceso (Månsson y Foo, 2005).

Para el año 2006, se estima que la demanda de Brasil fue de aproximadamente 3.400 millones de galones de etanol, cerca del 15% de su consumo total de combustibles. La demanda de Estados Unidos, por otro lado, alcanzó en el mismo período los 5.400 millones de galones, aproximadamente un 4% de su consumo

total de gasolinas, que en el año 2006 fue de cerca de 138.000 millones de galones (RFA, 2007).

Gráfico 9. Producción a nivel mundial de etanol anhidro de 1975 a 2003 (en millones de litros por año).

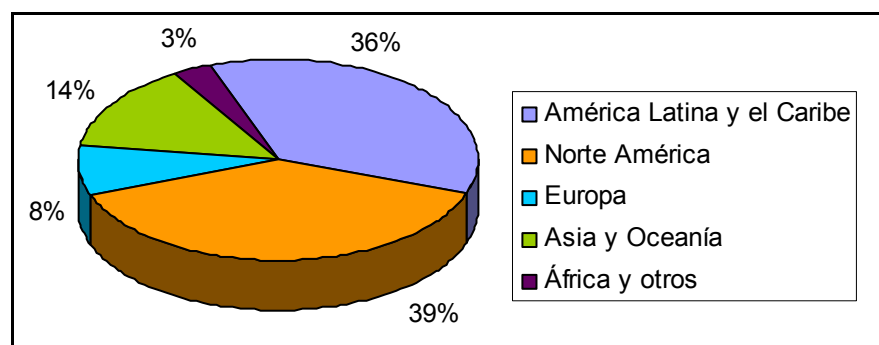


Fuente: IEA 2004: 24, con información de F.O. Licht's World Ethanol & Biofuels Report 2003.

Nota: No incluye la producción de etanol para bebidas alcohólicas.

Durante el año 2006, Brasil y Estados Unidos produjeron 4.500 millones (35% del total mundial) y 4.900 millones de galones de etanol (38% del total mundial) respectivamente. China (con 1.000 millones de galones) y la India (500 millones de galones al 2006) actualmente se hallan incursionando con fuerza en la industria.

Gráfico 10. Producción mundial de etanol anhidro en 2006 por región.



NOTA: La producción mundial total fue de 12.872 millones de galones.

Fuente: RFA, 2007, con información de F.O. Licht's.

En el Gráfico 9 se puede observar la producción mundial histórica de etanol anhidro, en base a los productores más representativos, mientras que en el Gráfico 10 se puede apreciar la misma información para el año 2006, por regiones geográficas.

3.1.2. En el Ecuador

Existen algunas motivaciones para el desarrollo e implementación de proyectos de combustibles alternativos en el Ecuador, entre ellas la creciente demanda de combustibles y egreso de divisas del presupuesto estatal para importar naftas de alto octano (como se verá en el Capítulo 4.3.3), el incremento de la contaminación ambiental urbana por el uso de derivados de petróleo, la necesidad de mejorar los ingresos de los sectores sociales rurales, y la necesidad de modernizar y darles un valor agregado a los productos del agro ecuatoriano, que en la actualidad enfrenta una seria crisis (MEM, 2005).

Estas consideraciones no son exclusivas de nuestro país, sino que responden a factores y tendencias de carácter global. El encarecimiento de los precios internacionales de los derivados de petróleo alienta el interés mundial hacia el uso de energías renovables.

La producción de etanol como combustible en el Ecuador no es reciente. De acuerdo al MEM (2005), existe evidencia de que el etanol se usó en la refinería de La Libertad para elevar el octanaje en la década de 1940. En 1992 se realizaron pruebas preliminares en la refinería de Esmeraldas sobre su uso potencial, mientras que en 1999, con el inicio de la producción a nivel nacional, Petroindustrial realizó pruebas extensivas de formulación en las tres refinerías en operación. En octubre del 2003, Petroecuador presentó al Ministerio de Energía y Minas el Estudio de Factibilidad para el “*Uso de Etanol Anhidro en el Blending¹³ Nacional de Combustibles*”, desarrollado por Petroindustrial. El Ministerio conformó un Comité Técnico Interinstitucional para coordinar la implementación de dicho proyecto.

¹³ El **blending** es el proceso de mezcla de diferentes gasolinas, naftas y compuestos para la obtención de un combustible según especificaciones técnicas y requerimientos nacionales.

El Ecuador, por su ubicación geográfica en la línea equinoccial, presenta condiciones climáticas y edafológicas favorables para el desarrollo de energías renovables (Consejo Técnico, 2004). Algunas de las ventajas que el país tiene para la producción de etanol anhidro son:

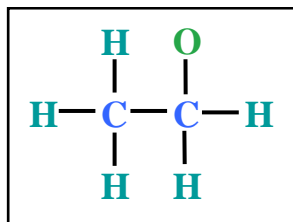
- Experiencia en la producción de etanol anhidro (actualmente, la capacidad de producción es de 72,000 L/día);
- Existencia de una red de producción y distribución de combustibles;
- Disponibilidad de condiciones climáticas apropiadas;
- Versatilidad de materia prima agrícola;
- Suelos apropiados para una amplia gama de cultivos; y
- Mano de obra disponible (MEM, 2005).

3.2. Características del Etanol

El etanol es un compuesto químico orgánico del grupo de los alcoholes; líquido, incoloro, transparente e inflamable. Es usado con frecuencia como solvente de pegamentos, resinas y pinturas, en la industria farmacéutica y de bebidas alcohólicas. También es utilizado como compuesto intermedio para las industrias cosmética (elaboración de perfumes) y química, en la producción de acetaldehído, por ejemplo, o como reactivo para reacciones de síntesis (Jácome, 2003: 32). En las últimas décadas ha sido utilizado como combustible para motores de combustión interna aunque es ligeramente menos eficiente que los combustibles fósiles tradicionales (Kohli et al, 1980: 2 y 4).

Se conoce también como alcohol etílico o de grano. Como la gasolina, el etanol contiene hidrógeno y carbono en su estructura química (ver Figura 3), pero además tiene la presencia de oxígeno, lo que facilita la conversión más completa de algunos compuestos contaminantes como el CO, ya que cambia la estequiometría de la reacción mediante la oxigenación. Puede ser producido químicamente a partir de etileno, o a través de la fermentación de granos, residuos de la agricultura, o de cualquier material que contenga almidón o azúcar (remolacha, papa, etc.), mediante procesos diferenciados que se describirán en el Capítulo 3.3.2 (U.S. Department of Energy et al, 2005: 5).

Figura 3. Estructura del etanol.



El etanol requerido para la mezcla con gasolina es el etanol anhidro, que tiene una pureza de 99,5% o más, estando compuesto el restante 0,5% de agua y otros alcoholes. El etanol anhidro se obtiene a partir de la deshidratación del etanol potable, que alcanza un 96% de pureza (Salazar, 2005).

Sin embargo, los alcoholes como combustibles (etanol, metanol, metileterbutileter, etc.) no se utilizan únicamente en mezclas en distintos porcentajes con gasolina, sino también puros en motores modificados, e incluso para la obtención de hidrógeno para su utilización en celdas de combustible¹⁴ (DNH, 2004).

Tabla 4. Características físico-químicas del etanol y de la gasolina.

Compuesto	Etanol	Gasolina
Fórmula	CH ₃ CH ₂ OH	hidrocarburos C ₄ -C ₁₂
Peso molecular	46,1	100-105 en promedio
Composición (% en peso)		
Carbono	52,2	85-88
Hidrógeno	13,1	12-15
Oxígeno	34,7	0
Gravedad específica	0,79	0,72 - 0,78
Temperatura de ebullición (°C)	78	27-225
Flash point (°C)	13	-43
Temperatura de autoignición (°C)	423	257
Límite de flamabilidad (% en volumen)		
Menor	4,3	1,4
Mayor	19	7,6
Octanaje teórico	106-111	79-98
Octanaje en motor	89-100	71-90
Solubilidad en agua	infinita	0

Fuente: Kohli et al, 1980: 3.

Como se observa en la Tabla 4, el etanol es completamente soluble en agua. También es completamente soluble en gasolina. Esto podría constituir un problema, pues de existir presencia de agua en la mezcla gasolina/etanol, se

¹⁴ Es posible utilizar el etanol para transportar el hidrógeno (en la molécula de etanol), y liberarlo en un reformador de hidrógeno, y así alimentar una celda de combustible (Fuente: Wikipedia).

produciría una separación y se formarían dos fases: la fase rica en gasolina y la fase rica en alcohol, que es corrosiva para las partes internas y puede llegar a calar el motor del vehículo (Kohli et al, 1980: 3). Se requiere un estricto control de presencia de agua, y por ello el etanol tiene que ser almacenado y transportado en forma diferente a la gasolina (Jácome, 2003: 29).

El poder solvente del etanol puede remover contaminantes y residuos depositados en el filtro previo de gasolina. Esto ocurre ocasionalmente en autos viejos, pero se soluciona cambiando el filtro, que una vez limpio tendrá un mejor rendimiento (Consejo Técnico, 2004).

Tabla 5. Valores caloríficos para combustibles comunes.

Combustible	BTU/lb	kcal/kg	kcal/L	kJ/L
Gasolina	18.900	10.500	7.700	32.240
Diesel	18.500	10.280	8.738	36.586
Fuel oil # 6	17.200	9.560	8.795	36.825
Etanol	11.500	6.390	5.048	21.136
Metanol	8.570	4.760	3.790	15.869
Carbón	8.000-10.000	4.440-5.550	–	–

Fuente: Kohli et al, 1980: 4.

El valor económico de un combustible esta determinado en función del valor calorífico (observar en la Tabla 5 que el valor calorífico del etanol es aproximadamente 34% menor al de la gasolina), de la eficiencia de combustión, de los impactos ambientales que pueda provocar, de las facilidades de uso, y de los procesos productivos (Kohli et al, 1980: 4).

3.3. Producción de Etanol Anhidro

Como se ha mencionado, el etanol se obtiene tanto a partir de combustibles fósiles, mediante la hidratación del etileno, como por la fermentación de azúcares, almidón y celulosa. Este último proceso utiliza la biomasa disponible y se considera una fuente de energía renovable, y por este motivo el etanol se denomina también *bioetanol*.

Según Jácome (2003: 32), algunas ventajas de la producción de bioetanol son:

- Existen enzimas específicas para la catálisis de una única reacción;
- Ocurre a temperaturas y presiones ambientales;

- Se pueden mejorar los procesos y los réditos económicos por medio de la biotecnología y los bioprocesos; y
- Su producción es altamente eficiente.

En el Ecuador existen condiciones necesarias para que se produzca una buena fermentación de la materia orgánica, entre las que se incluyen características óptimas de los cultivos, gran variedad de microclimas, buenas condiciones de suelo, cantidad de nutrientes y levaduras, temperatura, pH, etc. (Salazar, 2005).

Para incrementar la demanda, el etanol debe tener igual precio, o ser más barato que los combustibles fósiles que sustituye, y en ocasiones el gobierno tal vez deba subsidiarlo. En estos casos podría existir un estímulo para que el bioetanol sea utilizado como alcohol potable o para consumo humano en la industria de bebidas alcohólicas. Esto hace necesario que el bioetanol se desnaturalice o “envenene” para que sea utilizado únicamente como combustible (Seligman, 1985: 21), mediante la adición de un mínimo porcentaje de hidrocarburos antes de que abandone la planta de producción.

3.3.1. Materias primas

Los procesos para la producción de etanol varían de acuerdo a la materia prima utilizada, especialmente en las etapas anteriores a la fermentación, donde debe ser previamente acondicionada. También pueden diferenciarse en cuanto a las características y tratamiento de los efluentes.

Tabla 6. Procesos de fermentación aplicables a distintas materias primas.

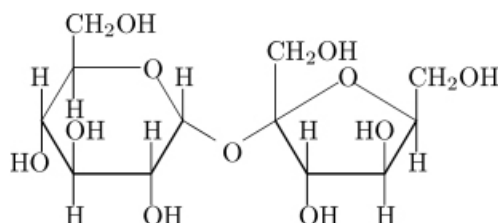
Molécula	Cultivos	Proceso de fermentación
Azúcar	Jugo de caña, melazas, remolacha	El proceso de fermentación es directo
Almidón	Papa, yuca, camote, maíz, cereales, mandioca	Las cadenas se rompen en unidades simples de glucosa por la enzima amilasa
Celulosa	Bagazo de caña, residuos de la agricultura como el banano, madera, pulpa	Las enzimas celulósicas o ácidos rompen la estructura en glucosa, pero la hemicelulosa se descompone a su vez en azúcares infermentables

Fuente: Grupo Técnico de Biocombustibles, 2002¹⁵. Modificado por la autora.

¹⁵ Citado por Jácome, 2003: 34.

En la Tabla 6 se puede apreciar que el alcohol obtenido a partir de azúcares requiere el proceso más sencillo y directo de conversión, pues el contenido de carbohidratos se encuentra ya en sus formas más simples, al ser la sacarosa un disacárido compuesto por una molécula de glucosa y otra de fructosa (ver siguiente Figura); no obstante, es factible únicamente en países tropicales y subtropicales con acceso directo a la materia prima.

Figura 4. Estructura química de la sacarosa.



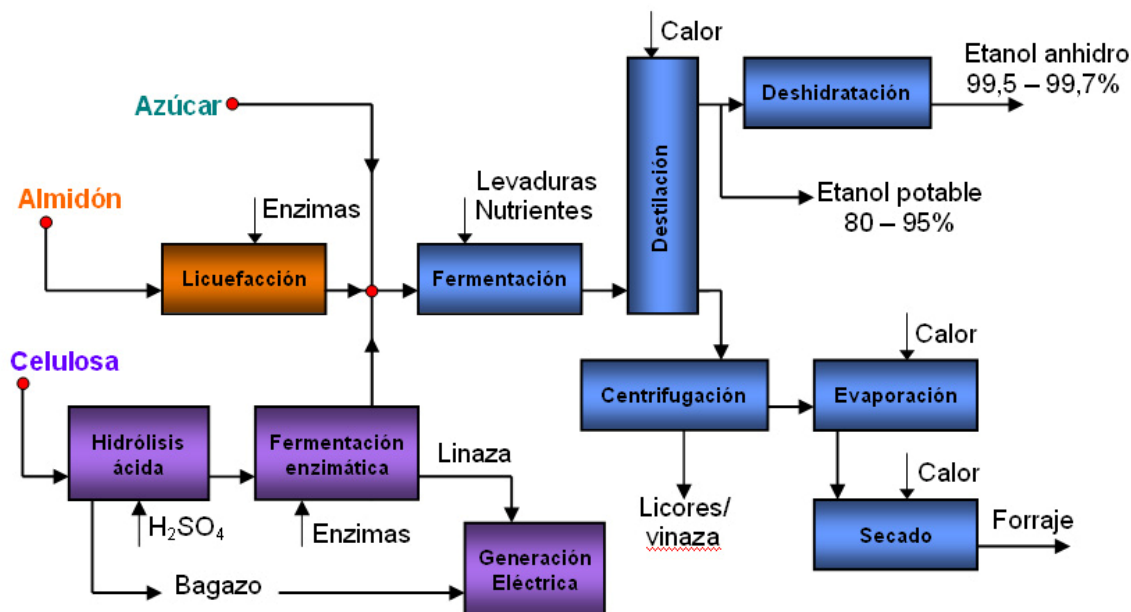
Fuente: Wikipedia.

Los almidones, por el contrario, son cultivos extendidos en todo el mundo. Su fermentación a alcoholes, sin embargo, requiere un paso más en el proceso, lo que podría incrementar los costos operativos y de inversión (World Bank, 1980: 16). Además, Månsson y Foo (2005) consideran que los almidones tienen más valor como alimentos, y que su utilización para la producción energética debe extenderse únicamente al corto plazo para evitar la competencia entre cultivos para combustibles y cultivos para alimentación, pues los primeros podrían tener más incentivos por una mayor obtención de réditos económicos.

La utilización de celulosa y ligno-celulosa requiere un pretratamiento extensivo, seguido de hidrolización enzimática o ácida de los componentes celulósicos, como se puede observar en la Figura 5 (Alfani y Colleran, 1985: 245).

Sin embargo, se considera que en el mediano plazo la producción a partir de celulosa, cuyo combustible resultante se ha denominado de “segunda generación” (Volpi, 2007), será la opción más factible para la producción de etanol, ya que tiene menor impacto en los recursos alimenticios, si bien todavía no se ha logrado que el proceso sea económicamente viable.

Figura 5. Esquema simplificado de los procesos para la producción de etanol anhidro a partir de diferentes materias primas.

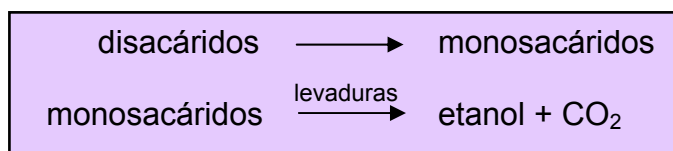


Fuente: Elaborado por la autora.

3.3.2. Procesos de producción a partir de caña de azúcar

La caña de azúcar es el producto agrícola más atractivo para la producción de etanol porque su proceso de conversión es más simple y directo, y porque alimenta los calderos con su propia energía en forma de bagazo para molinos, fermentadores y destiladores (Kohli et al, 1980: 5).

La reacción anaerobia de fermentación de jugo de caña a etanol es, esencialmente, la siguiente (Godbole, 2002):

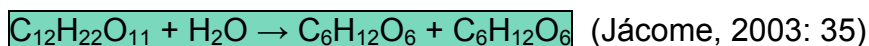


Los procesos más comunes en la producción de etanol anhidro a partir de caña de azúcar son (Kilborn SNC-Lavalin, 2007):

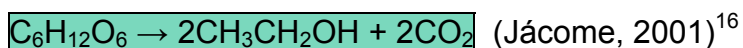
1. **Acondicionamiento de la materia prima:** se diluye con agua para instaurar los jugos, se añaden nutrientes, se ajusta la temperatura y el pH, y se pica.
2. **Molienda:** se extrae el jugo mediante presión, y se recolecta en tanques. El bagazo que sale de la última unidad de molienda es transportado a las

calderas como combustible, o puede tener otros usos en fábricas de papel o producción de tableros aglomerados.

3. **Clarificación y purificación de los jugos:** el jugo pasa por un proceso de floculación y precipitación. Luego, se pasa por un filtro para retener las partículas más gruesas antes de ser acidificado, esterilizado y enfriado.
4. **Fermentación:** La sacarosa del jugo se convierte en glucosa y fructosa por acidificación o acción bacteriana:



Se produce la fermentación por acción de la levadura *sacharomisse cervissiae*, a temperaturas de 26 a 32°C, formándose etanol y dióxido de carbono:



Normalmente, se produce hasta una concentración del 12 al 15% en volumen de alcohol en un líquido que se denomina vino o mosto. Pasado este límite, los microorganismos encargados del proceso (en su mayoría levaduras) comienzan a decaer, y para evitarlo, se realiza un proceso previo de destilación simple.

5. **Destilación y deshidratación:** durante la primera parte, o despojamiento, se separa el etanol de los sólidos remanentes de la fermentación, logrando una solución de etanol en agua al 50% v/v, y un residuo que sale por el fondo de la columna, denominado vinaza.

El segundo paso se denominado rectificación, y produce etanol potable en el punto de azeótropo¹⁷ de la mezcla, 96,5% v/v, y se retiran las impurezas volátiles que contaminan el etanol, denominadas flemazas.

La deshidratación se realiza por un proceso de adsorción sobre un tamiz molecular, hasta lograr una concentración de etanol de alrededor de 99,5%.

6. **Tratamiento del efluentes:** uno de los esquemas posibles para el tratamiento de las vinazas, los licores, y otros efluentes de las demás unidades del proceso, consiste en su procesamiento en un biorreactor anaerobio, seguido por tratamiento aeróbico, y la disposición de los lodos como abono biológico

¹⁶ Citado por Jácome, 2003: 36.

¹⁷ Un **azeótropo** es una mezcla líquida de dos o más componentes que poseen un único punto de ebullición constante y fijo, y que al pasar al estado vapor se comporta como un líquido puro, como si fuese un solo componente (Fuente: Wikipedia).

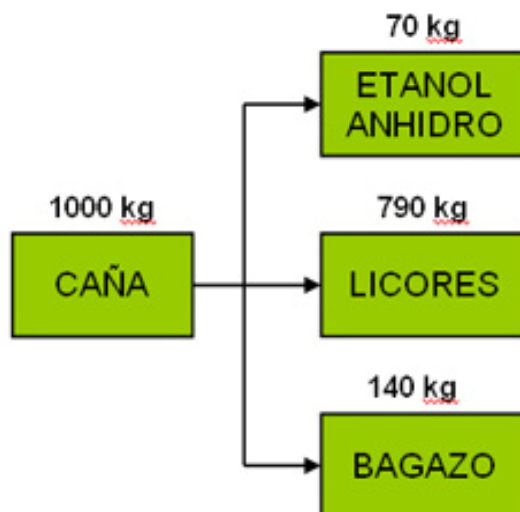
para su uso en misma plantación de caña de azúcar, o su secado hasta convertirlos en forraje en la forma de pellets.

Se requiere relativamente poca cantidad de energía para la fermentación (comparándola con la total requerida), pero en cambio se destinan grandes cantidades a la destilación y el secado de forraje. En el proceso puede reciclarse la energía en forma de calor del destilador, y utilizarse para el secado. No se requiere una alta tecnología, pero la producción de etanol anhidro a nivel industrial requiere condiciones de gran seguridad y optimización (Salazar, 2005).

3.3.3. Productos del proceso

De la producción de bioetanol se obtienen, dependiendo del proceso y del tratamiento de efluentes: alcohol, bagazo, licores, vinazas, alimentos para animales ricos en proteínas (forraje), afrecho, y CO₂, que puede ser licuado para la industria de bebidas. Un balance de materia muy sencillo de estos productos y subproductos se puede observar en la siguiente Figura:

Figura 6. Esquema simplificado de los principales productos y subproductos.



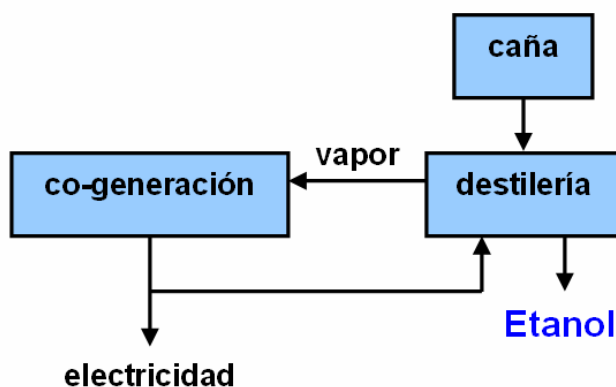
Fuente: Elaborado por la autora.

En la práctica, la cantidad de etanol obtenido de la fermentación es de aproximadamente el 92% de su valor teórico.

De la columna de rectificación (parte de la destilación) se producen generalmente alcoholes amil e isoamil y glicerol, en cantidades de 5 kg por cada 1.000 L de etanol, que pueden comercializarse o licuarse en el etanol como desnaturizantes. También se generan licores o vinazas, que son los lodos o efluentes líquidos muy diluidos, que pueden constituir de 10 a 13 veces el volumen del alcohol producido, y tienen aproximadamente 10% en peso de materiales sólidos, de los cuales 2-3% pueden ser utilizados como nutrientes después de un proceso de evaporación. De acuerdo a las demandas del mercado, se podría entonces producir forraje y fertilizantes naturales para aplicar directamente en los cañaverales, otros cultivos, o para extensiones ganaderas cercanas (World Bank, 1980: 25), lo que constituye un proceso eficiente de aprovechamiento de los subproductos generados.

Como se indica también en la Figura 5, de la página 43, es posible utilizar el bagazo para alimentar calderos para la generación de energía eléctrica, proceso conocido como cogeneración. La electricidad puede ser utilizada en la misma planta de producción y/o vendida a la red nacional con precios preferenciales por provenir de un recurso renovable, establecidos en la Tabla 3.

Figura 7. Producción de etanol con cogeneración a partir de caña de azúcar.



Fuente: Moreira¹⁸.

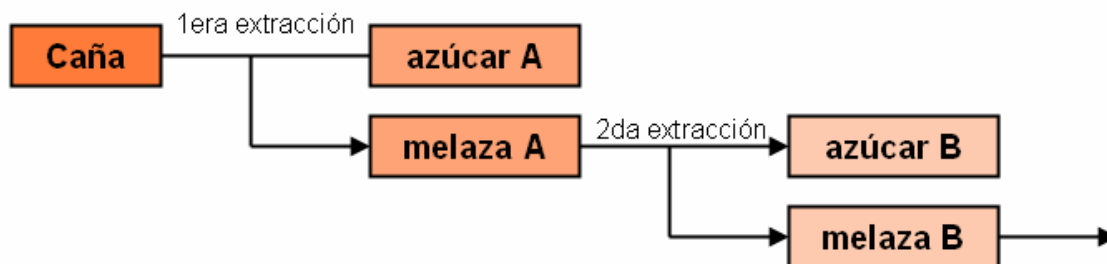
3.3.4. Procesos de producción combinados

El azúcar se clasifica de acuerdo a su grado de refinación, siendo el azúcar A la obtenida de la primera cocción del jugo de caña (aproximadamente el 60% del

¹⁸ Citado por Jácome, 2003: 35.

azúcar), y el azúcar B la obtenida a partir de cocción de las melazas¹⁹ subproducto del azúcar A (llamadas melazas A), como se indica en la Figura 8.

Figura 8. Clasificación de azúcares y melazas de acuerdo al número de extracciones.



En este marco existen varios escenarios posibles respecto a los productos (uno o varios) obtenidos a partir de un cultivo, que son importantes porque constituyen alternativas para los productores y les permiten flexibilidad de acuerdo a los requerimientos y precios vigentes del mercado:

Caña → ● azúcar A;

- jugo de caña fermentado a etanol;
- melaza A (utilizada frecuentemente para la producción de panela o aguardiente, y como alimento para ganado);
- melaza A fermentada a etanol;
- bagazo y residuos para co-generación.

Si los residuos de la caña no son suficientes, se puede compensar con arbustos tropicales para asegurar la disponibilidad constante de material para los calderos de cogeneración (Jawetz y Samuels, 1985: 1127).

3.3.5. El escenario ecuatoriano

3.3.5.1. El sector agropecuario

De acuerdo al Censo Nacional Agropecuario del año 2000 (SICA, 2007), actualizado en el 2002, en el país existían 12,36 millones de ha de suelos con actividad productiva primaria en el Ecuador, alrededor del 48% del territorio nacional. Esta información fue recogida mediante la evaluación de las Unidades

¹⁹ La melaza es un producto líquido espeso, obtenido como subproducto del residuo restante en las cubas de extracción de los azúcares (Fuente: Wikipedia).

de Producción Agropecuaria (UPA), definidas como extensiones de tierra dedicadas total o parcialmente a la producción agropecuaria.

Se considera que los cultivos que más aportaron a la producción y al PIB agropecuario fueron: banano, caña de azúcar, arroz, palma africana, maíz duro seco, plátano, y papa.

De esta forma, la contribución de la agricultura a nivel primario en la economía nacional fue de 17,3 %, convirtiéndose en el sector más importante, por encima del sector petróleo y minas (14,1%), manufacturero (16,4%) y comercio y hoteles (14,9%). Si consideramos a la agricultura como un sistema agroalimentario, incluyendo a la agroindustria, transporte, comercio esta contribución es aún más significativa, y alcanzaría cerca del 30% (SICA, 2007).

3.3.5.2. El sector azucarero

El azúcar, producida a partir de cultivos de caña y remolacha azucarera, es uno de los productos de mayor importancia para el desarrollo comercial en el continente americano y europeo. Su consumo es extendido en todo el mundo, dado que se trata de una de las principales fuentes de calorías en las dietas de todos los países (SICA, 2007).

De acuerdo a Camacho (2007), en el Ecuador, para el año 2006, existían 130 kha sembradas de caña, que representan cerca del 5,12% de la superficie sembrada del país (cultivos únicos y asociados). De aquellas, 78 kha eran destinadas exclusivamente a la producción de azúcar refinada, de las cuales se cosecharon únicamente 76 kha. De cada ha, se obtienen alrededor de 6,71 t de azúcar (SICA, 2007). Las restantes 52 kha de cultivo de caña se destinan a otros usos menos rentables, como la producción de panela y aguardiente.

En el país existe una cobertura total de la demanda de azúcar debido a la masiva producción. Los excedentes, de alrededor de 50.000 t (toneladas) de azúcar

anuales²⁰, generalmente se exportan a Estados Unidos (existe una cuota de 12.000 t anuales), a Perú o a Venezuela, a precios no competitivos en el mercado internacional (Camacho, 2007). El precio nominal promedio al por mayor de azúcar blanca en el mercado nacional, en el año 2006, fue de USD 28 por saco de 50 kg (SICA, 2007).

La contribución al PIB de la cadena productiva del azúcar es del 1,4 %, y con relación al PIB agrícola es del 12%. En los últimos años se ha dado una integración vertical cada vez más significativa del sector, convirtiéndose en una de las agroindustrias más importantes del país. En seis ingenios azucareros laboran en época de zafra 30.000 personas de forma directa, y 80.000 de forma indirecta, que representan el 9% de la población económicamente activa del sector agropecuario (Jácome, 2003: 37).

Los Ingenios La Troncal, San Carlos, Valdez, e Isabel María, con el 90% de la producción nacional, están ubicados en el litoral, donde la zafra se extiende desde julio hasta diciembre, con procesos de molienda de 24 horas en tres turnos y un período interzafra (dedicado a la reparación de maquinaria) entre enero y junio.

Los ingenios IANCEM y Monterrey se encuentran localizados en la región sierra. La producción de azúcar se realiza durante todo el año, con jornales de seis días a la semana. El período interzafra se realiza en enero y febrero (SICA, 2007).

3.3.5.3. Proyecciones para la producción de etanol

La oportunidad de aprovechar cultivos de caña actualmente ineficientes, para la producción de bioetanol, resulta muy atractiva para los cañicultores y pequeños productores del país.

Existen algunas diferencias entre cultivos de caña para azúcar y cultivos energéticos, como la cantidad utilizada de pesticidas y nutrientes, y la topografía requerida. Los cultivos energéticos se deben llevar a cabo en terrenos sin mucho declive para la operación de maquinaria industrial a gran escala. En principio, para el Programa Nacional de Biocombustibles (que se describe más adelante, en

²⁰ Camacho, 2007.

el Capítulo 3.5) no se prevé la utilización de variedades de caña diferentes a las ya existentes, aunque es una posibilidad que podría mejorar el rendimiento de los cultivos (Camacho, 2007).

De acuerdo a las características climáticas, los lugares más adecuados son las estribaciones de la cordillera y los subtrópicos; zonas con una insolación de 800 a 900 horas de luz al año como mínimo (un promedio de 67 a 75 horas al mes). La disponibilidad mínima de agua debería ser de 958 mm al año. La zona oriental del país podría resultar muy apropiada por la cantidad de precipitaciones, pero al momento carece de la infraestructura necesaria para los procesos (Camacho, 2005).

Bajo estos parámetros, el Ministerio de Agricultura ha identificado algunas zonas idóneas para el cultivo (que pueden observarse gráficamente en el [ANEXO II](#), en la página 116):

- Provincia del Guayas: cuenca del Río Guayas: ingenios San Carlos, Valdez, La Troncal e Isabel María; en Santa Helena: existe un potencial de 8.000 – 10.000 ha disponibles, pero existirían costos extra por concepto de riego;
- Provincia de El Oro;
- Provincia de Imbabura: ingenio IANCEM;
- Provincia de Pichincha: noroccidente, Nanegalito y Puerto Quito; zona de Pacto (dedicada principalmente a la producción de panela y aguardiente de forma casi artesanal): existen pocas ha de cultivos, que pertenecen a productores independientes;
- Provincia de Loja, Catamayo: ingenio Monterrey;
- Provincia de Napo, Archidona: cultivos de caña y yuca en aproximadamente 8.000 ha (Salazar, 2005).

En la provincia de Imbabura, en el valle del Chota y Salinas, los cultivos alcanzan gran rendimiento, pudiendo llegar en condiciones comerciales a las 100 - 130 t/ha por ciclo de 18 meses. Estos cultivos se pueden aprovechar para producir etanol anhidro durante todo el año en forma constante y rotativa. Se calcula que en estas zonas existen cerca de 800 cañicultores, en su mayoría pequeños productores

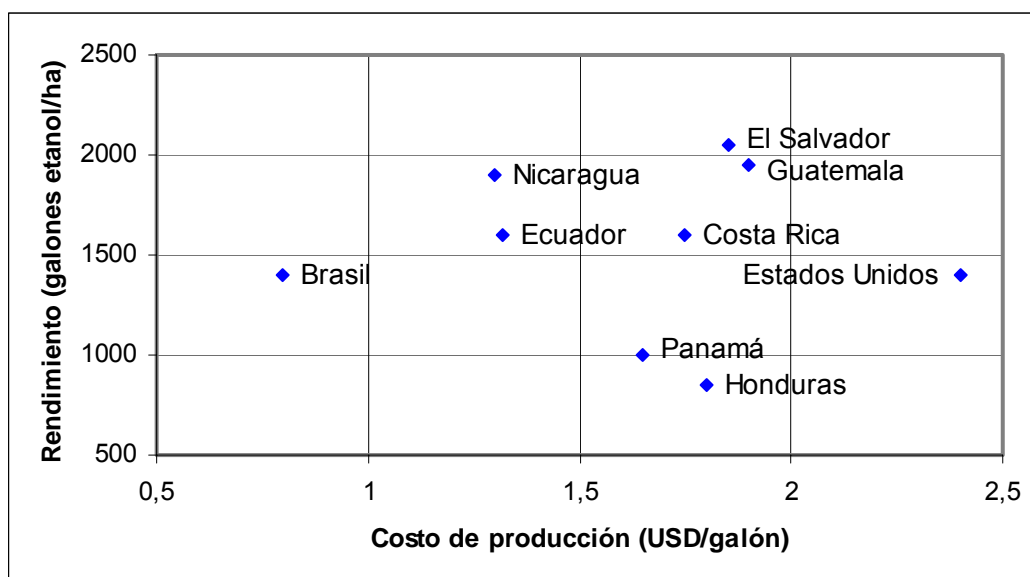
que tienen extensiones de 1/2 a 5 ha, y al momento atraviesan por una crisis, pues los cultivos son su único sustento productivo (La Hora Imbabura, 2005).

3.3.5.4. Datos de rendimiento

Según Camacho (2005), para que la producción de bioetanol sea rentable en términos económicos, se necesita un rendimiento mínimo de 70 t de caña/ha anuales. Durante el año 2006, y de acuerdo al SICA (2007), el rendimiento anual promedio fue de 78 t/ha. Por cada t de caña (con 12,5% de sacarosa) se producen alrededor de 77,5 L de etanol anhidro (Jácome, 2005).

De esta forma, en un escenario conservador –y con buenas oportunidades de mejora–, se obtienen un rendimiento anual aproximado de 6.000 L de etanol/ha de caña, o 16,6 L/ha·día. Se utilizará este dato como referencial para los siguientes cálculos y análisis.

Gráfico 11. Matriz de competitividad internacional de la producción de etanol a partir de caña de azúcar, para el año 2006.



NOTA: Se utilizó información de etanol hidratado (96,5%), dado que las bases de datos internacionales no tienen aún una segmentación específica para etanol anhidro.

Fuente: INTRACORP, 2007; con información de U.S. Department of Agriculture, CEPAL y FAO.

En el Gráfico 11 se puede apreciar una comparación entre características como costo de producción por cada galón y galones de etanol por hectárea, de los países más competitivos de la región en la producción de etanol, donde se ha incluido a Estados Unidos, principal consumidor de energía del mundo.

De acuerdo al Gráfico, Ecuador alcanza el tercer lugar en cuanto a costos de producción a nivel de planta (0,35 USD/L o 1,32 USD/galón, como se verá en el Capítulo 4.4.3), si bien todavía se encuentra lejos de los precios altamente competitivos de Brasil, capaz de producir etanol a 0,22 USD/L. Cabe resaltar que los países más competitivos en precios de caña de azúcar son aquellos donde la mano de obra –que se requiere de forma intensiva– es económica. En cuanto a rendimiento, Ecuador (con sus 1600 galones/ha) se posiciona entre los 5 productores más eficientes de la región.

3.4. Mezclas de hidrocarburos y etanol anhidro

3.4.1. Gasolina y etanol anhidro

La gasolina es una mezcla compleja de diferentes hidrocarburos con distintos puntos de ignición, lo que vuelve muy difícil la tarea de calibrar el motor para una combustión estequiométrica perfecta que resulte únicamente en CO₂, H₂O y N₂ como productos.

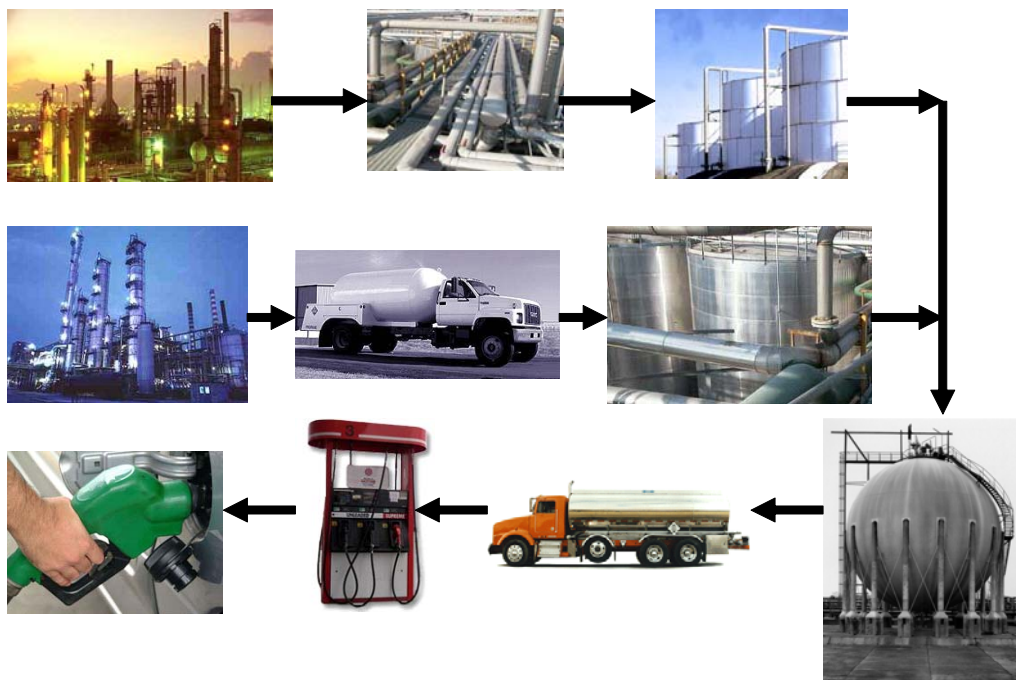
Una de las opciones para la disminución de emisiones es la aditivación directa de combustibles regulares por compuestos alternativos oxigenados, que son hidrocarburos que contienen uno o más átomos de hidrógeno, como alcoholes (etanol, metanol, octanol, etc.) y éteres (MTBE, di-isopropil éter, etc.), que facilitan una combustión más efectiva y disminuyen la cantidad de CO y combustible no agotado en las emisiones exhaustivas (ver más sobre reducción de emisiones en el Capítulo 4.6.1.2). La adición de detergentes es necesaria para lograr una buena miscibilidad entre el alcohol y el hidrocarburo (U.S. Department of Energy et al, 2005: 9), y la calibración de los motores para el nivel de altura de Quito (2.850 m.s.n.m.) para el radio aire/E10 puede ser realizada sin mayores costos o dificultades técnicas (Jácome, 2003: 9).

En la actualidad, se intenta reemplazar al MTBE como oxigenante de las gasolinas, cuyo uso fue extendido como reemplazo del plomo como promotor de octanaje. Se ha descubierto que el MTBE, con una gran solubilidad en agua y dificultad de biodegradación, ha contaminado amplios reservorios superficiales y subterráneos de agua, especialmente en los Estados Unidos (EIA, 2007).

Existen algunas alternativas de combinaciones gasolina/etanol. Algunas de las más comunes se describen a continuación:

- Mezcla de gasolina con hasta el 10% de etanol anhidro, que no requiere cambios en los motores que utilizan únicamente gasolina.
- Incremento del contenido de etanol anhidro en la mezcla en proporciones superiores al 10%, como se usa en Brasil, hasta llegar al 85%, utilizada extensivamente en Estados Unidos para vehículos modificados (llamados *Flex*). Se requieren cambios en los materiales del vehículo y una calibración cuidadosa del motor. La mezcla se denomina también gasohol oalconafta.
- Etanol hidratado (cuyo contenido de agua oscila entre 4 y 5%) con gasolina para vehículos sin modificaciones, combinados mediante emulsión para evitar separación en fases y corrosión del motor.

Figura 9. Proceso de mezcla y distribución de ECO85.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2005²¹.

En la Figura 9 se observa el diagrama de la mezcla y distribución del combustible alternativo. La gasolina es transportada a través del sistema de poliductos, desde la refinación hasta las terminales de almacenamiento, donde se mezcla con el etanol transportado de la destilería por medio de tanqueros o utilizando la misma

²¹ Modificado por la autora.

infraestructura de poliductos instalada para derivados, adaptada a las características del etanol. Una vez mezclado, el combustible con etanol es despachado hacia las comercializadoras, donde finalmente es adquirido por los consumidores para sus vehículos.

3.4.2. Nomenclatura y composición

En la nomenclatura clásica, utilizada por otros países productores, las mezclas directas con etanol anhidro se designan con la letra E, mientras que las de metanol llevan la letra M, seguidas de un número que representa el porcentaje en volumen de alcohol en su composición.



Los tanques que contienen combustible con etanol deben ser etiquetados. Generalmente se utiliza una calcomanía con un pentágono en color bronce con el porcentaje de aditivación marcado en negro (U.S. Department of Energy et al, 2005: 15).

El combustible E10 está compuesto por un 10% de etanol anhidro desnaturalizado (ver Capítulo 3.3) y 90% de gasolina, mientras que el E90 contiene un 90% de etanol y 10% de gasolina (U.S. Department of Energy et al, 2005: 2).

Cada 1% de etanol añadido a las gasolinas incrementa sólo un 0,2 en el número de octanaje. Se necesita entonces un 25% para aumentar el octanaje en 5 RON²². En comparación se añaden únicamente 0,4 g/L de plomo para alcanzar este mismo incremento (Seligman, 1985: 20). Esta es una de las razones por las que, en décadas anteriores, se prefería al plomo como promotor de octanaje, con graves consecuencias ambientales y para la salud humana.

3.4.3. Aspectos técnicos-operativos

Técnicamente, el motor de un vehículo convencional acepta hasta un 25% de aditivación de etanol anhidro a las gasolinas sin necesidad de alterar ninguna de

²² **RON:** Research octane number; número de octanaje. Es una escala que mide la resistencia que presenta un combustible a detonar prematuramente cuando es comprimido dentro del cilindro de un motor.

las condiciones del vehículo, pero los fabricantes de automóviles prefieren guardar un margen de seguridad y garantizar el adecuado funcionamiento de los automotores hasta un 10% de aditivación. Esta mezcla favorece el mantenimiento y potencia de los motores de los vehículos, sin generar daños colaterales de rendimiento (López, 2004).

Uno de los problemas que puede generarse en los vehículos es la gran miscibilidad del alcohol con el agua por ser ambos compuestos polares y tener mayor afinidad, mientras la gasolina es no polar. En una mezcla con alto porcentaje de alcohol el combustible puede empezar a atrapar la humedad del medio ambiente y formar ácido sulfúrico (H_2SO_4) mediante la reacción entre el dióxido de azufre (SO_2) (generado por la presencia de azufre en el combustible) y el agua. El ácido puede corroer el carburador de los vehículos, las válvulas, y otras partes internas del motor. Por tal motivo la mezcla gasolina/etanol se debe hacer lo más cerca posible al vehículo para evitar el atrapamiento de humedad durante el transporte (Salazar, 2005).

Otro problema es la solubilidad de algunos compuestos y partes internas del motor y la carrocería (Wenman, 1985: 177). Sólo los materiales compatibles con alcoholes deben ser usados en los sistemas de almacenamiento y distribución. Algunos materiales (como el aluminio, zinc, latón, caucho, corcho, plomo, PVC, fibras de vidrio, y ciertos plásticos térmicos) que se utilizan comúnmente con la gasolina son totalmente incompatibles con los alcoholes. Sin embargo esto constituye un problema únicamente para mezclas superiores al 15%.

Finalmente, otra dificultad es que el consumo de combustible se incrementa en un 3,4% (ver Capítulo 3.2) al utilizar E10 en lugar de gasolina sin mezcla (Apace Research Ltd, 1998: 5), debido al menor valor calorífico de los alcoholes respecto a los hidrocarburos. Esto podría influir negativamente en la demanda de E10, ya que los consumidores podrían objetar el hecho de obtener menor rendimiento por el mismo precio. Podría existir una política económica compensatoria a este respecto.

Aunque es posible la conversión de un motor para que utilice E100 en lugar de gasolina, el proceso no es recomendable por la gran cantidad de materiales que deben ser reemplazados, los altos costos y la necesidad de una minuciosa calibración. Se han desarrollado, sin embargo, vehículos flexibles (llamados *Flex Fuel*) que pueden operar con diversos porcentajes de mezcla de gasolina y etanol, desde 0% de etanol y 100% de gasolina hasta 85% de etanol y 15% de gasolina.

El Ecuador no importa o ensambla en la actualidad este tipo de vehículos, pero podrían considerarse una opción si el mercado nacional de combustibles ofreciera las mezclas gasolina/etanol a gran escala.

3.4.4. Consideraciones de seguridad

El etanol debe ser manejado con sumo cuidado, tal como se haría con cualquier combustible, y se debe minimizar la posibilidad de exposición.

Como la gasolina, el etanol anhidro es altamente combustible y venenoso, y puede contener aditivos perjudiciales (como detergentes y dispersantes) para la salud y el medio ambiente, aún en caso de contactos casuales por inhalación de vapores, absorción a través de la piel, o ingesta accidental (U.S. Department of Energy et al, 2005: 17).

3.5. Proyecto de aditivación de gasolinas con etanol en el Ecuador

En 1991 Petroindustrial comenzó las pruebas de mezclas gasolina/etanol anhidro, pero en ese entonces el etanol debía ser importado, siendo una opción que se descartó por sus altos costos.

La producción nacional de etanol anhidro inició en 1998 en las plantaciones de caña en La Troncal (provincia de Cañar), y en el Ingenio San Carlos (provincia de Guayas) a partir melazas, pero el proyecto a escala nacional fue diseñado inicialmente en octubre del 2003 con un estudio de prefactibilidad y la formación de un Comité Interinstitucional (Salazar, 2005), que desde marzo del año 2004 ha realizado varias reuniones de trabajo con los grupos interesados en participar en el desarrollo del proyecto (Arboleda, 2004).

El *Programa de Fomento a la Producción y Uso de Biocarburos en la Formulación de Combustibles* (llamado también *Programa Nacional de Biocombustibles*, que en adelante se denominará simplemente **Programa**), que algunas instituciones estatales se encuentran impulsando (ver Capítulo 3.5.3), fue expuesto en la cita internacional de “Tecnologías limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos” (López, 2004).

El *Plan de Fomento a la Producción y Uso de Etanol en la Formulación de Combustibles* (denominado en el presente documento, a partir de ahora, como **Plan**) es parte de este Programa, y su objetivo general es:

Desarrollar condiciones apropiadas para la producción nacional y uso de etanol en la formulación de combustibles bajo un marco de desarrollo sustentable y equilibrado entre los sectores agrícola, petrolero e industrial, como un mecanismo para mejorar la calidad ambiental, reducir la dependencia energética y fomentar la generación de empleo en el país (Consejo Técnico, 2004).

Los objetivos específicos y alcance del Programa son:

- Cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto (ver Capítulo 4.6.2): control del efecto invernadero causante del cambio climático del planeta.
- Mejorar la calidad del aire:
- Reducir la importación de naftas de alto octano:
- Fomentar la generación de empleo mediante el desarrollo de la agricultura y agroindustria (MEM, 2005).

Las actividades principales planteadas para el desarrollo del Plan son:

- análisis de información y experiencia internacional
- formulación de mezclas y aditivación
- desarrollo de marco legal, normativo y regulatorio
- estudio de factibilidad técnica y económica
- pruebas de laboratorio, banco y campo
- estudio de impactos ambientales
- ejecución de proyecto piloto
- promoción y difusión del producto a nivel nacional
- adecuación de instalaciones existentes (terminales de distribución y estaciones de servicio)

- desarrollo y ampliación de cultivos
- instalación de plantas de producción de etanol
- aplicación mandatoria de mezclas a nivel nacional (MEM, 2005).

El Plan brindaría idealmente un soporte preferencial a los sectores agrícola y agroindustrial, especialmente en las áreas rurales del país (Diario Expreso, 2004), y cuenta con apoyo especialmente de los gremios de productores de caña.

La primera etapa del Plan de Fomento de Etanol es la ejecución de un *Plan Piloto de Formulación y Comercialización de Gasolina Extra con Etanol Anhidro en la Ciudad de Guayaquil* (en adelante, denominado **Plan Piloto**), que se encuentra actualmente en proceso de ejecución, y cuyos resultados serán aplicados en una segunda fase, a nivel nacional.

3.5.1. Producción

Las condiciones para una producción de etanol anhidro eficiente son:

- Que las materias primas estén ampliamente distribuidas y sus patrones de cultivo y crecimiento sean bien conocidos, y que tengan además un muy bajo riesgo productivo;
- Que los procesos de producción sean estandarizados; y
- Que el producto final sea utilizable en motores convencionales (Stümer et al, 1985: 348).

El Ecuador tiene variedad de microclimas y cultivos, gran calidad de suelos, el mercado cuenta con tecnología estándar que puede ser incorporada con la asistencia técnica de países vecinos con mayor experiencia, y la aditivación planteada en una primera etapa (del 10% en volumen) puede ser utilizada en el parque automotor convencional. En este sentido se tienen condiciones ventajosas y competitivas para la ejecución de un proyecto de producción de etanol anhidro, que puede provenir de varios cultivos agrícolas como: caña de azúcar, maíz, yuca, papa, arroz, remolacha azucarera, rechazos y excedentes del banano, etc. (DNH, 2004).

Lo más adecuado para minimizar los riesgos iniciales es que los ingenios dispongan de tecnología flexible, que les permita escoger el tipo de producción que más se adapte a sus objetivos, necesidades, y a las condiciones del mercado (ver opciones productivas en el Capítulo 3.3.4). En este sentido se pueden aplicar métodos combinados, utilizando los cultivos para producir azúcar, etanol, ambos, con o sin cogeneración, con o sin recuperación de CO₂, etc.

3.5.2. Comercialización

Para el Plan Piloto en la ciudad de Guayaquil, donde se aditiva un 5% a la gasolina Extra, el etanol sería comercializado en 0,55 USD/L (aunque los potenciales productores han solicitado hasta 0,67 USD/L), es decir 2,08 USD/gal, mientras que la gasolina Súper tiene un costo de 1,68 USD/gal y la Extra 1,31 USD/gal (incluido el IVA). Según Recalde (2007) y Camacho (2007) esta diferencia de precios no significaría un incremento en el costo por galón de E10 para el consumidor final, pues la diferencia entre los precios del barril de etanol y de las gasolinas será compensada por el ahorro que significa para el país la disminución de más del 50% de importación de NAO, que es asumido por el Estado en la forma de subsidio (ver Capítulo 4.3.1.4), y que hace que otros biocombustibles como el biodiesel no puedan competir con los precios subsidiados de los hidrocarburos. En el caso del etanol, esto es posible por su característica de promotor de octanaje.

Aunque se contemple un escenario obligatorio, donde el cliente no tendría la opción de escoger entre diferentes tipos de combustibles, ya que la aditivación se realizaría en todas las gasolinas comercializadas, se requiere una campaña informativa y publicitaria en los medios para la aceptación del nuevo producto en el mercado (Jácome, 2003: 70).

De acuerdo a Jácome (2003: 65) existen 2 posibles escenarios de comercialización:

- 1) Petroecuador compra el etanol directamente de las plantas, realiza la mezcla y se encarga de la distribución, continuando con la exclusividad en el manejo de la red de combustibles.

- 2) Las empresas privadas distribuidoras compran y comercializan el etanol, logrando ventajas competitivas por diferenciación y reputación.

3.5.3. Actores y marco político-institucional

El Consejo Nacional de Biocombustibles constituido mediante Decreto Ejecutivo N° 146, del 27 de febrero de 2007 (ver Capítulo 2.4.2), está conformado por:

- a) El Ministro de Energía y Minas, quien lo presidirá;
 - b) El Ministro de Agricultura y Ganadería o su delegado;
 - c) El Ministro del Ambiente o su delegado;
 - d) El Ministro de Industrias y Competitividad o su delegado;
 - e) El Ministro de Economía y Finanzas o su delegado;
 - f) El delegado de la Federación de Azucareros del Ecuador (FENAZUCAR) y la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE);
 - g) El delegado de los distribuidores de combustibles del país; y,
 - h) El Delegado de la Asociación de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA).
- Los delegados del sector privado asistirán a las sesiones del Consejo con derecho de voz pero no de voto.
 - Actuará como Secretario el Presidente Ejecutivo de Petroecuador. En caso de falta o ausencia, el Presidente del Consejo designará un Secretario ad-hoc.
 - El Consejo podrá invitar a participar en sus sesiones a las personas o representantes de entidades públicas o privadas, que tengan interés en el tratamiento de las temáticas del sector de biocombustibles, cuyos criterios puedan constituir aportes importantes para la búsqueda de soluciones o alternativas.

En un período de diez años el país ha tenido siete presidentes, tres de ellos depuestos antes de terminar su mandato. En este contexto, el Programa se encontraba detenido a partir del cambio de gobierno en abril de 2005, y posteriormente por la separación del Ministerio de Energía y Minas y el cambio de las autoridades pertinentes. También retrasó su ejecución la carencia de una Ley de Biocombustibles que determine el marco legal del Programa.

Actualmente se encuentra en marcha el Plan Piloto para Guayaquil, encontrándose listos los Términos de Referencia para la contratación de la

Escuela Politécnica del Litoral (ESPOL) para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental. La Ley de Fomento de los Biocombustibles ha sido aprobada en segundo debate por el Congreso Nacional, en noviembre de 2007, y se prevé que el Ejecutivo le otorgue un veto parcial, solicitando algunas correcciones y precisiones en el texto.

Uno de los principales promotores del Programa, el MEER, se encuentra impulsándolo a través de la recientemente creada Dirección Nacional de Biocombustibles, que es parte de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, y que tiene la potestad de coordinar, impulsar y ejecutar el Plan.

Otra institución que tiene interés en el Programa es el Ministerio de Agricultura, debido al enorme valor agregado que tendría la producción agrícola y a la reactivación del sector rural. El Municipio de Guayaquil ha mostrado su apoyo para la ejecución del Plan Piloto con etanol.

El etanol puede producirse a partir de azúcares, almidones y celulosa, cada uno con sus particularidades, siendo el de los azúcares (a partir de caña, por ejemplo) el más sencillo y directo. Se requieren algunos insumos para la producción, siendo los más importantes la materia prima, tierra, mano de obra, combustible, fertilizantes y maquinaria. Los productos comercializables son el etanol, CO_2 , y sub-productos proteínicos.

El Ecuador posee características adecuadas y experiencia en el cultivo de caña de azúcar, y existe interés en la producción de etanol anhidro, principalmente a través del Plan de Fomento a la Producción y Uso de Etanol en la Formulación de Combustibles, que prevé en sus primeras etapas la aditivación del 10% de la gasolina (combustible que recibe el nombre de E10).

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES IMPACTOS DE UN PROYECTO DE ADITIVACIÓN DE GASOLINA CON ETANOL ANHIDRO

En este Capítulo se delimitará un sistema a ser analizado, y se definirán sus características y demanda específica de combustibles. Se identificarán las demandas energéticas del sistema para dos escenarios principales: sin cambios (consumo de gasolinas y su composición); y con la implementación de E10 (consumo de gasolina con etanol y su composición).

Se evaluarán las principales consideraciones técnicas e impactos socio-económicos, y ambientales de este cambio de escenario, y finalmente se evaluarán los costos vs. los beneficios de un proyecto de aditivación de gasolinas con etanol anhidro.

4.1. Alcance

Para realizar un análisis y comparación de dos escenarios diferentes es importante identificar claramente qué productos, servicios o procesos van a ser contrastados. En el presente estudio se van a comparar los siguientes productos energéticos:

- Gasolinas Súper y Extra comercializadas en la actualidad; con
- Combustible E10, conformado por un 90% de gasolina (Súper o Extra) y un 10% en volumen de etanol anhidro producido a partir de caña de azúcar.

Es también necesario identificar la unidad funcional que va a ser analizada, para lo cual existen algunas aproximaciones diferentes:

- Unidad de energía del combustible (1 kJ producido por gasolina vs. 1 kJ producido por E10);
- Unidad de superficie (1 km² de cultivo de caña vs. 1 km² de campo petrolero);
- Desplazamiento de un vehículo estándar (1 km de recorrido con gasolina vs. 1 km de recorrido con E10);
- Demanda en una población específica (demanda de una ciudad atendida con gasolina vs. demanda de la misma ciudad atendida con E10); entre otros.

Algunas de estas aproximaciones no son viables, por ejemplo la de unidad de superficie, pues la bibliografía indica que los impactos de un campo petrolero son mayores que la superficie utilizada para las instalaciones y la perforación de pozos.

Para este estudio se utilizará el enfoque de demanda en una población específica, pues permite aproximaciones más reales considerando las particularidades de la locación. Se delimitará una zona específica de estudio y análisis, que llamaremos **sistema**, considerado como un conjunto acotado de elementos interrrelacionados e interactuantes entre sí, dotado de organización, con sus propias características, actores y procesos, que interactúa con su entorno mediante un flujo de materia y energía.

Se tomará como sistema la ciudad de Quito, ya que dispone de información más amplia sobre los factores en los que tendrán incidencia los dos escenarios (calidad del aire, flota vehicular, uso del suelo, costos ambientales de la contaminación, etc.). Quito resulta interesante como caso de estudio por el interés político que existe en la ejecución de un proyecto de aditivación de gasolina con etanol anhidro (denominado simplemente, a partir de ahora, como **proyecto**), ya que tanto autoridades de diferentes niveles como técnicos, consideran importante realizar pruebas piloto del uso de E10 en las principales ciudades del país, que son las que tienen mayor flujo vehicular y consumo de combustible. Es un incentivo adicional el poder desarrollar un estudio que sea de utilidad en la práctica y que pueda ser usado efectivamente en conjunto con otros que se encuentran en marcha para la implementación del Programa.

4.1.1. Delimitación del sistema

Con motivos de simplificación, se considerará que las características del sistema son las siguientes:

- Se satisface la demanda de la ciudad de Quito, que representa cerca del 30% del consumo nacional de combustible (Jácome, 2005);
- Se considerará como base el año 2006;

- Se utilizarán los datos de rendimiento promedio del Ecuador para el año 2006, de acuerdo al Ministerio de Agricultura (ver Capítulo 3.3.5.4);
- Se asumen como válidos los datos teóricos obtenidos en la revisión bibliográfica, y donde aquellos no existen se han realizado estimaciones de acuerdo a promedios históricos y proyecciones.

La ciudad de San Francisco de Quito se encuentra a una altura promedio de 2850 m.s.n.m. Su población alcanzaba al año 2005 1,84 millones de habitantes, 82% que residen en áreas urbanas, y 18% en áreas suburbanas. La ciudad tiene una tasa de crecimiento poblacional anual del 2.06%. En el año 2003 se llegó a una ocupación del suelo que superaba las 19 mil ha (190 km²) urbanas, incluyendo los valles aledaños: Tumbaco, Los Chillos, Calderón y Pomasqui (Núñez, 2005: 116).

4.2. Metodología

En el presente estudio se definirá, en primera instancia, la demanda específica de combustible de la ciudad de Quito para el año 2006 y sus características. Posteriormente se evaluarán los requerimientos de etanol anhidro para satisfacer esta demanda y aditivar las gasolinas con un 10% en volumen.

A partir de esta información se evaluarán los impactos económicos, sociales y ambientales producidos por la implementación de este proyecto, relacionados a la importación de nafta de alto octano para la producción de gasolinas, cultivos de caña para la producción de etanol, emisiones atmosféricas por el uso del nuevo combustible, entre otros. Es posible que no se logren incluir y/o cuantificar todos los impactos que genere esta aditivación, pero serán evaluados los principales. Finalmente, se realizará un análisis beneficio/costo para el proyecto, síntesis de la valoración económica de los principales impactos identificados.

4.3. Demanda del sistema

4.3.1. Producción nacional de petróleo y gasolinas

Mientras mayor es el octanaje de un combustible, la reacción de combustión y el funcionamiento del motor resultan más efectivos. El octanaje depende de la naturaleza del crudo y del proceso de refinamiento.

El crudo ecuatoriano es parafínico²³, y en el proceso de refinamiento se producen naturalmente compuestos cíclicos o aromáticos, contenidos en alto grado en el combustible resultante. Los compuestos aromáticos han sido restringidos a nivel mundial, y están limitados en Ecuador por la norma INEN 935. A partir de la prohibición del uso de plomo como promotor de octanaje en 1998, se ha limitado el uso de aromáticos al 28% (en volumen) para la gasolina Súper, y al 20% para la gasolina Extra (Salazar, 2006).

Como referencia, en Chile el máximo permitido por la norma es de 38% v/v de aromáticos en la gasolina (Fuente: CONAMA, www.conama.cl); en Colombia, 25% para la gasolina corriente y 30% para la extra (Fuente: Alcaldía de Bogotá, www.alcaldiabogota.gov.co); en la Unión Europea el 30% (Fuente: EurLex, eur-lex.europa.eu); y en Estados Unidos, aunque el Gobierno Federal no ha fijado un máximo, el estado de California, por ejemplo, tiene como límite 25% v/v. (Fuente: Chevron, www.chevron.com).

Sobre el contenido de azufre, por otra parte, la norma INEN establece un máximo de 2.000 ppm para las gasolinas Súper y Extra, en tanto que para Estados Unidos y Europa, el límite es de 30 y 10 ppm respectivamente (González, 2007).

En el país existen 4 refinerías de Petroecuador (ContrataNet, 2007):

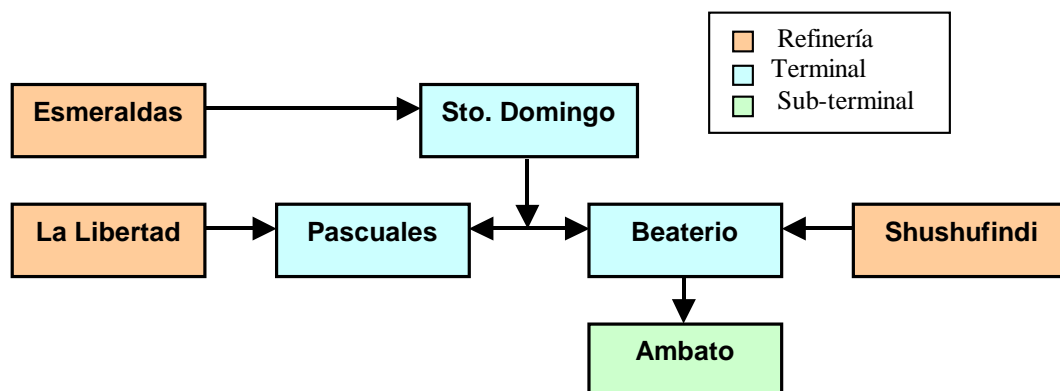
- Esmeraldas → capacidad de 110.000 barriles diarios;
- La Libertad → capacidad de 45.000 barriles diarios;
- Shushufindi (o Amazonas) → capacidad de 20.000 barriles diarios; y
- Lago Agrio → capacidad de 1.500 barriles diarios.

De esta forma, el Ecuador tiene una capacidad total de refinación de 176.500 barriles diarios de petróleo. En el año 2005, el petróleo crudo procesado en refinería fue de alrededor de 150.000 barriles (MEM, 2006)

En la Figura 10 se puede observar la red de producción, distribución y almacenamiento de derivados (no incluye la refinería de Lago Agrio).

²³ **Hidrocarburos parafínicos:** hidrocarburos saturados de cadena larga, homólogos del metano (CH₄). Su fórmula general es C_nH_{2n+2}.

Figura 10. Distribución de combustible en el Ecuador.



Fuente: Petroindustrial²⁴.

Las reservas probadas de petróleo de los campos en explotación han sido estimadas en 2.233 millones de barriles, que frente a una producción anual promedio de 173 millones de barriles dan un horizonte temporal de explotación de alrededor de 13 años. Si a este volumen se agregan las reservas probadas de los campos todavía no explotados, estimadas en 1.700 millones de barriles, el volumen total supera los 4.000 millones de barriles, lo que significa una relación reservas/producción de aproximadamente de 25 años, bajo las tasas actuales de extracción (MEM, 2007:17).

En el año 2005, fueron producidos un total de 194 millones de barriles de petróleo en campo, de los cuales el 37% (71 millones) corresponden a Petroecuador, y el resto a compañías privadas con distintos tipos de contratos. Del total, se destinaron 55 millones de barriles (aproximadamente el 30%, que corresponde a 150.000 barriles por día enviados a las refinadoras locales) al mercado interno, y el 70% restante para exportaciones (MEM, 2005).

Es importante destacar que para el año 2006, el componente del sector hidrocarburífero en el PIB (de alrededor de USD 41.000 millones) se ubicó en el 17,4%, representó el 34,9% del total de las exportaciones del país (de USD 12.500 millones), y financió el 37% del Presupuesto General del Estado (de aproximadamente USD 8.600 millones) (Petroecuador, 2007).

Las naftas (o gasolinaz) de producción nacional tienen un bajo octanaje en promedio, entre 81 y 82 RON²⁵. La refinadora de Esmeraldas es la única que

²⁴ Citado por Jácome, 2003: 20.

produce naftas de alto octanaje (hasta 92 RON) mediante procesos de cracking y reformado catalítico (ver Capítulo siguiente) y tratamiento de sulfuros (tanto para naftas como para diesel), pero las gasolinas contienen demasiados aromáticos, que son subproductos habituales del proceso de refinación.

Las deficiencias de octanaje y/o exceso de aromáticos de las naftas locales se suplen en la actualidad con la aditivación de naftas de alto octanaje (NAO), de entre 85 y 92 RON, que se importan desde México, Venezuela y Perú (ver Capítulo 4.3.3), para producir gasolinas que se sujeten a la normativa. Así, el octanaje resultante de las gasolinas comercializadas es:

- gasolina Extra = 80 RON
- gasolina Súper = 89 RON

En comparación:

- el etanol tiene 129 RON.

La gasolina Regular, de 84 RON fue producida en el país hasta el año de 1993. A partir de entonces se utilizó aquella materia prima para la elaboración de la gasolina Eco, de 82 RON, la primera sin plomo, que se produce hasta 1998. A partir de este año, respondiendo a un proyecto para mejorar la calidad del aire, todos los combustibles empiezan a eliminar el plomo en su composición, que era usado como agente antidetonante y promotor de octanaje.

Petroecuador mantiene informes estadísticos anuales de la actividad hidrocarburífera del país. En estos reportes (compilados desde el año 1972 hasta el año 2006, con proyecciones en lo que va del 2007) la información se presenta agregada y a nivel nacional, como se muestra en la Tabla 7 de resumen. De esta forma, se determina de para el año 2006 (el año base), el despacho de gasolinas a nivel nacional fue de aproximadamente 15 millones de barriles, de los cuales 3,34 millones (cerca del 22%) corresponden a gasolina Súper, y 11,65 millones (78%) a gasolina Extra.

²⁵ **RON:** Research octane number; número de octanaje. Es una escala que mide la resistencia que presenta un combustible a detonar prematuramente cuando es comprimida dentro del cilindro de un motor.

Tabla 7. Despacho histórico nacional de derivados desde 1990 hasta el año 2007 (proyección hasta junio), en miles de barriles.

Año	Súper	Eco	Extra	Regular	Total
1990	591		10.230	41	10.863
1991	612		10.913	28	11.553
1992	483		11.004	24	11.512
1993	314	26	11.109	7	11.456
1994	521	446	10.122		11.089
1995	734	1.601	8.378		10.713
1996	838	1.974	8.365		11.177
1997	928	2.229	8.594		11.751
1998	1.588	589	9.555		11.732
1999	896		9.723		10.619
2000	1.013		10.542		11.556
2001	1.411		10.697		12.107
2002	2.167		10.503		12.669
2003	2.432		10.047		12.479
2004	2.711		10.478		13.189
2005	2.979		10.953		13.931
2006	3.338		11.648		14.986
2007	3.754		11.853		15.607

Fuente: Síntesis de la información recopilada de los Informes Estadísticos de la Actividad Hidrocarburífera del País de los períodos 1972-2001, 2002 y 2004 (Petroecuador). Subsecretaría de Biocombustibles del MEM (2007).

4.3.1.1. Composición actual de las gasolinas

De acuerdo a la información de PETROCOMERCIAL, similar a la proporcionada por Salazar (2006), la gasolina Súper está compuesta de un 100% de NAO. Aproximadamente el 40% de esta NAO es de producción nacional (se utiliza toda la nafta producida por las refinerías locales), y el 60% restante es importado.

La gasolina Extra, en cambio, está compuesta aproximadamente de un 40% de nafta base de bajo octano de producción nacional y 60% de NAO. De este porcentaje de NAO, una parte (como se verá más adelante, en el Capítulo 4.3.1.3) es de producción nacional y otra importada. La gasolina Súper que no se destina directamente a la comercialización es también parte de su composición. Esta información es aproximada ya que en el proceso de *blending* no existen porcentajes fijos de mezcla. Se trata de un proceso no programado, que no cuenta con fórmulas predeterminadas, y depende de la disponibilidad de materia prima y del cumplimiento de la normativa (principalmente RON, aromáticos y azufre de los productos finales). Por este motivo, para los años en los que no existe información, se han realizado promedios simples de los datos existentes.

La Refinería de Esmeraldas produce diferentes tipos de derivados:

- Nafta base, de coqueo, o de cracking térmico: obtenida por la transformación química de hidrocarburos pesados, por acción del calor y presión, en moléculas más ligeras. Tiene bajo octanaje (60 en promedio), baja cantidad de aromáticos, y se destina a la producción de gasolina Extra y a la exportación.
- Nafta de cracking catalítico: obtenida por un proceso en el cual un catalizador en forma de microesferas rompe moléculas pesadas de hidrocarburo a hidrocarburos livianos de cadena corta. Tiene alto octanaje (93 RON) y baja cantidad de aromáticos. Se destina a la producción de Súper y Extra.
- Nafta de reformado: obtenida por la transformación de hidrocarburos parafínicos y nafténicos de la nafta pesada obtenida en la destilación atmosférica del crudo, en isoparafínicos y aromáticos, mediante catalizadores sólidos de platino y otros metales nobles. Tiene alto octanaje (90 RON) y alta cantidad de aromáticos. Se destina a la producción de Súper y Extra.

Para las NAO de producción nacional requeridas, se combinan tanto naftas de cracking como de reformado. La información sobre la composición actual de las gasolinas a nivel nacional se resume en la Tabla 11, en la página 71.

4.3.1.2. Gasolina Súper

La gasolina Súper se produce en la refinería de Esmeraldas a partir de la mezcla de NAO de producción nacional (columna *Producción en refinería*, de la Tabla 8) e importadas [1]. Después de su despacho de la refinería, la gasolina Súper es transportada a los terminales, donde se produce una aditivación final de NAO importada [2], como se puede ver en la siguiente Tabla.

Tabla 8. Producción histórica de gasolina Súper (en miles de barriles).

Año	Producción en refinería	NAO [1] importada a refinería	Despacho de refinería	NAO [2] importada terminales	Súper disponible [3]	Súper mezclas [4]	Súper mercado interno [5]
2001	2.483	1.315	3.798	388	4.186	2.787	1.400
2002	2.310	1.638	3.948	1.450	5.398	2.674	2.724
2003	2.024	1.081	3.105	2.193	5.298	2.622	2.676
2004	2.275	862	3.136	2.006	5.142	2.379	2.763
2005	1.884	795	2.680	3.177	5.856	2.755	3.101

Fuente: Elaborado por la autora en base a la síntesis de la información recopilada de los *Informes Estadísticos de la Actividad Hidrocarbúfera del País* de los períodos 1972-2001, 2002, 2004 y 2005 (Petroecuador).

Del total de la gasolina Súper resultante [3] (suma de la producción nacional en refinería, NAO importada a refinería y NAO importada a terminales) una gran parte [4] se queda en los terminales Beaterio y Pascuales para la producción de gasolina Extra, cuya composición se verá en el Capítulo 4.3.1.3. Otra parte [5] se destina a la venta para el mercado interno en las comercializadoras de Petroecuador y privadas. De esta información se puede determinar la composición promedio de gasolina Súper a partir de la mezcla de las NAO tanto producidas a nivel nacional como importadas:

Tabla 9: Porcentaje de NAO importada en la gasolina Súper.

Año	% NAO importada
2001	40,69
2002	57,20
2003	61,79
2004	55,76
2005	67,82

El porcentaje promedio de NAO importada en la composición de la gasolina Súper es del 61%, y este dato se utilizará como referencial para los siguientes cálculos.

4.3.1.3. Gasolina Extra

La gasolina Extra se produce tanto en refinerías como en terminales. En las refinerías es el producto de una mezcla de NAO nacional, NAO importada y nafta base. En los terminales se produce a partir de gasolina Súper y nafta base. En ambos casos el porcentaje de nafta base en la mezcla es del 46% (MEM, 2005) y puede ser considerado constante, como se indica en la siguiente Tabla resumen:

Tabla 10. Producción histórica de gasolina Extra (en miles de barriles).

Año	Total Extra	NAO importada terminales	NAO importada refinerías	Total NAO importada	% NAO importada
2002	10.175	1.540	1.083	2.623	25,78
2003	10.043	1.376	1.1201	2.497	24,86
2004	10.324	1.330	1.782	3.112	30,14
2005	10.641	1.671	2.171	3.912	36,77

Fuente: Elaborado por la autora.

El porcentaje promedio de NAO importada en la composición de la gasolina Extra ($Total\ NAO\ importada / Total\ Extra$) es del 29%, y este dato se utilizará como referencial para los siguientes cálculos.

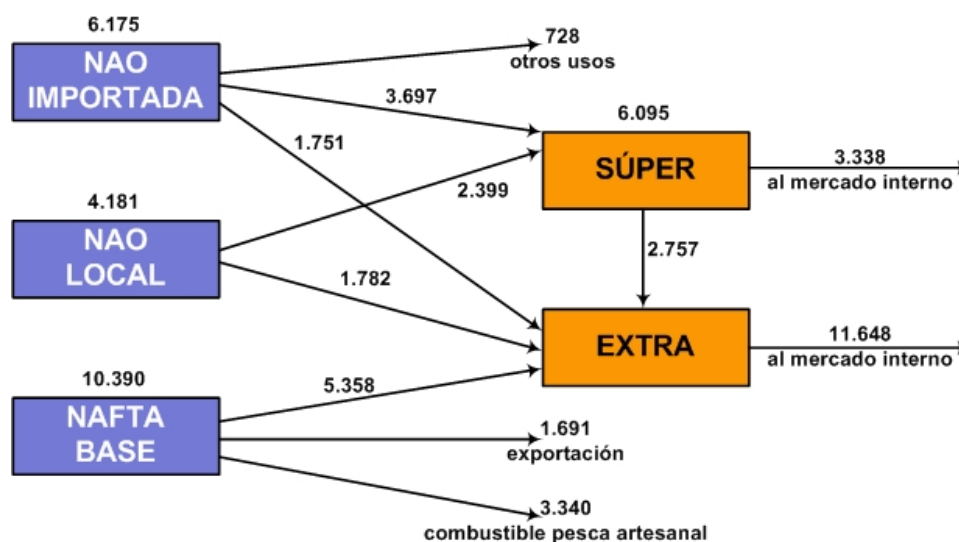
Tabla 11. Composición actual de gasolinas Súper y Extra.

Composición	Extra	Súper
	80 RON	89 RON
	% volumen	% volumen
Nafta base de bajo octano (producción nacional)	46,00	-
NAO (producción nacional)	24,61	39,35
NAO (importada)	29,39	60,65

Fuente: Elaborado por la autora.

De los 11,65 millones de barriles de gasolina Extra que se consumieron en el año 2006, aproximadamente 3,42 millones corresponden a NAO importada.

Figura 11. Producción de gasolinas Súper y Nafta en el Ecuador en el año 2006, a partir de mezclas de naftas (en miles de barriles).



Fuente: Elaborado por la autora.

La Figura 11 resume de forma gráfica el proceso de mezcla de las diferentes naftas para la producción de los derivados comercializados.

4.3.1.4. Composición de la gasolina con etanol

En el caso de ambas gasolinas, la aditivación de etanol anhidro significa un cambio porcentual significativo en la contribución de las naftas para su elaboración, como se puede observar en la Tabla 12.

En el caso de la gasolina Extra, ésta pasaría a tener 10% de etanol anhidro, 60% de nafta base (Salazar, 2006), 17% de NAO de producción nacional, y 13% de NAO importada. Esto implica una importante revalorización de la nafta base de producción nacional que en la actualidad se exporta a precios muy bajos, cuyo volumen de utilización crece debido a que el etanol suple los requerimientos de

octanaje y disminuye los aromáticos que contiene por dilución. Estos resultados (a excepción de los porcentajes de NAO nacional e importada, que han sido calculados en base a los volúmenes anuales disponibles de producción local) han sido obtenidos en pruebas de laboratorio, de acuerdo a los parámetros técnicos requeridos de RON y aromáticos.

Tabla 12. Composición de las gasolinas Súper E10 y Extra E10.

Composición	Extra E10	Súper E10
	80 octanos	89 octanos
	%	%
Etanol	10,00	10,00
Nafta base de bajo octano (producción nacional)	60,00	-
NAO (producción nacional)	17,20	61,10
NAO (importada)	12,80	28,90

Fuente: Elaborado por la autora.

En el caso de la gasolina Súper, y al disponerse de mayor cantidad de NAO de producción nacional (por la disminución de su uso para la elaboración de gasolina Extra), ésta estaría compuesta por un 10% de etanol anhidro, 61% de NAO nacional y 39% de NAO importada.

Dado que el etanol y la gasolina poseen valores caloríficos diferentes (que se ilustran en la siguiente Tabla, extracto de la Tabla 5), es necesario aplicar un factor de corrección a la demanda de combustibles.

Tabla 13. Valor calorífico y porcentaje de los componentes de E10.

	kcal/L	composición volumétrica
Etanol	5.048	10%
Gasolina (promedio)	7.700	90%

De esta forma, se obtiene el valor calorífico para la mezcla gasolina/etanol aplicando un promedio ponderado de acuerdo a su composición en volumen, que resulta en 7.435 kcal/L. Este valor es un 3,4% menor al de la gasolina que se utiliza en la actualidad, y se puede aplicar como incremento correctivo a la demanda de los vehículos para recorrer un km utilizando uno y otro combustible. Esta diferencia ha sido considerada en los totales de la siguiente Tabla:

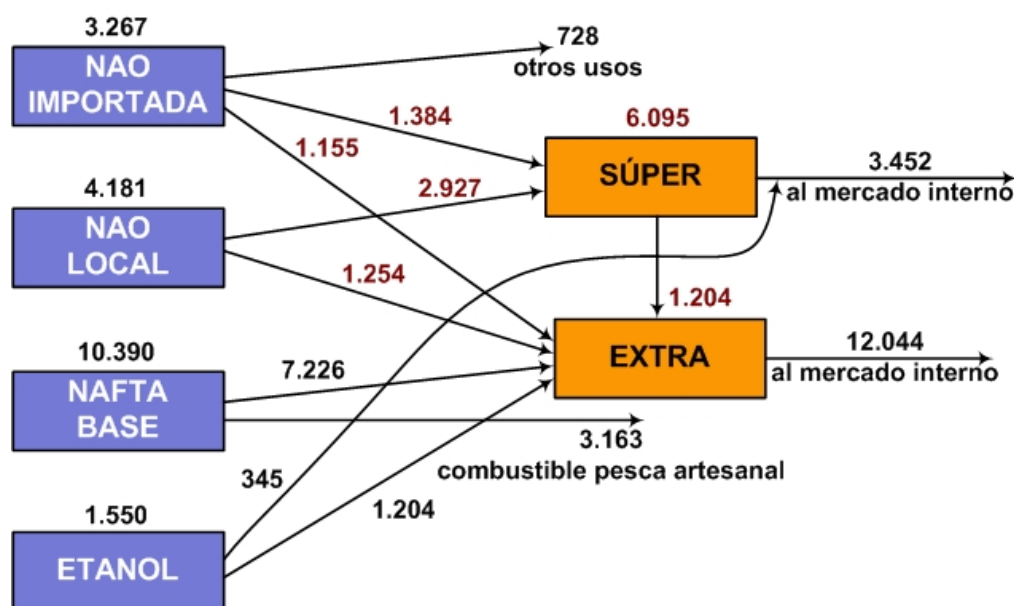
Tabla 14. Volumen de naftas requerido para la producción de gasolinas para la demanda nacional en el año 2006 (en miles de barriles), para los escenarios actual y E10.

Gasolina	Etanol	Nafta base	NAO nacional	NAO importada	Total
Escenario actual					
Extra	0,00	5.358	2.867	3.423	11.648
Súper	0,00	0	1.314	2.024	3.338
Total	0,00	5.358	4.181	5.447	14.986
Escenario E10					
Extra	1.204	7.226	2.072	1.541	12.044
Súper	345	0	2.109	998	3.452
Total	1.550	7.226	4.181	2.539	15.496
Cambio	1.550	1.868	0	-2.908	510
Porcentual		34,87%	0,00%	-53,39%	3,40%

Fuente: Elaborado por la autora.

En la Tabla 14, elaborada a partir de la información de la Tabla 7 para el año de estudio, en base a los porcentajes de composición estimados en la Tabla 12, y aplicando el factor de corrección determinado por la Tabla 13, se observa el cambio en el uso de la materia prima para la elaboración de gasolinas en ambos escenarios. En el nuevo escenario se incrementa la utilización de nafta base en un 35%, y disminuye la importación de NAO en un 53% (información que coincide con la provista por Salazar, 2006).

Figura 12. Producción de gasolinas Súper y Extra E10 en el Ecuador en el año 2006, a partir de mezclas de naftas (en miles de barriles).



NOTA: Los valores en color rojo son únicamente tentativos, han sido calculados asumiendo que cerca del 70% de la producción de NAO local se destina a la producción de gasolina Súper en terminales, y pueden variar de acuerdo a la disponibilidad de combustibles y facilidades de transporte.

La Figura 12 resume de forma gráfica el proceso de mezcla de diferentes naftas y etanol para la producción de las gasolinas aditivadas:

4.3.2. El mercado de gasolinas en Quito

Jácome (2005) y Salazar (2006) coinciden al estimar que el consumo de gasolinas del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) constituye el 30% del total nacional. De esta forma, podemos acotar la demanda al área geográfica de estudio (el sistema, ver Capítulo 4.1), determinando que en Quito, en el año 2006, fueron consumidos alrededor de 42 millones de galones de gasolina Súper y 147 millones de Extra. La Tabla 14, reelaborada para Quito, se convierte en:

Tabla 15. Cálculos del volumen de naftas requerido para la producción de gasolinas para la demanda de Quito en el año 2006 (en miles de barriles), para los escenarios actual y E10.

Gasolina	Etanol	Nafta base	NAO nacional	NAO importada	Total
Escenario actual					
Extra	0	1.607	860	1.027	3.494
Súper	0	0	394	607	1.001
Total	0	1.607	1.254	1.634	4.496
Escenario E10					
Extra	361	2.168	622	462	3.613
Súper	104	0	633	299	1.036
Total	465	2.168	1.254	762	4.649
Cambio	465	561	0	-873	153
Porcentual		34,87%	0,00%	-53,39%	3,40%

Si se considera que la flota vehicular de Quito, para el año 2006, fue de 300.000 vehículos a gasolina (ver Capítulo 4.6.1.4), y que el promedio de consumo de combustible para Pichincha fue de 9,5 galones/vehículo•semana (CORPAIRE, 2007), la demanda del 2006 sería de 150 millones de galones. Sin embargo, para efectos de este estudio, se utilizará el dato de 189 millones estimado a partir del 30% de la demanda nacional de combustibles, para toda el área del DMQ.

4.3.2.1. Demanda de etanol

Si el consumo de gasolina en el año 2006 fue de 189 millones de galones, la demanda de etanol para Quito, para reemplazar todas las gasolinas en un 10% en volumen, sería de 18,88 millones de galones/año, o 196.000 L/día. En comparación, para el Plan Piloto de Guayaquil, se ha calculado que se requerirían 80.000 L/día para E5 (95% de gasolina y 5% de etanol anhidro en volumen).

Como se determinó en el Alcance (ver Capítulo 4.1) del presente estudio, se tomarán los datos de rendimiento promedio para el Ecuador para el año 2006, compilados por el Servicio de Información y Censo Agropecuario (SICA) del Ministerio de Agricultura, como referente de los cultivos de caña que servirán de materia prima para la producción del etanol anhidro para abastecer la demanda de combustible de Quito. Se ha determinado que el rendimiento alcanza, en un escenario conservador, los 6.000 L de etanol anhidro/ha de cultivo.

De esta forma, se estima que se requieren aproximadamente 11.800 ha de cultivo, 922 kt por año y 2,5 kt diarias de caña de azúcar para satisfacer la demanda de Quito. Es decir, cada hectárea de cultivo satisface la demanda de etanol de 25 vehículos, aproximadamente. Esta información coincide con la proporcionada por Jácome (2003), que ha estimado que se requerirían aproximadamente 10.000 ha con estos parámetros, y 7.500 con mejores prácticas agrícolas que incrementen la eficiencia de la producción (que podría llegar a las 110 t de caña/ha anuales). A manera de referencia, vale destacar que la ciudad de Quito tiene una extensión total de 19.000 ha.

4.3.3. Naftas

Tabla 16. Importación de NAO desde el año 2000 hasta 2005.

Año	Volumen total (millones barriles)	Precio C&F/barril (USD/barril)	C&F total anual (millones USD)
2000	1,47	39,52	58,02
2001	2,90	33,08	95,83
2002	4,14	34,81	144,03
2003	4,76	42,82	204,01
2004	4,65	55,03	255,85
2005	6,04	75,03	453,01
2006	6,18	84,85	523,96

Fuente: Elaboración propia en base a la información de Petroecuador de Reportes de Embarques de Derivados. Gerencia de Comercio Internacional.

Nota: Los precios C&F (costo y flete) no incluyen el valor del IVA, gastos operacionales, pago de tributos por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro.

En el año 2006, el costo de NAO para fue de USD 84,85/barril, y el gasto total de importación fue aproximadamente USD 524 millones, cifra que va creciendo año tras año, como indican la Tabla 16, y los siguientes Gráficos:

Gráfico 12. Volumen de las importaciones de NAO desde el año 2000 hasta 2006.

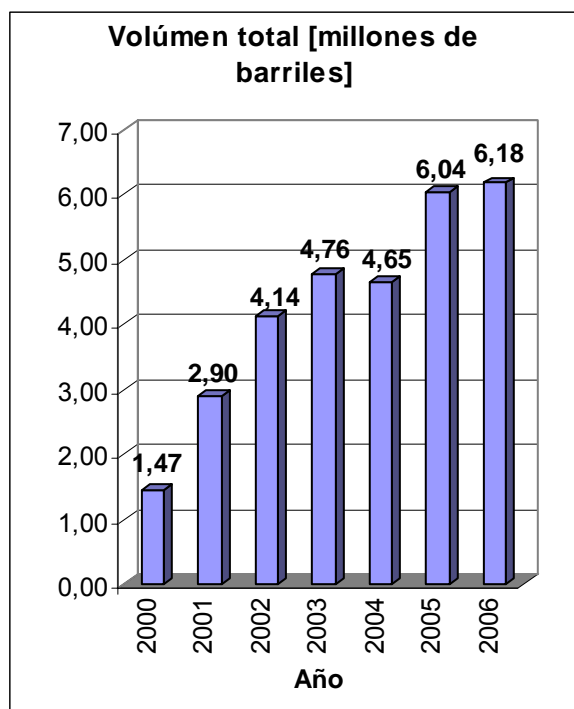


Gráfico 13. Precio por barril de las importaciones de NAO 2000 - 2006.

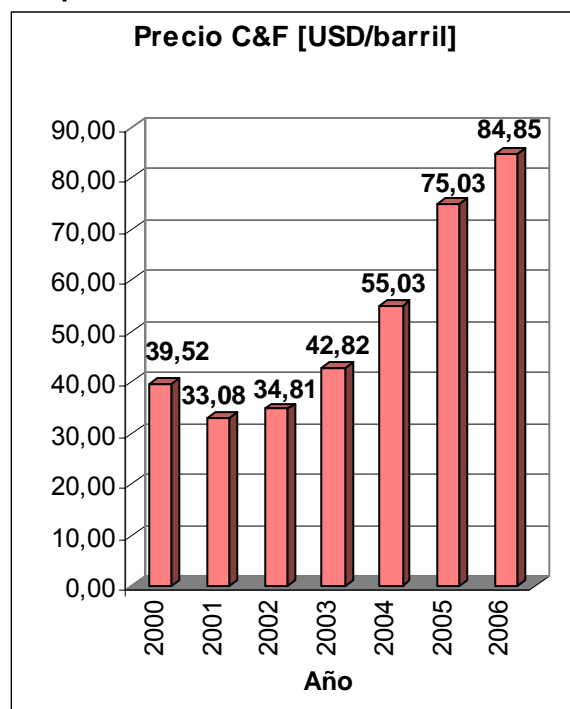
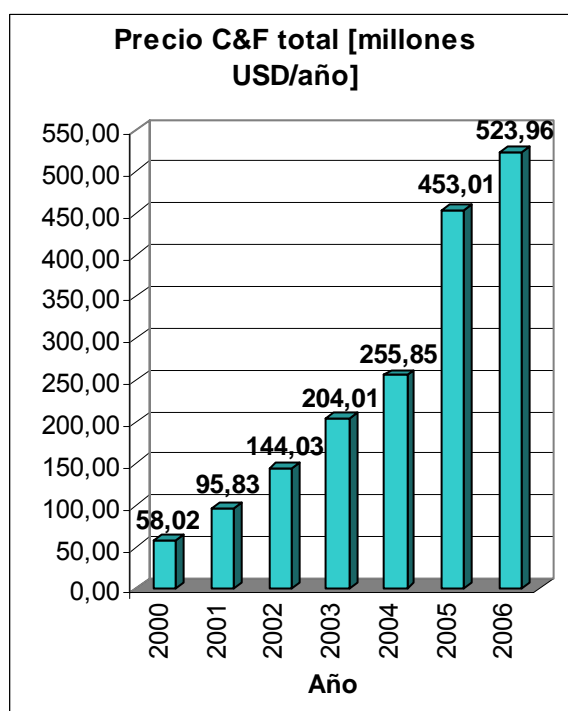


Gráfico 14. Precio total de las importaciones de NAO 2000 - 2006.



C&F, costo y flete, y no incluyen valores de seguro, tarifas de aduanas, bombeo, transporte, y mano de obra hasta el almacenamiento inicial (Jácome, 2005). A manera de comparación, durante el año 2006 el costo del barril de petróleo West

Texas Intermediate fue de USD 66,10 (CEDATOS, 2007), y el barril de gasolina Extra de producción ecuatoriana los USD 55,02 (tomando en cuenta los altos subsidios estatales).

4.3.3.1. Precio de las NAO y gasolin

De los tres principales hidrocarburos de importación (los otros dos son gas licuado de petróleo y diesel), la NAO es la que mayor peso tiene en ese rubro. Para el año 2005, cada barril importado fue calculado en el presupuesto fijado por el Ministerio de Economía y Finanzas en USD 33,52, pero en el mercado externo su valor real ascendió a USD 75,03, según cifras de Petroecuador (El Comercio, mayo de 2005).

El Estado Ecuatoriano asume estos costos en forma de subsidios, cuya política de colocación no corresponde a criterios de modulación o direccionamiento del consumo de acuerdo a la disponibilidad interna, o para lograr mayor eficiencia en el uso de la energía. Tanto el monto de los subsidios como su asignación están determinados en forma casi aleatoria y depende del comportamiento de la demanda y del rendimiento del parque refinador. Así, se estima que la gasolina tiene una participación del 15% en el total de los subsidios a los combustibles, que en el año 2007 ascendió a 2.300 millones (MEM, 2007:35).

De acuerdo al artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos, al Presidente de la República le corresponde regular los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos. El Decreto Ejecutivo N° 575, publicado en el Registro Oficial N° 130, del 22 de julio de 2003, expide el Reglamento sustitutivo para la regulación de los precios de los derivados de los hidrocarburos, y determina que los precios de venta en los terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL, son los siguientes:

Gasolina Extra = USD 1,1689 por galón sin IVA, USD 1,31 con IVA

Gasolina Súper = USD 1,5000 por galón sin IVA, USD 1,68 con IVA

Los precios indicados (que tienen un margen de comercialización también regulado) se mantuvieron vigentes durante todo el año 2006, e incluyen costos de refinación, importación, comercialización interna, facturación y despacho a 60 °F.

Con esta información, y de acuerdo a la composición porcentual de cada gasolina en la demanda total, se puede realizar un promedio ponderado para determinar el costo de un galón de gasolinas en general (sin diferenciar si se trata de Extra o Súper), con motivos de simplificación de los cálculos posteriores:

$$y = 22,27\% * 1,68 + 77,73\% * 1,31$$

$$y = 1,39$$

Entonces, el costo promedio de un galón de gasolinas en el año 2006 fue de USD 1,39, es decir, USD 58,45 por barril.

A partir de la Tabla 15, en la página 74, se extrae el volumen de variación de los derivados para la producción de gasolinas en el escenario de uso de etanol anhidro (ver fila "Cambio"). Con todos los datos anteriores se pueden determinar la balanza comercial²⁶ y la balanza de pagos²⁷, articulados en la siguiente Tabla:

Tabla 17. Balanza comercial y balanza de pagos para el año 2006, ganancias netas por la comercialización de las mezclas en la ciudad de Quito.

	Volumen (miles barriles)	Precio unitario (USD/barril)	Total (miles USD)
Nafta base que no será exportada [1]	561	65,66	-36.803
Valor añadido a nafta base [2]	561	19,19	10.756
NAO importada	873	84,85	74.033
Balanza comercial			47.987
Venta interna de etanol [3]	465	2,20	-1.021
Ventas extra por refueling E10 [4]	153	58,45	8.935
Balanza de pagos			55.901

[1] Corresponde a una pérdida porque la nafta base que antes era exportada ahora será consumida internamente.

[2] Equivale a la revalorización de la nafta base que reemplaza directamente a la NAO. La nafta base se exporta a precios bajos, pero de ser utilizada localmente, sustituye naftas que se importan a precios muy altos, y crecientes. El precio unitario es la diferencia entre el precio de las NAO importadas y la nafta base exportada.

[3] Compra de etanol a las plantas de producción nacional para la mezcla con gasolinas en terminales de almacenamiento.

[4] Incremento de las ventas por el factor de corrección por el menor valor calorífico del etanol.

Fuente: Elaborado por la autora en base al esquema utilizado por Jácome (2003, 47).

²⁶ **Balanza comercial** es la diferencia entre exportaciones e importaciones registradas por un país durante un período de tiempo.

²⁷ **Balanza de pagos** es un documento contable en el que se registran las transacciones realizadas entre un país y el resto del mundo durante un período de tiempo determinado.

Estos resultados indican que la aditivación de gasolinas nacionales con el 10% de etanol anhidro, habrían significado un ahorro aproximado de USD 48 millones para la balanza comercial de importaciones y exportaciones de derivados del petróleo, en el Presupuesto General del Estado, sólo para un proyecto en la ciudad de Quito.

A nivel nacional, el ahorro habría alcanzado los USD 160 millones, dato que supera la información oficial estimada por Petroecuador y el MEER para el Programa Nacional de Biocombustibles²⁸.

La balanza de pagos habría resultado igualmente favorable, alcanzando los USD 56 millones para Quito en el período 2006.

4.3.3.2. Externalidades de las naftas

De acuerdo a la Figura 13, el precio que los consumidores pagan por la gasolina es de apenas el 39% de su costo real, que si incluyera las externalidades, alcanzaría los USD 4,03 en lugar de los USD 1,57 estimados para Estados Unidos. Esta variación puede considerarse también para el resto de países. Los costos ocultos, que son absorbidos generalmente por las sociedades de los países productores, son del 69% del valor real.

El etanol es también una fuente de energía para motores de combustión interna y no promueve un cambio en los patrones de transporte tradicionales, así que costos ocultos como congestión, accidentes de tránsito y fugas, también son asociados al uso de E10.

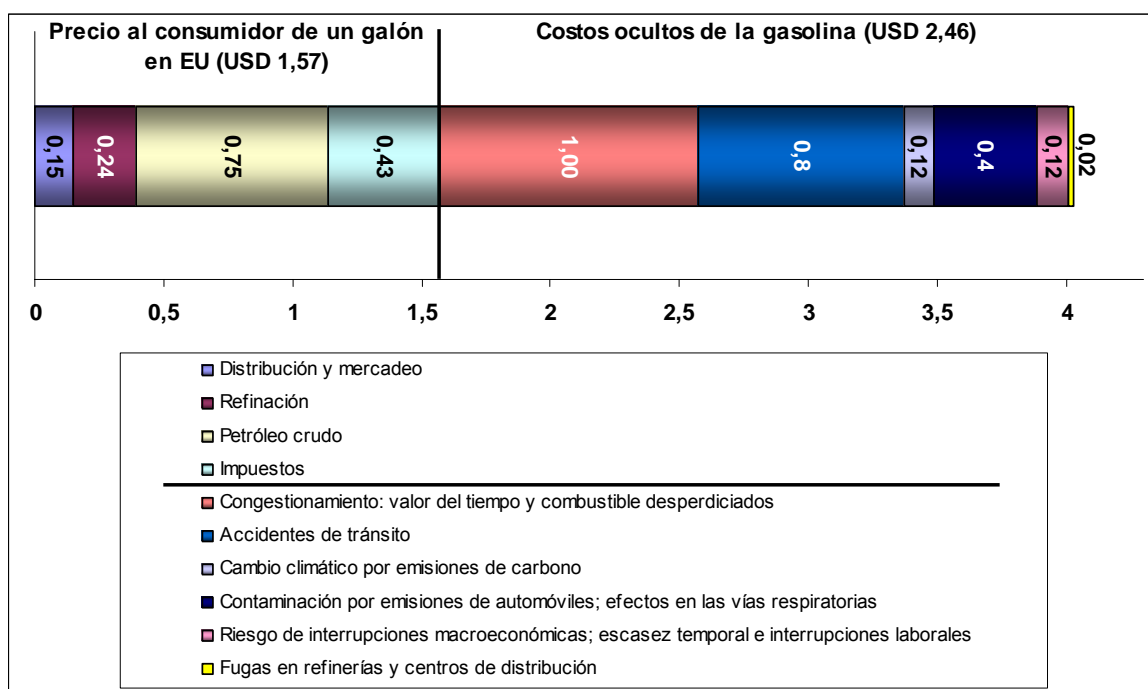
Si observamos la Figura 13, de estos costos ocultos, los atribuibles únicamente a gasolinas (en este caso a las NAO sustituidas) y no al etanol, son:

- cambio climático por emisiones de carbono;
- contaminación por emisiones; efectos en las vías respiratorias; y
- riesgo de interrupciones macroeconómicas, escasez temporal e interrupciones laborales: inseguridad asociada a la paralización del amplio

²⁸ El ahorro estimado por estas instituciones es de USD 140 millones, pero los cálculos fueron realizados para la demanda del año 2005.

sector industrial alimentado por hidrocarburos, en el caso de una eventual escasez real o artificial –provocada por conflictos geopolíticos o caídas en la bolsa de valores, por ejemplo–.

Figura 13. Costo real de un galón de gasolina (en centavos de dólar) considerando los precios al consumidor y costos ocultos de su producción, distribución y utilización en Estados Unidos, para el año 2004.



Fuente: Parry, Ian. Costos ocultos de la gasolina²⁹.

Por este motivo, podemos aplicar a los costos de NAO que serían sustituidas por el etanol, un factor de corrección de 40,8% del precio en el mercado, calculado de la siguiente forma:

$$0,12 \text{ (calentamiento)} + 0,4 \text{ (contaminación)} + 0,12 \text{ (interrupciones)} = 0,64$$

$$0,64 \text{ (costos ocultos)} \div 1,57 \text{ (costo real)} \times 100 = 40,8\%$$

Esto quiere decir que de cada dólar que cuestan las gasolinas (o naftas, que son las que la componen), cerca de 41 centavos de dólar corresponden a externalidades que absorbe la sociedad, y que no están incluidas en el costo original. De acuerdo a los datos de la Tabla 17, en la página 78, se dejarán de importar USD 74,80 millones en NAO, reemplazadas por USD 37,03 millones de nafta base que se quedará en el país. Entonces:

²⁹ Citado por Appenzeller (2004, 81).

$$y = (74,03 - 36,80) * 40,8\%$$

$$y = 37,23 * 40,8\%$$

$$y = 15,19$$

De esta forma, se determina que existe un ahorro por la disminución de externalidades de las NAO sustituidas, equivalentes a USD 15,19 millones para la ciudad de Quito en el año 2006.

4.4. Consideraciones técnicas

4.4.1. Balance energético para la producción de etanol

El balance de energía de la producción de etanol como combustible, es decir, comparar la energía utilizada en su proceso de producción, con la contenida en productos y subproductos, depende en gran medida del tipo de cultivo que proporcione la materia prima, del rendimiento por hectárea de estos cultivos, y del tipo de maquinaria utilizada para los procesos.

Existe un índice que resume este balance, que se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Índice} = \frac{\text{energía de salida}}{\text{energía de entrada}}$$

La energía de entrada incluye aquella requerida para los procesos de producción en el campo y en la planta, mientras que la energía de salida contempla la contenida tanto en el etanol líquido, como en los subproductos.

Un estudio del Departamento de Energía de Estados Unidos (2007) indica que este índice es de 1,34 en el caso del etanol obtenido a partir de cultivos de maíz, que significa que por cada unidad de energía que se emplea tanto en el campo como en la planta, se obtiene alrededor de 1/3 más energía en la forma de combustible para vehículos. El índice aumenta a 2,09 si se utilizan las técnicas agrícolas y plantas de producción más efectivos disponibles en la actualidad.

En el caso de la celulosa, el mismo estudio señala que el balance de energía neta llegaría a 2,62, y si se tratara de soya (para la producción de biodiesel, por motivos de comparación), el índice sería 3,2.

Tabla 18. Cantidad de energía de entrada y de salida en la producción del etanol a partir de caña de azúcar.

	Escenario 1 [1]		Escenario 2 [2]	
	Entrante [kcal/t caña]	Saliente [kcal/t caña]	Entrante [kcal/t caña]	Saliente [kcal/t caña]
Sector agrícola (cultivo)	45.426		41.995	
Sector industrial (planta)	11.027		8.707	
Etanol		477.600		489.300
Bagazo		41.900		78.600
Total [3]	56.453	519.500	50.702	567.900
Índice	9,2		11,2	

[1] El Escenario 1 está basado en valores promedios de consumo, entradas e inversiones de energía.

[2] El Escenario 2 está basado los mejores valores existentes: valores mínimos de consumo de energía, con el uso de la mejor tecnología disponible en la región.

[3] En la energía entrante requerida se ha considerado el combustible fósil para el funcionamiento de maquinaria y generación eléctrica, la energía utilizada para la producción de otros insumos de los procesos agrícola e industrial (fertilizantes, nutrientes, lubricantes, etc.), y la energía necesaria para la producción y mantenimiento de equipos e instalaciones.

El Ministerio de Ciencia y Tecnología de Brasil (2007) ha llevado a cabo estudios para determinar el balance energético en el caso del etanol producido a partir de caña de azúcar, llegando a conclusiones que se resumen en la Tabla 18. En ambos escenarios el balance de energía es positivo, y muy superior a aquel determinado para la utilización de otros cultivos como materia prima.

Todos los estudios resaltan la importancia de incorporar en los cálculos el contenido energético de los subproductos, el bagazo para la cogeneración, el forraje que posee un alto componente proteínico que podría servir como alimento para el ganado, y los licores para la fertilización e irrigación de los mismos cultivos.

4.4.2. Planta de producción de etanol

Las mejoras tecnológicas y el incremento del rendimiento de las materias primas han logrado que el costo de producción de etanol anhidro se redujera en aproximadamente un 50% en los últimos 10 años (Consejo Técnico, 2004).

De acuerdo a Zárate (2007), el costo de inversión para una planta (importada desde Sao Paulo, Brasil) con una capacidad de producción de 200.000 L/día de etanol (que satisface la demanda de Quito, calculada en 196 mil L/día) es de USD

54,28 millones, cuyo desglose por rubros principales se puede observar en el siguiente Cuadro:

Cuadro 1. Costos de instalación de una planta de producción de etanol anhidro de 200.000 L/día (en miles de dólares).

Planta y maquinaria	
Preparación y molienda	8.719
Fermentación y almacenamiento	4.167
Destilación	6.250
Deshidratación	2.778
Energía	6.944
Aire comprimido	1.250
Tratamiento de agua de proceso	451
Depuración vinazas	417
Ingeniería y montaje	2.789
Otros	278
Subtotal 1	34.043
IVA	4.085
Subtotal 2	38.128
Otros equipos menores	444
Total	38.572
Equipamiento y adecuación instalaciones	
Obra civil y llave en mano	6.245
Vehículos	3.077
Terreno	642
Oficinas técnicas y administrativas	385
Muebles y enseres	108
Equipos de computación	56
Total	10.513
Gastos preoperativos y otros	
Comisión costo de garantía colateral	2.778
Estudio impacto ambiental	56
Derechos y costos de autoría del proyecto	972
Riesgos e imprevistos	1.389
Gastos de constitución	3
Total	5.198

Planta y maquinaria	38.572
Equipamiento y adecuación instalaciones	10.513
Gastos preoperativos y otros	5.198
COSTO TOTAL DE LA PLANTA	54.283

NOTA: Modificado por la autora.

El estudio elaborado para Panamá por INTRACORP (2007) indica que los costos de operación y mantenimiento de la planta alcanzan los USD 25,16 millones anuales, como se indica en el Cuadro 2, que incluyen costos de mano de obra y adquisición de materia prima.

Cuadro 2. Costos de operación y mantenimiento de planta de producción de etanol de 200.000 L/día (en miles de dólares).

Costos operativos		
	mil USD anual [1]	Costos
Mantenimiento y operación	1.511	0,08 USD/galón
Mano de obra planta	3.210	0,43 USD/galón
Depreciación	2.832	0,15 USD/galón
Transporte	2.077	0,11 USD/galón
Costo materia prima [3]	15.532	16,84 USD/ton
Total	25.162	

[1] Los cálculos se realizaron considerando una demanda de 18,88 millones de galones anuales para la ciudad de Quito (ver Capítulo 4.3.2.1).

[2] Se realizó un promedio de los costos mensuales durante el año 2006 de la tonelada de caña de azúcar (SICA, 2007).

NOTA: Modificado por la autora.

Para determinar los flujos de caja y criterios de factibilidad económica se delinearán dos escenarios de proyecto. En el primer escenario se contemplan únicamente ingresos por venta de etanol, y en el segundo escenario se incluyen ingresos por venta de energía a la red (cogeneración) y certificados de reducción de emisiones de CO₂ (CRE), ambos rubros que, si bien no alcanzan por sí solos para cubrir los costos de producción de la planta, sirven como un estímulo económico para los inversores por los ingresos extra que significan.

De acuerdo a información proporcionada por Recalde (2007), el Ingenio San Carlos procesa alrededor de 12.000 t de caña diarias, y con el bagazo que se genera, el Ingenio produce 35 MW, de los cuales se consumen 17 MW a nivel de planta, y se destinan los restantes 18 MW a la venta a la red con una tarifa preferencial de 9,67 cUSD/kWh por tratarse de biomasa (ver Tabla 3). En base a estos datos, se ha calculado que se podrían generar aproximadamente 36 kWh por tonelada de caña para ser vendidos a la red (de los 70 kWh/t caña que se generan en total), entonces:

$$\text{Cogeneración} = 36 \text{ kWh/t} \times 922.000 \text{ t anuales para Quito} = 33,20 \text{ millones de kWh anuales}$$

También se ha estimado que la inversión requerida para cogeneración es de aproximadamente USD 1,00 millón por cada MW generado (ver Capítulo 2.5.5.1), que en el caso de este proyecto son 3,79 MW.

Para el escenario de venta de CRE (por la reducción de emisiones tanto en el ciclo completo del etanol como por cogeneración con biomasa) se considera un costo unitario de USD 12,6 por CRE (ver cálculos de reducción estimada de CO₂ en el Capítulo 0).

El proceso de certificación requiere de una inversión inicial que depende, en gran medida, de los volúmenes del proyecto y de la disponibilidad de metodologías de cálculo de línea base y escenarios proyectados de emisiones, que de acuerdo a Neira (2007) existen para los biocombustibles. Los costos estimados del proceso de certificación, por etapas, se detallan en el siguiente Cuadro:

Cuadro 3. Costo por etapa del proceso de certificación y emisión de CRE.

Etapas	Costo (USD)
Documento Diseño del Proyecto (PDD)	15.000
Registro Internacional	30.000
Aprobación Nacional [1]	6.000
Validación	14.000
Verificación	7.000
Certificación [2]	2.472
TOTAL	74.472
Verificación anual	3.000

[1] 20% del Registro internacional.

[2] 2% de los CRE emitidos, que para el proyecto son alrededor de 124.000, como se verá en el Capítulo 4.6.2.2.

Fuente: Información estimada de Neira (2007), elaborado por la autora.

Para el cálculo de los indicadores económicos como valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), y plazo de recuperación de la inversión, se asumirá un precio de venta del etanol de USD 2,08 por galón (es decir 0,55 USD/L), según datos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para el Plan Piloto de E5 en Guayaquil (Recalde, 2007), y una tasa de interés activa del 8,85%, determinada de acuerdo a un promedio para el año 2006, en base a la información de CEDATOS Gallup (2007). Además, se considerará el proyecto para un período de 10 años.

4.4.2.1. Escenario 1: Sin cogeneración y sin venta de CER

Inversión inicial (período 0) = costo planta Inversión inicial = USD 54'283.000
Ingresos anuales (período 1 y siguientes) = venta de etanol Ingresos anuales = $(0,55 \text{ USD/L} \times 71'500.000 \text{ L})$ Ingresos anuales = USD 39'313.000
Egresos anuales (período 1 y siguientes) = operación y mantenimiento Egresos anuales = USD 25'162.000
Flujo de caja anual (período 1 y siguientes) = ingresos – egresos Flujo de caja anual = $39'313.000 - 25'162.000$ Flujo de caja anual = USD 14'151.000 = ganancias anuales
VAN = USD 37'138.000
TIR = 22,70%
Período de retorno de la inversión (o payback) = 5 años

4.4.2.2. Escenario 2: Con cogeneración y venta de CRE

Inversión inicial (período 0) = planta etanol – energía planta + certificación CRE + planta cogeneración Inversión inicial = $54'283.000 - 6'944.000 + 74.500 + 3'790.000$ Inversión inicial = USD 51'204.000
Ingresos anuales (período 1 y siguientes) = venta de etanol + venta electricidad + venta CRE Ingresos anuales = $(0,55 \text{ USD/L} \times 71'500.000 \text{ L}) + (33'200.000 \text{ kWh} \times 0.0967 \text{ USD/kWh}) + (124.000 \text{ t CO}_2 \times 12,6 \text{ USD/t CO}_2)$ Ingresos anuales = USD 44'081.000
Egresos anuales (período 1 y siguientes) = operación y mantenimiento + verificación CRE Egresos anuales = $25'162.000 + 3.000$ Egresos anuales = USD 25'165.000
Flujo de caja anual (período 1 y siguientes) = ingresos – egresos Flujo de caja anual = $44'081.000 - 25'165.000$ Flujo de caja anual = USD 18'916.000 = ganancias anuales
VAN = USD 71'000.000
TIR = 35,12%
Período de retorno de la inversión (o payback) = 4 años

Para que un proyecto sea rentable y sea considerable para la inversión, la tasa interna de retorno (TIR) tiene que ser superior a la tasa considerada inicialmente, en este caso la activa. Para ambos escenarios el TIR es muy superior al 8,85%, y el VAN es mayor que cero, por lo cual se consideran proyectos rentables, con un plazo de recuperación de la inversión bastante corto (de 5 y 4 años, respectivamente).

De los indicadores económicos obtenidos se determina que el segundo escenario es mucho más rentable que el primero, porque implica ganancias adicionales para la planta de etanol que hacen que este sea un proyecto mucho más atractivo para la inversión privada. Los ingresos por venta de energía a la red constituyen cerca del 17% de las ganancias anuales, debido a los altos precios preferenciales de las fuentes renovables, además de significar un ahorro en el gasto energético de la planta, contemplado en los costos operativos; los CRE alcanzan el 8% de las ganancias del segundo escenario.

De acuerdo al World Bank (1980: 3) los costos de la materia prima representan la mayor parte de los costos del proceso productivo (en este caso representan el 62%, como se puede observar en el Cuadro 2), y están en función de:

- la disponibilidad de la tierra;
- el desarrollo de la producción agrícola;
- localización, tamaño y capacitación de la mano de obra;
- tecnología disponible y existente;
- precio de la gasolina; etc.

Los réditos económicos calculados teóricamente hacen posible que se pueda producir etanol de muchos cultivos que no habían sido probados a nivel comercial.

4.4.3. Costo por unidad de etanol

Para calcular el costo de 1 L de etanol, se considera el costo de la planta en USD 54,28 millones (ver Cuadro 1), cuya anualidad, a 25 años de plazo de recuperación, y tomando una tasa de interés activa de 8,85%, es de USD 14.960 diarios. Si se añaden los gastos operativos (incluida mano de obra y materia prima), que ascienden a USD 69.000 diarios, aproximadamente, los costos totales de producción serían de USD 83.900 por día. Si se toma en cuenta la producción de 200.000 L/día, el costo por unidad de etanol anhidro sería de 0,43 USD/L.

Sin embargo, Zárate (2007) ha estimado los costos de producción en 0,35 USD/L de etanol anhidro. La diferencia podría ser debida a que se han considerado costos operativos de una planta en Panamá (ver Cuadro 2), y seguramente a

nivel nacional es posible realizar ahorros, especialmente en lo relativo a mano de obra y materia prima. Actualmente se encuentra en discusión su precio de venta al por mayor, llegándose a hablar de 0,55 USD/L (valor que ha sido tomado como referencial para este estudio), teniéndose 0,20 USD/L como margen de ganancia, aunque algunos productores han solicitado hasta 0,67 USD/L.

4.5. Consideraciones socio-económicas

De acuerdo al SICA (2007):

“El peso económico del sector agropecuario se visualiza más claramente si se considera el peso y contribución del sector a la economía, su importancia en la generación de divisas, los encadenamientos productivos hacia atrás y hacia delante, que tiene con otros sectores de la economía, así como su importancia en cuanto a la generación de empleo”.

4.5.1. Generación de fuentes de empleo

Existen muchas ventajas sociales en una estrategia energética fundamentada en el agro, debido a la generación de fuente de empleo y la inclusión social de un sector de la población que no ha participado en programas de desarrollo económico efectivos.

De acuerdo a Wenman (1985: 176), el requerimiento de mano de obra debe ir de acuerdo a los procesos de producción seleccionados y al porcentaje de eficiencia de tiempo de la planta. Para el escenario nacional, teóricamente, por cada hectárea de cultivo de caña se requiere la contratación de 1,4 - 1,6 personas (Camacho, 2007). Se ha utilizado como referencial el promedio de 1,5 puestos de empleo generados por ha de cultivo. Si se requieren 11.800 ha de cultivo de caña para satisfacer la demanda de Quito (de 18,9 millones de galones anuales), esto significaría la creación de 18.000 puestos de empleo, aproximadamente.

En comparación, en el Censo Nacional Agropecuario (SICA, 2007) se determinó que el número de trabajadores remunerados del país (permanentes y temporales), para todo el sector agropecuario, alcanzaba los 650.000.

Es importante señalar que la generación de plazas de trabajo varía de acuerdo al tipo de cultivo y al nivel de mecanización de la producción; por ejemplo, el Departamento de Agricultura de Estados Unidos estima que una planta de 100 millones de galones de producción de etanol a partir de maíz, crearía únicamente 2.250 puestos de empleo (RFA, 2001:4).

El perfil de esta fuerza laboral es, en su mayoría, no calificada (aunque también se requeriría mano de obra semi-calificada), y de bajos niveles educativos, e incluye jornaleros, operadores de grúa, conductores de maquinaria, operarios, técnicos, etc.

En comparación, y según Salazar (2006), los empleos generados por la producción de etanol no desplazarían ninguna plaza de trabajo del proceso de importación y transporte de NAO, que seguiría en operación ya que se observaría únicamente una reducción en los volúmenes. Los perfiles de los trabajadores de la importación de NAO y blending también son variados e incluyen técnicos de diversas ramas, y en su mayor parte operadores (control de oleoductos y tuberías) y marineros para el transporte marítimo de la carga.

Según El Tiempo de Cuenca (2007), cada zafrero (encargados de cortar la caña) puede llegar a ganar aproximadamente USD 1,40 por tonelada métricas, llegando a cortar hasta 10 t al día. En cambio, repañadores (quien recoge la caña que queda en el campo tras el corte), tractoristas y fumigadores reciben un salario semanal de USD 35. Si consideramos que un jornalero trabaja aproximadamente trece semanas (3 meses) de los 6 meses de zafra de la región costa, podríamos concluir que aproximadamente USD 8 millones anuales serían invertidos directamente en forma de empleos dentro del país.

Es predecible que esta generación de fuentes de empleo genere un impacto inducido mayor en la economía local y nacional, pues de acuerdo a John Keynes, economista británico, quienes reciben un salario tienden a gastarlo en bienes y servicios de consumo, permitiendo el crecimiento de los negocios que suplen esta

creciente demanda, y que para ello se deba contratar más personal, creando un efecto en cadena.

INTRACORP (2007) ha calculado que el efecto multiplicador, en el caso del empleo generado por la producción de etanol anhidro, es de 4,2. Esto puede ser interpretado como que por cada dólar que se invierte en empleo, esto repercute en un beneficio para la productividad del país de 4,2 dólares. Este efecto multiplicador es relativamente grande debido al encadenamiento subyacente entre actividades económicas. De esta forma, se calcula que el beneficio económico total por la generación de fuentes de empleo, ascienda a USD 34 millones, sobre la base del año 2006.

Mediante una producción de etanol estable y continua, la migración masiva de trabajadores posterior a la época de zafra sería evitada (Jácome, 2003: 48), ya que se requeriría mano de obra constante en los cultivos para abastecer la demanda del país durante todo el año. Sin embargo, el Diario El Tiempo de Cuenca (2007) señala las crecientes tensiones debidas a la presencia de los jornaleros peruanos que son contratados cada año por los ingenios azucareros. Los trabajadores ecuatorianos alegan que la mano de obra peruana abarata considerablemente los salarios.

Se deben tener a la vista, además, otras consideraciones respecto al tema de la fuerza laboral, como: condiciones de trabajo, remuneración justa, derechos humanos, derechos de propiedad y de uso, seguridad, estabilidad laboral, y equidad. El grave riesgo es que el incremento en el empleo no influya positivamente en las condiciones sociales, y que se produzca un efecto contrario al deseado, aumentando la brecha de pobreza y la inequidad, como ha ocurrido en países como Brasil, donde se han descubierto trabajadores en condiciones de virtual esclavitud en los cañaverales (Honty, 2007).

Una buena alternativa es la implementación de sellos sociales y certificaciones de organismos competentes, que busquen garantizar un manejo ecológico y sustentable de los cultivos, así como socialmente responsable (Rocha, 2007). Un

ejemplo es la certificación emitida por el Consejo de Manejo Forestal (FSC), organización de alcance internacional.

4.5.2. Seguridad Alimentaria

En los últimos años, la seguridad alimentaria de la población se observa con cierta preocupación. Factores como el cambio climático, el incremento de la desertificación y la escasez de agua en muchas regiones, disminuyen las cosechas y ponen en riesgo la producción de alimentos a nivel mundial, aumentando el flagelo del hambre.

Con el incremento de la producción de etanol, se teme que se pierdan extensiones agrícolas para la producción alimenticia frente a la competencia que suponen los cultivos energéticos, que pueden llegar a ofrecer mayores réditos por unidad de área cultivada. Por ejemplo, de acuerdo a los datos de rendimiento y costos por saco de azúcar y litro de etanol discutidos en el Capítulos 3.3.5, se pueden determinar los ingresos por hectárea que se podrían percibir de acuerdo a cada producto:

Azúcar: 28 USD/50 kg azúcar x 6,71 t azúcar/ha caña (x unidades de conversión apropiadas)
= 3760 USD/ha caña para la producción de azúcar.

Etanol: 0,55 USD/L etanol x 6.000 L etanol/ha caña
= 3.300 USD/ha caña para la producción de etanol.

Sin embargo, si los costos del etanol se incrementan a los 67 cUSD/L que han sido solicitado por los productores, el valor por hectárea de caña se elevaría a USD 4.020, que es mayor que los réditos proporcionados por el azúcar, y que podría fomentar una competencia entre el destino final de los cultivos.

Esta presión podría, incluso, además de disminuir la disponibilidad de ciertos alimentos para la población rural, incrementar su precio en el mercado urbano, haciéndolos cada vez más inaccesibles para los usuarios. También podría producirse una disminución en la variedad de cultivos, aumentando los riesgos de pérdidas ante eventos catastróficos imprevistos.

Estos riesgos se limitan si el biocombustible es producido a partir de cultivos no alimenticios como leña, paja, hojas, bagazo, y residuos varios de la actividad agrícola. Los procesos productivos de la planta de etanol pueden resultar, sin embargo, más complejos y costosos, limitando la capacidad competitiva de los precios del etanol frente a otros combustibles.

Otra forma de minimizar este impacto es mejorando las prácticas productivas (mejores semillas, adición de nutrientes, etc.) y utilizando los cultivos más adecuados y con mayor rendimiento. Por ejemplo, si bien para producir un barril de etanol (demanda diaria) se requieren 20 ha de maíz anuales (Meyer, 2007), para producir el mismo barril de etanol, se necesitan –con los datos de rendimiento utilizados en este documento– apenas 9 ha de cañaveral (dependiendo de condiciones climáticas, geográficas, y agrícolas).

4.5.3. Otras consideraciones socio-económicas

En cuanto a factores de producción nacional, se teme que este sea uno más de los *booms* o ciclos de alta explotación de recursos naturales por los que ha atravesado América Latina a lo largo de su historia (como el del cacao y del banano, en el caso de Ecuador), lo que ha significado períodos de prosperidad repentina pero breve (Meyer, 2007).

En este sentido, constituye un riesgo que la alta demanda de ha de caña favorezca la profundización de la concentración de la tierra en pocas manos (generalmente inversionistas privados) y el consecuente aumento de las desigualdades sociales. Si el tema es adecuadamente moderado, podrían existir incentivos para la formación de gremios de pequeños productores o cooperativas agrícolas campesinas que puedan satisfacer y asegurar la demanda, sin necesidad de que sean únicamente los grandes terratenientes quienes puedan participar en la oferta de etanol.

También implica un posible riesgo el hecho de que se incremente el precio de la tierra cultivable disponible y varios insumos agrícolas como maquinaria y fertilizantes. Esto podría afectar, incluso, a otro tipo de cultivos alimenticios.

Otra de las implicaciones sociales y económicas que debe tenerse en cuenta, es que la aditivación de etanol, si bien es un alivio para el consumo en aumento de combustibles líquidos, no constituye una solución definitiva ante los modelos insostenibles que se mantienen en la actualidad. El principal objetivo debe ser alcanzar patrones de consumo adecuados. Esto significaría desacelerar o incluso detener la demanda y limitar el consumo, en lugar de reemplazarlo por combustibles que al momento pueden ser sustentables, pero que podría volverse tan insostenibles como los hidrocarburos si se registrara un incremento vertiginoso en la demanda, si las prácticas productivas fueran inadecuadas, y si se empezara a colocar mayor presión sobre tierras con alta biodiversidad.

Una de las implicaciones socio-económicas que tampoco ha sido valorada en este documento en términos monetarios, tiene que ver con la generación de políticas, acuerdos y opinión pública favorable para el nuevo combustible. Este proyecto, por su escala y por su naturaleza, involucra a varios actores a todo nivel, y requiere el establecimiento de compromisos y esfuerzos conjuntos, y sobre todo de la creación de un ambiente favorable para que se produzcan. Asimismo, este proyecto puede ser pionero y servir de base para que otros similares puedan implementarse, eliminando progresivamente la resistencia al cambio.

4.6. Consideraciones ambientales

4.6.1. Impacto en la calidad del aire

La contaminación del aire de las ciudades se ha convertido en un problema crucial, debido al impacto directo que tiene sobre la salud y la calidad de vida de la población, así como sobre los bienes públicos y de consumo, y los ecosistemas en general.

Los vehículos son elementos inherentes a todo desarrollo urbano, debido a las demandas de movilidad de personas y bienes. Las tendencias mundiales son de un rápido aumento en la posesión y uso de vehículos, reduciendo el uso de transporte público y bicicletas (Breithaupt, 2005: 79). Es importante reconocer que las fuentes móviles constituyen la principal presión sobre la calidad del recurso atmosférico, debido a la emisión de gases y partículas consideradas como

agentes contaminantes. Su composición y cantidad dependen del tipo de vehículo, combustible, condiciones de operación y mantenimiento, tecnología del motor de combustión y equipo de control de emisiones, entre otros aspectos (Ecogestión, 2005).

4.6.1.1. Emisiones por combustión

Para los motores a gasolina (o de Ciclo Otto), cuando la combustión que se realiza es completa, los gases en el escape están constituidos primordialmente por NO_x, O₂, CO₂ y vapor de agua. Sin embargo, si la combustión es incompleta, adicionalmente se obtiene emisiones de CO, hidrocarburos no combustionados (HC), hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), material particulado (PM por sus siglas en inglés), y compuestos orgánicos volátiles (COV) (Ecogestión, 2005).

De acuerdo a su origen, las emisiones de vehículos de combustión interna pueden ser de dos tipos: exhaustivas, producidas por la combustión en los motores; y evaporativas, producidas por fugas y escapes del combustible al ambiente. Las emisiones exhaustivas, de acuerdo a su formación, pueden ser primarias y secundarias. Los contaminantes primarios son producidos durante la combustión y emitidos directamente a través del tubo de escape, principalmente CO. Otros contaminantes no específicos son: aldehídos, ketonas, ácidos orgánicos y alcoholes. Los contaminantes secundarios son producidos en la atmósfera por las reacciones químicas de los contaminantes primarios. El más representativo es el ozono, que se produce por fotólisis solar del NO₂, o por la reacción entre hidrocarburos volátiles y el radical hidroxilo (Jácome, 2003: 5 - 7).

4.6.1.2. Emisiones por uso de E10 como combustible

El uso de etanol anhidro disminuye algunos de los contaminantes del aire a través de dos procesos: 1) el reemplazo volumétrico de la gasolina (con su alto contenido de aromáticos); y, 2) por la adición de oxígeno al proceso de combustión, que reduce significativamente las emisiones exhaustivas. El uso de etanol resulta en una reducción de casi todos los contaminantes de los vehículos con ciclo Otto (gasolina) regulados por la EPA.

En general, la caracterización de emisiones de vehículos que consumen E10 será similar a aquellos de vehículos que consumen únicamente gasolina, pero la cantidad de emisiones será menor (U.S. Department of Energy et al, 2005: 7). Comparado con la gasolina, el uso de E10 resulta en una reducción neta en las emisiones de CO₂, CO y COV. Las emisiones de óxidos de nitrógeno serán aproximadamente las mismas para etanol y gasolina, y se ha determinado que no existe incremento en el potencial de formación de ozono global debido al bajo potencial de formación de ozono de las emisiones exhaustivas del E10 (Apac Research Ltd, 1998: 2 y 3). Además, se considera que el etanol es menos tóxico que la gasolina o el metanol, ya que los compuestos que se sospechan carcinogénicos no están presentes en el etanol puro (U.S. Department of Energy et al, 2005: 6).

Las emisiones evaporativas son problemas potenciales para cualquier vehículo, sin embargo el E10 contiene menos compuestos aromáticos (altamente volátiles) que la gasolina por efecto de la dilución, y por lo tanto tiene menores emisiones resultantes de la evaporación (U.S. Department of Energy et al, 2005: 8).

Los resultados de estudios de campo (no han sido encontrados los cálculos teóricos) de Apac Research Ltd. (1998: 3 y 4) muestran que con el uso de E10:

Cuadro 4. Efectos del uso de E10 sobre las emisiones vehiculares.

<p>Emisiones exhaustivas reguladas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CO disminuye en aproximadamente un 32% ▪ HC disminuye en aproximadamente un 12%; y ▪ NO_x aumenta en aproximadamente 1%
<p>Emisiones exhaustivas no reguladas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1-3 butadieno disminuye en aproximadamente 19% ▪ Benceno disminuye en aproximadamente 27% ▪ Tolueno disminuye en aproximadamente 30% ▪ Xileno disminuye en aproximadamente 27%
<p>Aldehídos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ formaldehídos aumentan en aproximadamente 25% ▪ acetaldehídos aumentan en aproximadamente 180% ▪ acroleína aumenta en cerca del 5% <p>Nota:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El valor para acroleína es sólo indicativo y debe ser considerado con mucha precaución. 2. El gran incremento en emisiones de acetaldehído no resulta en un incremento global en el potencial de formación de ozono o en los riesgos para la salud.

Dióxido de carbono

- incremento en las emisiones exhaustivas; sin embargo
- la emisión neta de CO₂ disminuye hasta un 7% en base al ciclo completo del carbono.

Evaluación de riesgo para la salud por emisiones tóxicas y aldehídos:

- riesgo carcinogénico disminuye en aproximadamente 24%
- riesgos para la salud por enfermedades agudas y crónicas (respiratorias, reproductivas y neurológicas) incrementan en un 3%

Nota:

1. El incremento en el riesgo de enfermedades agudas y crónicas se debe casi exclusivamente al incremento de la acroleína, y por tanto debe ser considerado con precaución.
2. Cualquier incremento en el riesgo de enfermedades agudas o crónicas debido al incremento de emisiones de la acroleína es insignificante comparado a la disminución del riesgo para la salud resultado de la disminución de las emisiones de CO.

4.6.1.3. Contaminantes y sus efectos

Los contaminantes ambientales tienen efectos nocivos sobre la salud de la población, la ecología y la economía. Los efectos sobre la salud pueden ser agudos o crónicos, y afectan a los sistemas nervioso, respiratorio y cardiovascular; algunos contaminantes pueden ocasionar mutagénesis o cáncer (Estrella, 2005: 128). Algunos de estos efectos se encuentran resumidos en el siguiente Cuadro:

Cuadro 5. Principales efectos de la contaminación del aire.

Aspecto	Efectos
En la salud	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO: disminuye la absorción de oxígeno por células rojas, afecta la percepción y la capacidad de pensar, disminución de la capacidad de ejercicio, disminuye los reflejos y puede causar inconsciencia. Afecta el crecimiento fetal en mujeres embarazadas. Junto con otros contaminantes, fomenta enfermedades en personas con problemas respiratorios y circulatorios. Puede ocasionar la muerte. ▪ HC: irritación de los ojos, cansancio y tendencia a toser. Puede causar enfermedades pulmonares y tener efecto cancerígeno o mutagénico. ▪ PM: enfermedades respiratorias (afectando más a niños y ancianos), aumento de morbilidad respiratoria en asmáticos, puede provocar cáncer en los pulmones. ▪ NO_x: irrita los ojos, nariz, garganta y causa dolores de cabeza, aumento en la reactividad respiratoria, exacerba el asma, aumento de síntomas respiratorios. ▪ SO₂: irrita las membranas del sistema respiratorio y causa inflamación en la garganta, aumento de morbilidad respiratoria, disminución de la función pulmonar en asmáticos. ▪ O₃: aumento de síntomas respiratorios, función pulmonar disminuida, inflamación de vías respiratorias y reactividad respiratoria.
En la ecología	<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x / SO₂: provoca lluvia ácida con daños a los bosques, sistemas acuáticos, corrosión de metales, daños a edificios y monumentos. También contamina las aguas subterráneas. ▪ CO₂: efecto invernadero.

Aspecto	Efectos
En la economía	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mayores gastos por problemas de salud. ▪ Menor productividad. ▪ Reducción de la calidad de vida. ▪ Corrosión de materiales, motores y desgaste prematuro de edificios y bienes. ▪ Menor productividad agrícola y agroforestal ▪ Cambio climático.

Fuentes: Ecogestión, 2005; y Quevedo y Romo, 2005: 139. Compilado por la autora.

Se estima que anualmente tres millones de personas mueren prematuramente por la contaminación del aire (Breithaupt, 2005: 79). Habitualmente, la población más susceptible la conforman niños y ancianos.

4.6.1.4. Parque automotor en Quito

De acuerdo a CORPAIRE (1007), en el DMQ circulaba en el año 2006 una flota vehicular de aproximadamente 330.000 vehículos, que constituyen alrededor del 32% de la flota vehicular del Ecuador, de 1'042.000 automóviles.

De estos, se calcula que cerca del 10% corresponden a vehículos a diesel. Por lo tanto, se podemos determinar que en el año 2006, circulaban en el DMQ aproximadamente 300.000 vehículos a gasolina. Este valor será tomado como referencial para el presente estudio.

4.6.1.5. Calidad del aire en Quito

En el caso de Quito, la calidad del aire se ha visto afectada especialmente durante la última década, debido al notable crecimiento del parque automotor, y a las características topográficas de la ciudad: altura, geografía y clima, que tienen una directa relación con el volumen y comportamiento de las emisiones a la atmósfera (CORPAIRE, 2005: 7).

Se calcula que en Quito, más del 85% de los contaminantes del aire provienen de la circulación vehicular, o fuentes móviles (Oviedo, 2005: 157). La altitud de la ciudad es una de las condiciones limitantes para los procesos de combustión que son, generalmente, menos eficientes a mayor altitud. Además, su localización ecuatorial provoca registros altos de radiación solar casi todos los días del año, factor que promueve la formación de contaminantes fotoquímicos. La topografía

constituye otro obstáculo, ya que dificulta la circulación del viento y limita el transporte de los contaminantes (Páez, 2005: 13).

De acuerdo a la División Ambiental del DMQ y a Fundación Natura (2002)³⁰, las dificultades para alcanzar mantener límites permisivos de calidad del aire en Quito son principalmente:

- Vehículos viejos;
- Motor mal calibrado para el nivel de altura de la ciudad;
- Mecánicos no tienen preparación técnica específica para esta calibración, y no se tienen pruebas estandarizadas;
- Falta de interés de propietarios de vehículos;
- Tráfico caótico e ineficiente (debido, en parte, al uso excesivo de vehículos);
- Falta de educación y conciencia sobre los impactos negativos en la salud;
- Limitaciones técnicas y económicas de los reguladores;
- Calidad del combustible.

LA REMMAQ (Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito) consta de 9 estaciones equipadas con monitores automáticos y activos que permiten monitorear los contaminantes establecidos en nuestra legislación (Páez, 2005: 17 y 18). Los parámetros monitoreados automáticamente por la REMMAQ son: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO, NO₂, NO_x), ozono (O₃), y material particulado fino (PM_{2.5}). Se monitorearon de forma semiautomática los siguientes parámetros: partículas suspendidas totales (PTS), material particulado respirable (PM₁₀) y compuestos orgánicos volátiles (COV) (Oviedo, 2005: 159. Páez, 2005: 18).

El CO representa una preocupación para la ciudad de Quito, pues tiene grandes impactos en la salud de los habitantes. Sin embargo, por la revisión y control vehicular y la renovación del parque automotor este es un problema que se está controlando. El O₃ es otro de los contaminantes de alto riesgo, y a cuyo control se le debe dar atención prioritaria (Páez, 2005: 20).

³⁰ Citado por Jácome, 2003: 13.

Según Quevedo y Romo (2005: 137-138), para el año 2003, las emisiones a la atmósfera en t/año, de acuerdo con el Informe Misión Aire Puro - Proyecto Aire Puro del Dr. Jürg Grütter, fueron de:

Tabla 19. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2003 en Quito.

Categoría	No. vehículos	km/año	CO (t)	HC (t)	NO _x (t)	PTS (t)	Total (t)
Gasolina	233.700	15.000	350.550	35.055	10.517	350	396.472
Diesel	16.300	90.000	13.203	4.401	24.939	7.335	49.878
Total	250.000		363.753	39.456	35.455	7.685	446.350

Nota: No se encontró información sobre las emisiones de SO_x ni de CO₂. La reducción de emisiones de CO₂ será considerada en el Capítulo 4.6.2.2, en tanto que el uso de E10 no tiene influencia sobre las emisiones netas de SO_x.

Tomando como referenciales estos valores, y realizando proyecciones para el año 2006 en base al número de vehículos, cantidad de contaminantes emitidos por vehículo, y porcentaje por tipo de contaminantes respecto al total, se ha elaborado la siguiente Tabla:

Tabla 20. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2006 en Quito.

Categoría	No. vehículos	km/año	CO (t)	HC (t)	NO _x (t)	PTS (t)	Total (t)
Gasolina	300.000	15.000	450.000	45.000	13.501	449	508.950
Diesel	30.000	90.000	24.300	8.100	45.900	13.500	91.800
Total	330.000		474.300	53.100	59.401	13.949	600.750

La preocupación que existe en cuanto a emisiones por el uso de E10 es el incremento de aldehídos y NO_x. Por este motivo, el Municipio de Quito exige una prueba piloto con una flota de vehículos para evaluar el impacto del nuevo combustible en la calidad del aire de la ciudad (Salazar, 2005). Este aspecto será tomado en cuenta en el Estudio de Impacto Ambiental del Plan Piloto de la ciudad de Guayaquil, que incluye también el efecto en los motores a la altura de Quito.

4.6.1.6. Estimaciones económicas de emisiones exhaustivas reguladas

Para las estimaciones económicas de los impactos ambientales del proyecto, se ha utilizado como referencia el estudio de Quevedo y Romo (2003) para Fundación Natura, que determina los costos anuales de la contaminación del aire para la ciudad de Quito. Este estudio incluye consideraciones como:

- Impacto en la salud pública (esperanza de vida, calidad de vida y el número de personas afectadas);
- Mortalidad hospitalaria;

- Ingresos hospitalarios por causas específicas (enfermedades respiratorias y cardiovasculares);
- Gasto por el deterioro del equipamiento urbano y bienes culturales;
- Costo económico para la sociedad de la carga de enfermedades derivadas de la contaminación del aire;
- Valor económico del ausentismo laboral a causa de la enfermedad;
- Número de AVISA (Años de Vida Saludables Perdidos) por enfermedad o muerte prematura en la población de la ciudad de Quito.

Este estudio recurre a modelos epidemiológicos ecológicos multivariados, que usan datos de mortalidad en largos períodos como la variable dependiente, por la complejidad de describir y encontrar una asociación entre contaminación y mortalidad (Quevedo y Romo, 2005: 139).

El estudio concluye que, para el año 2003, los costos totales causados por la contaminación del aire suman USD 34'274.000, y corresponden a los siguientes porcentajes (Quevedo y Romo, 2005: 146):

Costos ambulatorios	47%
AVISA	27%
Admisiones hospitalarias	15%
Deterioro bienes	8%
Ausentismo	3%

El estudio considera el efecto acumulativo sobre la salud de los siguientes contaminantes: CO, HC, NO_x y PTS. Estos datos no reflejan todo el problema, dado que no se consideran, por ejemplo, visitas a la farmacia, que probablemente duplicarían las cifras (Quevedo y Romo, 2005: 148).

Como se ha mencionado en el Capítulo 4.6.1.2, el uso de E10 tendría un efecto directo sobre tres de los contaminantes que se mencionan: disminución de un 32% de CO, disminución de un 12% de HC, y un ligero aumento del 1% de NO_x. De acuerdo a la caracterización de la contaminación del aire de Quito y sus costos económicos para el año 2003, que constituye la línea base o punto de partida, se procede a proyectar este escenario para el año 2006.

En primer lugar, se establecen los costos por tonelada de contaminante para el año 2003, y se asumen constantes para los años siguientes:

$$x = \frac{34274124}{446350}$$

Esto equivale a un costo de 76,79 USD/t de contaminantes.

A continuación, y de acuerdo a las proyecciones para el año 2006 (determinadas en la Tabla 20), se establecen los cambios en la emisión de contaminantes por el uso de E10, aplicados únicamente para los contaminantes señalados para vehículos que utilizan gasolina como combustible, y asumiendo un crecimiento cero para las emisiones de las fuentes fijas.

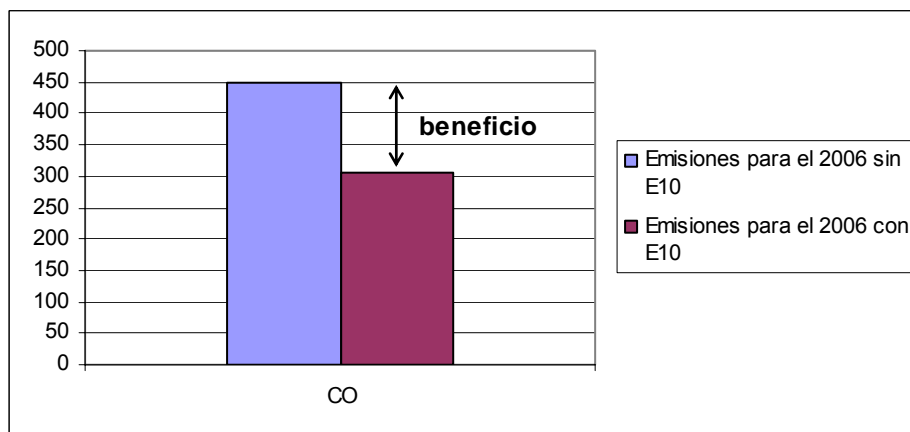
Para el CO, por ejemplo, se ha realizado el siguiente cálculo:

$$\text{CO [t]} = \text{proyección 2006} - (\text{proyección 2006} \times 12\%)$$

$$\text{CO [t]} = 450.000 - (450.000 \times 12\%)$$

$$\text{CO [t]} = 306.000$$

Gráfico 15. Disminución de las emisiones de CO por el uso de E10 (en miles de toneladas).



Fuente: elaborado por la autora.

Con estos cálculos se construye una nueva tabla de emisiones tentativas para el año 2005, y se compara con la Tabla 20.

Tabla 21. Emisiones atmosféricas por tipo de combustible para el año 2006 en Quito.

Categoría	No. vehículos	km/año	CO (t)	HC (t)	NO _x (t)	PTS (t)	Total (t)
E10	300.000	15.000	306.000	39.600	13.636	449	359.685
Diesel	30.000	90.000	24.300	8.100	45.900	13.500	91.800
Total	330.000		330.300	47.700	59.536	13.949	451.485

De esta forma se determina que el uso de E10 implica una disminución de:

$$600.750 - 451.500 = 149.250 \text{ t de contaminantes emitidos a la atmósfera}$$

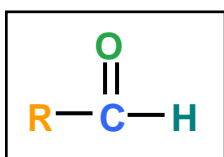
Esto significa un ahorro de:

$$149.250 \text{ t} \times 76,79 \text{ USD/t} = \text{USD } 11,46 \text{ millones asociados a la contaminación del aire.}$$

Para estos cálculos, se ha asumido que las reducciones porcentuales generadas por el uso de E10 tienen un efecto directamente proporcional sobre los niveles de concentración promedio de cada contaminante y sobre los costos determinados, lo que no es necesariamente cierto, ya que existen una serie de factores adicionales y correlaciones no lineales para cada contaminante y entre ellos. Se ha utilizado este esquema simplificado al no disponer la ciudad de Quito de un modelo que permita pronosticar los cambios en las concentraciones debido a reducciones en las emisiones. Para lograr una estimación más acertada, se debería correr el modelo de Quevedo y Romo (2003) nuevamente, con los nuevos pronósticos de emisiones, lo cual constituiría un documento de investigación en sí mismo. Además, es importante advertir que por las limitaciones en la información disponible y la dificultad de su manejo, no se valoran e incluyen todos los costos de la contaminación para la población.

4.6.1.7. Emisiones exhaustivas no reguladas y otros contaminantes

La gasolina que se utiliza en la actualidad contiene un porcentaje elevado de compuestos orgánicos aromáticos, altamente volátiles (ver límites en el Capítulo 4.3.1). Algunos de estos compuestos, como el benceno, el tolueno y el xileno, se encuentran en forma natural en el petróleo y se concentran más cuando se refina para producir gasolina de alto octano. Se emiten al aire cuando la gasolina se evapora, o cuando pasa a través del motor como combustible no quemado. Una cantidad significativa proviene además de la combustión incompleta de otros compuestos.



Existe también la preocupación de que las emisiones de aldehídos aumentan cuando se utiliza etanol como combustible (ver Capítulo 4.6.1.2). Los aldehídos son compuestos orgánicos caracterizados por poseer el grupo funcional carbonilo (-C = O).

Se pueden obtener a partir de la oxidación suave de los alcoholes primarios como el etanol. Los aldehídos más simples tienen otros nombres que no siguen el estándar de la IUPAC³¹ pero son más utilizados. Así, el metanal (HCHO) se denomina comúnmente formaldehído, y el etanal (CH₃CHO) se conoce como acetaldehído.

El formaldehído, el acetaldehído, la acroleína, y el 1,3-butadieno no están presentes en el combustible, pero son subproductos de la combustión incompleta. El formaldehído y el acetaldehído se forman también mediante un proceso secundario cuando otros contaminantes de fuentes móviles experimentan reacciones químicas en la atmósfera.

Cuanto menor es el peso molecular (formaldehído, acetaldehído), cuanto mayor es su insaturación (acroleína) y cuando disponen de un radical halogenado (cloroacetaldehído), mayor son los efectos corrosivos e irritantes. No existe información disponible en Quito sobre los niveles actuales de emisión de aldehídos, lo que dificulta el establecimiento de la línea base, el determinar los efectos del uso de etanol en el parque automotor, y realizar estimaciones económicas. Sin embargo, y según la literatura, la concentración de aldehídos llega a ser extremadamente pequeña y puede ser reducida eficientemente por los convertidores catalíticos de tres vías que la mayoría de vehículos nuevos poseen.

Los compuestos aromáticos, según numerosos estudios, son altamente peligrosos para la salud humana. En el [ANEXO III](#) se puede observar una comparación cualitativa entre las distintas características de los compuestos que se mencionan. Cabe destacar que, si bien los aldehídos son carcinógenos sospechosos, el benceno es un carcinógeno comprobado y representa un gran riesgo para la salud pública, por lo que su disminución en un 27% por el uso de E10 (como se puede ver en la “Evaluación de riesgo para la salud por emisiones tóxicas y aldehídos” del Cuadro 4) implica un gran beneficio.

³¹ La Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC por sus siglas en inglés: International Union of Pure and Applied Chemistry) es una organización no gubernamental internacional dedicada al desarrollo de la química.

4.6.2. Certificados de Reducción de Emisiones de CO₂

Antes de la Era Industrial, la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera era de alrededor de 275 partes por millón. Si se continúa utilizando combustibles fósiles hasta que estos empiecen a agotarse, hacia el final de esta centuria (año 2100), la concentración estimada será el doble del valor original –alrededor de 550 ppm– (Goodstein, 2004: 73).

Se estima que existe una relación causal entre el aumento de CO₂ en la atmósfera y el cambio climático, cuyos principales efectos son: incremento de la temperatura, cambio de patrones y extremos de las lluvias, aumento del nivel del mar, salud, agricultura, bosques, recursos del agua, áreas costeras, áreas naturales y biodiversidad (Ayala, 2005: 57). Si bien esta relación no se ha logrado demostrar en términos científicos, ante el riesgo existente se aplica el principio de precaución³², y algunas acciones se encuentran ya en marcha.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio es uno de los componentes flexibles del Protocolo de Kyoto, establecido en 1997, que permite a los países industrializados cumplir parte de sus metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de proyectos en países en desarrollo que favorecen el uso de tecnologías limpias. El Protocolo entró en vigencia a partir de la ratificación de Rusia en febrero de 2005, cumpliéndose así la condición de que al menos 55 países que sumen el 55% de las emisiones mundiales de los seis gases de efecto invernadero (siendo 1990 el año referencial) hayan renovado su compromiso.

Ecuador inició ya su participación en el creciente mercado del carbono con la firma de los dos primeros acuerdos de adquisición de certificados de reducción de emisiones (CRE), por el Servicio de los Países Bajos a través del Banco Mundial como su depositario, provenientes de los proyectos hidroeléctricos Sibimbe y Abanico.

³² El **principio de precaución** puede definirse como la noción de que “frente a la posibilidad de incurrir en daños, las decisiones políticas a la hora de proteger el medio ambiente (y con ello los intereses de bienestar de las futuras generaciones) deberían tomarse adelantándose a la certidumbre científica” (O’Riordan, Timothy; y Jordan, Andrew. El principio de precaución en la política ambiental contemporánea, 1995).

En el mercado del carbono, una tonelada de CO₂ equivale a un CRE, que adquiere actualmente valores entre € 5,00 y 14,00, dependiendo de la calidad del proyecto y de los beneficios que pueda significar a nivel social, ambiental y económico (Neira, 2007). Para su mejor comercialización, se pueden formar paquetes con los CRE's de diferentes proyectos para hacerlos más voluminosos y atractivos.

4.6.2.1. Uso de biomasa como combustible y CRE

El transporte es responsable por más del 25% de la emisión global de CO₂, y este porcentaje sigue en aumento (Breithaupt, 2005: 80). El uso de biocombustibles como carburantes en mezcla con gasolina es una alternativa que se inscribe dentro de los lineamientos del Protocolo de Kyoto. Los cultivos usados para producir etanol toman dióxido de carbono del ambiente para formar sus tejidos. Cuando el etanol es utilizado en los vehículos de combustión interna se emite la misma (o, en la mayoría de los casos, menos) cantidad del CO₂ capturado en el proceso de crecimiento de los cultivos. Esto resulta en una ganancia neta de dióxido de carbono en la atmósfera de cero (U.S. Department of Energy et al, 2005: 8).

4.6.2.2. Cálculos económicos para el proyecto de E10 en Quito

Jácome (2003: 76) ha determinado que 1 t de cultivo de caña evita la generación de 0,117 t de CO₂ por el uso de E10, y 0,017 t por cogeneración, de acuerdo a estimaciones de línea base, disminución de emisiones por el ciclo completo del carbono, porcentajes de fijación, contraste con planta de generación termoeléctrica, etc.

Como se determinó en el Capítulo 4.3.2.1, para satisfacer la demanda de Quito, se requerirían alrededor de 922 kt de caña de azúcar anuales. Entonces:

$$x = (922000 * 0.117) + (922000 * 0.017)$$

Esto significa la reducción de aproximadamente 123.600 t de CO₂ anuales, o la misma cantidad de CRE. Se tomará como precio referencial € 10,00 por cada

CRE³³, considerando que la tasa de cambio promedio durante el año 2006 fue de 1,26 USD/€, lo que significa un valor estimado de 12,6 USD/t CO₂. Esto representaría un ingreso para el proyecto de:

126.600 t de CO₂ x 12,6 USD/t CO₂ = USD 1,56 millones anuales por concepto de venta de CRE en el mercado del carbono.

4.6.3. Otras consideraciones ambientales

Entre los impactos ambientales que sí han sido valorados en este estudio, se encuentran la reducción de emisiones vehiculares por la adición de un oxigenante, y el tratamiento de los efluentes líquidos (de 10 a 13 veces el volumen del etanol, como indica la Figura 6) en la misma planta de producción de etanol anhidro, que se encuentran considerados en los costos del Cuadro 1. Por otra parte, los residuos sólidos generados (la fibra o bagazo constituye del 12 al 14% de la caña) alimentan directamente los calderos de cogeneración. No se han realizado estimaciones, sin embargo, sobre las emisiones gaseosas de la planta.

Por otra parte, existen algunos impactos ambientales que no han sido incluidos en el presente proyecto, pero que deberían ser evaluados y adecuadamente valorados en términos económicos en estudios más profundos y detallados. Por ejemplo, todas las actividades agrícolas utilizan hidrocarburos para los procesos productivos, desde combustible para el bombeo, riego, arado, iluminación, etc., hasta pesticidas y defoliantes para los cultivos. No se ha considerado los costos ambientales (aunque sí económicos y energéticos, como se vio en el Capítulo 4.4.1) del aumento en el uso de hidrocarburos por el incremento de ha de cultivo intensivo de caña que se requerirán para satisfacer la demanda del proyecto.

La práctica de quema del cultivo antes de la zafra, para evitar riesgos de cortes para los zafreiros, resulta bastante común en los cañaverales no-mecanizados. Esto contribuye a la emisión de grandes cantidades de CO₂, además de causar la acidificación de los suelos. Sin embargo, para los cálculos de disminución de emisiones de CO₂ se han considerado zafras “en verde”, que significa no quemar

³³ Los valores de los CRE pueden variar significativamente en el mercado. El valor aquí considerado, sugerido por Neira (2007) implica un escenario conservador.

los cultivos antes de la cosecha, dado que hojas y retoños también forman parte del bagazo y la paja que alimentarán los calderos de cogeneración.

Otra consideración importante es que el incremento en la demanda de cañaverales podría aumentar la presión sobre los recursos naturales (como el agua y los bosques) y la biodiversidad, siendo una forma de uso del suelo que produce más réditos a corto plazo que la conservación para sus propietarios, y que podría degenerar en erosión debida al mal manejo, el monocultivo y la explotación intensa durante todo el año. Como recomienda Salas (2005), se debería planificar adecuadamente la utilización de tierras para este fin, evitando el uso de reservas forestales o bosques nativos para la producción agrícola. Recalde (2007) y Camacho (2007) señalan que para el Programa en Ecuador, se planea realizar una precalificación de los proyectos presentados para la producción de etanol anhidro, tomando en cuenta que las nuevas plantaciones no se realicen sobre terrenos con algún nivel de protección (área protegida, bosque primario, alta biodiversidad y endemismo, etc.).

Una última reflexión es que ni el etanol ni otro tipo de biocombustibles proporcionarán una solución definitiva mientras no se cambien los actuales patrones de consumo de energía hacia modelos más sostenibles. Honty (2007) afirma que el etanol no puede entrar a formar parte de una matriz energética insostenible, donde, por citar un ejemplo, se invierte en el transporte de un alimento, cerca de diez veces la cantidad energética que posee efectivamente.

4.7. Análisis beneficio/costo para el proyecto

Es posible, con los principales puntos abordados en este estudio, realizar un balance cualitativo preliminar de las ventajas y desventajas de un proyecto de bioetanol para la ciudad de Quito, como se observa en el Cuadro 6.

Mediante una valoración económica cuantitativa de los principales impactos sociales y ambientales del proyecto, es posible comparar en términos de una misma unidad (en este caso dólares de Estados Unidos) sus costos y beneficios. De otra forma resultaría difícil, tratándose de factores tan diversos.

Cuadro 6. Síntesis de las principales ventajas y desventajas del proyecto.

Factor	Ventajas	Desventajas
Político a nivel nacional	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Menor dependencia en hidrocarburos y variación de precios ▪ Disminución de importaciones de NAO. ▪ Revalorización de los derivados de producción nacional. ▪ Mejoran las balanzas de pagos y comercial del país. ▪ La cooperación entre diversos organismos mejora la institucionalidad y la gobernabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Para tener precios del etanol competitivos, podrían ser necesarios incentivos y/o subsidios. ▪ El proyecto puede requerir un proceso de cabildeo y facilitación, y cambios más o menos significativos en la red energética actual.
Técnico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El balance energético de la producción de etanol a partir de caña es positivo. ▪ Mejora las operaciones agrícolas. ▪ Invertir en una planta de etanol resulta rentable y atractivo, la recuperación de la inversión es corta. ▪ No existe pérdida de potencia ni afecta los motores. ▪ Promotor de octanaje. ▪ Ayuda a alcanzar una estequiometría de combustión adecuada. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El valor energético del etanol es mejor que el de la gasolina, lo que significa mayor volumen para igual distancia recorrida. ▪ Se requiere el uso de aditivos, detergentes, dispersantes, aticorrosivos, demulsificantes. ▪ Se debe tener cuidado con el ingreso de agua. ▪ Podría ser necesario calibrar los motores para un mejor desempeño.
Socio-económico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento de plazas de empleo. ▪ La producción continua asegura el empleo y desestimula la migración. ▪ Mayores ingresos para el sector rural. ▪ Aumento de la conciencia pública sobre la necesidad de sostenibilidad energética. ▪ Incentivo para la formación de gremios y cooperativas productivas. ▪ Un Plan de este tipo constituye una ruptura en el modelo energético nacional tradicional, y puede abrir las puertas a nuevos proyectos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Riesgo de concentración de la tenencia de la tierra. ▪ Riesgo de incremento del precio de la tierra y los insumos agrícolas. ▪ Riesgo de inequidad social en las condiciones de trabajo de la mano de obra. ▪ Posible competencia entre cultivos alimenticios y energéticos, poniendo en riesgo la seguridad alimentaria. ▪ La idea generalizada de las ventajas del etanol puede restar atención de otras medidas necesarias para alcanzar la sostenibilidad.
Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejora la calidad del aire urbano mediante la reducción de CO, CO₂, aromáticos, PM ▪ Comercialización de CRE por el CO₂ disminuido. ▪ Disminución de la demanda de energía eléctrica de la red mediante la cogeneración. ▪ Disminución de la demanda de hidrocarburos, cuya explotación causa severos impactos ambientales. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incremento en la emisión de aldehídos y NO_x. ▪ Presión sobre recursos como biodiversidad, agua y suelo. ▪ Riesgo de empobrecimiento de los suelos por monocultivo. ▪ Posible contaminación de suelo por uso de pesticidas otros compuestos a gran escala.

Fuente: Elaborado por la autora.

A partir de la información levantada y construida en el presente documento, se ha realizado un balance de costos y beneficios sintetizado en la siguiente Tabla:

Tabla 22. Balance de costos y beneficios del proyecto de aditivación de gasolina con etanol anhidro.

Beneficios estimados del proyecto para el año 2006	Valor (en miles de USD)
Balanza comercial favorable para el Ecuador [1]	47.987
Disminución de externalidades negativas de naftas [2]	15.190
Efecto multiplicador por generación de fuentes de empleo [3]	33.895
Disminución de costos de contaminación ambiental por emisiones vehiculares [4]	11.462
Venta de Certificados Emisiones Reducidas de CO ₂ [5]	1.557
Venta de electricidad a la red por cogeneración en planta de etanol [6]	3.211
Ventas extra por refueling [1]	8.935
TOTAL	113.3011
Costos estimados del proyecto para el año 2006	Valor (en miles de USD)
Costo total planta etanol con cogeneración (anualidad 25 años) [6]	5.841
Operación y mantenimiento anual [6]	25.162
Costo certificación CREs [7]	74
Verificación anual [7]	3
Diferencia costo gasolina por E10 asumida por el Estado [8]	13.476
TOTAL	44.556
Razón beneficio/costo	2,54

[1] Determinado en Tabla 17, en la página 78.

[2] Determinado en el Capítulo 4.3.3.2.

[3] Determinado en el Capítulo 4.5.1.

[4] Determinado en el Capítulo 4.6.1.6.

[5] Determinado en el Capítulo 4.6.2.2.

[6] Determinado en el Capítulo 4.4.2.

[7] Determinado en el Cuadro 3, en la página 85.

[8] Se ha calculado considerando la composición porcentual de gasolina Súper E10 y Extra E10, y los valores de cada componente. Dado que el precio resultante es mayor (por el costo superior del etanol), esta diferencia, de acuerdo a Recalde (2007) y Camacho (2007) deberá ser asumida por el Estado.

Fuente: Elaboración propia en base a las estimaciones económicas de los capítulos precedentes, de acuerdo a los formatos utilizados por Ecogestión (2005).

La tasa beneficio/costo (B/C) del proyecto es mayor a uno, lo que significa que, siendo los beneficios mayores que los costos, el proyecto es viable y recomendable.

Por citar un ejemplo, por motivos de comparación, un proyecto de características similares, del que se efectuó un “Estudio de factibilidad técnica, económica y

normativa del uso de filtros retenedores de partículas en vehículos a diesel de transporte público en el Distrito Metropolitano de Quito”, realizado por Ecogestión (2005) para el Banco Interamericano de Desarrollo, establece una tasa B/C de 2,78 para un escenario conservador de 40% de disminución de emisiones, y de 4,17 para un escenario de 60% de disminución de emisiones.

Se debe tener en cuenta que, a pesar del perfeccionamiento de los últimos años de los métodos de valoración económica, se corre el riesgo de cometer errores en los cálculos al tratarse con cifras subjetivas o información incompleta. También se debe señalar que para el presente documento no se han incluido todos los impactos sociales y ambientales, tanto positivos como negativos, que acarrearía la aditivación del 10% de las gasolinas de Quito con etanol anhidro producido a partir de caña de azúcar. Se han incluido los principales impactos, y aquellos para los cuales existen cifras y estimaciones de estudios previos.

Cerca del 35% de los casi 13 millones de barriles de gasolina que se consumieron en el año 2006 a nivel nacional fueron importados en forma de NAO, con precios que crecen año tras año. El etanol reemplazaría parte de estas naftas y revalorizaría los derivados de producción nacional al cambiar la composición porcentual del combustible.

Es posible satisfacer la demanda de E10 de la ciudad de Quito, el sistema del proyecto, mediante ingenios y gremios de cañicultores de la zona. Indicadores económicos como VAN, TIR y plazo de recuperación de la inversión indican una buena rentabilidad para la inversión en una planta de producción.

Finalmente, y luego de evaluarse diversos impactos socio-económicos y ambientales (ver resumen en el Cuadro 6), y consideraciones técnicas, se concluye mediante una tasa beneficio/costo, que el proyecto es factible.

5.1. Conclusiones

- El uso de biocombustibles es sólo una de las opciones existentes para mejorar la sustentabilidad energética local, nacional y global. Sin embargo, el uso de etanol como carburante es una importante iniciativa que debe cobrar prioridad por los beneficios identificados que significaría.
- Considerando que en un solo año (del 2005 al 2006) el costo de las NAO se incrementó en un 12%, un gran beneficio del proyecto es la eliminación de la incertidumbre debida a la alza de los precios de las NAO a nivel internacional, altamente dependientes de factores externos como desastres naturales, situación política, condiciones climáticas, e incluso manipulación deliberada del mercado.
- La mezcla del 10% de etanol revaloriza los derivados de producción nacional como la nafta base de bajo octano, debido a un cambio en la composición porcentual de las gasolinas nacionales.
- Las balanzas comercial y de pagos son positivas para este proyecto. Además se contribuye a la disminución de algunas externalidades negativas que tienen sus propios costos asociados, que son absorbidos en su mayoría por la sociedad y no por los productores.
- En Ecuador existe la capacidad técnica para la realización del proyecto, la disponibilidad de materia prima y mano de obra, la apertura interinstitucional y normativa legal para su implementación, por lo que se concluye que el proyecto es factible a corto plazo.
- El proyecto resulta rentable desde el punto de vista de la inversión requerida para la instalación y operación de la planta de etanol. En dos escenarios diferentes, con y sin cogeneración y venta de CRE, el TIR es superior a la tasa de interés activa de 8,85%, el VAN es positivo, y el plazo de recuperación de la inversión es bastante corto.
- El uso del nuevo combustible, hasta un máximo del 10% de etanol en volumen, no requeriría cambios en el parque automotor, lo que facilitaría la implementación del proyecto de forma inmediata, sin costos adicionales para los usuarios.

- Con este proyecto se generarían aproximadamente 18.000 puestos de empleo, con un efecto multiplicador de 4,2 sobre la economía nacional. Existe un alto requerimiento de mano de obra no cualificada, que ayudaría a aliviar los niveles de desempleo y subempleo.
- El uso de etanol anhidro disminuye significativamente las emisiones de CO, HC, 1,3 butadieno, benceno, tolueno y xileno de los vehículos que utilizan gasolina. Los efectos más positivos son por disminución de CO y benceno.
- Sin embargo, las emisiones de NO_x, formaldehído, acetaldehído y acroleína aumentarían. Ninguno de estos contaminantes es carcinógeno comprobado y no aumenta el potencial de formación de ozono para la ciudad de Quito, que constituye un problema serio.
- La evaluación muestra que hay una disminución neta tanto en la cantidad como en la peligrosidad de los contaminantes, lo que significa una mejora en la salud y la calidad de vida de los ciudadanos, especialmente de grupos vulnerables como niños y ancianos, y un ahorro para la ciudad de Quito y su población.
- Si bien esta iniciativa es un gran avance para dar solución al problema de la contaminación del aire urbano, su alcance no permite intervenir sobre la totalidad de las causas de este fenómeno, pues son varios los elementos que integran una estrategia global de mejoramiento de la calidad del aire, como: vehículos con tecnologías limpias, planificación del transporte y uso del suelo, combustibles limpios, y mantenimiento apropiado de los vehículos (Friedrich, 2005: 64).
- El proyecto contribuye al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto disminuyendo las emisiones de CO₂ en su ciclo completo. Esto implica además ventajas económicas, pues el proyecto es más atractivo para los inversionistas por los ingresos por venta de energía a la red (cogeneración) y CRE.
- El incremento en la demanda de etanol puede significar un incremento en la presión sobre recursos naturales como agua y biodiversidad, y el uso intensivo del suelo debido al monocultivo y a prácticas agrícolas inadecuadas podría causar erosión y tener impactos negativos sobre los ecosistemas circundantes.

- El análisis económico del proyecto muestra una relación beneficio/costo positiva, lo que demuestra que los impactos favorables superan en toda medida la inversión requerida.
- Se debe recalcar que la valoración de costos beneficios no considera la totalidad de aspectos relacionados a los impactos del proyecto, por lo que la tasa beneficio/costo calculada podría variar. Sin embargo, habiendo sido considerados los principales impactos, no se espera que esta variación sea muy significativa.

5.2. Recomendaciones

- Es indispensable realizar un análisis de demanda energética en el país, incluyendo los sectores urbano, industrial, y rural; así como un estudio completo del potencial de recursos energéticos del país, incluyendo mapas de radiación solar, geotérmicos, hídricos y eólicos, considerando las características particulares de cada locación y sus posibles efectos sociales, ambientales y económicos.
- Se debería priorizar la utilización de energías renovables tanto en la matriz energética urbana actual, como para la cobertura en zonas rurales, alejadas de la red eléctrica nacional, potenciando de esta forma la autogestión y sostenibilidad.
- El uso etanol anhidro como combustible ha sido ampliamente probado a nivel mundial. En Latinoamérica, Brasil es pionero en esta industria, y Ecuador debería estrechar lazos para compartir conocimientos y tecnología con sus vecinos que tienen más experiencia en este tema.
- Es necesario promover la inversión privada en este proyecto a través de la eliminación de barreras y de riesgos debido a la inestabilidad política y económica del país.
- Se deberían establecer lineamientos claros para la aprobación de proyectos, oferta de empleo y contratación de mano de obra, observando que las condiciones sean las más equitativas y seguras posibles, tanto para los trabajadores como para sus familias.
- Se debe limitar en lo posible la competencia entre cultivos, evitando que cultivos actuales de alimentos sean destinados a la producción de etanol.

Además se debería fomentar la diversidad de los cultivos para incrementar de esta forma la seguridad alimentaria.

- El Estado debe fomentar la oferta de etanol por parte de pequeños productores, gremios y grupos de campesinos, ofreciendo créditos e incentivos, para evitar de esta forma la concentración de tierras y recursos provenientes de este proyecto en pocas manos.
- Se recomienda el uso obligatorio de un convertidor catalítico en los vehículos que utilicen gasolina para disminuir la generación de aldehídos y otros contaminantes.
- Se deben promover buenas prácticas agrícolas, y debe ser obligatorio el cumplimiento de estándares de calidad en los cañaverales, para evitar de esta forma el incremento insostenible en el uso de recursos naturales (como agua), compuestos químicos (como pesticidas), y la progresiva erosión de los suelos.
- Dado que la información sobre emisiones utilizada en el presente proyecto corresponde a estudios realizados en otras locaciones, se recomienda realizar pruebas con una flota piloto de vehículos para evaluar en campo, con condiciones reales, cuál sería el cambio efectivo en la caracterización y cantidad de emisiones para la ciudad de Quito.

ANEXO I. CRITERIOS PARA LA CLASIFICACIÓN DE SUSTANCIAS CARCINOGENICAS

Este Anexo se presentan los criterios aplicados por tres organizaciones, dos gubernamentales (Environmental Protection Agency y National Toxicology Program) y una independiente (International Agency for Research on Cancer) para la clasificación de las sustancias químicas respecto a su carcinogenicidad.

a) Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer –International Agency for Research on Cancer (IARC)–

- **Grupo 1:** Carcinógeno humano
- **Grupo 2A:** Probable carcinógeno humano
- **Grupo 2B:** Posible carcinógeno humano
- **Grupo 3:** No puede ser clasificado como carcinógeno humano.
- **Grupo 4:** Probablemente no es carcinógeno humano.

b) Programa Nacional de Toxicología –National Toxicology Program (NTP)–

- **Grupo K:** Carcinógeno humano conocido
- **Grupo R:** Carcinógeno humano de sospecha razonable

c) Sistema Integrado de Información sobre Riesgos de la Agencia de Protección Ambiental –Environmental Protection Agency (IRIS)–

- **Grupo A:** Carcinógeno humano
- **Grupo B1:** Probable carcinógeno humano (evidencia suficiente en animales y evidencia limitada en humanos)
- **Grupo B2:** Probable carcinógeno humano (evidencia suficiente en animales y falta de evidencia en humanos)
- **Grupo C:** Posible carcinógeno humano
- **Grupo D:** No clasificable como carcinógeno humano.
- **Grupo E:** Pruebas de no carcinogenicidad para humanos.

ANEXO III. CARACTERÍSTICAS Y EFECTOS DE ALGUNOS CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS SOBRE LOS QUE TIENE INFLUENCIA EL E10.

Compuesto	Fórmula química	Características	Efectos para la salud	Carcinogenicidad ³⁴		
				IARC	NTP	IRIS
1-3 butadieno	C_4H_6	Es un compuesto químico sintético, utilizado principalmente en la fabricación de caucho sintético, nylon y pinturas de látex. Es producido primariamente como subproducto en el vapor del cracking de hidrocarburos.	Irritación de los ojos, la nariz y la garganta, además de efectos sobre el sistema nervioso.	2A	R	B1
Benceno	C_6H_6	Líquido incoloro de aroma dulce, altamente volátil, inflamable, y explosivo. Componente natural del petróleo crudo, gasolina y humo de cigarrillo.	Irritación de ojos, piel y tracto respiratorio. vértigo, somnolencia, dolor de cabeza, náuseas, jadeo, convulsiones, pérdida del conocimiento. Puede afectar a la médula ósea y al sistema inmunológico, causando anemia e incluso leucemia. Es carcinógeno para los seres humanos.	1	K	A
Tolueno	$C_6H_5CH_3$	Líquido incoloro con un olor de disolvente. Se produce en forma natural en el petróleo crudo y en el árbol Tolú, durante la manufactura de gasolina y de coque a partir de carbón.	Puede afectar al sistema nervioso. Ligero efecto narcótico. Cansancio, irritación en los ojos, confusión, pérdida de la memoria, náusea, pérdida del apetito, audición y vista. Podría estar asociado con el cáncer de esófago y recto, aunque no existen estudios concluyentes.	3	-	D

³⁴ Criterios de clasificación referidos en el Anexo 1.

Compuesto	Fórmula química	Características	Efectos para la salud	Carcinogenicidad		
				IARC	NTP	IRIS
Xileno	$\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_4\text{CH}_3$	Nombre común de los dimetilbencenos. Es un compuesto orgánico volátil (COV), líquido, incoloro e inflamable. Forman parte de muchas formulaciones de gasolina y tienen alto octanaje.	Los xilenos son nocivos. Sus vapores pueden provocar dolor de cabeza, náuseas y malestar general. Aparece vinculado a tumores en colon y recto.	3	–	C
Formaldehído	HCHO	A temperatura ambiente es un gas incoloro de olor muy penetrante, inflamable.	Irritación de vías respiratorias y ojos, dermatitis, tos, dificultad para dormir, dolor de cabeza, fatiga, dolor de cuello, náuseas frecuentes. Potencialmente cancerígeno: leucemia, cavidad oral y nasal, faringe, laringe y pulmón. Puede causar tumores del tracto gastrointestinal.	2A	R	B1
Acetaldehído	CH_3CHO	Compuesto orgánico líquido a temperatura ambiente, incoloro y muy volátil.	Irritante de mucosas y membranas, actuando también como narcótico sobre el sistema nervioso central. La exposición repetida causa dermatitis y conjuntivitis.	2B	R	B2
Acroleína	CH_2CHCHO	Líquido incoloro, transparente, inflamable y volátil a temperatura ambiente. Tiene un olor picante y sofocante. Es un poderoso lacrimógeno.	Lagrimo, ardor de la nariz y la garganta, respiración lenta. Irritación grave de vías respiratorias (efectos irrecuperables) y cutánea. Lesiones bronquiales crónicas. Puede dañar los pulmones.	3	–	C

Fuente: Elaboración propia en base a la información de www.wikipedia.org.

BIBLIOGRAFÍA

Normativa

Constitución Política de la República del Ecuador.

Ley de Gestión Ambiental. Ley 37, Registro Oficial 245. Ecuador, 1999.

Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Registro Oficial N°43. Ecuador, 2005.

Decreto Ejecutivo N° 2176. Registro Oficial 448. Ecuador, octubre de 2004.

Decreto Ejecutivo N° 575. Registro Oficial 130. Ecuador, julio de 2003.

Decreto Ejecutivo N° 2332. Registro Oficial 482. Ecuador, diciembre de 2004.

Decreto Ejecutivo N° 146. Registro Oficial 39. Ecuador, marzo de 2007.

CONELEC - Consejo Nacional de Electricidad. Regulación 009/06. Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales. Ecuador, 2006.

Entrevistas

Camacho, Víctor. Entrevista personal con el Coordinador Cadena del Caña de Azúcar del Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca. Quito, 2005.

Camacho, Víctor. Entrevista personal con el Coordinador Cadena del Caña de Azúcar del Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca. Quito, noviembre de 2007.

Chiliquinga, Byron. Entrevista personal con el Coordinador de Estudios de Energía y Proyectos de OLADE. Quito, 2004.

Garzón. Entrevista personal. Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas. Quito, 2005.

Guerra, Isabel. Entrevista personal. Ministerio del Ambiente. Quito, 2005.

Jácome, Carlos. Entrevista personal con el Asistente de Proyecto Electrificación de Galápagos con Energías Renovables (ERGAL). Ministerio de Energía y Minas. Quito, 2005.

Mena, Alfredo. Entrevista personal con el director de la Corporación para la Investigación Energética. Quito, febrero de 2005.

Neira, David. Entrevista personal con el Coordinador de Temas Energéticos. CORDELIM. Oficina de Promoción del MDL. Quito, 2004.

Neira, David. Entrevista personal con el Coordinador de Temas Energéticos. CORDELIM. Oficina de Promoción del MDL. Quito, noviembre de 2007.

Recalde, Patricia. Entrevista personal con la Directora (e) del Programa Nacional de Biocombustibles, del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. Quito, noviembre de 2007.

Salazar, Julio. Entrevista personal con el representante de Petrocomercial en el Consejo Técnico del Programa Nacional de Biocombustibles. Quito, 2005.

Salazar, Julio. Entrevista personal con el representante de Petrocomercial en el Consejo Técnico del Programa Nacional de Biocombustibles. Quito, octubre de 2006.

Sánchez, Santiago. Entrevista personal con el Subsecretario de Energía Renovable y Uso Eficiente de Energía. Quito, 2007.

Páginas web

Biocombustibles. www.biocombustibles.es. Acceso en febrero de 2007.

CEDATOS - Centro de Estudios y Datos; Gallup Internacional. www.cedatos.com.ec. Acceso en noviembre de 2007.

CENACE - Centro Nacional de Control de Energía. www.cenace.org.ec. Acceso en noviembre de 2007.

CONELEC - Consejo Nacional de Electricidad. www.conelec.gov.ec. Acceso en febrero de 2007.

ContrataNet para Petroecuador. Sistema Oficial de Contratación Pública del Ecuador. www.contratanet.gov.ec. Acceso en marzo de 2007.

Diario El Tiempo de Cuenca. La zafra atrae a los peruanos en La Troncal. <http://www.eltiempo.com.ec/>. Acceso en noviembre de 2007.

Diario Expreso. El Gobierno regula el biocombustible. www.diario-expreso.com. Acceso en diciembre de 2004.

Diario La Hora Imbabura. Cañicultores confían en proyecto de etanol. www.lahora.com.ec. 25 de septiembre de 2004. Acceso en abril de 2005.

Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE). Ministerio de Energía y Minas. Proyectos. www.menergia.gov.ec. Acceso en enero de 2005.

Dudley, Steven. Oil industry faces uncertain future. The Miami Herald. www.herald.com. 28 de abril, 2005. Acceso en abril de 2005.

EFE Madrid. La gran mentira energética es que las energías no renovables son insustituibles. Energías Renovables. <http://waste.ideal.es/solar.htm>. Acceso en abril de 2005.

El Universo. Tres ingenios azucareros entran a generar energía. www.eluniverso.com. 13 de julio de 2004. Acceso en enero de 2005.

EIA - Energy Information Administration. MTBE, Oxygenates, and Motor Gasoline, <http://www.eia.doe.gov>. Acceso en noviembre de 2007.

Energías Renovables. <http://www.energias-renovables.com/paginas/>. Acceso en diciembre de 2004.

EPI - Earth Policy Institute. www.earth-policy.org. Acceso en noviembre de 2007.

Månsson, Tommy; Foo, Eng-Leong. Swedish efforts in integrating bio-fuels as alternative fuels for transportation in buses, lorries and cars. Internet Conference on Integrated Biosystems. <http://www.ias.unu.edu/proceedings/icibs/mansson/paper.htm>. Suecia. Acceso en septiembre de 2005.

MarketBuzz. Solarbuzz Reports World Solar Photovoltaic Market Growth of 19% in 2006. www.solarbuzz.com. Acceso en junio de 2007.

Meyer, Jean. Quemar maíz. El Universal. www.eluniversal.com.mx. Acceso en febrero de 2007.

Ministerio de Ciencia y Tecnología de Brasil. Energy Balance of the Sugar Cane and Ethanol Production in the Cooperated Sugar Mills: 1996. <ftp.mct.gov.br>. Acceso en noviembre de 2007.

MEER - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. www.menergia.gov.ec. Acceso en noviembre de 2007.

OLADE. Informe de Estadísticas Energéticas 2004. www.olade.org. Acceso en febrero de 2007.

Petroecuador. Página web. www.petroecuador.com.ec. Acceso en julio de 2007.

RFA - Renewable Fuels Association. <http://www.ethanolrfa.org>. Acceso en noviembre de 2007.

SICA - Servicio de Información y Censo Agropecuario del Ministerio de Agricultura, Ganadería Acuicultura y Pesca del Ecuador. <http://www.sica.gov.ec/>. Acceso en noviembre de 2007.

Wikipedia: La Enciclopedia Libre. www.wikipedia.org. Acceso en 2007.

Publicaciones

Alfani, Francesco; Colleran, Emer. Biological conversion. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

Apace Research Ltd. Intensive Field Trial of Ethanol/Petrol Blend in Vehicles. Executive Summary. Australia, 1998.

Appenzeller, Tim. Fin del petróleo barato. National Geographic, junio de 2004.

Arboleda Heredia, Carlos. Ministerio promueve Programa Nacional de Biocombustibles, Proyecto Etanol. Ministerio de Energía y Minas. Ecuador, 2004.

Ayala, Alberto. Emisiones vehiculares y calidad del aire: avances, retos y perspectivas en el control de emisiones vehiculares. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

BP. Statistical Review of World Energy 2006. Londres, 2007.

Breithaupt, Manfred. Los impactos y beneficios económicos de la contaminación atmosférica y los planes de mejoramiento de la calidad del aire, instrumentos económicos para la gestión de la calidad del aire. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Carrillo, Roberto; Oviedo, Jorge. Propuesta para la promoción de los proyectos de generación de hidroenergía a pequeña escala, en zonas rurales del Ecuador: un aporte sustentable, económico y ambientalmente amigable. VII Encuentro Latinoamericano y del Caribe sobre Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. Ponencias. Cuenca, 1999.

CIE - Corporación para la Investigación Energética. Proyecto Eólico Minas de Huasacacha. Estudio de pre-factibilidad. Ecuador, 2004.

Consejo Técnico Consultivo del Programa Nacional de Biocombustibles. Tríptico informativo del Programa Nacional de Biocombustibles. Quito, de 2004.

CORPAIRE. La experiencia de Ecuador. Primera conferencia sudamericana: Azufre en combustibles vehiculares, Desafíos y Oportunidades para Combustibles y Vehículos Limpios. Quito, 2007.

CORPAIRE, Fundación Natura, Ecogestión, Distrito Metropolitano de Quito. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Del 4 al 7 de agosto de 2004. Quito, 2005.

Dirección de Comunicación Social del Ministerio de Energía y Minas. El presidente de la república presidirá el Consejo Consultivo de Biocombustibles. Boletín No. 34. Quito, 06 de abril de 2005.

DNH - Dirección Nacional de Hidrocarburos. Perspectivas para el uso de Biocombustibles en el Ecuador. Ministerio de Energía y Minas. Quito, 2004.

Estrella, Bertha. Diseño, análisis estadístico e interpretación de resultados de los estudios epistemológicos sobre la relación calidad de aire urbano - salud. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Friedrich, Axel. Relación entre combustibles, tecnología vehicular y calidad del aire. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Ecogestión; Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Estudio de Factibilidad Técnica, Económica y Normativa del Uso de Filtros Retenedores de Partículas en Vehículos a Diesel de Transporte Público en el Distrito Metropolitano de Quito. Quito, 2005.

Godbole, Jayant. Ethanol from Cane Molasses. DOE+BBI Hawaii Ethanol Workshop. Hawaii, 2002.

González, Mauro. Sinergia petróleo - biocombustibles. Foro "Biocombustibles como Energía Alternativa: Una mirada hacia la región". Quito, octubre de 2007.

Goodstein, David. Out of gas. The end of the age of oil. W.W. Norton & Company, Inc. Estados Unidos, 2004.

Honty, Gerardo. La dimensión social y ambiental de los Biocombustibles. Foro "Biocombustibles como Energía Alternativa: Una mirada hacia la región". Quito, octubre de 2007.

IEA - International Energy Agency. Biofuels for Transport, an International Perspective 2004. París, 2005.

IEA - International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2006. París, 2007.

IEA - International Energy Agency. Renewables in Global Energy Supply 2004. París, 2007.

INTRACORP. Estudio de factibilidad de la producción nacional de biocombustibles. Resumen Ejecutivo. Panamá, 2007.

Jácome, Carlos. Feasibility study of using ethanol in the fuel market of Quito. Master Degree Project for the degree of master in science in energy and environment. University of Calgary. Quito, 2003.

Jawetz, P.; Samuels, G. Issues related to introduction of energy-cane to Latin-America. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

Kilborn SNC-Lavalin, Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Bioetanol por fermentación del jugo de caña de azúcar y melazas como aditivo oxigenante de la gasolina. Bogotá, 2006.

Kohli, Harinder; Brown, Donald; Larroque, Pierre; et al. Alcohol production from biomass potential and prospects in the developing countries. World Bank. Estados Unidos: 1980.

López Ávila, Oscar. Entrevista por Internet con el Director Ejecutivo del Centro Ecuatoriano de Producción Más Limpia. 2004.

López R., Eduardo. Programa de etanol anhidro expuesto a representantes de América Latina y Europa. Ministerio de Energía y Minas. Ecuador, 2004.

López Robayo, Eduardo. Propuesta Marco Legal. Fomento a la Producción, Comercialización y Uso de Biocombustibles en la Formulación de Combustibles. Ministerio de Energía y Minas. Quito, 2004.

MEM - Ministerio de Energía y Minas. Agenda Energética 2007 - 2011. Quito, 2007.

MEM - Ministerio de Energía y Minas. Dirección Nacional de Hidrocarburos. Estadística Hidrocarburífera 2005. Quito, 2005.

MEM - Ministerio de Energía y Minas. Perspectivas para la producción y uso de biocombustibles en el Ecuador, 2004.

MEM - Ministerio de Energía y Minas. Plan Estratégico para la Implementación del Programa de producción y uso de biocombustibles y etanol anhidro en la formulación nacional de combustibles. Ecuador, 2005.

Núñez, Hidalgo. Planificación urbana, transporte y movilidad: sus impactos sobre la calidad del aire. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Oviedo, Jorge. Experiencias del manejo de la calidad del aire en Quito. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Páez, Carlos. Importancia del monitoreo para la gestión de la calidad del aire, el caso de Quito. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

Petroecuador, Gerencia de Comercio Internacional. Informe ejecutivo de exportación 2006 – primer trimestre 2007.

Petroecuador. Unidad de Planificación Corporativa. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País 1972-2001. Quito, 2002.

Petroecuador. Unidad de Planificación Corporativa. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País 2002. Quito, 2003.

Petroecuador. Unidad de Planificación Corporativa. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País 2004. Quito, 2006.

Petroecuador. Unidad de Planificación Corporativa. Informe Estadístico de la Actividad Hidrocarburífera del País 2005. Quito, 2007.

Quevedo, María del Carmen y Romo, Hugo. Modelo de estimación del impacto de la contaminación del aire sobre la salud y la economía de la población. Seminario Internacional, La calidad del aire: responsabilidad de todos. Quito, 2005.

RFA - Renewable Fuels Association. Ethanol Industry Outlook 2001. Clean air, clean water, clean fuel. USA, 2001.

Ringblom, U. Nobel methods and new feedstocks for alcohol from biomass. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

Rocha, Daniela. Experiencias de Brasil. Foro "Biocombustibles como Energía Alternativa: Una mirada hacia la región". Quito, octubre de 2007.

Seligman R. M. Biomass fuels in a European context. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

Stümer, H.; Thoma, H.; Ortmaier, E. Immediately available liquid fuel crops in the EEC. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory (NREL), a Department of Energy (DOE) national laboratory, and the National Ethanol Vehicle Coalition (NEVC). Handbook for Handling, Storing, and Dispensing E85. USA, 2005.

Volpi, Giulio. Programa Europeo de Promoción de Biocombustibles. Foro "Biocombustibles como Energía Alternativa: Una mirada hacia la región". Quito, octubre de 2007.

Wenman C. M. The production and use of fuel alcohol in Zimbabwe. Energy from biomass. 3rd E.C. Conference. Inglaterra, 1985.

World Bank. Alcohol production from biomass in the developing countries. 1980.

Zárate García, Luís. Proyecto para la producción de etanol anhidro para el Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuicultura y Pesca del Ecuador. Quito, 2007.