

REPÚBLICA DOMINICANA



PRÉSTAMO BIRF 7217- DO
PROYECTO DE ASISTENCIA TÉCNICA AL SECTOR ENERGÍA

**DIAGNÓSTICO Y DEFINICIÓN DE LÍNEAS
ESTRATÉGICAS DEL SUBSECTOR FUENTES DE
ENERGÍA NUEVAS Y RENOVABLES (FENR) Y
DOMINICANA**

INFORME FINAL

Santo Domingo, 15 Enero de 2008

Preparado para la CNE por

Humberto Rodríguez M.

humberto.rodriguez.m@gmail.com

Las opiniones y conceptos expresados en este documento son los del autor y no necesariamente representan el punto de vista de la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

CONTENIDO

<u>0. RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>0-1</u>
0.1 BIOCOMBUSTIBLES.....	0-1
0.1.1 Etanol.....	0-7
0.1.2 Biodiesel.....	0-8
0.2 ENERGÍA EÓLICA.....	0-9
0.3 ENERGÍA SOLAR.....	0-11
0.4 OTRAS ENERGIAS RENOVABLES.....	0-12
0.5 ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA DIFERENTES DE LOS BIOCOMBUSTIBLES	0-14
0.5.1 Escenarios de desarrollo en el PEN 2004-2015	0-14
0.5.2 Desarrollo de un escenario alternativo para la energía eólica, solar y Otras FAER	0-15
0.5.3 Lineamientos Estratégicos	0-21
0.5.3.1 Energía Eólica	0-22
0.5.3.2 Energía Solar	0-23
0.5.3.3 Otras FAER.....	0-23
0.5.3.4 Demás FAER	0-24
0.6 OTROS ASPECTOS DE LAS FAER EN RD	0-25
<u>1. ANTECEDENTES, OBJETIVOS, ALCANCE Y PRODUCTOS</u>	<u>1-1</u>
1.1 ANTECEDENTES	1-1
1.2 OBJETIVOS	1-5
1.3 ALCANCE DEL TRABAJO.....	1-5
1.4 PRODUCTOS.....	1-8
<u>2. BIOCOMBUSTIBLES</u>	<u>2-1</u>
2.1 INTRODUCCIÓN.....	2-1
2.2 ANÁLISIS DE MERCADOS	2-4
2.2.1 Sectorización de Gasolina Motor y Diesel.....	2-4
2.2.2 Proyecciones de Demanda de Gasolina y Diesel	2-7

REPÚBLICA DOMINICANA

2.2.2.1	Diseño de Escenarios	2-7
2.2.2.2	Resultado de las Proyecciones	2-13
2.3	POTENCIAL DE CULTIVOS Y MATERIAS PRIMAS	2-17
2.3.1	Introducción	2-17
2.3.2	Capacidad Productiva del Suelo y Principales Cultivos	2-19
2.3.3	Estimación del potencial de siembra para la producción de biocombustibles	2-23
2.4	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE MATERIAS PRIMAS PARA BIO DIESEL	2-25
2.5	LA CAÑA DE AZÚCAR EN REPÚBLICA DOMINICANA	2-28
2.6	ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS	2-35
2.6.1	Desempeño de los Vehículos con Mezclas Gasolina-Etanol	2-35
2.6.2	Desempeño de los Vehículos con Mezclas Diesel-Biodiesel	2-41
2.6.3	Aceite Crudo vs Biodiesel como Biocombustible	2-45
2.6.4	El Mercado Externo del Etanol	2-49
2.6.4.1	Producción Mundial de Etanol	2-49
2.6.4.2	El Precio Internacional de Etanol	2-51
2.6.5	El Costo de Producción de Etanol	2-53
2.6.6	El Costo de Inversión de Etanol	2-55
2.6.7	El Costo de Producción de Biodiesel	2-57
2.7	ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LOS BIOCMBUSTIBLES	2-59
2.7.1	Lineamientos Estratégicos	2-59
2.7.2	Etanol	2-60
2.7.3	Biodiesel	2-62
3.	<u>ENERGÍA EÓLICA.....</u>	<u>3-1</u>
3.1	INTRODUCCIÓN	3-1
3.2	ANÁLISIS DE MERCADOS	3-4
3.3	POTENCIAL EÓLICO	3-4
3.4	ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO	3-8
3.4.1	Descripción del sistema	3-9
3.4.2	Conexión de parques eólicos al sistema interconectado	3-12
3.4.2.1	Interacción con la red de transmisión	3-14
3.4.2.2	Costos de interconexión a la red	3-17
3.4.3	Capacidades y Aplicaciones	3-17
3.4.4	Caracterización Ambiental	3-17
3.4.5	Parques eólicos	3-18

3.4.5.1	Parque eólico Guzmancitos	3-18
3.5	POTENCIAL DE DESARROLLO	3-23
3.5.1	Concesiones para el desarrollo de parques eólicos	3-23
3.5.2	Portafolio de proyectos eólicos	3-28
4.	<u>ENERGÍA SOLAR.....</u>	<u>4-1</u>
4.1	INTRODUCCIÓN.....	4-1
4.2	ANÁLISIS DE MERCADOS	4-4
4.3	POTENCIAL SOLAR	4-5
4.4	ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO	4-7
4.4.1	Sistemas Solares de Calentamiento de Agua	4-8
4.4.1.1	Descripción del sistema	4-8
4.4.1.2	Capacidades y Aplicaciones	4-10
4.4.1.3	Caracterización Ambiental	4-10
4.4.1.4	Sistema base	4-10
4.4.1.5	Costos del sistema base	4-11
4.4.1.6	Costo nivelado de generación	4-11
4.4.2	Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados.....	4-12
4.4.2.1	Descripción del sistema	4-12
4.4.2.2	Capacidades y Aplicaciones	4-16
4.4.2.3	Caracterización Ambiental	4-17
4.4.2.4	Sistema base propuesto.....	4-17
4.4.3	Potencial de desarrollo	4-20
5.	<u>OTRAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA</u>	<u>5-1</u>
5.1	INTRODUCCIÓN.....	5-1
5.2	ANÁLISIS DEL MERCADO	5-1
5.3	POTENCIAL DE OTRAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA	5-2
5.3.1	Potencial biomasa	5-2
5.3.1.1	Bagazo de la industria azucarera y potencial de cogeneración	5-3
5.3.1.2	Bagazo de la industria alcoholera y potencial de cogeneración.....	5-3
5.3.1.3	Desechos agropecuarios.....	5-4
5.3.1.4	Desechos Urbanos.....	5-5
5.3.1.5	Biogás	5-5
5.3.1.6	Leña y carbón de leña.....	5-6
5.3.2	Potencial hidroeléctrico	5-6

5.4 ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO	5-9
5.4.1 Cogeneración en la industria azucarera.....	5-9
5.4.1.1 Descripción del sistema	5-9
5.4.1.2 Capacidades y Aplicaciones	5-11
5.4.1.3 Caracterización Ambiental	5-12
5.4.2 Cogeneración en la industria del etanol.....	5-13
5.4.2.1 Descripción del sistema	5-13
5.4.2.2 Caracterización Ambiental	5-14
5.4.3 Cogeneración en la industria del arroz.....	5-15
5.4.3.1 Descripción del sistema	5-15
5.4.3.2 Capacidades y Aplicaciones	5-17
5.4.3.3 Caracterización Ambiental	5-17
5.4.4 Sistemas de Digestión Anaeróbica en Rellenos Sanitarios.....	5-18
5.4.4.1 Descripción del sistema	5-18
5.4.4.2 Capacidades y Aplicaciones	5-19
5.4.4.3 Caracterización Ambiental	5-19
5.4.5 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	5-19
5.4.5.1 Descripción del sistema	5-19
5.4.5.2 Capacidades y Aplicaciones	5-22
5.4.5.3 Caracterización Ambiental	5-23
5.5 POTENCIAL DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS FUENTES FÓSILES Y LAS RENOVABLES.....	5-24
5.5.1 Co-combustión de carbón y biomasa.....	5-25
5.5.1.1 Generalidades.....	5-25
5.5.1.2 Descripción de la tecnología	5-26
5.5.1.3 Barreras a la implementación de la co-combustión de biomasa en centrales eléctricas a carbón.....	5-27
5.5.1.4 Mercado Internacional.....	5-28
5.5.1.5 Costos.....	5-28
5.5.1.6 Capacidades y Aplicaciones	5-29
5.5.1.7 Caracterización Ambiental	5-29
5.5.1.8 Aplicabilidad de la tecnología a RD.....	5-30
5.5.2 Fuel-oil vegetal en térmicas a fuel-oil.....	5-30
5.5.2.1 Descripción del sistema	5-30
5.5.2.2 Mercado Internacional.....	5-31
5.5.2.3 Costo de las Centrales de Producción	5-31
5.5.2.4 Capacidades y Aplicaciones	5-32
5.5.2.5 Caracterización Ambiental	5-32
5.5.2.6 Aplicabilidad de la Tecnología a RD.....	5-32
5.5.3 Biocombustibles en motores de combustión interna.....	5-32
5.5.4 Biogás en redes de gas natural.....	5-33
5.5.4.1 Descripción del sistema	5-33

REPÚBLICA DOMINICANA

5.5.4.2	Caracterización Ambiental	5-34
5.5.4.3	Aplicabilidad de la tecnología a RD.....	5-34
5.5.5	Aquafuel	5-34
5.5.5.1	Descripción del sistema	5-35
5.5.5.2	Mercado Internacional.....	5-36
5.5.5.3	Costo de los generadores de AquaFuel.....	5-36
5.5.5.4	Capacidades y Aplicaciones	5-36
5.5.5.5	Caracterización Ambiental	5-36
5.5.5.6	Aplicabilidad de la tecnología a RD.....	5-37
5.5.6	Hidrógeno a partir de energía eléctrica de FAER	5-37
5.5.6.1	Generalidades.....	5-37
5.5.6.2	Descripción del sistema	5-39
5.5.6.3	Capacidades y aplicaciones.....	5-44
5.5.6.4	Aplicabilidad de la tecnología a RD.....	5-44
5.5.7	Energía de las Corrientes Oceánicas.....	5-45
5.5.7.1	Descripción del sistema	5-45
5.5.7.2	Mercado Internacional.....	5-46
5.5.7.3	Costo de las Centrales de Generación.....	5-46
5.5.7.4	Capacidades y Aplicaciones	5-47
5.5.7.5	Caracterización Ambiental	5-47
5.5.7.6	Aplicabilidad de la tecnología a RD.....	5-48
5.5.8	Conclusiones	5-48
5.6	POTENCIAL DE DESARROLLO.....	5-49
5.6.1	Potencial de cogeneración en la industria azucarera	5-49
5.6.2	Potencial de cogeneración en la industria alcoholera	5-51
5.6.3	Potencial de generación con desechos.....	5-51
5.6.4	Potencial de cogeneración en la industria arrocera.....	5-51
6.	<u>PROGRAMAS DE FOMENTO DE LAS FAER</u>	<u>6-1</u>
6.1	FOMENTO DE LAS FAER EN RD.....	6-1
6.1.1	Proyectos de energía renovables realizados	6-1
6.1.1.1	Proyectos realizados por diversas agencias y organizaciones	6-1
6.1.1.2	Proyectos realizados por el PPS.....	6-1
6.1.1.3	Programa PER de NRECA.....	6-3
6.1.1.4	Proyecto PROFER	6-4
6.1.2	Proyectos desarrollados.....	6-4
6.1.3	Participación de actores institucionales	6-5
7.	<u>POLITICAS VIGENTES Y MARCO REGULATORIO PARA</u>	
	<u>LAS FAER.....</u>	<u>7-1</u>

7.1	POLÍTICAS VIGENTES PARA LAS FAER	7-1
7.1.1	Objetivos subsectoriales	7-2
7.1.2	Metas de desarrollo	7-2
7.1.3	Pertinencia de objetivos	7-3
7.1.4	Cumplimiento de objetivos	7-3
7.1.5	Proyectos demostrativos	7-4
7.2	MARCO LEGAL Y REGULATORIO	7-4
8.	<u>ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE OTRAS FAER</u>	<u>8-1</u>
8.1	ESCENARIOS DE DESARROLLO EN EL PEN 2004-2015	8-1
8.2	DESARROLLO DE UN ESCENARIO ALTERNATIVO PARA LA ENERGÍA EÓLICA, SOLAR Y OTRAS FAER	8-2
8.3	LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS	8-8
8.3.1	Energía Eólica	8-9
8.3.2	Energía Solar	8-10
8.3.3	Otras FAER	8-11
8.3.3.1	Cogeneración en las destilerías de alcohol	8-11
8.3.3.2	Cogeneración en la industria azucarera	8-11
8.3.4	Demás FAER	8-12
9.	<u>EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA LEY DE INCENTIVOS A LAS FAER</u>	<u>9-1</u>
9.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA INCIDENCIA DE LA LEY DE INCENTIVOS	9-1
9.2	PROGRAMA DE EVALUACIÓN LA LEY DE INCENTIVOS	9-3
9.2.1	Descripción del Programa	9-3
9.2.1.1	Entrada de Datos	9-4
9.2.1.2	Inversión sin exenciones y con exenciones	9-4
9.2.1.3	Rentabilidad del proyecto con y sin exenciones	9-5
9.2.2	Caso Parque Eólico de 50 MW	9-6
10.	<u>FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL Y MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO</u>	<u>10-1</u>
10.1	FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL	10-1
10.2	FINANCIACIÓN MULTILATERAL	10-1

REPÚBLICA DOMINICANA

10.2.1 El Grupo del Banco Mundial	10-1
10.2.2 El FOMIN (BID)	10-2
10.2.3 El PNUD	10-2
10.2.4 La Comisión Europea	10-2
10.2.5 Programa de Pequeñas Donaciones del FMAM (PPD)	10-3
10.3 AYUDA INTERNACIONAL OFICIAL BILATERAL	10-6
10.3.1 KfW	10-7
10.3.2 JICA	10-8
10.3.3 The Inter-American Foundation (IAF)	10-8
10.4 LAS ONG'S Y EL SECTOR PRIVADO	10-10
10.4.1 Contexto Histórico	10-10
10.4.2 E+CO	10-13
10.4.3 E+CO Capital	10-14
10.4.4 SHELL FOUNDATION	10-14
10.5 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	10-15
10.5.1 El MDL en República Dominicana	10-19
10.5.2 The World Bank Carbon Finance Unit (CFU)	10-20
10.5.3 ECOSECURITIES	10-21
10.5.4 2E CARBON ACCESS	10-23
10.5.5 MGM International	10-23
10.5.6 CAEMA	10-24
10.5.7 CAF	10-24
10.6 EMISIONES DE GEI DE RD	10-25
10.6.1 Elegibilidad de proyectos para el MDL	10-25
10.6.2 Línea base	10-25
10.6.3 Emisiones actuales de GEI del sistema de generación eléctrica de RD	10-25
10.6.3.1 Emisiones del sector energía eléctrica del año 2005.....	10-26
10.6.3.2 Emisiones del sector energía eléctrica del año 2006.....	10-30
10.6.3.3 Emisiones promedio del sector energía eléctrica años 2005 y 2006	10-34

11. IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS FAER..... 11-1

11.1 ENERGÍA EÓLICA	11-2
11.1.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Energía Eólica	11-2
11.1.2 Descripción de Interacción Ambiental	11-3
11.1.2.1 Componente Atmosférico.....	11-3
11.1.2.2 Componente Suelos.....	11-3
11.1.2.3 Componente Cobertura Vegetal.....	11-3
11.1.2.4 Componente Fauna.....	11-3
11.1.2.5 Componente Socioeconómico.....	11-4

REPÚBLICA DOMINICANA

11.1.2.6	Componente Paisajístico.....	11-4
11.1.3	Factores que Causan Incertidumbre.....	11-5
11.1.4	Medidas de Manejo.....	11-5
11.1.5	Riesgos y Contingencias	11-5
11.1.6	Síntesis de Beneficio/costo ambiental	11-6
11.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	11-7
11.2.1	Matriz de Interacciones Ambientales – Proyectos Fotovoltaicos	11-7
11.2.2	Descripción de Interacción Ambiental.....	11-8
11.2.2.1	Componente Atmosférico.....	11-8
11.2.2.2	Componente Suelos.....	11-8
11.2.2.3	Componente Cobertura Vegetal.....	11-8
11.2.2.4	Componente Fauna.....	11-9
11.2.2.5	Componente Socioeconómico	11-9
11.2.2.6	Componente Paisajístico.....	11-10
11.2.3	Factores que Causan Incertidumbre.....	11-10
11.2.4	Medidas de Manejo.....	11-10
11.2.5	Riesgos y Contingencias	11-11
11.2.6	Síntesis de Beneficio/Costo Ambiental	11-11
11.3	BIOGAS	11-13
11.3.1	Matriz de Interacciones Ambientales – Biogás	11-13
11.3.2	Descripción de Interacción Ambiental.....	11-14
11.3.2.1	Componente atmosférico	11-14
11.3.2.2	Componente Hídrico	11-14
11.3.2.3	Componente Suelos.....	11-15
11.3.2.4	Componente cobertura vegetal	11-15
11.3.2.5	Componente socioeconómico	11-16
11.3.2.6	Componente paisajístico	11-16
11.3.3	Factores que causan incertidumbre	11-16
11.3.4	Riesgos y contingencias.....	11-17
11.3.5	Medidas de manejo.....	11-17
11.3.6	Síntesis de beneficio/costo ambiental.....	11-17
11.4	PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	11-18
11.4.1	Matriz de Interacciones Ambientales – Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	11-19
11.4.2	Descripción de Interacción Ambiental.....	11-20
11.4.2.1	Componente Atmosférico.....	11-20
11.4.2.2	Componente Suelos.....	11-20
11.4.2.3	Componente Cobertura Vegetal.....	11-20
11.4.2.4	Componente Fauna.....	11-20
11.4.2.5	Componente Socioeconómico	11-21
11.4.2.6	Componente Paisajístico.....	11-21
11.4.3	Factores que Causan Incertidumbre.....	11-21

11.4.4 Medidas de Manejo.....	11-22
11.4.5 Riesgos y Contingencias	11-22
11.4.6 Síntesis de Beneficio/costo ambiental	11-22
11.5 CALENTADORES SOLARES.....	11-24
11.5.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Calentadores Solares	11-24
11.5.2 Descripción de Interacción Ambiental.....	11-25
11.5.2.1 Componente Atmosférico	11-25
11.5.2.2 Componente Suelos.....	11-25
11.5.2.3 Componente Cobertura Vegetal.....	11-25
11.5.2.4 Componente Fauna.....	11-25
11.5.2.5 Componente Socioeconómico	11-25
11.5.2.6 Componente Paisajístico.....	11-25
11.5.3 Factores que Causan Incertidumbre.....	11-26
11.5.4 Medidas de Manejo.....	11-26
11.5.5 Riesgos y Contingencias	11-26
11.5.6 Síntesis de Beneficio/Costo Ambiental	11-27

12. CRITERIOS PARA LA VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS DE FAER.....

12.1 ASPECTOS GENERALES.....	12-1
12.2 DESARROLLO SUSTENTABLE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO SUSTENTABLE.....	12-3
12.3 CRITERIOS PARA LA VALORACIÓN DE PROYECTOS DE FAER	12-4
12.3.1 Reducción de importaciones de combustibles de origen fósil	12-4
12.3.2 Sustentabilidad del recurso.....	12-5
12.3.3 Reducción de emisión de contaminantes	12-5
12.3.4 Reducción de emisiones de GEI	12-5
12.3.5 Generación de empleo y desarrollo económico	12-5

13. ANEXO 1. MAPAS REGIONALES POR CLASE DE SUELO.....

14. ANEXO 2. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE ETANOL

14.1 ASPECTOS GENERALES.....	14-1
14.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA CAÑA DE AZÚCAR.....	14-3
14.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA YUCA	14-4

14.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	14-4
14.3.2 MATERIALES	14-7
14.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA REMOLACHA	14-12
14.5 CARACTERÍSTICAS DEL SORGO DULCE.....	14-13
<u>15. ANEXO 3. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL.....</u>	15-1
15.1 ASPECTOS GENERALES.....	15-1
15.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	15-3
15.3 POSICIÓN DE LOS FABRICANTES DE MOTORES EN RELACIÓN CON EL BIODIESEL.....	15-6
15.3.1 John Deere	15-6
15.3.2 Caterpillar.....	15-11
15.3.3 Cummins	15-12
15.3.4 Wärtsilä.....	15-18
<u>16. ANEXO 4 – METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN TÉCNICO- ECONÓMICA</u>	16-1
<u>17. ANEXO 5. GENERACIÓN ESTIMADA DEL PARQUE ESTÁNDAR.....</u>	17-1
17.1.1.1 Sistema Base 1 – Parque eólico en Cabo Engaño	17-1
17.1.1.2 Sistema Base 2 – Parque eólico en Guzmancitos	17-4
17.1.1.3 Sistema Base 3 – Parque eólico en Isla Beata	17-8
17.1.1.4 Sistema Base 4 – Parque eólico Las Galeras	17-10
17.1.1.5 Sistema Base 5 – Parque eólico Los Cacaos	17-13
17.1.1.6 Sistema Base 6 – Parque eólico Nueva Rosa.....	17-16
17.1.1.7 Sistema Base 7 – Parque eólico Oviedo	17-20
17.1.1.8 Resumen.....	17-23
<u>18. ANEXO 6 - POTENCIAL SOLAR DE RD</u>	18-1
18.1 FUENTE DE INFORMACIÓN.....	18-1
18.2 DEFINICIONES	18-1
18.3 METODOLOGÍA.....	18-2

18.4 RESULTADOS	18-2
18.4.1 Mapas de radiación solar	18-2
18.4.2 Tablas de radiación	18-7
<u>19. ANEXO 7. POTENCIALES DE OTRAS FAER</u>	<u>19-1</u>
19.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE DESECHOS AGROPECUARIOS	19-1
<u>20. ANEXO 8. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DESARROLLADOS EN RD</u>	<u>20-1</u>
20.1 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DESARROLLADOS POR DIVERSAS ORGANIZACIONES EN RD	20-1
20.2 PROYECTOS DESARROLLADOS POR EL PROGRAMA DE PEQUEÑOS SUBSIDIOS DEL PNUD- GEF	20-3
<u>21. ANEXO 9. BASE DE DATOS SOBRE NORMATIVIDAD DE BIOCOMBUSTIBLES Y ENERGIAS RENOVABLES</u>	<u>21-1</u>
<u>ÚLTIMA PÁGINA</u>	<u>21-14</u>

TABLAS

Tabla 2-1. Consumo de Energía Final por Sector, 2001-2005 (Ktep)	2-4
Tabla 2-2. Distribución de Consumo de Energía Final por Sector, 2001-2005	2-5
Tabla 2-3. Estructura del Consumo Final de Energía por Fuente, 2001-2005	2-5
Tabla 2-4. Consumo de Derivados de Petróleo por Sector, 2001-2005 (KBbl)	2-6
Tabla 2-5. Consumo Energético de Combustibles en al Año 2005 (Kbbl)	2-7
Tabla 2-6. Estimación de Escenarios de Demanda por Hidrocarburos 2004-2015 (Kbbl)	2-11
Tabla 2-7. Proyección de Demandas por Biocombustibles E10 y B5 - 2005-2015 (Kbbl)	2-14
Tabla 2-8. Requerimientos de Biocombustibles	2-16
Tabla 2-9. Rendimiento por tonelada y por hectárea y de algunos cultivos.	2-18
Tabla 2-10. Potencial Cultivos Energéticos por Clase de Suelo	2-20

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-11. Capacidad Productiva según Clase de Suelos y Principales Cultivos Potenciales.....	2-21
Tabla 2-12. Distribución de Suelos según Clase por Regional y a Nivel Nacional-1999.....	2-22
Tabla 2-13. Superficie Potencial de Siembra según Clase de Suelo por Regional y a Nivel Nacional, 1999.....	2-22
Tabla 2-14. Superficie Potencial de Siembra según Clase de Suelo, por Regional.....	2-24
Tabla 2-15. Importaciones de Aceites Vegetales y Grasas, 2005.....	2-26
Tabla 2-16 Operaciones de la Industria Local de Aceite de Palma, 2006.....	2-26
Tabla 2-17. Consumo Aparente de Aceites y Grasas, 2006.....	2-27
Tabla 2-18. Superficie Potencial Total por cada Oleaginosa.....	2-27
Tabla 2-19. Opciones de Procesamiento Industrial de Grasas y Aceites Usados.....	2-28
Tabla 2-20. Área Cultivada y Capacidad Instalada, 1982.....	2-29
Tabla 2-21. Superficie Cultivada y Producción de Caña.....	2-30
Tabla 2-22. Centrales de Producción de Azúcar.....	2-32
Tabla 2-23. Programación, Molienda y Producción de Azúcar Zafra 2005-2006.....	2-33
Tabla 2-24. Capacidad Instalada de los Ingenios.....	2-34
Tabla 2-25. Propiedades de la Gasolina y el Etanol.....	2-38
Tabla 2-26. Comparación en las Emisiones de Etanol Frente a las de la Gasolina.....	2-40
Tabla 2-27. Especificaciones de Calidad del Biodiesel.....	2-42
Tabla 2-28. Efectos del Biodiesel en Mezclas Superiores a B5.....	2-43
Tabla 2-29. Comparación en las Emisiones de Biodiesel Frente a las del Diesel.....	2-45
Tabla 2-30. Comparación de Algunas Características Físicas y Químicas de Aceites Vegetales y de Biodiesel.....	2-46
Tabla 2-31. Procesos de Trabajo y Requerimiento Energético para la Producción de Aceites Vegetales y de Biodiesel.....	2-46
Tabla 2-32. Riesgos de Transporte y Almacenamiento, Compatibilidad Social y Ambiental.....	2-47
Tabla 2-33. Uso de Aceites vegetales: Ventajas para el Medio Ambiente.....	2-47
Tabla 2-34. Producción Mundial de Etanol, 2005.....	2-50
Tabla 2-35. Comparación de Costos de Producción de Etanol para Varias materias Primas (US\$/GI) 1/.....	2-53
Tabla 2-36. Estimación de Costos de Inversión para Varias Materias Primas.....	2-56
Tabla 2-37. Estimación de Costos de Inversión Anual para Varias Materias Primas.....	2-57
Tabla 2-38. Costo Total de Producción de Etanol - US\$/GI.....	2-57
Tabla 2-39. Costo de Producción de Biodiesel a partir de la Palma Africana.....	2-58

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-40. Producción y Exportación de Etanol con base en Cultivos Nuevos.....	2-61
Tabla 2-41. Producción y Exportación de Biodiesel con base en Cultivos Nuevos.....	2-64
Tabla 3-1. Clasificación del Potencial Eólico de República Dominicana para generación de electricidad	3-5
Tabla 3-2 Potencial eólico de RD para la generación conectada a la red	3-6
Tabla 3-3. Caracterización del potencial eólico por provincias de RD.....	3-7
Tabla 3-4. Características del parque eólico Guzmancitos	3-18
Tabla 3-5. Costo del parque eólico Guzmancitos.....	3-20
Tabla 3-6. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad	3-21
Tabla 3-7. Concesiones para parques eólicos – No incluidos en el plan de expansión.....	3-24
Tabla 3-8. Concesiones para parques eólicos – Incluidos en el plan de expansión 2006-2012.....	3-25
Tabla 3-9. Parques eólicos incluidos en el plan de expansión	3-27
Tabla 3-10. Concesiones para parques eólicos – No incluidos en el plan de expansión.....	3-27
Tabla 3-11. Portafolio de proyectos eólicos para RD	3-29
Tabla 4-1 Información de radiación solar por aplicación y su magnitud en RD.....	4-7
Tabla 4-2. Supuestos para la evaluación de los calentadores solares.....	4-11
Tabla 4-3. Características de los calentadores solares y su costo.....	4-11
Tabla 4-4. Evaluación económica de los sistemas solares	4-12
Tabla 4-5. Otros beneficios de los calentadores solares.....	4-12
Tabla 4-6. Costos de componentes de SFV (2007)	4-15
Tabla 4-7. Costos estimados de módulos solares.....	4-15
Tabla 4-8. Pronóstico del mercado mundial de SFV por sector comercial en MW.....	4-16
Tabla 4-9. Clasificación de los SFV's por capacidad.....	4-17
Tabla 4-10. Carga típica para usuarios del sector rural.....	4-18
Tabla 4-11. Supuestos del sistema	4-19
Tabla 5-1. Capacidad hidroeléctrica instalada en RD (a Enero 2007).....	5-8
Tabla 5-2. Capacidad hidroeléctrica en desarrollo en RD (a 2005).....	5-8
Tabla 5-3. Características de un molino de arroz de 450 t/día.....	5-16
Tabla 5-4. Modelamiento térmico de un sistema de cogeneración para molino de 450 t/día.....	5-17
Tabla 5-5. Características de un sistema de potencia en un relleno sanitario.	5-19
Tabla 5-6. Clasificación de las PCH's por capacidad	5-23
Tabla 5-7. Composición del AquaFuel	5-36
Tabla 5-8. Densidad de energía de diferentes combustibles	5-38
Tabla 5-9. Eficiencia de la Conversión	5-41
Tabla 5-10. Eficiencia energética de la electrólisis.....	5-42
Tabla 5-11. Concesiones para la generación de electricidad a partir de la biomasa registrados ante la SIE	5-50

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 5-12. Potencial de producción de cascarilla de arroz RD 2006	5-52
Tabla 5-13. Características de la cascarilla de arroz.....	5-52
Tabla 5-14. Potencial de cogeneración de RD a partir de cascarilla de arroz (2006).....	5-52
Tabla 5-15. Energía eléctrica generada	5-53
Tabla 6-1. Participación del PPS en proyectos de PCH's	6-2
Tabla 6-2. Participación del PPS en proyectos de SFV	6-2
Tabla 6-3. Participación del PPS en proyectos de biogás.....	6-3
Tabla 7-1. Capacidades de los proyectos de energía renovable – Ley 57-07.....	7-8
Tabla 7-2. Incentivos para la generación eléctrica con fuentes renovables – Ley 57-07	7-10
Tabla 7-3. Incentivos a la producción de biocombustibles – Ley 57-07	7-11
Tabla 8-1 Proyección de la generación de energía eléctrica por combustible – Escenario medio	8-3
Tabla 9-1. Cálculo de los costos de nacionalización de los equipos	9-5
Tabla 9-2. Costos de inversión desagregados del proyecto.....	9-6
Tabla 9-3. Costos de inversión sin y con exenciones.....	9-7
Tabla 9-4. Estructura de ingresos y costos unitarios.....	9-8
Tabla 9-5. Análisis de sensibilidad con exenciones – Demanda Baja- Esc. 2.....	9-9
Tabla 9-6. Escenarios de costos marginales de energía.....	9-9
Tabla 9-7. Indicadores de rentabilidad del proyecto.....	9-10
Tabla 9-8. Determinación Inversión sin Exenciones.....	9-11
Tabla 9-9. Determinación Inversión con Exenciones	9-12
Tabla 9-10. Flujo de caja con exenciones tributarias	9-13
Tabla 9-11. Flujo de caja sin exenciones tributarias.....	9-14
Tabla 10-1. Asistencia para Energía Renovable, 1999-2003.....	10-7
Tabla 10-2. Rango estimado de precios para el CER – Periodo cumplimiento 2008-2012	10-17
Tabla 10-3. Emisiones del sector eléctrico año 2005	10-27
Tabla 10-4. Coeficientes del IPCC (2006).....	10-28
Tabla 10-5. Factores GWP	10-28
Tabla 10-6. Emisiones totales de GEI del sistema de generación térmica de RD (2005).....	10-28
Tabla 10-7. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2005)	10-29
Tabla 10-8. Composición de la generación eléctrica de RD (2005)	10-29
Tabla 10-9. Emisiones totales de otros gases del sistema de generación térmica de RD (2005).....	10-29
Tabla 10-10. Coeficientes de emisiones de otros gases	10-30
Tabla 10-11. Emisiones del sector eléctrico año 2006	10-31
Tabla 10-12. Emisiones totales de GEI del sistema de generación térmica de RD (2006).....	10-32
Tabla 10-13. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2006)	10-32
Tabla 10-14. Composición de la generación eléctrica de RD (2006)	10-32

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 10-15. Emisiones totales de otros gases del sistema de generación térmica de RD (2006).....	10-33
Tabla 10-16. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2005-2006).....	10-34
Tabla 12-1 Comparación cualitativa de los costos y beneficios sociales de varias fuentes de energía.....	12-2
Tabla 15-1. Materias Primas para la Obtención del Biodiesel.....	15-1
Tabla 15-2. Propiedades Principales del Biodiesel a Partir de Aceite de Palma e Higuierilla y de Petro Diesel.....	15-2
Tabla 15-3. Procesos para la Producción de Biodiesel.....	15-4
Tabla 17-1. Características del parque eólico Cabo Engaño.....	17-1
Tabla 17-2. Costo del parque eólico Cabo Engaño.....	17-2
Tabla 17-3. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-2
Tabla 17-4. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Cabo Engaño.....	17-4
Tabla 17-5. Características del parque eólico Guzmancitos.....	17-5
Tabla 17-6. Costo del parque eólico Guzmancitos.....	17-5
Tabla 17-7. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-6
Tabla 17-8. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Guzmancitos.....	17-7
Tabla 17-9. Características del parque eólico Isla Beata.....	17-8
Tabla 17-10. Costo del parque eólico Isla Beata.....	17-8
Tabla 17-11. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-9
Tabla 17-12. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Isla Beata.....	17-10
Tabla 17-13. Características del parque eólico Las Galeras.....	17-11
Tabla 17-14. Costo del parque eólico Las Galeras.....	17-11
Tabla 17-15. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-12
Tabla 17-16. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Las Galeras.....	17-13
Tabla 17-17. Características del parque eólico Los Cacaos.....	17-14
Tabla 17-18. Costo del parque eólico Los Cacaos.....	17-14
Tabla 17-19. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-15
Tabla 17-20. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Los Cacaos.....	17-16
Tabla 17-21. Características del parque eólico Nueva Rosa.....	17-17
Tabla 17-22. Costo del parque eólico Nueva Rosa.....	17-17
Tabla 17-23. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-18
Tabla 17-24. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Nueva Rosa.....	17-19
Tabla 17-25. Características del parque eólico Oviedo.....	17-20
Tabla 17-26. Costo del parque eólico Oviedo.....	17-20
Tabla 17-27. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad.....	17-21
Tabla 17-28. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Oviedo.....	17-22

Tabla 17-29. Resumen de los resultados del parque estándar en diferentes sitios del país.	17-23
Tabla 18-1. Radiación Solar Global (kWh/m ² /día).....	18-8
Tabla 18-2. Radiación Solar Directa Normal (kWh/m ² /día).....	18-9
Tabla 18-3. Radiación Solar Sobre Superficie con Inclinación Igual a la Latitud (kWh/m ² /día).....	18-10
Tabla 18-4. Radiación Solar Difusa (kWh/m ² /día).....	18-11
Tabla 19-1. Producción de biogás a partir de desechos animales.....	19-1
Tabla 19-2. Producción de biogás a partir de desechos agrícolas.....	19-1
Tabla 20-1. Proyectos de PCHs del PPS del PNUD-GEF.....	20-3
Tabla 20-2. Proyectos de SFVs del PPS del PNUD-GEF.....	20-5
Tabla 20-3. Proyectos de biogás del PPS del PNUD-GEF.....	20-8
Tabla 21-1. Normas Internacionales de biodiesel.....	21-2
Tabla 21-2. Normas Internacionales de bioalcohol.....	21-3
Tabla 21-3. Normas Internacionales de sistemas eólicos.....	21-5
Tabla 21-4. Normas Internacionales de sistemas solares.....	21-6
Tabla 21-5. Normas Internacionales de PCH's.....	21-11
Tabla 21-6. Normas Internacionales de sistemas con biomasa.....	21-13
Tabla 21-7. Normas de biocombustibles en Colombia.....	21-14

FIGURAS

Figura 0-1. Desplazamiento energía eléctrica de las FAER – Escenario Alto – 2008-2020.....	0-20
Figura 2-1. Proyecciones de Biocombustibles E10 y B5.....	2-13
Figura 2-2. Serie Histórica Superficie Cosechada Caña de Azúcar.....	2-30
Figura 2-3. Mapa de localización de los Ingenios.....	2-33
Figura 2-4. Modificaciones Necesarias a Motores Ciclo Otto Frente a Diferentes Mezclas de Etanol/Gasolina.....	2-36
Figura 2-5. Modificaciones Necesarias a Motores Ciclo Otto Frente a Diferentes Mezclas de Etanol/Gasolina por Edad del Parque.....	2-36
Figura 2-6. Modificaciones Requeridas en Automóviles con Motores Ciclo Otto para Mezclas E10 a E25.....	2-37
Figura 2-7. Uso de Aceites Vegetales: Modificaciones al Motor.....	2-48
Figura 2-8. Proceso de Extracción de Aceites Vegetales por Prensado en Frío.....	2-49
Figura 2-9. Cotizaciones de Etanol en el CBOT.....	2-52
Figura 2-10. Rendimientos por acre para tres materias primas.....	2-54
Figura 2-11. Rendimientos por tonelada de material prima.....	2-54
Figura 2-12. Rendimientos por costo de material prima.....	2-55
Figura 3-1. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta Dic. 2006 y Capacidad instalada durante 2006.....	3-2

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 3-2. Capacidad eólica instalada en Latinoamérica y el Caribe, y en el mundo hasta Dic. 2006 y capacidad instalada durante 2006	3-3
Figura 3-3. Potencial eólico de RD	3-5
Figura 3-4. Aerogenerador operando	3-10
Figura 3-5. Composición de costos de inversión inicial en parques eólicos (del orden de 20 MW)	3-11
Figura 3-6. Configuración de un parque eólico conectado a una red de 68 kV	3-13
Figura 3-7. Configuración de un parque eólico conectado a una red de 138 kV	3-14
Figura 3-8. Composición de la inversión	3-21
Figura 3-9. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Guzmancitos	3-22
Figura 3-10. Mapa proyectos de expansión de transmisión sin financiamiento – Ubicación de parque eólicos	3-26
Figura 4-1. Producción mundial de módulos fotovoltaicos	4-2
Figura 4-2. Mercado mundial de módulos fotovoltaicos por sector comercial (2004)	4-2
Figura 4-3. Capacidad total fotovoltaica instalada en el mundo (1990-2005)	4-3
Figura 4-4 Calentador solar tipo termosifón	4-9
Figura 4-5. Diagrama de bloque de un SFV	4-13
Figura 4-6. Sistema Fotovoltaico Aislado	4-14
Figura 4-7. Sistemas Fotovoltaicos	4-14
Figura 4-8. Composición de costos de inversión inicial para un SHS	4-19
Figura 4-9. Análisis de sensibilidad de costos de generación - SFV	4-20
Figura 5-1. Composición del parque de generación de RD en términos de potencia a 2007	5-7
Figura 5-2. Esquema de cogeneración con turbina de vapor	5-10
Figura 5-3. Turbinas de vapor convencionales típica en la industria azucarera	5-11
Figura 5-4. Turbina de vapor de condensación/extracción en la industria azucarera	5-11
Figura 5-5. Flujo de materia y energía en una destilería/planta de cogeneración	5-14
Figura 5-6. Sistema de cogeneración	5-15
Figura 5-7. Esquema genérico de cogeneración en la industria molinera de arroz	5-16
Figura 5-8. Sistema Anaeróbico de un relleno sanitario	5-18
Figura 5-9. Componentes de una PCH	5-21
Figura 5-10. Composición de Costos de Inversión Inicial para PCH's	5-22
Figura 5-11. Reactor de AquaFuel	5-35
Figura 5-12. Ciclo del hidrógeno.	5-38
Figura 5-13. Métodos de producción de hidrógeno sin combustibles fósiles.	5-39
Figura 5-14. Diagrama de una celda de electrólisis alcalina	5-40

Figura 5-15. Dependencia del costo del hidrógeno únicamente del costo de la electricidad.	5-43
Figura 5-16. Efectos de las tarifas eléctricas sobre los costos del hidrógeno (dólares del 2000)	5-43
Figura 5-17. Central de generación de corrientes marinas	5-46
Figura 5-18. Composición de Costos de Inversión Inicial ⁷⁷	5-47
Figura 8-1. Desplazamiento de Energía Eléctrica por las FAER – Escenario Bajo – 2008-2020	8-3
Figura 8-2. Generación de energía eléctrica con FAER – Escenario bajo – 2008-2020	8-5
Figura 8-3. Desplazamiento energía eléctrica de las FAER – Escenario Alto – 2008-2020	8-7
Figura 8-4. Generación de energía eléctrica con FAER – Escenario alto – 2008-2020	8-8
Figura 9-1. Descripción del programa	9-3
Figura 10-1. Comportamiento de la EUA durante el mes de agosto de 2006 (Valor en €)	10-17
Figura 10-2. Flujograma del proceso de aprobación de proyectos MDL en RD	10-20
Figura 10-3. Emisiones de GEI del sistema de generación térmico de RD (2005)	10-29
Figura 10-4. Emisiones de otros gases del sistema de generación térmico de RD (2005)	10-30
Figura 10-5. Emisiones de GEI del sistema de generación térmico de RD (2006)	10-32
Figura 10-6. Emisiones de otros gases del sistema de generación térmico de RD (2006)	10-33
Figura 11-1. Flujograma de impactos ambientales sistema eólico	11-6
Figura 11-2. Flujograma impactos ambientales de los sistemas solares fotovoltaicos	11-12
Figura 11-3. Flujograma impactos ambientales de PCH's	11-23
Figura 11-4. Flujograma impactos ambientales de los calentadores solares	11-27
Figura 14-1. Diagrama Simplificado de la Producción de Etanol	14-1
Figura 15-1. Diagrama de Producción de Biodiesel	15-5
Figura 16-1. Aproximación metodológica para la evaluación económica	16-2
Figura 17-1. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Cabo Engaño	17-3
Figura 17-2. Potencia en el viento (promedio anual) – Cabo Engaño	17-3
Figura 17-3. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Guzmancitos	17-6
Figura 17-4. Potencia en el viento (promedio anual) – Guzmancitos	17-7
Figura 17-5. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Isla Beata	17-9

Figura 17-6. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Las Galeras	17-12
Figura 17-7. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Los Cacaos	17-15
Figura 17-8. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Nueva Rosa	17-18
Figura 17-9. Potencia en el viento (promedio anual) – Nueva Rosa	17-19
Figura 17-10. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Oviedo	17-21
Figura 17-11. Potencia en el viento (promedio anual) – Oviedo	17-22

REPÚBLICA DOMINICANA

ABREVIATURAS

AT	Asistencia Técnica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNEN	Balance Nacional de Energía Neta
CER	Certificados de Reducción de Emisiones
CNE	Comisión Nacional de Energía
EESRP	Programa de Reestructuración del Sector Eléctrico
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
FAURE	Gerencia de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía
FAER	Fuentes de Energía Alternas y Renovables
GEF	Global Environment Facility
GTZ	Cooperación Técnica Alemana
GWEC	Global Wind Energy Council
IAD	Instituto Agrario Dominicano
IIBI	Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria
INDRHI	Instituto Dominicano de Recursos Hidráulicos
INDOTEC	Instituto Dominicano de Tecnología (transformado en IIBI)
LGE	Ley General de Electricidad 125-01
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
NRECA	Asociación Nacional de Cooperativas Rurales de Electricidad de USA
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONE	Oficina Nacional de Estadística de RD
ONG	Organización No Gubernamental
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PEN	Plan Energético Nacional
PNUD	Programa de Naciones Unidas
PPS	Programa de Pequeños Subsidios del PNUD
PROFER	Proyecto Fomento de Energía Renovables
RD	República Dominicana
SEIC	Secretaría de Estado de Industria y Comercio
SIE	Superintendencia de Electricidad
SFV	Sistema Fotovoltaico
SHS	Solar Home System (Sistema Solar Doméstico)
SIG	Sistema de Información Geográfico
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
UNEP	United Nations Environmental Programme

Tasa cambio: 31.00 Pesos Dominicanos = 1 US\$ (3 Mayo 2007)

UNIDADES

bbl	barril
g	gramo
Ha	hectárea = 10.000 m ² = 16 tareas
kWh	kilovatio hora
kW	kilovatio
MWh	megavatio hora
lb corta	454.5 g
MW	megavatio
ton= t=T	tonelada métrica (1000 kg)
tarea	tarea=625 m ²
Tep	tonelada equivalente de petróleo
qq	quintal = 100 lb cortas = 45.45 kg
Wp	vatio pico (en sistemas solares fotovoltaicos)

0. RESUMEN EJECUTIVO

En el PEN 2004-2015 se menciona que las FAER (Fuentes Alternas de Energía Renovable) tienen un potencial importante, “sobre todo la solar, la eólica y la biomasa, pero hasta el momento no han sido utilizadas en magnitudes significativas por falta de políticas y legislación apropiadas. El reto hacia el futuro será potenciar el uso de estos recursos domésticos en un país eminentemente dependiente de las importaciones de petróleo y sus derivados”. Acorde con este planteamiento, las FAER se han considerado por separado así: biocombustibles, energía eólica, energía solar y las demás FAER, incluyendo en ellas las otras formas de biomasa. Es de observar que en general las FAER han sido consideradas hasta el momento de manera muy marginal, sus potenciales muy preliminarmente considerados (aunque los potenciales solar y eólico mejor evaluados que los restantes) y la experiencia con esta fuentes muy limitada a pocos y pequeños proyectos.

La oferta total de energía neta (producción más importaciones) fue cuantificada en el año 2001 en 7,382 Ktep. En la oferta de energías, se considera que la producción local de energía renovable (922 Ktep) y estaba constituida por hidroelectricidad (6.9%), leña (58.8%), bagazo de caña (31.20%), biomasas (2.6%) y energía solar (0.54%). La producción de energía renovable representaba entonces el 12.5%. El mercado para estas llamadas otras fuentes de energía es extraordinariamente limitado y ligado a procesos particulares. Así, los desechos de la caña de azúcar se pueden emplear para la cogeneración en los ingenios y/o destilerías de alcohol, los desechos de la industria arrocera en la cogeneración en las plantas de secado de arroz, los desechos animales en plantas de biogás en el sector agrícola, los residuos sólidos urbanos en la generación en los rellenos sanitarios.

0.1 BIOCOMBUSTIBLES

Los biocombustibles proceden de materias primas vegetales. Hay dos tipos: Biodiesel, obtenido a partir de semillas oleaginosas mediante esterificación del aceite virgen extraído y el etanol obtenido básicamente a partir de vegetales ricos en azúcares mediante molienda o difusión, fermentación y destilación. La producción y utilización de los biocombustibles presenta una serie de ventajas medio ambientales, energéticas y socio económicas con respecto a los combustibles de origen fósil. Desde el punto de vista medioambiental, la utilización de biocombustibles constituye una fuente renovable y limpia, aportando a la reducción de emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero a la atmósfera; desde el punto de vista socioeconómico, los biocombustibles constituyen una alternativa de generación de empleo agrícola y desde el punto de vista energético, los biocombustibles contribuyen a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Aunque se pueden usar en forma pura, la más adecuada aplicación de los biocombustibles es en mezclas con los derivados de petróleo convencionales. Gasolina conteniendo hasta 10% de etanol (E10) y diesel conteniendo hasta 5% de biodiesel (B5) no requieren modificaciones en los motores, por lo cual serán los biocombustibles más probables de ser usados, sobre todo en países como República Dominicana (RD), donde apenas se iniciaría un programa de sustitución.

Mientras el alcohol anhidro es relativamente homogéneo en sus características físico-químicas y técnicas, éstas difieren en el biodiesel, dependiendo de la materia prima de donde es extraído. De esta forma, el comportamiento de los motores y el impacto ambiental (emisiones) del biodiesel depende de la materia prima y de su calidad.

El PEN 2004-2015 establece dos escenarios energéticos, de los cuales se derivan sendos escenarios de demanda para todas las fuentes de energía. Para efectos de esta consultoría y con el propósito de estimar las demandas potenciales de etanol y biodiesel, se tomarán provisionalmente estas proyecciones, las cuales deberán ser ajustadas por el nuevo estudio de prospectiva que se llevará a cabo para la elaboración del PEN 2005-2020.

Las proyecciones para las mezclas recomendadas E10 y B5 a partir de 2010 se realizan (provisionalmente) con base en las proyecciones del estudio de prospectiva, con los siguientes resultados:

- Respecto al etanol, la mezcla E10 plantea la necesidad de iniciar el programa con una capacidad de 390.000 litros/día (103.000 gl/día) en el escenario alto y 355.000 litros/día (94.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2020, deberá incrementarse la capacidad a 545.000 litros/día (144.000 gl/día) en el escenario alto y a 404.000 litros/día (107.000 gl/día) en el escenario bajo.
- Respecto al Biodiesel, la mezcla B5 plantea la necesidad de iniciar el programa con una capacidad de 47.000 ton/año (38.000 gl/día) en el escenario alto y 43.000 ton/año (35.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2020, deberá incrementarse la capacidad a 73.000 ton/año (60.000 gl/día) en el escenario alto y a 52.000 ton/año (42.000 gl/día) en el escenario bajo.

Es importante para el diseño de una adecuada política de desarrollo de biocombustibles hacer una selección limitada de materias primas para concentrar recursos y evitar la dispersión en una gran cantidad de alternativas, algunas de ellas en etapas experimental. Para la producción de etanol se han seleccionado para ser analizados la caña de azúcar, el sorgo dulce y la remolacha azucarera. Para la producción de biodiesel se han seleccionado la palma africana, la higuera o higuera, el coco, libertad y la jatropha o piñón, por adaptarse a las condiciones agroclimáticas de República Dominicana.

El área cultivable del país está dividida en ocho regionales y ocho clases de suelos. Dentro de esta escala, los suelos I son de mejor calidad y producen prácticamente cualquier cultivo, en tanto que los suelos VIII están dedicados a bosques, parques y reservas forestales. Es claro que el desarrollo de una agricultura energética no puede desarrollarse en los mejores suelos de clase I, por su costo, ni en los suelos de clase VIII, por su impacto ambiental y turístico.

El total nacional de tierra cultivable es de 4.251.505 Ha, del cual solo 659.351 Ha están sembradas, equivalente al 16%. Esto quiere decir que existe una frontera agrícola equivalente al 84% del área cultivable. Para una política de desarrollo de biocombustibles esta información es crucial, puesto que muestra la existencia de un amplio espacio para ampliar el área cultivable con propósitos energéticos, sin afectar la tierra dedicada a los alimentos.

Si a la superficie total nacional se deduce la superficie cultivada y las áreas de clases de suelo I y VII, quedan 3.765.325 Ha, suficiente para el desarrollo de la agricultura energética. La primera conclusión es que no hay conflictos entre el desarrollo de una agricultura energética y la producción de alimentos. La segunda conclusión es que la agricultura energética puede desarrollarse en todas las regiones del país. El énfasis del tipo de cultivo en cada región depende de las concentraciones de producción de materia prima alrededor de las plantas de producción, ya que está demostrado que es altamente conveniente en términos económicos que el costo de transporte de la materia prima sea mínimo.

- De acuerdo con la información dada por el SEA en cada regional, el área sembrada de palma africana ascendió en 1999 a 13.188 Ha, con un potencial de 37.272 Ha. Un estudio más reciente, determina el área potencial, bajo condiciones agronómicas y requerimientos edafoclimáticos muy estrictos, en 45.000 Ha.
- INAZUCAR reporta para el mismo año 117.536 Ha sembradas, 132,772 en 2002 y 125.073 Ha en 2005, con un máximo histórico de 255,008 Ha obtenidas en 1986.

En el año 1982, la industria azucarera alcanzó una superficie cultivada de 257.000 Ha. y una capacidad de molienda de cerca de 25.000.000 TM anuales. Debido a las condiciones del mercado, los ingenios de propiedad estatal entraron en un programa de ajuste y privatización, que redujo la capacidad del sector en términos de infraestructura y área cultivada. Por su lado el sector privado modernizó y tecnificó sus procesos industriales y los cultivos, incrementando su producción. Sin embargo, sus posibilidades de crecimiento están limitadas por el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos de azúcar. En la actualidad la superficie cultivada llega a 125.000 Ha. El reto para el desarrollo de un programa de etanol carburante radica en primera instancia en la recuperación de la superficie cultivada al nivel máximo alcanzado de cerca de 255.000 Ha, de tal forma que pueda producir etanol

después de cubrir los mercados tradicionales y rentables de azúcar en el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos. Esto daría unas 130.000 Ha para iniciar el programa de etanol, con una producción aproximada de 2.352 Kbbbl/año, suficiente para cubrir la demanda de E10 y generar excedentes exportables. El reto a continuación es incrementar la superficie sembrada para incrementar los excedentes exportables. Puede plantearse como hipótesis de trabajo, desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, que es posible adicionar 60.000 Ha anuales, con una meta de llegar a cerca de 700.000 Ha dedicadas a la producción de etanol.

Quizás el aspecto más importante para la definición de la estrategia de uso del etanol carburante, es el análisis del desempeño de los vehículos con las mezclas etanol-gasolina. Diversos estudios internacionales ponen de manifiesto las bondades del uso del etanol en pequeñas proporciones en motores de ciclo Otto, especialmente en cuanto a desempeño ambiental se refiere. En toda la bibliografía disponible se evidencia una reducción generalizada de emisiones contaminantes, con excepción de los aldehídos y los óxidos de nitrógeno.

Sin embargo, a excepción de Brasil, en el resto del mundo no se utiliza el etanol en proporciones mayores al 10%. La principal razón para esta tendencia se basa en la incompatibilidad de las mezclas de etanol con los materiales de los motores diseñados exclusivamente para gasolina. Los resultados de estudios en diversas partes del mundo indican que se requiere adaptarlos para mezclas superiores al 10%.

La Asociación Brasileña de Fabricantes de Automóviles, en reciente publicación, recomienda una serie de cambios en motor para que pueda operar con mezclas de etanol en el rango 10-25%, en función de la edad del vehículo. Al adicionar etanol al petro combustible (gasolina) se registra un cambio en: propiedades fisicoquímicas, gases de escape y emisiones. De igual modo repercute en el consumo, la durabilidad de los componentes y el rendimiento energético para los diferentes estados de carga del motor.

El biodiesel es un combustible no derivado del petróleo que consiste en ésteres que se pueden obtener tanto de la transesterificación de los triglicéridos, presentes en los aceites vegetales, como de la esterificación de los ácidos grasos libres. Sus propiedades son similares a las del diesel convencional y puede ser utilizado como sustituto o en mezclas. La calidad del biodiesel depende de dos factores primordiales: la calidad de las materias primas utilizadas para su producción, y el grado de correcta fabricación. A diferencia del etanol, las propiedades del biodiesel dependen de manera importante de la materia prima de donde se extrae. Específicamente, las propiedades fisicoquímicas del Biodiesel dependen de la naturaleza y composición de los ácidos grasos de la materia prima.

Se utiliza generalmente mezclado con el combustible diesel convencional. En Europa se suele usar en dos modalidades; puro en motores especialmente diseñados o B5

sin restricciones. En Estados Unidos se ha ensayado mayoritariamente con B20 (al punto que la ASTM tiene un grupo de trabajo dedicado exclusivamente). Un aspecto crítico en este proceso y que ha estado sometido a debate es el establecimiento de una especificación para la estabilidad del B100 e incluir esta en la norma ASTM D6751.

Son numerosas las publicaciones relacionadas con pruebas de desempeño de motores diesel con mezclas biodiesel/diesel en distintas proporciones. Se destacan los ensayos con biodiesel de colza, soja y girasol y en menor cantidad las pruebas con biodiesel de palma. Se ha encontrado que en virtud de las problemáticas ambientales nacionales y mundiales, la gran mayoría de gobiernos están impulsando de sobremanera el uso del biodiesel, no obstante los fabricantes de motores y de sistemas de inyección de combustible, con base en estudios de durabilidad rigurosos no ofrecen garantías para porcentajes de sustitución superiores a B5. Su principal objeción está fundamentada en la baja estabilidad a la oxidación del biodiesel en relación al diesel convencional; la razón es porque el biodiesel es más higroscópico y por consiguiente tiende a emulsionarse dentro del motor.

En contracorriente a la posición de los fabricantes, algunos gobiernos han promovido su uso en flotas cautivas y ciertos nichos de mercado. Sin embargo, los fabricantes advierten a los usuarios que no garantizan el uso del biodiesel en esas proporciones; en consecuencia, no se recomiendan mezclas por encima del 5% con carácter general para todo el parque automotor.

Respecto a la parte ambiental, las mezclas de biodiesel disminuyen las emisiones de CO, CO₂, partículas y otros compuestos tóxicos. Sin embargo, aumenta las de NO_x, las cuales tienden con una mayor proporción de biodiesel en la mezcla. Esta es una razón que inhibe mezclas superiores a 20%, aun si los problemas mecánicos son resueltos.

Vale la pena destacar que todas las tecnologías de motores diesel actuales apuntan hacia la disminución ostensible de las emisiones de material particulado y de óxidos de nitrógeno. Por este motivo, los fabricantes están incrementando cada vez más las presiones de inyección con el fin de mejorar la atomización del combustible en la cámara de combustión y por tanto optimizar la quema del mismo, reduciendo así las emisiones contaminantes. Por consiguiente, un incremento significativo en la viscosidad del combustible (los aceites crudos tienen una viscosidad superior hasta en un 400% al diesel convencional) empeora la pulverización y tiende a formar depósitos en la bomba. Estos argumentos técnicos son suficientes para poner en entredicho la utilización de aceite crudo en motores diesel. No obstante, un estudio en el Perú plantea el uso de aceite de jatropha en forma pura en generación eléctrica aislada y vehículos de transporte público, con modificaciones en el motor que ascienden a US\$1.500.

REPÚBLICA DOMINICANA

El costo de producir esa materia prima es la que en última instancia determina la competitividad relativa entre varias materias primas para producir biocombustibles. El costo de producción de etanol a partir de la caña de azúcar esta en el rango de \$0.68 a \$0.95 por galón, en tanto que para la remolacha oscila alrededor de \$2.35 por galón.

El costo de inversión depende en gran medida del tamaño de la planta (existen economías de escala importantes) y la localización específica, y es altamente variable en función de ciertas circunstancias tales como servicios públicos disponibles, regulaciones ambientales, existencia de facilidades asociadas con la producción de azúcar, etc. Sin embargo, es posible establecer rangos razonables con base en información de plantas existentes.

El costo de inversión para plantas usando jugos o molazas de caña o remolacha son bastante menores que aquellos usando como materia prima caña o remolacha. Las plantas de etanol que usan caña o remolacha como materia prima requieren inversiones mayores en el equipo de molienda y vapor y como resultado tienen mayor costo de capital. Es de esperarse que la inversión sea menor por la adición de una destilería adyacente a un ingenio de azúcar que para una que solo produce etanol.

Dadas las diferencias entre los costos de producción usando remolacha y caña de azúcar, puede proponerse como hipótesis de trabajo, iniciar la estrategia de desarrollo de etanol basado en la caña de azúcar, que además es parte importante de la economía dominicana, complementando con remolacha considerando la necesidad de una curva de aprendizaje.

Costo Total de Producción de Etanol - US\$/Gl

MATERIA PRIMA	Procesamiento	Inversión		TOTAL	
		200 KLts/d	400 KLits/d	200 KLts/d	400 KLits/d
Remolacha	2.35	0.20	0.16	2.55	2.51
Caña de azúcar indep.	0.81	0.20	0.16	1.01	0.97
Caña de azúcar/ingenio	0.81	0.13	0.10	0.94	0.91

Para una planta de biodiesel 150.000 ton/año el costo unitario es de US\$ 699/ton o US\$ 2,31/Gl, del cual el costo de la materia prima corresponde al 78,70%, de lo cual se puede deducir claramente que la producción de biodiesel es el lo fundamental un tema agrícola.

La estrategia de producción de biocombustibles parte de la diferencia entre el área potencial y el área cultivada, bajo el supuesto de que el área actualmente sembrada

seguirá atendiendo los mercados tradicionales (azúcar, furfural y aceite) y que solo las nuevas plantaciones atenderán la producción de biocombustibles.

Los dos escenarios considerados corresponden a los dos escenarios de demanda de biocombustibles (alto y bajo) para E10 y B5. El escenario bajo asume que el área nueva cultivada está limitada por el potencial mínimo basado en restricciones edafoclimáticas más rigurosas y/o los valores históricos alcanzados. El escenario alto está basado en potenciales del suelo según la información del SEA. Considerando lo anterior, el PEN 2005-2020 establece las siguientes líneas de acción estratégicas específicas para el etano y el biodiesel.

0.1.1 Etanol

Iniciar el desarrollo del programa de etanol basados en nuevos cultivos de caña de azúcar con orientación específica hacia suministrar la materia prima a destilerías autónomas.

Para ambos escenarios, la meta a mediano plazo (año 2012) es pasar de la superficie actual cultivada de 125.000 Ha a 255.000 Ha, cifra alcanzada en el año 1982, y una capacidad de molienda de cerca de 25.000.000 TM anuales, de tal forma que pueda producir etanol después de cubrir los mercados tradicionales y rentables de azúcar en el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos. Esto daría unas 130.000 Ha para iniciar el programa de etanol, con una producción aproximada de 2.352 Kbbbl/año, equivalente a 1.024 Klts/día, suficiente para cubrir la demanda de E10 y generar excedentes exportables.

El reto a continuación, definido para el escenario alto, es incrementar la superficie sembrada para aumentar los excedentes exportables, Desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, es posible adicionar 60.000 Ha anuales, con una meta de llegar a cerca de 700.000 Ha dedicadas a la producción de etanol. El área nueva cultivada de caña de azúcar produciría 12.668 Kbbbl/año, equivalente a 5.518 Klts/día de etanol, lo cual genera excedentes exportables muy importantes.

Para implementar esta estrategia se requiere invertir en la instalación de destilerías con una capacidad cercana a 1.000.000 litros/día (264.000 gl/día) en 2012 y para el escenario alto se requeriría una capacidad adicional de 4.500.000 litros/día (1.188.900 gl/día) para ser desarrollada en el período 2012-2020.

Es conveniente, para contrarrestar el monocultivo, diversificar la oferta de materias primas y ampliar el área disponible, promover los cultivos de la remolacha en los suelos II, III y IV y el sorgo dulce en los suelos V, VI y VII, sobre todo en las zonas más áridas y de menos precipitación.

En especial, el sorgo dulce tiene un gran potencial, por ser un cultivo multipropósito que puede producir (i) alimento en forma de grano, (ii) combustible en forma de etanol por la destilación de los jugos de la caña y (iii) forraje, energía, fertilizante orgánico o pulpa para producción de papel de sus hojas y bagazo.

0.1.2 Biodiesel

Iniciar el programa de biodiesel basado en nuevos cultivos de palma africana. Se asume que la demanda por aceite y grasa como alimento y uso industrial se seguirá satisfaciendo con los cultivos actuales y las importaciones. Sin embargo, siendo la palma un cultivo de rendimiento tardío, el cual toma cerca de cinco años para lograr plena producción, se requiere incentivar otras oleaginosas para un impacto importante en la producción de biodiesel en el corto y mediano plazo.

Para ambos escenarios, la meta a mediano plazo (año 2012) es pasar de la superficie actual cultivada de palma de cerca de 13.000 Ha (7.000 entre dos empresas: INDUSPALMA e INASCA) a 45.000 Ha. Esto daría unas 32.000 Ha para iniciar el programa de biodiesel, con una producción aproximada de 913 Kbbl/año, suficiente para cubrir la demanda de B5 y generar excedentes exportables.

El reto a continuación, definido para el escenario alto, es incrementar la superficie sembrada para aumentar los excedentes exportables. Desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, es posible adicionar 73.000 Ha a partir de 2012, con una meta de llegar a cerca de 105.000 Ha dedicadas a la producción de biodiesel. Dado que la palma requiere 5 años de crecimiento para iniciar producción, estos nuevos cultivos se tendrán que sembrar en el período 2012-2015, para empezar a estar en producción a partir de 2017. La nueva área cultivada de palma produciría 3.013 Kbbl/año, lo cual genera excedentes exportables muy importantes.

Para implementar esta estrategia se requiere invertir en plantas de producción de biodiesel con una capacidad cercana a 128.000 T/año (914 Kbbl) en 2012 y para el escenario alto se requeriría una capacidad adicional de 295.000 T/año (2.106 Kbbl) para ser desarrollada en el período 2012-2020, de acuerdo con el desarrollo de los cultivos. Estas plantas pueden ser modulares, desde una capacidad de 30.000 T/año, lo que facilita mantener una congruencia entre la producción de materia prima y la capacidad de procesamiento.

Es conveniente, para contrarrestar el monocultivo y lograr incremento de producción a corto plazo, diversificar la oferta de materias primas y ampliar el área disponible, promover los cultivos de jatropha (piñón) e higuera en los suelos V, VI y VII, sobre todo en las zonas más áridas y de menos precipitación donde el conflicto con alimentos es menor o existe actualmente ganadería extensiva, para ser usados en forma pura o en mezclas con preponderancia de aceite (sin requerir la conversión a

biodiesel) en motores diesel en sistemas aislados y autogeneración. De acuerdo con los escenarios de demanda del PEN 2004-2015, la sustitución puede alcanzar, en orden de magnitud, 750 Kbbbl/año en 2010 hasta 1.100 kbbbl/año en 2020.

Así mismo, para flotas cautivas de vehículos diesel, que pueden hacer las modificaciones necesarias en el motor, debe incentivarse el uso puro del aceite extraído de la jatropha. El aceite de higuera, por ser más denso, requiere ser mezclado en alguna proporción con el diesel.

La posibilidad del cultivo en tierras áridas, la facilidad para la extracción local y la aceptación en motores para generación con modificaciones menores hacen de estos aceites un elemento importante en la estrategia de sustitución de diesel a nivel local.

Finalmente, es provechoso promover el autoconsumo de aceites y grasas usadas en mataderos, hoteles y restaurantes, cuya cantidad puede ascender a 93 Kbbbl/año. El aprovechamiento local de grasas y aceites usados tienen bajo costo de recolección, transporte y procesamiento, y resuelve la contaminación de estos desechos grasientos.

0.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable que mayor penetración tiene actualmente en los sistemas de generación de electricidad en el mundo. El potencial de energía eólica para la generación de electricidad en sistemas conectados a la red se suele clasificar de acuerdo a la potencia eólica en el viento. El potencial total de la Energía Eólica en RD se ha estimado en 30.5 GW y 59.300 GWh/año. De estos, para generación eléctrica interconectada a la red, 10.2 GW (33% del total) se consideran como buenos y excelentes, y corresponden a 24.600 GWh (41.5% del total).

Este permite desarrollar parques eólicos con factores de capacidad que pueden fluctuar entre 38% y 20%, siendo evidentemente mejores aquellos parques con los factores de capacidad más altos pero las áreas desarrollables son también las menores.

El desarrollo de parques eólicos es una labor compleja y varias de sus etapas desconocidas en RD. En la actualidad varias empresas desarrolladoras han obtenido de la SIE concesiones para el desarrollo de los parques y han realizado mediciones en los sitios a desarrollar que les ha permitido avanzar en el desarrollo de los parques estableciendo su configuración, características de las turbinas eólicas, interconexión a la red nacional, estimados de costos de inversión y otros aspectos previos a la implementación misma del parque.

REPÚBLICA DOMINICANA

Potencial eólico de RD para la generación conectada a la red

Recurso Eólico Grado Empresa Generadora	Potencia Eólica (W/m ²)	Velocidad Viento (m/s)*	Area Total (km ²)	Capacidad Total Instalada (MW)	Energía Total (GWh/año)	% Energía Total
Moderado	200–300	6.1–7.0	2,923	20,242	34,700	58.52%
Bueno	300–400	7.0–7.7	1,022	7,078	15,600	26.31%
Excelente	400–600	7.7–8.9	377	2,611	7,100	11.97%
Excelente	600–800	8.9–9.8	61	422	1,400	2.36%
Excelente	800–1000	9.8–10.5	22	152	500	0.84%
Total			4,405	30,506	59,300	100.00%

Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. US.

Si bien dentro de este estudio solo fue posible obtener de las empresas información de carácter general, se ha podido estimar para un parque de 50 MW localizado en Los Guzmancitos, con turbinas de 1.65 MW y altura de torre de 68.5 m, un factor de capacidad de 37%. Considerando unos costos de inversión de US\$1538/kW instalado (incluye estudios previos, inversión en equipos eólicos y eléctricos, distancia a la red de ap. 10 km, reemplazo mayores, costos de O&M), un periodo de evaluación de 20 años y una tasa de descuento 12% anual, se ha estimado el costo nivelado de generación en 7.21 c US\$/kWh. Este costo nivelado resulta especialmente sensible a la generación de electricidad (factor de capacidad) y al costo de inversión. Parques eólicos con factores de capacidad inferiores tiene por consiguientes mayores costos nivelados de generación.

La SIE ha otorgado a la fecha un total de 290 MW que no están incluidos en el Plan de Expansión (CDEEE, Sep. 2006). En este plan al 2012 se han considerado parques con una capacidad total de 419 MW. El portafolio de proyectos eólicos y sus estimados de entrada en operación (a partir de la información general suministrada) se dan en la tabla siguiente.

Sin embargo, varias limitaciones de diversa índole se presentan en el desarrollo de estos proyectos. De orden legal y regulatorio, los desarrolladores han estado a la expectativa de la Ley de Estimulo a las Energías Renovables (Ley 57-07), la cual entró en vigor en Mayo de 2007. Y más pertinente aún, a la espera de la Reglamentación de esa Ley que se encuentra actualmente desarrollo. La ley aprobada y reglamento en discusión y a ser aprobado serán decisivos para el desarrollo de la energía eólica en el país. Es necesario tener en cuenta que la reglamentación incluye la bonificación de las renovables, aspectos técnicos y operativos dentro de los cuales están la priorización en el despacho de energía, los estudios de interconectabilidad de los parques al sistema interconectado nacional y

REPÚBLICA DOMINICANA

otros aspectos comerciales. Sin embargo, también debe ser claro que elevadas pretensiones de ventajas de las renovables sobre las energías convencionales podrían convertirse también en un factor adverso para el desarrollo de las renovables.

Portafolio de proyectos eólicos en RD

Proy #	Año Entrada	Nombre Proyecto	Desarrollador	Localización	Región	Capacidad (MW)	FC	FC calculado con información de	Energía Generada (GWh/año)	Distancia estimada al SENI (km)
1	2010, Enero	Juancho 1	CEPM	Oviedo-Pedernales	suroeste	50	38.00%	Comunicación personal de CEPM	166.44	53
2	2010, Julio	Juancho 2	CEPM	Oviedo-Pedernales	suroeste	50	38.00%	Comunicación personal de CEPM	166.44	53
3	2011, Enero	Guzmancitos 1	Poseidon	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	9.5
4	2012, Enero	Matafongo	GEIN	Bani-Peravia	sur	50	30.00%	Comunicación personal en Gerencia EE	131.40	10
5	2011, Julio	Guzmancitos 2	Poseidon	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	9.5
6	2012, Enero	Matanzas	CEPM	Bani-Peravia	sur	60	34.00%	Comunicación personal de CEPM	178.70	5.5
7	2012, Enero	Enriquillo	ELITE DÉCOR S.A.	Enriquillo-Barahona	suroeste	25	38.00%	Por tratarse de parque próximo a Juancho, se utiliza el CF informado por CEPM	83.22	6
8	2012, Enero	Maimon	Punta Patilla Cueto Club	Guzmancitos	norte	25	37.46%	Estación Guzmancitos	82.04	5.5
9	2011, Julio	Guzmancitos UF 1	Unión Fenosa	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
10	2012, Enero	Guzmancitos UF 2	Unión Fenosa	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
11	2013, Enero	Guzmancitos HV 1	H. V. GLOBE	Puerto Plata - Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
12	2013, Julio	Guzmancitos HV 2	H. V. GLOBE	Puerto Plata - Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6

Fuente: Resultados de este estudio

0.3 ENERGÍA SOLAR

La energía solar se emplea actualmente en RD especialmente para el calentamiento de agua y el suministro de electricidad en zonas remotas y aisladas. El potencial de la energía solar en RD ha sido evaluado por el programa SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment auspiciado por el Fondo Mundial Ambiental). El potencial de radiación solar global (radiación solar promedio sobre una superficie horizontal) varía entre 5.25 y 5.50 kWh/m²/día en la mitad oriental del país y 5.50 y 5.75 a 6.00 kWh/m²/día en la segunda mitad occidental. Esta cifra es ciertamente elevada y permite la utilización de calentadores solares, sistemas solares fotovoltaicos y aún, en principio, de centrales solares fotovoltaicas y centrales solares térmicas interconectadas a la red.

Estas últimas tecnologías de generación en bloque presentan actualmente costos elevados de generación y se han desarrollado, principalmente las centrales eléctricas fotovoltaicas, en Europa, USA y Japón. Por lo tanto, se preve que en el mediano plazo estas centrales reduzcan sus precios de generación y podrían reconsiderarse para su aplicación en RD.

En RD se han dado dos aplicaciones de la energía solar: Los sistemas fotovoltaicos para el suministro de pequeñas cantidades de energía eléctrica al nivel de hogares en zonas remotas y aisladas, y la utilización de calentadores de agua solares tipo residencial.

En RD se desarrolló por parte de Enersol (organización fundada en 1984) un programa con SFV's que fue pionero en el desarrollo de modelos de negocios para

electrificación rural. En el PEN 2004-2015 se menciona que por información de distribuidores locales existen más de 20.000 sistemas fotovoltaicos en zonas rurales, principalmente para uso residencial. Por otro lado en el PROFER se indica que existen actualmente cerca de 350.000 hogares sin electricidad en las zonas rurales que podrían utilizar sistemas de energía renovable, entre los cuales se cuenta con los SFV's.

El Programa PROFER ha estimado un total de 15.000 calentadores solares instalados en el país y un potencial de 90.000 sistemas domésticos a instalar en un periodo de 5 años¹. Si se considera el mercado de 90.000 como de Sistemas tipo 2, (RD\$53.000 o US\$1700), el valor del mercado ascendería a millones US\$30/año durante un periodo de 5 años.

Se puede entonces suponer que se pueden instalar calentadores solares a un ritmo de 9.000 sistemas al año y un total del orden de 100.000 a 150.000 SFV mas un numero indefinido de sistemas para escuelas, puestos de salud, etc. en zonas rurales.

0.4 OTRAS ENERGIAS RENOVABLES

Otras fuentes de energía renovables consideradas en este estudio son la biomasa (exceptuando los biocombustibles considerados anteriormente), bagazo de la industria azucarera como combustible para la cogeneración en ingenios y futuras destilerías de etanol, desechos de origen agropecuario, desechos urbanos, biogas y carbón de leña, y las pequeñas centrales hidroeléctricas.

El bagazo ha sido tradicionalmente empleado en la industria azucarera para la cogeneración de electricidad, principalmente para el autoconsumo de los ingenios y la generación de vapor como fuente de calor de proceso. El planteamiento que surge en este estudio es que es posible elevar la eficiencia del proceso de cogeneración de los ingenios liberando energía eléctrica para la red a índices que oscilan entre 90 y 120 kWh/t caña molida. En condiciones actuales, con una zafra aproximada de 5.000.000 de t caña/año, sería posible cogenerar entre 450 y 600 GWh/año. Esto implicaría utilizar calderas de alta presión (40 a 60 bar), turbinas de vapor de condensación-extracción y medidas de eficiencia energética en los procesos de los ingenios.

Pero si se considera que en la sección de biocombustibles se ha planteado un programa de etanol, entonces las nuevas destilerías de alcohol podrían coproducir alcohol y electricidad para la red. El potencial de cogeneración de destilerías de este tipo depende del tipo de tecnología de cogeneración empleada. Para una destilería

¹ Mejía, J. (2006) Calentadores Termosolares en la República Dominicana: Mercado y Beneficios. Programa PROFER GTZ. Santo Domingo, República Dominicana

con una capacidad de 125 t caña/hr y una producción de alcohol de 80 l/tcaña, se alcanzan 92 kWh/ton caña (tecnología CEST: Condensing-Extraction Steam Turbine). Empleando tecnologías más avanzadas y de conservación de energía se pueden lograr cifras superiores). Considerando el caso base de 4.983.007 ton caña para el año 2012 dedicadas a la industria alcoholera, el potencial sería de 458 GWh/año.

Como fuente alternativa de biomasa se han considerado tres desechos agropecuarios: Tallos de plátano, cascarilla y follaje de arroz, y estiércol de porcinos y vacunos. El potencial de material se ha estimado en base a estimados de producción de plátano y arroz, y de población porcina y vacuna, y empleando índices de material orgánico para cada desecho. El follaje de arroz disponible se estimó en cerca de 967.000 t/año para el 2005. El estiércol de animales se estimó en 1.993.134 kg/día a partir de la población porcina y vacuna del censo agropecuario de 1998. Estos estimados son bastante gruesos y la experiencia con la utilización de estos desechos para fines energéticos extraordinariamente limitada. Considerando todos los recursos biomásicos anteriormente mencionados, en el PEN se ha estimado un potencial de biogas 1.230.000 m³/día, sin considerar el biogás de los desechos sólidos de las principales ciudades del país.

En cuanto se refiere a los desechos urbanos, en el PEN se consideran solamente los de las ciudades de Santo Domingo y Santiago de Los Caballeros, las dos mayores del país. Los residuos son principalmente de origen orgánico y dadas las condiciones de temperatura ambiental, se debe producir biogas de rellenos sanitarios. Es importante anotar que este biogás escapa y alcanza la atmósfera siendo un potente gas de efecto invernadero. Existe entonces la posibilidad de capturar una fracción elevada de este biogas y al menos quemarlo para reducir sus emisiones, reduciendo al mismo tiempo los riesgos ambientales de estos desechos. Pero además puede generarse energía eléctrica directamente con este biogas. Esta posibilidad requiere de una evaluación específica más detallada.

La producción de leña y carbón de leña ascendió de 980.000 t a 1.800.000 t durante el periodo 1996-2001 según el Banco Central. La utilización de GLP ha contribuido a la disminución del consumo de ambos combustibles en una magnitud no cuantificada. En cuanto al potencial de la leña, las cifras dadas en el PEN ofrecen un margen limitado de confiabilidad.

El país cuenta orografía y recursos hídricos que permiten considerar la posibilidad inicial de emplear PCHs². Una evaluación del potencial de PCHs se ha realizado en las cuencas Yaque del Norte, Yaque del Sur y Yuna, con un potencial total superior a los 12 MW, en proyectos con potencias desde 84 kW en el río Magua hasta 2400 kW

² (PCH (pequeñas centrales) (≤ 10.000 kW), Minicentrales (≤ 1.000 kW), Microcentrales (≤ 100 kW), Picocentrales (≤ 1 kW)). La Ley de Incentivos considera pequeñas centrales a las que tienen <5 MW instalados y así se seguirán considerando en adelante.

en el río Bao, y con distancias a la red existente en esa época, entre 0.5 km y 33 km. Actualmente se encuentran en desarrollo en diversos lugares del país 7 nuevas centrales, con una potencia total de 73.13 MW y de las cuales 4 con una potencia total de 8.95 MW se pueden considerar PCH's. Los costos de instalación varían entre US\$1424/kW para la ampliación del Hatillo hasta US\$6690/kW para Las Barias. Lo anterior indica la voluntad de desarrollar estas centrales aunque no se conoce un plan de mediano o largo plazo de desarrollo de las mismas.

También se ha considerado en este estudio el potencial de complementariedad entre diversas tecnologías. La co-combustión de biomasa en plantas a carbón, si bien se practica en varios países, requiere de un análisis específico sobre la disponibilidad regular de abundante biomasa próxima a la planta de carbón y barata, mejor gratis. Pero surgen también limitaciones técnicas en las plantas a carbón que es necesario particularizar para cada planta. La inyección de biogas en futuras redes de gas natural tropieza con limitaciones que suelen imponer los operadores de las redes a la inyección de biogas. Otras tecnologías como electrólisis de agua para la producción de hidrógeno o la producción de aquafuel se consideran tecnologías emergentes que es necesario observar y esperar hasta que entren en una fase comercial. Igualmente ocurre con la generación de electricidad con corrientes marinas.

0.5 ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA DIFERENTES DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

0.5.1 Escenarios de desarrollo en el PEN 2004-2015

El PEN 2004-2015 establece dos escenarios energéticos, de los cuales se derivan sendos escenarios de demanda para todas las fuentes de energía. Puesto que la participación de las FAER en la canasta energética del país es realmente mínima en el 2007, las menciones o alusiones que se hacen a ellas en el PEN son meramente indicativas y reflejan el interés que hay por desarrollarlas. Las FAER volverán a ser consideradas en el nuevo estudio de prospectiva que se realizará para el PEN 2005-2020 y tendrán una mayor participación y relevancia en la canasta energética del país.

El escenario I (alto) del PEN 2004-2015) supone un crecimiento anual promedio del PIB nacional de 3.2 %. En el escenario II (bajo) el crecimiento anual promedio del PIB se estima en 1.1%. Debe indicarse que el escenario I corresponde a un crecimiento económico mayor que el del escenario II y por tanto, es más dinámico en relación a sustituciones y cambios estructurales, lo cual incide en el comportamiento de la demanda de energía.

Los siguientes son los resultados obtenidos para las Otras FAER en el Escenario I (alto) del PEN 2004-2015³:

- La energía eólica puede contribuir al suministro eléctrica en sistemas aislados
- Energía solar para calentamiento de agua en los sectores residencial y servicios (intensificación del uso actual), doblando al 2010 y triplicando al 2025 su utilización en los mencionados sectores.
- Bagazo de caña de azúcar debería abastecer la totalidad de la demanda de calor y buena parte de la fuerza motriz en los ingenios.
- Alcohol etílico a partir de caña de azúcar para mezcla con gasolina
- Cáscara de arroz, aumento de su utilización
- Biogás: consumo marginal
- Leña y Carbón de Leña: se debe procurar su sustitución en hogares rurales.

En el escenario II (bajo), no se da información alguna sobre las Otras FAER. Por lo tanto se puede afirmar que los escenarios prevén un desarrollo muy limitado de las FAER.

En relación al escenario I (alto), la CNE se ha propuesto dentro de sus actividades de fomento más específicamente el desarrollo de seis áreas de trabajo⁴:

- 500 MW de energía eólica al año 2015
- 10% de etanol en la gasolina al año y mayores porcentajes posteriormente, hasta alcanzar 25%
- Energía eléctrica de residuos agroindustriales vía plantas de biogás vendiendo excedentes a la red (alrededor de 50 MW al 2015 pero podría ser mayor si se consideran residuos de viñaza en las destilerías de etanol)
- Energía eléctrica de residuos y basuras urbanas (60 MW al 2015 para Santo Domingo y el doble para el 2020)
- Biodiesel (B5) por 25 millones galones al 2015
- Investigación y evaluación de tecnologías emergentes.

0.5.2 Desarrollo de un escenario alternativo para la energía eólica, solar y Otras FAER

En este estudio hemos dividido las FAER en Biocombustibles, cuyo desarrollo temático y estratégico se encuentra en el capítulo 2, la energía eólica, solar y las restantes, como otras FAER. Puesto que no hay disponibles escenarios de demanda futura de energía o servicios energéticos provistos por la energía eólica, solar y otras FAER, entonces se han construido proyecciones de generación o desplazamiento de

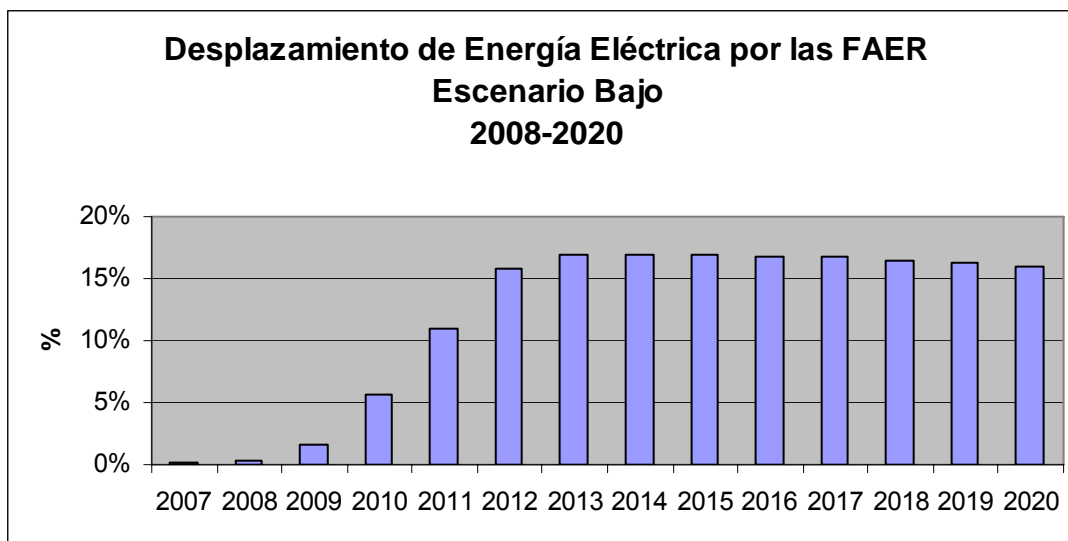
³ CNE (2004) PEN 2004-2015. Santo Domingo, RD, Página 193

⁴ CNE (2004) PEN 2004-2015. Santo Domingo, RD, Página 312

energía eléctrica. Estos escenarios se han denominado Escenario Bajo y Escenario Alto cuyas características se dan a continuación.

Escenario Bajo

La figura siguiente muestra el desplazamiento de la generación de energía eléctrica por las FAER. Nótese que entre 2013 y 2014 se daría la máxima penetración de las FAER en el sistema de generación eléctrica en el país con un 17%, estabilizándose hacia 2020 en un 16%.



Fuente: Resultados este estudio

Este desplazamiento de energía eléctrica se ha calculado teniendo en cuenta la proyección de la generación de energía estimada por el estudio del sector eléctrico, la cual se muestra en la tabla siguiente y bajo los siguientes supuestos para las FAER:

- **Energía Eólica**

Para estimar la oferta de energía eléctrica de parques eólicos, se ha tomado la información disponible de posibles parques a desarrollar hasta el año 2013. La energía eólica entraría en el año 2010 con una capacidad de 100 MW y una generación de 332.9 GWh y se incrementaría hasta el año 2013 alcanzando una capacidad total de 560 MW y una generación 1793 GWh. A partir de 2014, se supone un incremento anual de 50 MW con un factor de capacidad de 34%, para un incremento anual de la generación de 148.9 GWh.

REPÚBLICA DOMINICANA

Proyección de la generación de energía eléctrica por combustible – Escenario medio
Generación (GWh)

Año	Carbón	Fuel oil No.2	Fuel oil No.6	GN	Mixto	Hidro	Total
2005	1,302.0	520.0	4,216.0	1,009.0	869.0	1,750.0	9,666.0
2006	1,787.0	391.0	4,183.0	1,697.0	901.0	1,750.0	10,709.0
2007	1,731.2	108.6	6,913.0	3,341.6	258.0	1,750.0	14,102.4
2008	1,731.2	201.3	7,166.9	3,392.3	362.0	1,750.0	14,603.7
2009	1,731.2	-	6,253.4	5,427.2	166.1	1,750.0	15,327.9
2010	3,652.8	-	5,489.0	4,948.2	9.5	1,750.0	15,849.5
2011	5,579.2	-	4,202.6	4,840.8	-	1,750.0	16,372.6
2012	11,283.2	-	943.3	3,278.8	-	1,750.0	17,255.3
2013	14,094.6	-	267.8	1,953.9	-	1,750.0	18,066.3
2014	16,528.2	-	170.2	724.6	-	1,750.0	19,173.0
2015	16,804.2	-	223.6	1,429.9	-	1,750.0	20,207.7
2016	16,910.6	-	487.3	2,140.4	-	1,750.0	21,288.3
2017	16,972.3	-	1,008.9	2,665.5	-	1,750.0	22,396.7
2018	16,979.2	-	1,428.4	3,561.7	-	1,750.0	23,719.3
2019	16,979.2	-	1,969.3	4,369.3	-	1,750.0	25,067.8
2020	16,979.2	-	2,962.7	4,755.3	62.0	1,750.0	26,509.2

Fuente: Dussan, M.I. (2007) Estudio del sector eléctrico. CNE. Santo Domingo

- Cogeneración en plantas etanol

Esta generación de electricidad está relacionada con el incremento de la producción de caña de azúcar para la producción de alcohol en el escenario bajo. A pesar de que la producción de caña de azúcar para este escenario debe alcanzar un máximo de siembra de 129.935 ha para el 2012, se ha supuesto que el desarrollo es gradual a partir del 2009 y que las destilerías de alcohol generarían 183 GWh/año de excedentes inyectables a la red del SENI. Para estimar esta cifra, se ha partido de un excedente de 92 kWh/tcaña procesada en las destilerías y un rendimiento de 38.35 t/ha de caña de acuerdo al promedio de los últimos años.

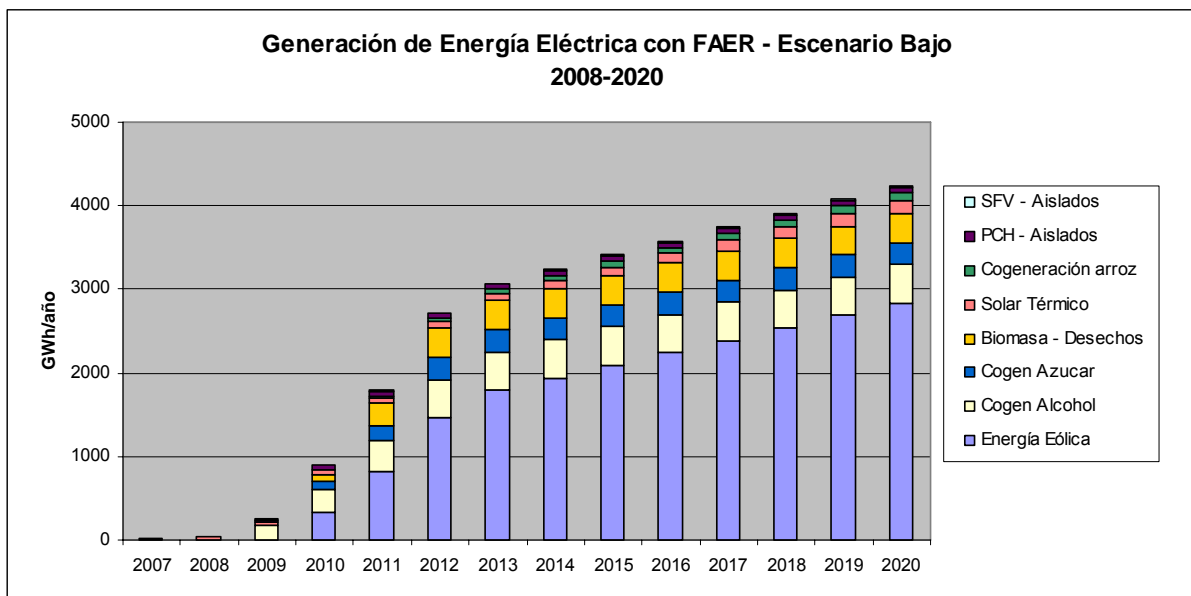
- Cogeneración en los ingenios azucareros

Los ingenios azucareros cogeneran para su consumo interno y no inyectan excedentes al SENI. Para que estos ingenios si cogenerarán con destino a la red, habría que desarrollar un programa específico que incluyera mejoras técnicas en los ingenios (mayores presiones de trabajo en las calderas, turbinas modernas de vapor e implementara medidas de uso racional y eficiente de vapor y energía). Si bien se desconoce el estado actual de los ingenios⁵ pero suponiendo que ellos también podrían entregar 92 kWh/tcaña procesada, que solamente hasta el 60% de la capacidad de cogeneración de los ingenios actuales podría desarrollarse por limitaciones técnico-económicas, que este desarrollo sería gradual durante 3 años a partir de 2010, la cogeneración inyectada a la red podría alcanzar 265 GWh/año.

⁵ La información disponible secundaria es muy limitada.

- Generación con desechos biomasa
En la actualidad se encuentran en la SIE registrados 4 proyectos que emplean desechos orgánicos para la generación de electricidad. Suponiendo que estos proyectos entran en operación a partir de 2010, se adicionarían al 2013 en total 100 MW y una generación de 350 GWh/año para este mismo año.
- Calentadores solares
Según el PROFER, al año 2006 hay instalados 15.000 calentadores solares. Habiendo considerado viable la introducción de 9.000 calentadores solares/año de los de 1 solo colector (Ver Sección 4.2), estos calentadores evitarían 11.1 GWh/año de electricidad.
- Cogeneración con cascarilla de arroz
Los molinos de arroz no cogenan en la actualidad y emplean la cascarilla de arroz solamente como combustible para los secadores. Se asume que para el año 2010 se empiece a implementar este tipo de cogeneración alcanzando para el 2013, 10 MW instalados y generando 50 GWh/año, y para el 2020 existiría una potencia instalada de 17.5 MW y una generación de 87.5 GWh/año.
- PCH's
La generación con PCH's es para sistemas aislados en zonas rurales y no inyectarían energía al SENI. Según datos de proyecciones de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas se estima que a 2012 se instalarían 9 MW, generando 63.9 GWh/año.
- SFV
El PEN 2004-2015 menciona que en el país se han instalado alrededor de 20.000 SFV, y se estima la introducción de 10.000 sistemas por año. Estos sistemas son aislados del SIE y alcanzarían a generar 1.19 GWh/año al 2020.

La figura siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020. En la figura se observa que la energía con mayor penetración sería la energía eólica seguida de la cogeneración en las destilerías de alcohol.



Fuente: Resultados este estudio

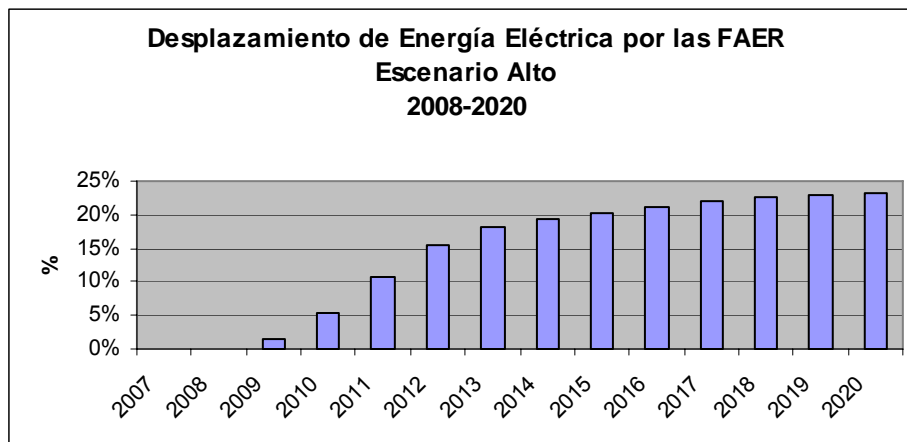
Escenario Alto

La figura siguiente muestra el desplazamiento de la generación de energía eléctrica por las FAER en el escenario alto. Se alcanzaría un desplazamiento cercano al 23%.

Este desplazamiento de energía eléctrica se ha calculado bajo las siguientes suposiciones y condicionamientos:

- **Energía Eólica**
Escenario alto es igual al escenario bajo.
- **Cogeneración en plantas etanol**
Esta generación de electricidad depende del incremento de la producción de caña de azucarera para la producción de alcohol en el escenario alto (Sección 2.2). Se espera alcanzar 129.935 ha de caña de azúcar cultivadas para el 2012, se ha supuesto que el desarrollo es gradual a partir del 2009 y que las destilerías de alcohol generarían 183 GWh/año de excedentes inyectables a la red del SENI. Para estimar esta cifra, se ha partido de un excedente de 92 kWh/tcaña procesada en las destilerías. Para el año 2020 se espera alcanzar 700.000 ha de cultivos de caña de azúcar para así generar en esa fecha 2470 GWh/año.

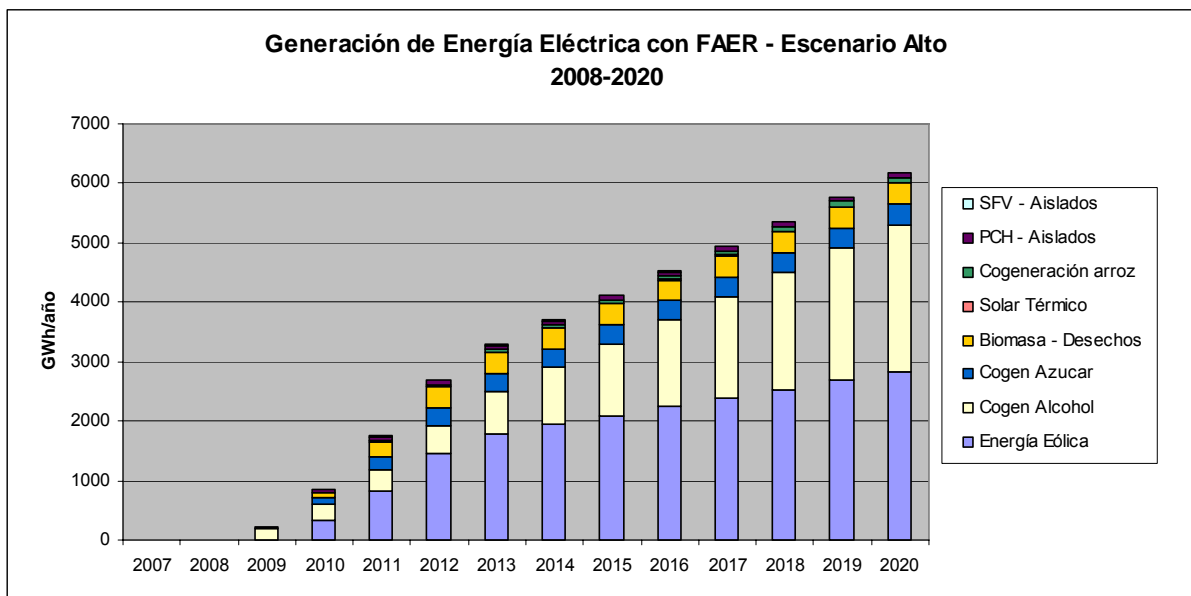
Figura 0-1. Desplazamiento energía eléctrica de las FAER – Escenario Alto – 2008-2020



Fuente: Resultados este estudio

- Cogeneración de los ingenios azucareros
En el escenario alto se espera que los cultivos de caña en la industria azucarera aumenten a una razón de 2% anual iniciando en 2006 con 125.000 ha y llegando a 164.935 ha en 2020; la cogeneración en este año alcanzaría los 349 GWh/año para inyectarlos al SENI.
- Generación con desechos biomasa
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.
- Calentadores solares
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo
- Cogeneración con cascarilla de arroz
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.
- PCH's
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo
- SFV
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.

La figura siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020. En la figura se observa que la energía renovable de mayor penetración en la generación de electricidad sería la energía eólica.



Fuente: Resultados este estudio

0.5.3 Lineamientos Estratégicos

Las FAER en general, como ya se mencionó específicamente en los lineamientos de estrategia de los biocombustibles, deben contribuir al logro de una economía más competitiva, con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más confiable y más limpia. En consecuencia, implica que las líneas estratégicas de las aquí denominadas FAER, estarán concentradas en buscar el logro de cuatro objetivos:

- Reducir el costo de la energía;
- Incrementar la oferta de energía doméstica;
- Incrementar la eficiencia energética y;
- Construir una infraestructura energética más segura y confiable.

De esta forma, las estrategias subsectoriales para las FAER se encaminarán a:

- Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, sustituyendo importaciones y diversificando las fuentes de energía, principalmente utilizando las FAER de disponibilidad local.
- Identificar potencial de producción de energía para el mercado interno.
- Desarrollar la actividad agroindustrial y generar empleo.
- Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.

- Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).

De manera general resulta conveniente iniciar un programa de I&D (Investigación y Desarrollo) de estas fuentes de energía con la participación del sector universitario, institutos de investigación y otras instituciones similares que bajo el liderazgo de la CNE en cuanto a prioridades, metas y objetivos, y su apoyo, permita mejorar la evaluación de los recursos de FAER, evaluar las tecnologías disponibles localmente y seguir los desarrollos tecnológicos del exterior, desarrollar y probar conceptos de sostenibilidad para el sector rural, evaluar el comportamiento de los proyectos desarrollados en el país y desarrollar toda una capacidad nacional para el desarrollo de las energías renovables.

Considerando lo anterior, el PEN 2005-2020 establece las siguientes líneas de acción estratégicas específicas.

0.5.3.1 *Energía Eólica*

Si bien el PEN 2004-2015 en el Escenario I (Alto) “considera que la energía eólica podría desempeñar un rol importante en el abastecimiento eléctrico, especialmente en sistemas aislados”⁶, este estudio muestra que existe un potencial importante por desarrollar no solamente para sistemas aislados sino para la generación al SENI, y que el aporte de la generación eléctrica al SENI puede ser significativa. Este estudio también muestra que la energía eólica se puede constituir en la FAER de mayor penetración en el sector eléctrico. En consecuencia:

- Iniciar el programa de desarrollo de energía eólica para la generación de electricidad para el SENI. Si bien no se ha construido el primer parque eólico en el país interconectado al SENI, si hay numerosos desarrolladores que tiene sus proyectos en diferentes grados de desarrollo cuyas actividades deben ser fortalecidas y estimuladas por el programa.
- Desde el punto de vista institucional, es necesario desarrollar los instrumentos y mecanismos que faciliten a los desarrolladores el logro de sus objetivos para así poder alcanzar en el 2010 una generación de 100 MW y 560 MW en el 2013.
- El programa de energía eólica constituye así también un reto institucional importante al poner a prueba el ordenamiento legal, técnico y reglamentario surgido como consecuencia de la Ley 57-07.

⁶ CNE (2004). Plan Energético Nacional 2004-2015. Santo Domingo, República Dominicana. Pág 193 y siguientes

0.5.3.2 *Energía Solar*

En cuanto a la energía solar, el PEN 2004-2015 indica para el escenario I (Alto) “que la energía solar debería doblar para el 2010 y triplicar para el 2015 su participación en el calentamiento de agua en los sectores residencial y de servicios”⁷, este estudio muestra que se debería:

- Iniciar un programa de Calentadores solares para el sector residencial y de servicios. La bondad de estos sistemas como equipos que reducen la demanda de energía eléctrica o de otros combustibles, se ha demostrado en este estudio sino también en otros que al igual que este han recomendado la realización de este programa. El programa debe incluir no solamente las nuevas vivienda en el sector residencial sino también los remodelamiento de las mismas, así como el sector servicios (hoteles, hospitales y similares).
- El programa podría establecer una Línea de Crédito a partir del fondo para la promoción de las FAER.

En cuanto a los SFV (Sistemas Fotovoltaicos):

- Comenzar un Programa de Electrificación Rural con SFV, dentro de los lineamientos de los programas de Electrificación Rural. Este estudio muestra que los pequeños SFV son una alternativa para el suministro de energía eléctrica para los servicios básicos de los usuarios rurales (como también lo ha demostrado anteriormente NRECA) frente a la extensión de red o autogeneración con plantas eléctrica.
- El reto consiste no solamente en estructurar, gestionar los recursos y ejecutar las obras, sino en establecer y desarrollar mecanismo de gestión del programa que aseguren la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo.
- La meta de un programa de esta naturaleza dentro de un programa de electrificación rural debe ser una República Dominicana totalmente electrificada.

0.5.3.3 *Otras FAER*

Cogeneración en las destilerías de alcohol

El desarrollo de un Programa de Etanol es la condición básica para este programa de cogeneración. Por el hecho de tratarse de un nuevo programa es posible entonces la introducción de modernas destilerías de alcohol que permitan la cogeneración bajo un esquema de “Energía Total”. Es importante anotar que esta es dentro de los escenarios elaborados en este estudio la segunda FAER en orden de importancia, después de la energía eólica.

⁷ Ver nota pie de página 88.

- Iniciar un Programa de Cogeneración para el SENI en las futuras destilerías de alcohol propuestas en este estudio. Las nuevas destilerías dedicadas a la producción de alcohol carburante deben ser industrias modernas concebidas para “Energía Total”, esto es, para la utilización prácticamente total de la energía del bagazo y desechos de estas plantas.
- Este programa de cogeneración está íntimamente ligado a la estrategia de etanol, siendo una actividad de generación fundamental hacia una agroindustria energética eficiente y ambientalmente sostenible.

Cogeneración en la industria azucarera

- Iniciar un Programa de Cogeneración en la industria azucarera para el SENI. A esta industria se le reconoce desde hace más de una década su interés en el desarrollo de proyectos de cogeneración para la red⁸.
- El reto en este programa es la viabilidad técnica, económica, financiera y operativa de realización en cada ingenio.

0.5.3.4 *Demás FAER*

La participación de las demás FAER en la generación de energía eléctrica para el SENI o para la producción de combustibles no resulta tan importante como las anteriormente discutidas, pero si lo son por otras razones y deben ser por lo tanto promovidos y beneficiados como lo indica la Ley de Incentivo las FAER:

- Desechos de biomasa. La utilización de desechos de biomasa vía combustión, plantas de biogas o rellenos sanitarios debe realizarse principalmente por razones de índole sanitario y ambiental.
- PCHs. Cuando son viables técnica, económica, financiera y ambientalmente, frente a la electrificación vía red o SFVs, deben ser igualmente promovidas dentro de las actividades de electrificación rural propias del estado, de ONGs o programas de cooperación internacional.
- Co-combustión de biomasa y carbón. Si bien existe una amplia experiencia en otros países, su utilización merece ser estudiada por cada planta a carbón porque depende de características propias de las plantas y de condiciones de la biomasa local.
- Pirólisis, introducción de biogas en redes de gas natural, aquafuel, hidrógeno y corrientes marinas. Estas tecnologías se encuentran en desarrollo y antes de ser empleadas en el suministro de energía de RD deben alcanzar su madures

⁸ Guilamo-Peguero, N.J. Dominican Republic: Outlook for Cogeneration en OLADE, CONAE y GTZ (1992). Regional Seminar on Legal Framework and Economic Characteristics of Cogeneration in Latin America and the Caribbean. Quito. Ecuador

tecnológica, ser comerciales y haber demostrado su viabilidad técnica, económica y ambiental.

Además,

- Se considera que la Ley de Incentivo a las FAER (Ley 57-07) constituye un logro importante en el desarrollo de las mismas. La reglamentación de esta ley es decisiva para el desarrollo de las FAER.
- Para asegurar el éxito de los proyectos relacionados con energías renovables se requiere de un programa de desarrollo institucional principalmente en la CNE. Paralelo a el, un programa de capacitación en FAER que incluya aspectos técnicos, económicos, financieros, legales, regulatorios, fiscales, ambientales y sostenibilidad, que debe extenderse a otras instituciones que participan en el desarrollo de las FAER.
- Dada la importancia que tienen los biocombustibles, la energía eólica y la cogeneración, la CNE debería concentrar sus capacidades en estas fuentes. Lo anterior no quiere decir que las restantes no sean importantes sino que se debe adelantar es una tarea de observación de su desarrollo a nivel mundial.
- Por lo tanto, la formulación y el desarrollo de un Programa de Agroenergía surge como una prioridad que debe centrarse en los biocombustibles y en las búsqueda de los beneficios que se pueden derivar de un programa de esta naturaleza que debería ser un objetivo nacional y contar con el apoyo de las autoridades al más alto nivel.

0.6 OTROS ASPECTOS DE LAS FAER EN RD

Las FAER se han empleado desde hace muchos años a pequeña escala en RD. Se han realizado numerosos proyectos de fomento realizados por diferentes organizaciones y agencia internacionales en cooperación con instituciones y ONG's, en los cuales se han empleado pequeños sistemas fotovoltaicos, PCH's, aerogeneradores pequeños, plantas de biogás, entre otras. Más recientemente han recibido la consideración en programas como el PPS (Programa de Pequeños Subsidios) de las Naciones Unidas, el Programa de Electrificación Rural de NRECA y más recientemente el programa PROFER de la GTZ (Sociedad Alemana de Cooperación Técnica). No existe una evaluación sistemática de estos diferentes proyectos que permita tener una visión clara de los costos de los proyectos realizados, su desempeño y sostenibilidad en el tiempo y una formación de capacidad nacional para el desarrollo de proyectos de este tipo.

El gobierno de RD ha dado sin embargo pasos fundamentales en los últimos años como han sido la creación del FIN (Fondo de Interés Nacional) para el fomento de las

energías renovables (Ley 112-00), la Ley 57-07 de Fomento a las Energías Renovables y se encuentra actualmente en proceso de reglamentar la ley anterior, con lo cual el país está dando pasos importantes en el desarrollo de un Marco Legal y Regulatorio para el desarrollo de las FAER.

La Ley 57-07 es el marco legal de las FAER. La FAER define el ámbito de aplicación de la ley, delega en la CNE el seguimiento al cumplimiento de la Ley, crea un Organismo Asesor como organismo consultivo y confiere atribuciones a la CNE sobre el FIN. La ley concede incentivos a la producción y uso de la energía renovable y sus límites a cada tecnología. Da un incentivo especial a los proyectos de origen comunitario y estipula que estos podrán acceder a fondos de financiamiento a las tasas más bajas del mercado y hasta por 75% de total de la obra y su instalación. Finalmente, entre los incentivos se destaca que los CER (certificados por reducción de emisiones) del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) pertenecerán a los proyectos de los proyectos. Establece los regímenes especiales tanto para la generación de electricidad y la producción de biocombustibles.

En cuanto a los incentivos, una evaluación del impacto de los incentivos otorgados en particular para proyectos eólicos demuestra que si bien son importantes pues tiene un impacto de reducción de la tarifa eléctrica calculada en 29.1% (reducción de aranceles de importación de equipos a 0%, reducción del ITBIS del 16% al 0%, exoneración de impuesto de renta por un periodo de 10 años, ingresos por CER de propiedad del desarrollador), *estos incentivos no alcanzan a ser suficientes si se tiene en cuenta la operación de esta planta eólica dentro de un contexto de la oferta de energía a nivel nacional*, por lo que si se quiere impulsar esta clase de tecnologías y proyectos, *se debería pensar en medidas adicionales para lograr llevar a cabo los objetivos propuestos en la política energética del país.*

Dada la composición de la canasta energética de RD para la generación de electricidad, el factor de emisión en los años 2005 2006 alcanzó los 620 gCO₂ equivalente/kWh. Esta cifra es realmente elevada y teniendo en cuenta que los CER en la actualidad tienen un precio de US\$15/tonCO₂ eqv., los ingresos que percibe un desarrollador por este concepto resultan ser importantes y con tendencia al aumento, contrario a lo que ocurría hace 5 años que a un precio de US\$4/ton CO₂ eqv. resultaban marginales.

En este estudio también se han considerado las Fuentes de Financiamiento Internacional y el Mecanismo de Desarrollo Limpio para el desarrollo de las FAER, los impactos ambientales de diferentes tecnologías de FAER, se ha desarrollado una aproximación a los criterios de valoración de proyectos de FAER, así como se ha incluido extensa información sobre los procesos de producción de biocombustibles, desarrollado los mapas del potencial solar en RD, se ha creado bases de datos de proyectos de energía renovable desarrollados en RD y normatividad de biocombustibles y energías renovables.

1. ANTECEDENTES, OBJETIVOS, ALCANCE Y PRODUCTOS

1.1 ANTECEDENTES

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE), es una Institución del Estado Dominicano, con personalidad jurídica de derecho público y patrimonio propio, creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE), marcada con el No. 125-01, de fecha Veintiséis (26) del mes de Julio del año Dos Mil Uno (2001) y el Reglamento para su aplicación dictado mediante Decreto No.555-02, de fecha Diecinueve (19) de Julio del año Dos Mil Dos (2002), modificado a su vez, por el Decreto No.749-02, de fecha Diecinueve (19) de Septiembre del año Dos Mil Dos (2002), con su domicilio social ubicado en la Avenida Gustavo Mejía Ricart, No. 73, Tercer Piso, esquina Calle Agustín Lara, Sector Ensanche Serrallés, de esta Ciudad.

El Gobierno de la República Dominicana, ha suscrito un contrato de préstamo con el Banco Mundial (BM), de Asistencia Técnica al Sector Energético, identificado con el número 7217- DO, en fecha 9 del mes de Marzo del año 2004.

El convenio de Préstamo fue ratificado por el Congreso Nacional mediante resolución No. 187-05 promulgada por el Poder Ejecutivo en fecha 27 de abril del 2005, publicado en la gaceta No. 10,320 de fecha 28 de abril del 2005.

Los **objetivos** fundamentales del **indicado contrato** de Préstamo son:

- a) Ofrecer soporte al establecimiento de las políticas de reforma del sector de energía;
- b) Contribuir al fortalecimiento de las instituciones del sector a través de los estudios y entrenamientos requeridos;
- c) Dar apoyo a los problemas relativos a la sostenibilidad financiera del sector;
- y
- d) Desarrollo de estrategias y políticas que incorporen el componente medioambiental en los planes del sector.

El préstamo de asistencia al sector energético asigna a la Comisión Nacional de Energía la suma de US \$ 1.9 millones, que de acuerdo al componente 2 lo utilizará en:

Formulación de Políticas

1. **Apoyo para la creación de consenso en las reformas del sector energético.** El proyecto apoyaría la implementación de las recomendaciones de un Panel de Expertos sobre el alcance de una amplia base de apoyo para la política del sector energético y futura reforma. El apoyo incluye, según requerido:

- Consejo experto sobre evaluación de la posibilidad de una reforma alternativa
- Evaluación financiera de la sostenibilidad del sector en diferentes escenarios
- Apoyo de mediación para alcanzar consenso
- Talleres y seminarios
- Reuniones con accionistas claves y grupos focales
- Publicaciones, radio, televisión
- Entrevistas profundas con representantes claves de la sociedad civil y el sector privado.

2. Análisis de políticas de la CNE. La AT ayudará con:

- Una amplia vigilancia de la estrategia energética de la República Dominicana;
- Estudios técnicos específicos (Ej. evaluación técnica general del sistema energético, un plan de expansión de generación indicativo para guiar a los inversionistas del sector privado);
- Compra de software especializado para simulación y planificación; y
- Ayuda práctica a los expertos de AT financiados (economista energético, especialista en energía renovable, economista petrolero).

3. Recolección, análisis y difusión de información de la CNE:

- Determinación de requisitos funcionales de un sistema de información energética;
- Establecimiento de requisitos técnicos y especificaciones para equipos;
- Compra e instalación de equipo;
- AT para apoyo de diseminación: publicaciones, página Web; y
- AT para la creación de dos canales de comunicación entre la CNE y los accionistas del sector energético incluso los consumidores.

4. Programas de entrenamiento para el personal de la CNE en áreas tales como planificación del sector energético y predicción de demanda, incluyendo cursos sobre uso de software y entrenamiento para la administración del sistema de información, operación y mantenimiento.

En el mes de Diciembre de 2003, la Comisión contrata los servicios de un consultor individual para dar cumplimiento al mandato que establece la LGE 125-01 en su artículo 14, y el Reglamento de Aplicación de la ley en el artículo 27, el cual dice: “Para el cumplimiento de sus objetivos, además de las

funciones y atribuciones establecidas por la ley, la CNE deberá elaborar y proponer al Poder Ejecutivo un Plan Energético Nacional (PEN).....”.

Partiendo de estas premisas, la CNE inicia los trabajos cuyos resultados recoge el anteproyecto del “Plan Energético Nacional 2004-2015”, el cual debe revisarse anualmente e incorporar las modificaciones que los análisis del mercado energético determinen.

Como parte de su plan de trabajo del 2006, la CNE inicia el proceso de ajuste y formulación del “Plan Energético Nacional: 2005-2020”, con lo cual, además de cumplir con el mandato de la LGE 125-01, persigue que el PEN se convierta en el instrumento que oriente las actuaciones de los actores del sector, por lo que dicho plan se caracterizará por:

- a) Constituir una herramienta de definición de la estrategia del Estado y los sectores privados para desarrollar el sector energético;
- b) Debe ser integral, en el sentido que contemple todas las fuentes de energía existente,
- c) Debe ser indicativo; d) Debe tener una visión de corto plazo de dos (2) años, mediano plazo de cinco (5) años y de largo plazo de quince (15) años.

En esta oportunidad, el PEN adiciona a los objetivos enunciados más arriba, el interés de la CNE de contribuir a la preservación del equilibrio ambiental con la incorporación del componente medioambiental.

Gran parte del esfuerzo de esta versión del PEN 2005-2020 se concentrará en definir las estrategias sub-sectoriales, a partir de un diagnóstico específico de cada uno y de la identificación de sus problemas particulares.

La República Dominicana enfrenta un choque petrolero originado en un alza de precios sostenido durante los últimos 3 años. La perspectiva de altos precios del petróleo será un elemento determinante en la economía dominicana y en la definición de la política energética. El PEN 2005-2020 deberá considerar esta nueva perspectiva como el factor de más peso en el diseño de sus líneas estratégicas.

Con la firma del CAFTA, la República Dominicana se orienta cada vez más hacia una economía de exportación y en un contexto de mayor competencia internacional. Las expectativas del sostenimiento de altos precios del petróleo, en una economía basada en combustibles fósiles, presentan un reto a la competitividad.

Ambos factores conllevan la necesidad de una economía más competitiva con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más confiable y más limpia. En consecuencia, implica que las líneas estratégicas estarán concentradas en buscar el logro de cuatro objetivos:

- Reducir el costo de la energía;
- Incrementar la oferta de energía doméstica;
- Incrementar la eficiencia energética y;
- Construir una infraestructura energética más segura y confiable.

De esta forma, las estrategias subsectoriales se encaminarán a:

- Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, diversificar las fuentes y sustituir importaciones.
- Identificar potencial de producción y exportación de Energía.
- Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.
- Diseñar incentivos económicos y tributarios para la introducción de nuevas tecnologías y nuevos combustibles.
- Establecer normas y estándares para el equipamiento en aparatos de uso final y construcción de edificaciones.
- Caracterización, análisis y valoración de impactos ambientales asociados al desarrollo del subsector, de los planes de expansión y de las tecnologías.
- Racionalizar el esquema institucional y normativo.
- Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).

El sub-sector de las FAER fue objeto de un diagnóstico en la fase de anteproyecto del PEN 2004-2015. Este diagnóstico identificó una serie de conclusiones respecto al potencial de estas fuentes. Los principales resultados de este diagnóstico fueron:

1. En **términos de potencial**, los recursos renovables que pueden tener un impacto importante son:
 - **Energía eólica**, cuyas principales limitaciones son la ausencia de líneas de transmisión para integrar los proyectos al Mercado Mayorista y la infraestructura de carreteras para acceder a lugares aislados. Es claro que esta fuente de energía es **la que tiene un mayor potencial de producción de energía en el corto y largo plazo**.
 - Electricidad por **cogeneración** en la industria azucarera y producción de **alcohol carburante**. Es conveniente hacer la producción en conjunto por las sinergias que se generan.

- Generación eléctrica en **mini y micro centrales hidráulicas**. Es una solución interesante para darle energía a poblaciones o unidades productivas aisladas del sistema interconectado.
 - Energía solar, tanto en paneles fotovoltaicos en zonas rurales como en calentamiento de agua pasivo en zonas urbanas.
2. El potencial de producción de biodiesel debe ser evaluado.
 3. La experiencia en el uso de recursos renovables en República Dominicana no es sistemática, es aislada y dispersa y no ha encontrado patrocinadores permanentes. La poca experiencia no ha sido asimilada y la desinstitucionalización se manifiesta en todos los aspectos: poco compromiso de la academia, falta de fuentes de financiamiento permanentes, limitada investigación, falta de legislación específica y ausencia de políticas de fomento.

1.2 OBJETIVOS

Los objetivos de la presente consultoría son:

1. Elaborar el diagnóstico para el subsector de FAER. A la luz de de este nuevo diagnóstico, revisar las políticas vigentes definidas para el subsector de FAER y su pertinencia y relevancia actual y evaluar el grado de cumplimiento de los objetivos subsectoriales planteados.
2. Elaborar los lineamientos estratégicos del subsector de FAER para el periodo 2005-2020, diferenciando los objetivos a largo y mediano plazo de las metas a dos años. Se identificarán las acciones a tomar y los instrumentos para alcanzar los objetivos específicos de cada tarea y se hará una programación donde se indiquen cuándo y cómo se deben tomar cada una de dichas acciones.
3. Establecer como objetivo estratégico propiciar el desarrollo de la “Agro-industria de la Energía”, no sólo como una ampliación de la matriz energética nacional, sino como una ampliación y potencialización estratégica de la economía nacional, un nuevo sector que puede dinamizar el sector agro-industrial actual y crear un gran nuevo nicho de mercado interno.

1.3 ALCANCE DEL TRABAJO

El consultor seleccionado deberá asesorar la Comisión Nacional de Energía en la preparación y finalización de la estrategia subsectorial para el desarrollo de las

Fuentes de Energía Alternas y Renovables del PEN 2005-2020. En particular, deberá cumplir las actividades que se describen a continuación:

1. Elaborar el diagnóstico del subsector de FAER. El diagnóstico deberá separar claramente aquellos problemas que son de naturaleza estructural, que requieren políticas de largo plazo para su solución, de los que tienen origen coyuntural. Así mismo, establecer la importancia y relevancia de cada problema en el contexto actual y esperado dentro del horizonte 2005-2020.
2. Formulación de las políticas del subsector de FAER para el PEN 2005-2020. Basado en el diagnóstico realizado y la identificación de los principales problemas, se debe formular un conjunto de políticas, acciones, tareas e instrumentos orientados a conseguir la sostenibilidad financiera, socioeconómica y medioambiental del subsector de FAER.
3. Establecer los lineamientos estratégicos para desarrollar la agroindustria energética en base al logro de dos componentes:

a. Su **diversificación**

Deberá basarse en la diversidad de recursos agroenergéticos: el etanol y sus fuentes (diversos cultivos sacarosas y celulósicos), el biodiesel y sus fuentes (diversas oleaginosas y residuos) y los biogases y sus fuentes (excrementos pecuarios, de residuos agrícolas y agro-industriales y de residuos urbanos).

b. Su **complementariedad**

La presencia de una industria del etanol posibilita o facilita aún más la del biodiesel (se requiere metanol o etanol en la fabricación de biodiesel) y la existencia de ambas industrias amplía el potencial de los biogases y las biomásas (por los residuos, como la vinaza, etc.), lo cual amplía el potencial de generación eléctrica y de fertilización de los suelos agrícolas, así como de producción de alimento animal, complementando la actividad agropecuaria en general.

Las energías eólicas, hidráulicas y solares, si bien no son propiamente “agrícolas”, se complementan e interlazan con las anteriores (incluso se habla de “fincas” eólicas y “granjas” solares en la jerga de las fuentes alternas). El viento y el sol pueden ser fuentes de energía para irrigación y otros requerimientos agrícolas.

4. Cuantificar el potencial de producción comercial, definir las tecnologías más apropiadas, estimar rangos de costos para factores de uso y escalas típicas, establecer los mecanismos institucionales y legales más adecuados,

identificar los incentivos posibles y necesarios, identificar los agentes económicos y plantear metas alcanzables en el horizonte del PEN 2005-2020, para el desarrollo de las siguientes FAER:

- Etanol carburante
 - Biodiesel
 - Cogeneración con bagazo
 - Generación de electricidad o producción de vapor con basuras
 - Mini centrales eléctricas
 - Generación eólica: macro para inyectar al sistema interconectado y micro para autoconsumo
5. De acuerdo con el punto anterior, formular un escenario de desarrollo de FAER de sustitución de hidrocarburos, tanto para generación eléctrica como en otros sectores de uso final, en particular el transporte con la introducción del etanol carburante y el biodiesel. Este escenario deberá año por año definir la sustitución de combustibles esperada, la potencia agregada en MW y la electricidad generada en MWh, de tal forma que pueda ser considerado en el plan de expansión del sector eléctrico como sustitución de plantas convencionales.
6. Evaluación del potencial de complementariedad entre las Energías Fósiles y las Renovables. Deberán considerarse al menos las siguientes posibilidades y otras que puedan identificarse en el curso del estudio:
- Que las plantas térmicas de Carbón puedan operar con biomásas sólidas y las térmicas de fuel-oil puedan hacerlo con fuel-oil vegetal (provenientes de pirólisis a residuos biomásicos que aumentaran al desarrollarse la agroenergía).
 - Que los motores de combustión interna que operan con hidrocarburos (estacionarios o móviles) puedan operar con bio-combustibles (etanol, biodiesel, e incluso biogases).
 - Que la creación y expansión de infraestructuras de comercialización del uso del gas natural en el transporte y la cocción permita insertar los metanos provenientes de digestores en el sector agropecuario.
 - Que la electricidad de fuentes renovables (hidráulicas, eólicas, solares) permita fabricar (por electrolisis y afines) combustibles para el transporte y la cocción (tipo *aquafuel* o hidrógeno).
7. Evaluación de la incidencia de la **“Ley de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales”**.

8. Identificación de fuentes de financiamiento internacional y del uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono) y si incidencia en posibilitar el desarrollo de las FAER.
9. Caracterización, análisis y valoración de impactos ambientales positivos o negativos asociados al desarrollo del subsector y de las tecnologías analizadas. Así mismo, definir los factores y riesgos ambientales que caracterizan cada tipo de proyecto y medidas de prevención, mitigación, compensación y emergencia.
10. Formular los criterios para valorar la “rentabilidad” social, ambiental y económica (disminución de la dependencia externa de fósiles, creación de empleo y otros que debe proponer el consultor), tanto como la rentabilidad financiera.

El consultor deberá participar en un taller en el mes de diciembre, durante su cuarta y última misión, en el cual se discutirán los resultados de las líneas estratégicas subsectoriales.

1.4 PRODUCTOS

Los alcances descritos en el numeral anterior deben organizarse en los siguientes documentos, los cuales se entienden como los productos de la asesoría.

1. Primer informe parcial: Documento que contendrá tres temas
 - a. Elaboración del diagnóstico del subsector de FAER del PEN 2004-2015.
 - b. Cuantificación del potencial de desarrollo de las FAER y estrategia de desarrollo.
 - c. Formulación de un escenario de desarrollo de FAER de sustitución de hidrocarburos, tanto para generación eléctrica como en otros sectores de uso final como el transporte.
2. Segundo Informe parcial: Documento sobre formulación de las políticas del subsector de FAER para el PEN 2005-2020, con el resto de los alcances requeridos:
 - a. Evaluación del potencial de complementariedad entre las Energías Fósiles y las Renovables.

- b. Evaluación de la incidencia de la “Ley de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales”.
 - c. Establecer los lineamientos estratégicos para desarrollar la agroindustria energética.
 - d. Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).
 - e. Caracterización, análisis y valoración de impactos ambientales positivos o negativos asociados al desarrollo del subsector y de las tecnologías.
 - f. Formulación de los criterios para valorar la “rentabilidad” social, ambiental y económica de las FAER.
3. El Informe Final, el cual debe contener todos los requerimientos establecidos en los objetivos y alcance, un resumen de conclusiones y recomendaciones.

La importancia que tienen las diferentes formas de energía renovable para RD no es igual para cada una de ellas y se considera que son principalmente la producción y utilización de biocombustibles, las energías eólica y solar, y luego las otras formas de energía.

Este primer Informe de Avance del documento final, se ha estructurado de la siguiente manera: En los capítulos 2, 3, 4 y 5 se tratan respectivamente los Biocombustibles, la Energía Eólica, la Energía Solar y Otras energías renovables. En cada uno de estos capítulos se ha desarrollado las siguientes temáticas: Análisis del Mercado, el Potencial de Desarrollo y los Aspectos Técnico – Económicos. Se ha incluido información técnica en anexos.

En el capítulo 6 se presentan los programas de fomentos de las energías renovables que se han llevado a cabo en la RD. Y en el Capítulo 7 se hace presentan los lineamientos iniciales para la formulación de una estrategia de desarrollo de las ER en RD.

2. BIOCOMBUSTIBLES

2.1 INTRODUCCIÓN

Los biocombustibles proceden de materias primas vegetales. Hay dos tipos: Biodiesel, obtenido a partir de semillas oleaginosas mediante esterificación del aceite virgen extraído y el etanol obtenido básicamente a partir de vegetales ricos en azúcares mediante molienda o difusión, fermentación y destilación. La producción y utilización de los biocombustibles presenta una serie de ventajas medio ambientales, energéticas y socio económicas con respecto a los combustibles de origen fósil.

- Desde el punto de vista medioambiental, la utilización de biocombustibles constituye una fuente renovable y limpia, aportando a la reducción de emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero a la atmósfera. El Biodiesel no produce emisiones netas de dióxido de carbono. El Etanol, en comparación con la gasolina, reduce las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos. Al ser biodegradables, los biocombustibles no inciden negativamente en la contaminación de suelos.
- Desde el punto de vista socioeconómico, los biocombustibles constituyen una alternativa de generación de empleo agrícola.
- Desde el punto de vista energético, los biocombustibles contribuyen a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Brasil le demostró al mundo que los biocombustibles pueden reducir la dependencia del petróleo y en la actualidad, varios países utilizan mezclas en diferentes proporciones:

- Brasil, 25% de mezcla de etanol en la gasolina.
- Estados Unidos, 4% de mezcla de etanol para 2010 y 20% para 2030.
- Unión Europea, 5.75% para 2010 y 8% para 2020 de mezcla de etanol. Meta para sustituir 20% de los combustibles convencionales por combustibles alternativos para 2020.
- Colombia, 10% mezcla obligatoria de etanol en las ciudades mayores y 2% de biodiesel, no obligatorio.
- Canadá, entre 7.5% al 10%, según provincia, de mezcla obligatoria de etanol en las gasolinas.
- China, 10% mezcla obligatoria de etanol en gasolinas.
- Argentina, 5% mezcla obligatoria de etanol para los próximos 5 años.
- Tailandia, 10% de mezcla obligatoria de etanol en los expendios de gasolina en Bangkok.

REPÚBLICA DOMINICANA

Ante la tendencia mundial de crecimiento del consumo energético y de la dependencia global respecto a los hidrocarburos como fuente energética, los países no productores ven una opción para aliviar su balanza de pagos y han prestado mayor atención a las fuentes de energía renovables como alternativa para reducir dicha dependencia.

República Dominicana puede usar el etanol como aditivo o sustituto parcial de la gasolina, en mezclas que van desde 10% sin mayores modificaciones en los motores y hasta un 85% de mezcla (E85) para motores FFV "FLEXIBLE FUEL VEHICLE". Así mismo, puede usar el biodiesel como aditivo en mezcla hasta 5% sin modificaciones en el vehículo.

Los biocombustibles son usualmente designados por el contenido de etanol o biodiesel en la mezcla con los derivados de petróleo convencionales. Las letras "E" y "B" son usadas para las mezclas con etanol y biodiesel, respectivamente, seguidas por un número que denota el porcentaje de éstos contenido en la mezcla. Por ejemplo, el término E10 denota una mezcla de 10% etanol y 90% gasolina. De la misma forma, B5 denota una mezcla de 5% de biodiesel y 95% de petro-diesel.

Aunque se pueden usar en forma pura, la más adecuada aplicación de los biocombustibles es en mezclas con los derivados de petróleo convencionales. Gasolina conteniendo hasta 10% de etanol y diesel conteniendo hasta 5% de biodiesel no requieren modificaciones en los motores, por lo cual serán los biocombustibles más probables de ser usados, sobre todo en países como República Dominicana, donde apenas se iniciaría un programa de sustitución.

Un galón de petro combustible (derivado de petróleo) no es equivalente a un galón de biocombustibles, debido a las diferencias en contenido calorífico. En consecuencia, más de un galón de biocombustibles se requiere para viajar la misma distancia que con un galón de petro combustible. Mientras que la gasolina tiene un **poder calorífico inferior**⁹ de 121 mega-joules por galón (MJ/gl), el alcohol anhidro tiene 81.75 MJ/gl. A su vez, el petro diesel tiene 136 MJ/gl y el biodiesel entre 125 y 136 MJ/gl, dependiendo de la materia prima.

Mientras el alcohol anhidro es relativamente homogéneo en sus características físico-químicas y técnicas, éstas difieren en el biodiesel, dependiendo de la materia prima de donde es extraído. De esta forma, el comportamiento de los motores y el impacto ambiental (emisiones) del biodiesel depende de la materia prima y de su calidad.

⁹ Los *poderes caloríficos* pueden expresarse como *poder calorífico superior* y *poder calorífico inferior* (también se designan como valores calóricos mayor y menor). El segundo excluye el calor de condensación del vapor de agua, por lo cual es más adecuado para medir el *poder calorífico* para mover vehículos.

El diagnóstico está orientado a establecer aquellos puntos que son importantes para definir una estrategia de desarrollo de biocombustibles. Bajo esta óptica, este capítulo está distribuido en las siguientes secciones, cada una abordando un tema importante para establecer un diagnóstico sobre el uso de etanol y biodiesel.

La sección 2.2 (ANÁLISIS DE MERCADO) establece el potencial de mercado para los biocombustibles, basado en las proyecciones sobre consumo de diesel y gasolina hechos en el PEN 2004-2015.

La sección 2.3 (POTENCIAL DE CULTIVOS Y MATERIAS PRIMAS), considerando las tierras cultivables en República Dominicana, la superficie cultivada y la frontera agrícola por clase de suelo establece una hipótesis y un estimativo preliminar sobre la tierra disponible para una agricultura energética, básicamente de caña de azúcar y palma africana, y establece unas metas de incremento de superficie sembrada, con el propósito de generar excedentes exportables de etanol y biodiesel, después de cubrir la demanda nacional de E10 y B5.

La sección 2.4 (POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE MATERIAS PRIMAS PARA BODIESEL) estudia el potencial de producción de materias primas que se podrían emplear para la producción de biodiesel.

La sección 2.5 (CAÑA DE AZÚCAR EN REPÚBLICA DOMINICANA) estudia el potencial de producción de caña de azúcar, de acuerdo con la superficie sembrada y capacidad de molienda actual e histórica.

La sección 2.6 (ASPECTOS TÉCNICOS) estudia el desempeño de los vehículos con mezclas gasolina-etanol y diesel-biodiesel. Quizás el aspecto más importante para la definición de la estrategia de uso de biocombustibles, es el análisis del desempeño de los vehículos con las mezclas. La conclusión más importante es que no se recomienda una mezcla por encima de E10 y B5, por el efecto sobre los motores en proporciones mayores.

La sección 2.7 (ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LOS BIOCMBUSTIBLES) considera los lineamientos estratégicos para el etanol y el biodiesel.

Se incluyen, además, tres anexos:

- El anexo 1 incluye los mapas regionales por clase de suelo.
- El anexo 2 describe los procesos de producción de etanol con caña de azúcar, yuca, remolacha azucarera y sorgo dulce.
- El anexo 3 describe los procesos de producción de biodiesel y contiene documentos de la posición de los fabricantes de motores diesel respecto al uso del biodiesel.

2.2 ANÁLISIS DE MERCADOS

2.2.1 Sectorización de Gasolina Motor y Diesel

El consumo de energía final¹⁰ tuvo un crecimiento en el período 2001-2005 de 1.79% promedio anual (Tabla 2-1), lo que significa que hubo una reducción de la intensidad energética del producto interno bruto, el cual creció en el mismo periodo en 4.07% promedio anual. En efecto, las tasas de crecimiento del PIB en el periodo fueron: 5.00% en 2002, -0.4% en 2003, 2.70% en 2004 y 9.20% en 2005. La disminución de la intensidad energética del PIB se explica por el aumento del precio del petróleo, que pasó de un promedio anual de \$25/Bbl a \$70/Bbl.

El incremento del precio del petróleo mantuvo crecimientos moderados del consumo de todos los sectores, con excepción del sector residencial, de acuerdo a la Tabla 2-1. El menor crecimiento se dio en el sector servicios (0,49%), mientras que el sector transporte incrementó moderadamente su consumo (0,68%). Lo anterior denota la presencia de elasticidad precio de la energía en el sector transporte y por lo tanto una respuesta importante frente a fluctuaciones del precio internacional del petróleo.

Tabla 2-1. Consumo de Energía Final por Sector, 2001-2005 (Ktep)

Año	Residencial	Comercio Servicios Gobierno	Industrial	Transporte	Otros	Total
2001	1.232	235	1.004	2.122	151	4.743
2002	1.370	263	1.326	2.468	180	5.606
2003	1.259	237	927	1.837	140	4.400
2004	1.449	223	846	2.119	145	4.781
2005	1.451	239	1.062	2.180	157	5.091
Tasa de Crecimiento	4.18%	0.49%	1.44%	0.68%	1.11%	1.79%

Fuente: Balances Energéticos, CNE

El sector transporte es de lejos el mayor consumidor de energía en República Dominicana, con una participación de cercana del 43% de la energía final, según se observa en la Tabla 2-2.

¹⁰ Usos finales no incluyen combustibles usados en generación de electricidad.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-2. Distribución de Consumo de Energía Final por Sector, 2001-2005

Año	Residencial	Comercio Servicios Gobierno	Industrial	Transporte	Otros	Total
2001	26,0%	4,9%	21,2%	44,7%	3,2%	100,0%
2002	24,4%	4,7%	23,7%	44,0%	3,2%	100,0%
2003	28,6%	5,4%	21,1%	41,7%	3,2%	100,0%
2004	30,3%	4,7%	17,7%	44,3%	3,0%	100,0%
2005	28,5%	4,7%	20,9%	42,8%	3,1%	100,0%

Fuente: Balances Energéticos, CNE

En gran parte debido al peso del sector transporte, los derivados de petróleo aportan el 60% de la energía final consumida en el país, según se observa en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3. Estructura del Consumo Final de Energía por Fuente, 2001-2005

Año	Leña	Biomasa	Solar	Electricidad	Derivados	Carbón	Total
2001	9,3%	5,9%	0,1%	19,5%	62,5%	2,7%	100,0%
2002	9,5%	4,7%	0,1%	18,5%	66,0%	1,2%	100,0%
2003	11,6%	5,8%	0,1%	22,5%	59,7%	0,4%	100,0%
2004	14,4%	4,9%	0,1%	17,9%	62,4%	0,3%	100,0%
2005	13,3%	5,2%	0,1%	19,8%	59,9%	1,6%	100,0%

Fuente: Balances Energéticos, CNE

El consumo total de derivados de petróleo, incluyendo usos no energéticos, ascendió a 42.304 Kbbl (115.901 bpd) en el año 2005. Durante el período 2001-2005 este consumo decreció a una tasa interanual de -2,07%, debido fundamentalmente al decrecimiento de su uso en generación eléctrica. El transporte tuvo un crecimiento moderado de 1,18% a lo largo del período alcanzando un nivel de 17.556 Kbbl en 2005 (48.099 bpd) y la autogeneración creció a una tasa de 5,58% anual, llegando en 2005 a un nivel de 6.309 Kbbl (17.285 bpd).

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-4. Consumo de Derivados de Petróleo por Sector, 2001-2005 (Kbbl)

Año	Residencial	Comercio Servicio Gobierno	Industria	Transporte	Gen. Eléctrica	Auto generación	No Energé- ticos + Otros	Total
2001	4.160	543	2.219	16.752	15.453	5.078	1.786	45.991
2002	4.095	591	4.682	19.319	13.641	4.971	1.663	48.963
2003	3.848	480	2.193	14.535	11.802	5.606	2.296	40.759
2004	4.491	575	2.160	16.734	8.291	4.838	1.517	38.606
2005	4.098	586	2.442	17.556	9.670	6.309	1.645	42.304
Tasa Creci- miento	-0,38%	1,90%	2,42%	1,18%	-11,06%	5,58%	-2,04%	-2,07%

Fuente: Balances Energéticos, CNE

De toda la información extraída de los balances energéticos, la más relevante para efectos de dimensionar la demanda potencial de biocombustibles atañe con el consumo de gasolina y diesel en transporte y en autogeneración. El diesel consumido en otros sectores diferentes al transporte, para usos térmicos, también puede ser objeto de mezcla con biodiesel.

La Tabla 2-5 muestra el consumo energético de los combustibles en el año 2005, de la cual podemos establecer que el transporte consume 7.527 Kbbl de gasolina, todos los sectores de uso final (transporte + otros sectores) consumen 5.108 Kbbl de diesel y la autogeneración consume 137 Kbbl de gasolina y 4.629 Kbbl de diesel¹¹. Estas cifras son el punto de partida para dimensionar la estrategia de biocombustibles.

¹¹ No todo el diesel de autoproducción puede ser mezclado con biodiesel. Más adelante se dimensionará este consumo adecuadamente.

Tabla 2-5. Consumo Energético de Combustibles en al Año 2005 (Kbbi)

	GLP	Gasolinas	Kerosén	Avtur	Diesel	Fuel Oil	Total
Transporte	2.883	7.527		3.339	3.807		17.556
Otros sectores	4.898	135	79	-	1.301	1.311	7.725
Autoproductores ¹		137			4.629	1.543	6.309
Generación					1.267	8.403	9.670
Total	7.781	7.799	79	3.339	11.004	11.257	41.260

Fuente: Balance Energético 2005, CNE

1) Autoproductores incluyen sistemas aislados de generación y grandes autoproductores.

2.2.2 Proyecciones de Demanda de Gasolina y Diesel

2.2.2.1 Diseño de Escenarios

El PEN 2004-2015 establece dos escenarios energéticos, de los cuales se derivan sendos escenarios de demanda para todas las fuentes de energía. Para efectos de esta consultoría y con el propósito de estimar las demandas potenciales de etanol y biodiesel, se tomarán provisionalmente estas proyecciones, las cuales deberán ser ajustadas por el nuevo estudio de prospectiva que se llevará a cabo para la elaboración del PEN 2005-2020.

En la prospectiva para el periodo 2004-2015, el escenario I (alto) supone un crecimiento anual promedio del PIB nacional de 3.2 %. En el escenario II (bajo) el crecimiento anual promedio del PIB lo estima en 1.1%. Debe indicarse que el escenario I corresponde a un crecimiento económico mayor que el del escenario II y por tanto es más dinámico en relación a sustituciones y cambios estructurales, lo cual incide en el comportamiento de la demanda de energía.

Para la elaboración de dichos escenarios se incorporaron un conjunto de aspectos que definen el comportamiento de la demanda de energía, la situación actual y tendencias del sector en materia tecnológica, de medio ambiente y de uso racional de energía (URE), así como los lineamientos generales que han expresado las autoridades del sector energético nacional para los próximos años. En la definición de los principales aspectos que influyen en el comportamiento de la demanda de energía se pueden citar el crecimiento económico, el ingreso per capita, así como los patrones de consumo de energía derivados de sustituciones, de medidas URE y de mejoras en las eficiencias.

La demanda proyectada al 2004 de los hidrocarburos se estimó en 6,082.5 Ktep al año para el escenario I y 5,896.4 para el escenario II, con un crecimiento acumulado al 2015 de 56% y 37% en cada escenario respectivamente, a una tasa media anual de 4% y 3% entre el año 2004-2015.

El sistema energético nacional seguirá estando dominado por los combustibles fósiles, los cuales representarán la mayor parte del suministro total de energía durante todo el período 2004-2015. La gasolina se mantendrá como principal fuente de energía (19.7% en el escenario I y 20% en el escenario II), con una participación incremental importante del diesel (14.2% para el escenario I y 13.6% en el II).

El elemento más dinámico en el sector transporte es la penetración del diesel, debido a los precios relativos asumidos, lo cual explica los resultados de las sustituciones: En el escenario I la relación de precios en energía útil entre la gasolina regular y el diesel es de 2.5 veces y del GLP con respecto al diesel es de 1.8 veces (las cuales se mantienen a lo largo del período en estudio). En el caso del Escenario II las relaciones se mantienen pero con un nivel de precios más alto. En el escenario II las sustituciones y las medidas URE hacen que se reduzca el consumo de gasolina en menor medida que en el escenario I.

En general, cerca del 58.5% de toda la energía para el periodo 2004-2015 corresponderá a consumo final incluyendo transporte, 37% al consumo de generación, 3.9% autoproducción y 0.5% sistemas aislados.

Para las proyecciones de los hidrocarburos se sumaron los consumos finales estimados por el LEAP en el Estudio de *Prospectiva de Demanda de la Fundación Bariloche*, con los consumos intermedios de la generación del sistema interconectado, con los de autoproducción y con los de los sistemas aislados, con el fin de obtener la demanda total de hidrocarburos. El LEAP calcula las proyecciones para cada sector económico, de tal manera que se obtiene separadamente las demandas del transporte.

Para el tema de los biocombustibles interesa las proyecciones resultantes de:

1. Los escenarios I y II del LEAP de consumos finales del *Proyecto Prospectiva de la Demanda de Energía del Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche*, los cuales generan las demandas sectoriales.
2. Los consumos de combustibles de los Sistemas Aislados se proyectaron haciéndolos crecer a una tasa del 5% en el escenario alto y del 3% en el escenario bajo, en coherencia con los escenarios socioeconómicos del LEAP.

3. La autogeneración se obtuvo con las proporciones de los GWh generados con relación al servicio público. Se asumió que en el escenario I disminuiría hasta llegar a un 2% y el en escenario II iba a mantenerse fijo en 25% que fue el nivel del 2001 cuando se realizó la Encuesta Nacional de la CNE.

Los siguientes son los resultados obtenidos para la gasolina y el diesel en transporte y autogeneración:

Gasolina

La gasolina es utilizada preponderantemente en el transporte pero también en consumos finales no energéticos y autogeneración.

Las hipótesis de crecimiento del PIB por habitante, la evolución del precio internacional del petróleo, el crecimiento del parque vehicular y los supuestos de autogeneración de electricidad que se utilizaron para los valores de prospectiva dan lugar a una amplia divergencia de las trayectorias del consumo de gasolina entre ambos escenarios.

El cambio acumulado durante el periodo (2004-2015) fue de 31,8% para el escenario alto y 17,8% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 2,54% en el escenario I y 1,50% en el II (ver Tabla 2-6).

Transporte

En el escenario I a partir del año 2010 se supone que las Gasolinas tienen incorporado un 10% de etanol (E10), resultando la mezcla a igual precio que las Gasolinas puras. El consumo decrece porque se producen sustituciones por el diesel debido a que en términos de energía útil el diesel es más barato y por los ahorros por las medidas URE asumidas.

Autogeneración

En el escenario alto se observa un marcado descenso en el consumo de gasolina porque a parte de lo dicho anteriormente, en el año 2010 se asume la desaparición de la autogeneración de electricidad, contrario en el escenario II que se mantiene en fijo 25%, igual al valor encontrado en la encuesta del 2001.

Diesel

Tiene una amplia gama de usos sectoriales: consumos finales, transporte (se disputa con la gasolina y el GLP), gran parte de la generación eléctrica dominicana emplea diesel, así como los sistemas aislados y la autogeneración.

El grueso de la demanda total de este combustible está dominado por la generación eléctrica y el transporte. La diferencia de demanda en uno y otro escenario es producto de las diferentes tasas de crecimiento que tiene la economía.

El cambio acumulado durante el periodo (2004-2015) fue de 48,9% para el escenario alto y 17,9% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 3,69% en el escenario I y 1,51% en el II (ver Tabla 2-6).

Transporte

El diesel penetra, sustituyendo más a los vehículos a Gasolina que a los vehículos a GLP. Esta sustitución es mayor en el Escenario I que en el Escenario II debido al mayor crecimiento económico esperado. De acuerdo con los supuestos sobre precios relativos, el diesel es el combustible de crecimiento más dinámico en ambos escenarios.

Autogeneración

Para el escenario alto en el 2010 se asume que habrá una sustitución de Autoproducción por Servicio Público.

GLP

Es un combustible empleado múltiples sectores: transporte, residencial, servicios e industria (para usos de cocción, iluminación, calentamiento de agua). En los últimos años ha tenido una penetración importante en el transporte, principalmente en el parque de servicio público

En el transporte hay competencia con gasolina en motores de ciclo Otto. El GLP es sustituido por el diesel porque el GLP es 1.8 veces más caro.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-6. Estimación de Escenarios de Demanda por Hidrocarburos 2004-2015 (Kbbl)

Escenario I Alto

1) LEAP - USOS FINALES	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gasolina	10,598	10,930	11,333	11,718	12,087	12,438	11,686	12,171	12,641	13,098	13,542	13,972
Tasa de crecimiento		3.13%	3.69%	3.40%	3.14%	2.91%	-6.04%	4.14%	3.87%	3.61%	3.39%	3.18%
Diesel	5,782	5,945	6,172	6,389	6,596	6,792	6,927	7,291	7,654	8,016	8,377	8,737
Tasa de crecimiento		2.82%	3.83%	3.52%	3.23%	2.97%	1.99%	5.25%	4.98%	4.73%	4.51%	4.30%
2) SISTEMAS AISLADOS												
Diesel	496	521	547	574	603	633	665	698	733	770	808	848
3) AUTOGENERACIÓN												
Diesel	181	158	136	111	79	43	23	25	26	28	30	32
Gasolina	5	5	4	3	2	1	1	1	1	1	1	1
4) TOTAL (Final, Sistemas Aislados y Autogeneración)												
Gasolina	10,604	10,934	11,337	11,721	12,089	12,439	11,687	12,171	12,642	13,099	13,543	13,973
Gasoil	6,459	6,624	6,856	7,075	7,278	7,468	7,615	8,013	8,413	8,813	9,215	9,617
TASAS DE CRECIMIENTO												
Gasolina		3.13%	3.69%	3.40%	3.14%	2.91%	-6.04%	4.14%	3.87%	3.61%	3.39%	3.18%
Gasoil		2.82%	3.83%	3.52%	3.23%	2.97%	1.99%	5.25%	4.98%	4.73%	4.51%	4.30%

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuación)

Escenario II Bajo

1) LEAP - USOS FINALES	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gasolina	10,170	10,360	10,533	10,703	10,868	11,030	11,188	11,354	11,517	11,675	11,829	11,980
Tasa de crecimiento		1.87%	1.67%	1.61%	1.55%	1.49%	1.43%	1.49%	1.43%	1.38%	1.32%	1.27%
Diesel	5,573	5,669	5,712	5,752	5,789	5,823	5,855	5,965	6,075	6,183	6,290	6,395
Tasa de crecimiento		1.71%	0.76%	0.70%	0.64%	0.59%	0.53%	1.89%	1.83%	1.78%	1.73%	1.68%
2) SISTEMAS AISLADOS												
Diesel	477	492	506	522	537	553	570	587	605	623	642	661
3) AUTOGENERACIÓN												
Diesel	181	193	203	212	221	232	242	252	263	272	280	291
Gasolina	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9
4) TOTAL (Final, Generación y Autogeneración)												
Gasolina	10,176	10,366	10,539	10,709	10,875	11,037	11,195	11,362	11,524	11,683	11,838	11,989
Gasoil	6,232	6,353	6,421	6,486	6,548	6,609	6,666	6,804	6,942	7,078	7,212	7,347
TASAS DE CRECIMIENTO												
Gasolina		1.87%	1.67%	1.61%	1.55%	1.49%	1.43%	1.49%	1.43%	1.38%	1.32%	1.27%
Gasoil		1.71%	0.76%	0.70%	0.64%	0.59%	0.53%	1.89%	1.83%	1.78%	1.73%	1.68%

Fuente: Elaboración por CNE basado en Proyecciones del Modelo LEAP del Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía; Importaciones de los Sistemas Aislados SEIC 2002 y Encuesta de Autogeneración del Proyecto SIEN.

Nota:

- 1) Usos finales de los hidrocarburos, no incluye combustibles usados en generación de electricidad.
- 2) Estos son los combustibles que se usan en la generación de electricidad de los sistemas aislados (no interconectados)
- 3) Aquí están los combustibles empleados en generación de electricidad, pero de usuarios particulares que no pueden vender sus excedentes al sistema interconectado
- 4) Esto representa la suma de los combustibles hidrocarburos, tanto para usos intermedios como para usos finales.

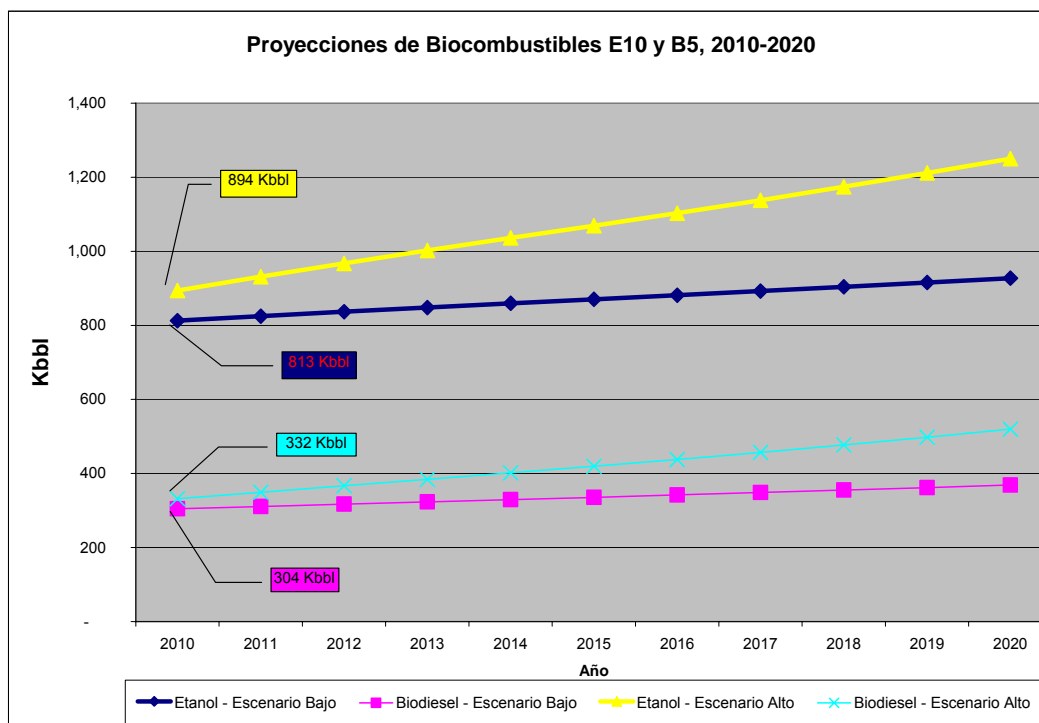
2.2.2.2 Resultado de las Proyecciones

Las proyecciones para las mezclas recomendadas E10 y B5 a partir de 2010 se realizan (provisionalmente) con base en las proyecciones del estudio de prospectiva, aplicando la siguiente metodología:

- El consumo final de gasolina y diesel parte de los consumos reales observados en el año 2005, a los cuáles se les aplica las tasas de crecimiento estimadas por el estudio de prospectiva 2004-2015.
- El consumo en sistemas aislados de generación y autogeneración son los mismos estimados por el estudio de prospectiva 2004-2015.
- Para el periodo 2016-2020 se proyecta con la tasa de crecimiento de 2014-2015.
- Para el cálculo de la demanda de etanol se aplica un factor de 10% al consumo de gasolina, teniendo en cuenta que en el escenario I a partir del año 2010 ya se supone que las gasolinas tienen incorporado un 10% de etanol, y para el cálculo de la demanda de biodiesel se aplica un factor de 5% al consumo de diesel.

Los resultados se presentan en Tabla 2-7.

Figura 2-1. Proyecciones de Biocombustibles E10 y B5



REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-7. Proyección de Demandas por Biocombustibles E10 y B5 - 2005-2015 (Kbbl)

Escenario I Alto

1) LEAP - USOS FINALES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gasolina	7,527	7,805	8,070	8,324	8,566	8,048	8,382	8,706	9,021	9,326	9,622	9,928	10,243	10,568	10,904	11,250
Tasa de crecimiento		3.69%	3.40%	3.14%	2.91%	-6.04%	4.14%	3.87%	3.61%	3.39%	3.18%	3.18%	3.18%	3.18%	3.18%	3.18%
Diesel	5,108	5,304	5,490	5,668	5,836	5,952	6,264	6,576	6,887	7,198	7,507	7,830	8,166	8,517	8,883	9,265
Tasa de crecimiento		3.83%	3.52%	3.23%	2.97%	1.99%	5.25%	4.98%	4.73%	4.51%	4.30%	4.30%	4.30%	4.30%	4.30%	4.30%
2) SISTEMAS AISLADOS																
Diesel	521	547	574	603	633	665	698	733	770	808	848	891	935	982	1,031	1,083
3) AUTOGENERACIÓN																
Diesel	158	136	111	79	43	23	25	26	28	30	32	34	36	39	41	44
Gasolina	5	4	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4) TOTAL (Final, Sistemas Aislados y Autogeneración)																
Gasolina	7,532	7,809	8,073	8,326	8,567	8,049	8,382	8,707	9,021	9,327	9,623	9,929	10,244	10,570	10,905	11,252
Diesel	5,787	5,987	6,175	6,350	6,512	6,640	6,987	7,336	7,685	8,036	8,388	8,755	9,138	9,538	9,956	10,392
5) DEMANDA DE BIOCMBUSTIBLES																
Etanol - Escenario Alto		0	0	0	0	894	931	967	1,002	1,036	1,069	1,103	1,138	1,174	1,212	1,250
Biodiesel - Escenario Alto		0	0	0	0	332	349	367	384	402	419	438	457	477	498	520

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuación)

Escenario II Bajo

1) LEAP - USOS FINALES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gasolina	7,527	7,653	7,776	7,896	8,013	8,128	8,249	8,367	8,482	8,594	8,704	8,815	8,927	9,041	9,156	9,273
Tasa de crecimiento		1.67%	1.61%	1.55%	1.49%	1.43%	1.49%	1.43%	1.38%	1.32%	1.27%	1.27%	1.27%	1.27%	1.27%	1.27%
Diesel	5,108	5,147	5,183	5,216	5,247	5,275	5,375	5,474	5,571	5,667	5,762	5,859	5,957	6,057	6,159	6,262
Tasa de crecimiento		0.76%	0.70%	0.64%	0.59%	0.53%	1.89%	1.83%	1.78%	1.73%	1.68%	1.68%	1.68%	1.68%	1.68%	1.68%
2) SISTEMAS AISLADOS																
Diesel	492	506	522	537	553	570	587	605	623	642	661	681	701	722	744	766
3) AUTOGENERACIÓN																
Diesel	193	203	212	221	232	242	252	263	272	280	291	301	312	324	336	348
Gasolina	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	10
4) TOTAL (Final, Generación y Autogeneración)																
Gasolina	7,533	7,659	7,782	7,902	8,020	8,135	8,256	8,375	8,490	8,603	8,712	8,824	8,936	9,050	9,166	9,283
Gasoil	5,792	5,856	5,917	5,975	6,032	6,087	6,214	6,341	6,466	6,589	6,714	6,841	6,971	7,103	7,238	7,376
5) DEMANDA DE BIOCOMBUSTIBLES																
Etanol - Escenario Bajo		0	0	0	0	813	825	837	848	859	870	881	893	904	916	927
Biodiesel - Escenario Bajo		0	0	0	0	304	311	317	323	329	336	342	349	355	362	369

Fuente: Elaboración por CNE basado en Proyecciones del Modelo LEAP del Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía; Importaciones de los Sistemas Aislados SEIC 2002 y Encuesta de Autogeneración del Proyecto SIEN.

Nota:

- 1) Usos finales de los hidrocarburos, no incluye combustibles usados en generación de electricidad.
- 2) Estos son los combustibles que se usan en la generación de electricidad de los sistemas aislados (no interconectados)
- 3) Aquí están los combustibles empleados en generación de electricidad, pero de usuarios particulares que no pueden vender sus excedentes al sistema interconectado
- 4) Representa la suma de los hidrocarburos de interés para mezclar con biocombustibles, tanto para usos intermedios como para usos finales.
- 5) Proyección de demanda de Biocombustibles

REPÚBLICA DOMINICANA

La Tabla 2-8 muestra los requerimientos derivados de las proyecciones¹²:

- Respecto al etanol, la mezcla E10 plantea la necesidad de iniciar el programa con una capacidad de 390.000 litros/día (103.000 gl/día) en el escenario alto y 355.000 litros/día (94.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2015, deberá incrementarse la capacidad a 466.000 litros/día (123.000 gl/día) en el escenario alto y a 380.000 litros/día (100.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2020, deberá incrementarse la capacidad a 545.000 litros/día (144.000 gl/día) en el escenario alto y a 404.000 litros/día (107.000 gl/día) en el escenario bajo
- Respecto al Biodiesel, la mezcla B5 plantea la necesidad de iniciar el programa con una capacidad de 47.000 ton/año (38.000 gl/día) en el escenario alto y 43.000 ton/año (35.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2015, deberá incrementarse la capacidad a 59.000 ton/año (48.000 gl/día) en el escenario alto y a 48.000 ton/año (39.000 gl/día) en el escenario bajo. Para el año 2020, deberá incrementarse la capacidad a 73.000 ton/año (60.000 gl/día) en el escenario alto y a 52.000 ton/año (42.000 gl/día) en el escenario bajo.

De acuerdo con lo anterior, una política razonablemente segura para obtener las mezclas E10 y B5, requeriría suficiente tierra para abastecer cerca de 545.000 litros/día (144.000 gl/día) de etanol y 73.000 ton/año de biodiesel (60.000 gl/día). En el capítulo de requerimientos agrícolas se examinará estos requerimientos y la posibilidad de producir excedentes exportables.

Tabla 2-8. Requerimientos de Biocombustibles

Etanol				Biodiesel			
Escenario Alto				Escenario Alto			
	2010	2015	2020		2010	2015	2020
Kbbl	894	1,069	1,250	Kbbl	332	419	520
Gl/día	102,898	123,022	143,840	Gl/día	38,201	48,258	59,789
Lts/día	389,470	465,639	544,436	Ton/año	46,512	58,757	72,797
Escenario Bajo				Escenario Bajo			
	2010	2015	2020		2010	2015	2020
Kbbl	813	870	927	Kbbl	304	336	369
Gl/día	93,530	100,154	106,700	Gl/día	35,021	38,628	42,439
Lts/día	354,012	379,081	403,860	Ton/año	42,640	47,032	51,672

¹² Para los combustibles derivados de petróleo, la CNE usa las unidades inglesas, barril y galón. Sin embargo, es usual en el diseño de destilerías de alcohol usar como unidad *litros/día* y para plantas de producción de biodiesel *toneladas/año*. Ambas formas serán usadas, poniendo entre parentesis las unidades inglesas

2.3 POTENCIAL DE CULTIVOS Y MATERIAS PRIMAS

2.3.1 Introducción

En este capítulo se describirán los aspectos agronómicos de cultivos que producen materias primas promisorias para la producción de biocombustibles. La localización en el Caribe, permite considerar un conjunto de cultivos apropiados a las condiciones climáticas. Así mismo, para esta selección se ha tomado en cuenta la experiencia tanto local (cultivos existentes) como de otros países con condiciones similares y la existencia de literatura sobre el tema.

Es importante para el diseño de una adecuada política de desarrollo de biocombustibles hacer una selección limitada de materias primas para concentrar recursos y evitar la dispersión en una gran cantidad de alternativas, algunas de ellas en etapas experimental.

El etanol puede ser producido a partir de tres grandes grupos de materias primas:

- Materias primas ricas en azúcares: Caña de azúcar, yuca, remolacha, sorgo dulce.
- Cereales; Trigo, cebada, maíz.
- Material lignocelulósico: hierba, madera, celulosa.

En el primer caso están las plantas ricas en azúcares. Estos azúcares, ya sean fructosa, glucosa y sacarosa, se encuentran liberados y son de fácil acceso. República Dominicana produce caña de azúcar desde finales del siglo IXX de forma industrial y posee una experiencia y una alta productividad en su producción. Adicionalmente la energía fósil necesaria para producir el etanol a partir de la caña de azúcar es menor a la generada con el producto final.

En el segundo caso hay tecnología altamente desarrollada en el mundo ya que esta es la materia prima mas utilizada en EEUU, pero con el inconveniente que la energía fósil utilizada es mucho mayor a la que genera el biocombustible, países en vía de desarrollo no pueden darse el lujo de subvencionar la producción de etanol con estas materias primas. En el caso particular del maíz, se ha demostrado en muchos estudios la inconveniencia económica para producir etanol, aun en países como Estados Unidos¹³, donde su cultivo es altamente eficiente y se logran altos rendimientos por hectárea, que nunca se lograrán en República Dominicana.

En el tercer caso (material lignocelulósico) los azúcares forman parte del tejido estructural de la planta y es preciso una hidrólisis de mayor intensidad para extraer

¹³ Un análisis desarrollado por ADEME (Agence de Environnement et de la Maîtrise de Energie) establece que para producir un litro de Etanol usando maíz como materia prima, se necesita 1.16% de energía fósil, argumento que lleva a concluir que la producción de Etanol en Estados Unidos no es viable. No obstante, las subvenciones agrícolas y las prebendas impositivas estatales han permitido que los agricultores americanos sigan abasteciendo las plantas de Etanol.

REPÚBLICA DOMINICANA

los compuestos convertibles en etanol. Actualmente la tecnología para este proceso esta en la fase de experimentación para llegar a procesos económicamente competitivos.

Para la producción de etanol se han seleccionado para ser analizados la caña de azúcar, la yuca, el sorgo dulce y la remolacha azucarera:

- Para el caso de la caña de azúcar, hay experiencia y conocimiento suficiente en República Dominicana y a nivel mundial para establecer criterios sobre la conveniencia y forma de desarrollar un programa de etanol carburante.
- Aunque la yuca es cultivada en República Dominicana, principalmente como alimento, no existe experiencia en cultivos comerciales del tamaño necesario para un programa de producción de etanol carburante, ni se ha experimentado con las variedades adecuadas.
- En el caso de la remolacha azucarera, aunque no hay experiencia en República Dominicana, si existe en otros países y hay una amplia literatura sobre el tema.
- El sorgo dulce es una de las muchas variedades de sorgo, caracterizado por su forma de caña con un alto contenido de azúcar, de alta resistencia a condiciones climáticas secas y de altas temperaturas y cultivado principalmente para forraje, ensilaje y producción de edulcorantes.

A continuación se presenta el rendimiento por tonelada y por hectárea y de algunos cultivos:

Tabla 2-9. Rendimiento por tonelada y por hectárea y de algunos cultivos.

Cultivo	GI/Ton	GI/Ha
Caña de Azúcar	15.2 - 19,8	593 - 2356
Sorgo dulce	70.4	1235.5
Remolacha Azucarera	22.1	1018.1
Yuca	47.6	795.7
Papa	22.9	738.8
Maíz	84.0	528.8
Papa dulce	34.2	469.5
Arroz	79.5	432.4
Sorgo de grano	79.5	308.9
Trigo	85.0	195.2
Cebada	79.2	133.4

Para la producción de biodiesel se han seleccionado la palma africana, la higuera o higuera, el coco, libertad y la jatropha o piñón, por adaptarse a las condiciones agroclimáticas de República Dominicana.

- Para el caso de la palma aceitera o palma africana, hay plantaciones en República Dominicana y suficiente experiencia a nivel mundial para establecer criterios sobre la conveniencia y forma de desarrollar un programa de biodiesel.
- El coco es cultivado ampliamente en República Dominicana para usos alimenticios y farmacéuticos, así como para exportación. El aceite de coco tiene la virtud de poder mezclarse directamente con diesel por su bajo contenido de yodo.
- Existe experimentación importante en el mundo en relación al cultivo, en condiciones climáticas similares a República Dominicana, y uso de la higuera y la jatropha, con expectativas muy interesantes tanto para producir biodiesel como para mezclarse directamente con el petro diesel o usarse en forma pura.

Debe recordarse, como ya se advirtió en la introducción al tema de los biocombustibles, que a diferencia del etanol, las características físico-químicas y tecnológicas del biodiesel son altamente dependientes de la materia prima utilizada para su producción.

2.3.2 Capacidad Productiva del Suelo y Principales Cultivos

El área cultivable del país está dividida en ocho regionales y ocho clases de suelos¹⁴. Dentro de esta escala, los suelos I son de mejor calidad y producen prácticamente cualquier cultivo, en tanto que los suelos VIII están dedicados a bosques, parques y reservas forestales.

Es claro que el desarrollo de una agricultura energética no puede desarrollarse en los mejores suelos de clase I, por su costo, ni en los suelos de clase VIII, por su impacto ambiental y turístico. De modo general, la siguiente distribución potencial es posible para el desarrollo de los cultivos energéticos seleccionados.

¹⁴ SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria. En el Anexo 1 se presentan los mapas de las regionales con la distribución por clase de suelo.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-10. Potencial Cultivos Energéticos por Clase de Suelo

	Caña de Azúcar	Remolacha	Yuca	Sorgo Dulce	Palma Africana	Higuereta	Jatropha
Clase I	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a	n/a
Clase II	X	X	X				
Clase III	X	X	X		X		
Clase IV	X	X	X		X		
Clase V	X			X	X	X	X
Clase VI	X			X	X	X	X
Clase VII				X	X	X	X
Clase VIII	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

La Tabla 2-12 muestra la distribución de los suelos según clase por regional y a nivel nacional. La Tabla 2-13 muestra la superficie potencial de siembra según clase por regional y a nivel nacional.

Ambas tablas provienen de la misma fuente¹⁵, pero, aunque se acercan en orden de magnitud, no coinciden exactamente. La distribución de suelos se calcula a partir del área sembrada por cultivo, en tanto que la superficie potencial de siembra se calculó a partir de los cultivos por municipio. Para efectos prácticos, los análisis se realizarán a partir de la Tabla 2-13, por provenir de una fuente más detallada por regional, suelo y cultivo y, en consecuencia, con más información.

¹⁵ Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria. La Tabla 2-12 es proveída por el SEA en el archivo Excel SONY.xls, en tanto que la Tabla 2-13 es generada por el autor extrayendo detalladamente la información del área sembrada y área potencial de los archivos Excel de cada regional. Desafortunadamente, no pudo conciliarse la información de ambas fuentes.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-11. Capacidad Productiva según Clase de Suelos y Principales Cultivos Potenciales
República Dominicana, 1999

Clase de Suelo	REGIÓN							
	Norte	Nordeste	Este	Noroeste	Central	Suroeste	Sur	Norcentral
I	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos	Todos los Cultivos
II	Arroz, Hab. Roja, Maíz, Yuca Batata, Plátano, Cacao, Hortalizas, Guineo, Guandul Auyama, Frutales, Sorgo	Arroz, Maíz, Hab. Roja, Sorgo Yuca, Plátano, Batata, Auyama Guineo, Hortalizas, Cacao	Arroz, Maíz, Hab. Roja, Cacao Sorgo, Hortalizas, Yuca Batata, Ñame, Auyama, Guandul	Platano, Guineo, Yuca Arroz, Maíz, Sorgo, Auyama Batata, Hab. Roja	Hortalizas, Lechosa, Cebolla Plátano, Yuca, Arroz, Maíz Aji, Berengena, Batata, Sorgo, Auyama, Piña, Tomate, Caña, Hab. Roja, Papa, Guandul	Arroz, Hab. Roja, Maíz, Yuca, Hortalizas, Batata, Sorgo, Cebolla, Repollo, Tabaco.	Yuca, Platano, Arroz, Papa, Maíz, Sorgo, Habichuela Roja, Guineo,	Arroz, Maíz, Plátano, Repollo, Hortalizas, Batata, Flores, Piña, Hab. Roja, Papa, Yuca
III	Hab. Roja y Negra, Yuca, Plátano, Maíz, Tabaco, Sorgo, Batata, Guandul, Hortalizas	Maíz, Hab. Roja, Sorgo, Yuca Batata, Plátano, Arroz, Cacao, Auyama, Yautia, Ñame	Maíz, Sorgo, Cacao, Hab. Roja Batata, Yuca, Hortalizas Hab. Negra, Molondrón, Ñame, Guandul, Auyama, Yautia, Lechosa, Caña	Sorgo, Maíz, Hortalizas Arroz, Yuca, Tabaco Mapuey, Platano, Hab. Roja Guandul, Cafe, Cebolla Molondron, Maní, Tomate Ind. Guineo, H. Blanca	Guandul, Yuca, Papa, Batata, Cebolla, Pepino, Frutales, Palma, Ñame, Molondrón, Berengena, Hab. Roja, Auyama Guineo, Yautia, Caña, Cacao, Palma Africana, Platano	Arroz, Maíz, Batata, Yuca, Guandul, Cebollo, Repollo, Tom. Industrial, Plátano, Guineo Hab. Roja, Sorgo, Hortalizas, Guineo	Sorgo, Maíz, Habichuela Roja, Platano, Arroz, Yuca, Auyama, Yautia, Batata Frutales, Guineo, Guandul, Tom. Industrial, Hab. Negra	Yuca, Piña, Cacao, Ajo, Papa Maíz, Batata, Arroz, Guandul Plátano, Café, Hab. Roja, Yautia, Flores
IV	Yuca, Batata, Plátano, Maíz Tabaco, Piña, Café, Cacao, Guandul, Sorgo, Hab. Roja Auyama, Tom. Industrial	Cacao, Café, Arroz, Sorgo Guandul, Hab. Roja, Yautia Batata, Frutales, Aji, Berengena Piña, Yuca.	Yuca, Yautia, Auyama, Pastos Frutales, Caña, Guandul, Hab. Molondrón, Hortalizas, Ñame, C Batata, Lechosa, Cacao	Batata, Tabaco, Tomate, Hab. Roja, Cebolla, Maíz, Sorgo, Frutales, Pastos, Arroz, Auyama, Yautia, Ñame, Guandul	Plátano, Yuca, Batata, Café, Aji, Molondrón, Frutales, Caña Hortalizas, Cacao, Yautia. Pastos	Sorgo, Maíz, Batata, Frutales Hab. Roja, Yuca, Cebolla, Cafe, Guandul, Batata, Yautia, Name, Maní, Guineo	Batata, Guandul, Pastos, Auyama., Arroz, Yuca, Cafe Frutales, Caña, Maíz, Yautia, Hab. Roja	Café, Batata, Maíz, Tabaco, Guandul, Hab. Roja, Plátano Frutales, Hortalizas, Cacao, Yuca
V	Pastos, Frutales Arroz, Café, Forestales Yuatia, Batata	Arroz, Frutales, Pastos, Café, Yuatia	Caña, Frutales, Pastos Forestales, Yautia	Pastos, Arroz, Yautia, Café, Guan Frutales	Pastos, Frutales, Arroz Caña, Yautia	Arroz, Pastos Frutales, Yautia, Café	Café, Yautia, Pastos, Citricos, Pa Arroz	Arroz, Pastos, Frutales, Café Guandul, Yautia
VI	Café, Cacao, Frutales, Piña Forestales, Batata, Hab. Roja Pastos, Tabaco, Guandul	Pastos, Frutales, Café	Frutales, Pastos Forestales, Café	Frutales, Pastos Forestales, Café	Café, Pastos Guandul, Frutales	Café, Pastos Guandul, Frutales	Cafe, Pastos, Frutales, Forestale Vida Silvestre, Frutales	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.
VII	Frutales, Pastos, Forestales	Frutales, Forestales, Café	Frutales, Forestales, Café	Frutales, Forestales, Café	Frutales, Forestales, Café	Frutales, Forestales, Café	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre, Frutales	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre, Frutales
VIII	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.	Forestales, Parques Nacionales Vida Silvestre.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-12. Distribución de Suelos según Clase por Regional y a Nivel Nacional-1999

Clase de Suelo	Total Nacional	Regionales							
		Norte	Norcentral	Nordeste	Noroeste	Central	Sur	Suroeste	Este
Héctareas									
SUELOS I	52,881	21,700	22,340	-	8,100	-	-	408	333
SUELOS II	245,723	3,833	24,597	52,953	27,423	42,019	13,613	49,292	31,993
SUELOS III	336,361	13,552	7,816	13,619	27,641	64,944	41,496	80,409	86,883
SUELOS IV	399,515	25,459	25,459	25,459	79,743	64,841	25,459	56,052	97,042
SUELOS V	700,000	153,230	11,480	71,680	121,520	32,830	40,670	50,610	217,980
SUELOS VI	374,708	56,319	21,455	21,320	55,082	21,300	76,478	50,211	72,543
SUELOS VII	2,187,699	341,719	178,954	130,606	152,483	337,999	257,711	455,041	333,187
SUELOS VIII	126,958	18,701	229	21,583	37,427	3,542	22,929	1,346	21,202
Total	4,423,844	634,513	292,329	337,220	509,419	567,476	478,355	743,369	861,163

Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria.

Tabla 2-13. Superficie Potencial de Siembra según Clase de Suelo por Regional y a Nivel Nacional, 1999

Clase de Suelo	Total Nacional	Regionales							
		Norte	Norcentral	Nordeste	Noroeste	Central	Sur	Suroeste	Este
Héctareas									
SUELOS I	110,918	22,689	53,885	20,099	-	-	-	5,752	8,493
SUELOS II	410,072	43,131	34,834	30,385	64,175	89,290	33,330	59,959	54,968
SUELOS III	531,244	23,017	52,826	34,867	36,927	93,926	83,480	88,571	117,630
SUELOS IV	858,612	65,227	14,041	69,343	104,554	136,326	93,927	158,269	216,925
SUELOS V	479,251	26,855	56,748	71,976	65,873	21,375	51,695	79,109	105,620
SUELOS VI	717,781	94,719	44,941	74,288	90,232	75,328	96,747	107,468	134,058
SUELOS VII	768,365	118,406	70,929	63,199	76,847	141,287	106,942	106,763	83,992
SUELOS VIII	375,262	43,748	13,841	32,232	62,531	9,026	155,589	28,100	30,195
Total	4,251,505	437,792	342,045	396,389	501,139	566,558	621,710	633,991	751,881
Area Sembrada	659,351	120,557	83,279	122,321	58,491	75,578	67,512	72,804	80,466
Frontera Agrícola	84%	72%	76%	69%	88%	87%	89%	89%	89%

Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria.

El total nacional de tierra cultivable es de 4.251.505 Ha (4.423.844 Ha), del cual solo 659.351 Ha están sembradas, equivalente al 16%. Esto quiere decir que existe una frontera agrícola equivalente al 84% del área cultivable. Para una política de desarrollo de biocombustibles esta información es crucial, puesto que muestra la existencia de un amplio espacio para ampliar el área cultivable con propósitos energéticos, sin afectar la tierra dedicada a los alimentos.

Si a la superficie total nacional se deduce la superficie cultivada y las áreas de clases de suelo I y VII, quedan 3.765.325 Ha, suficiente para el desarrollo de la agricultura energética¹⁶.

La primera conclusión es que no hay conflictos entre el desarrollo de una agricultura energética y la producción de alimentos.

La Tabla 2-14 muestra la superficie potencial de siembra según clase de suelo para cada regional, Puede concluirse que la frontera agrícola o tierra disponible para agricultura energética se presenta en todas las regionales, si excepción, con amplia distribución de clases de suelo.

La segunda conclusión es que la agricultura energética puede desarrollarse en todas las regiones del país. El énfasis del tipo de cultivo en cada región depende de las concentraciones de producción de materia prima alrededor de las plantas de producción, ya que está demostrado que es altamente conveniente en términos económicos que el costo de transporte de la materia prima sea mínimo.

De análisis regional se derivará la mejor localización de las plantas de producción de los biocombustibles, lo cual corresponde a la segunda etapa de este estudio subsectorial.

2.3.3 Estimación del potencial de siembra para la producción de biocombustibles

Este ejercicio tiene el propósito de estimar de manera gruesa el potencial de producción de biocombustibles, como parte del diagnóstico. Es importante tener en cuenta que para definir el potencial de una agricultura energética se requiere información más completa y más detallada sobre el tipo de tierra y la topografía, lo cual está fuera del alcance de este estudio.

¹⁶ Asociada con la Tabla 2-12, SEA reporta un área sembrada en 1999 de 291.255 Ha., la cual no es consistente con la información regionalizada. Si se usa la información de la Tabla 2-12, la frontera agrícola disponibles sería de 3.952.780 Ha.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-14. Superficie Potencial de Siembra según Clase de Suelo, por Regional

Regional Central				Regional Este			
Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola	Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola
SUELOS I	-	-		SUELOS I	196	8,493	98%
SUELOS II	4,909	89,290	95%	SUELOS II	9,447	54,968	83%
SUELOS III	7,372	93,926	92%	SUELOS III	21,327	117,630	82%
SUELOS IV	29,944	136,326	78%	SUELOS IV	13,836	216,925	94%
SUELOS V	12,603	21,375	41%	SUELOS V	20,600	105,620	80%
SUELOS VI	621	75,328	99%	SUELOS VI	10,696	134,058	92%
SUELOS VII	19,669	141,287	86%	SUELOS VII	2,689	83,992	97%
SUELOS VIII	460	9,026	95%	SUELOS VIII	1,675	30,195	94%
Total	75,578	566,558	87%	Total	80,466	751,881	89%

Regional Sur				Regional Suroeste			
Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola	Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola
SUELOS I	-	-		SUELOS I	997	5,752	83%
SUELOS II	10,035	33,330	70%	SUELOS II	10,553	59,959	82%
SUELOS III	6,338	83,480	92%	SUELOS III	9,442	88,571	89%
SUELOS IV	20,519	93,927	78%	SUELOS IV	16,548	158,269	90%
SUELOS V	15,807	51,695	69%	SUELOS V	16,118	79,109	80%
SUELOS VI	7,356	96,747	92%	SUELOS VI	12,620	107,468	88%
SUELOS VII	5,609	106,942	95%	SUELOS VII	5,898	106,763	94%
SUELOS VIII	1,848	155,589	99%	SUELOS VIII	628	28,100	98%
Total	67,512	621,710	89%	Total	72,804	633,991	89%

Regional Norte				Regional Noroeste			
Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola	Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola
SUELOS I	5,016	22,689	78%	SUELOS I	-	-	
SUELOS II	17,517	43,131	59%	SUELOS II	16,250	64,175	75%
SUELOS III	3,649	23,017	84%	SUELOS III	3,774	36,927	90%
SUELOS IV	32,991	65,227	49%	SUELOS IV	12,494	104,554	88%
SUELOS V	22,294	26,855	17%	SUELOS V	9,137	65,873	86%
SUELOS VI	16,580	94,719	82%	SUELOS VI	10,363	90,232	89%
SUELOS VII	15,949	118,406	87%	SUELOS VII	3,763	76,847	95%
SUELOS VIII	6,561	43,748	85%	SUELOS VIII	2,710	62,531	96%
Total	120,557	437,792	72%	Total	58,491	501,139	88%

Regional Nordeste				Regional Norcentral			
Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola	Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola
SUELOS I	170	20,099	99%	SUELOS I	15,448	53,885	71%
SUELOS II	22,487	30,385	26%	SUELOS II	9,094	34,834	74%
SUELOS III	18,308	34,867	47%	SUELOS III	5,375	52,826	90%
SUELOS IV	5,913	69,343	91%	SUELOS IV	7,664	14,041	45%
SUELOS V	19,687	71,976	73%	SUELOS V	13,862	56,748	76%
SUELOS VI	34,363	74,288	54%	SUELOS VI	17,189	44,941	62%
SUELOS VII	19,162	63,199	70%	SUELOS VII	13,714	70,929	81%
SUELOS VIII	2,401	32,232	93%	SUELOS VIII	933	13,841	93%
Total	122,321	396,389	69%	Total	83,279	342,045	76%

Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria.

Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria.

Fuente: SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria.

REPÚBLICA DOMINICANA

Superficie Potencial de Siembra según Clase de Suelo, por Regional (continuación)

Total Nacional			
Clase de Suelo	Sembrada	Potencial	Frontera Agrícola
SUELOS I	21,827	110,918	80%
SUELOS II	100,292	410,072	76%
SUELOS III	75,585	531,244	86%
SUELOS IV	139,909	858,612	84%
SUELOS V	130,108	479,251	73%
SUELOS VI	109,788	717,781	85%
SUELOS VII	86,453	768,365	89%
SUELOS VIII	17,216	375,262	95%
Total	659,351	4,251,505	84%

De la información analizada, se concluye:

- De acuerdo con la información dada por el SEA en cada regional, el área sembrada de palma africana ascendió en 1999 a 13.188 Ha, con un potencial de 37.272 Ha. Un estudio más reciente¹⁷, determina el área potencial, bajo condiciones agronómicas y requerimientos edafoclimáticos muy estrictos, en 45.000 Ha. En la sección 2.4 se desarrolla el tema de potencial de biodiesel.
- INAZUCAR reporta para el mismo año 117.536 Ha sembradas, 132,772 en 2002 y 125.073 Ha en 2005, con un máximo de 255,008 Ha obtenidas en 1986. Para efectos de diseñar la estrategia de biocombustibles, planteada en la sección 2.7, se tomará el área sembrada en 2005 y como área potencial la superficie que se sembró en 1986. En la sección 0 se desarrolla el tema de la industria azucarera más en detalle.

2.4 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE MATERIAS PRIMAS PARA BIODIESEL

De acuerdo con Jehová Peña, República Dominicana importó cerca de Mgl 54.3 de aceites y grasas y produjo Mgl 4.35 en 2005. De otra parte, las exportaciones ascendieron a Mgl 1.28, según estimaciones preliminares para el año 2006, de donde se deduce un consumo aparente de Mgl 59.1 (ver Tabla 2-15 a Tabla 2-17).

Así mismo, debe advertirse la existencia de capacidad instalada ociosa agregada en la industria de aceite de palma del orden de 33%.

¹⁷ Peña Jehová, ELABORACIÓN DE UNA ESTRATEGIA PRELIMINAR PARA LA PRODUCCIÓN Y FOMENTO DE BIODIESEL, Instituto Dominicano de Investigaciones Agropecuarias y Forestales, Acuerdo IIBI - IDIAF - FONDEC (CNC-BID, 23 de marzo del 2007.

REPÚBLICA DOMINICANA

Es bien claro que la competencia principal por las materias primas es el consumo para usos industriales y alimenticios. Obviamente, es una decisión económica de los agentes del mercado decidir la conveniencia de seguir importando grasas y aceites para usos comestibles y producir el biodiesel a partir del desarrollo de cultivos de materias primas locales. La decisión depende de los precios relativos del biodiesel y el aceite vegetal crudo. De ahí la importancia de una regulación apropiada de precios del biodiesel que incentive la producción de las materias primas y del combustible.

Tabla 2-15. Importaciones de Aceites Vegetales y Grasas, 2005

PRODUCTOS	VOLUMEN*	VALOR CIF	COSTO MEDIO
	Galones EE UU	Millones RD\$	RD\$/Galón
Aceite de soya crudo	34,924,424	1,832	52.47
Grasa amarilla	19,483,647	329.2	31.41
Aceite girasol crudo	3,098,477	196.0	63.25
Aceite palma crudo	2,692,170	134.4	49.94
Otros	3,086,881	357.1	115.69
TOTAL	54,285,599	2,849.1	

Fuente: **Dirección General de Aduanas (DGA)**

*: Resultado de la conversión de TM a galones, densidad media 0.91 kg/lit

Tabla 2-16 Operaciones de la Industria Local de Aceite de Palma, 2006

	UNIDADES	INDUSPALMA	INASCA
Superficie actual	hectáreas	5,000	2,000
Producción agrícola procesable (2006)	TM de racimos	82,000	32,800
Capacidad real de extracción	TM racimo/hora	40	10
Rendimiento agrícola	TM racimo/ha	16.40	16.40
Uso de la capacidad industrial	horas por año	2,050	3,280
Uso pleno de planta (condición de diseño)	horas por año	8,000	8,000
Aprovechamiento de la procesadora	%	25.6	41.0
Producción de aceite crudo	Galones EE UU	4,350,000	1,750,000

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-17. Consumo Aparente de Aceites y Grasas, 2006

Galones EE UU	
Producción local	6,100,000
Importaciones	54,300,000
Exportaciones	1,300,000
Consumo aparente	59,100,000

La Tabla 2-18 muestra la superficie potencial para el cultivo de las oleaginosas bajo análisis. Estas cifras serán asumidas en el diseño de la estrategia. Sin embargo, las condiciones óptimas determinadas, no indican que son las únicas en las cuales pueden crecer y desarrollarse bien. Algunas de las especies pueden hacerlo en ambientes con otras especificaciones, pero éstas pueden competir por áreas de alta potencialidad, con una gama de sistemas de cultivos. Por esta razón, estos estimativos, deben considerarse como un límite inferior, bajo las condiciones edafoclimáticas más rigurosas.

Tabla 2-18. Superficie Potencial Total por cada Oleaginosa.

Oleaginosa	Hectáreas
Palma africana	44,489
Cocotero	127,102
Higuereta	160,510
Piñón santo	828,604
Libertad	305,898
Total General	1,466,603

Fuente: Peña Jehová, ELABORACIÓN DE UNA ESTRATEGIA PRELIMINAR PARA LA PRODUCCIÓN Y FOMENTO DE BIODIESEL

REPÚBLICA DOMINICANA

De otra parte, los mataderos, hoteles y restaurantes generan gran cantidad de grasas residuales que pueden ser usadas in situ, con bajo costo de recolección y transporte. La Tabla 2-19 presenta las fuentes y cantidades de grasas ya usadas, las cuales ascienden a Mgl 3.9 anuales.

Tabla 2-19. Opciones de Procesamiento Industrial de Grasas y Aceites Usados

ORIGEN DE MATERIAS PRIMAS	Regiones		
	Santo Domingo (D.N., Sto. Dgo., Zona Sur)	Norte (Pto. Pta., Santiago)	Este (La Altagracia)
Hoteles	111,424.44	111,424.44	98,315.68
Restaurantes	380,619.56	195,282.24	77,751.26
Fábricas de picaderas	117594.39	58,797.20	-
Mataderos	1,052,254.56	1,240,157.16	450,966.24
Biodiesel a producir*	1,661,892.95	1,605,661.04	627,033.18

* Rendimiento: 1:1

Fuente: Peña Jehová, ELABORACIÓN DE UNA ESTRATEGIA PRELIMINAR PARA LA PRODUCCIÓN Y FOMENTO DE BIODIESEL

2.5 LA CAÑA DE AZÚCAR EN REPÚBLICA DOMINICANA

El desarrollo de la industria azucarera dominicana data desde finales del siglo IXX, con el inicio de la construcción de grandes y medianos ingenios.

En 1982 existían 16 ingenios. De estos, 12 pertenecían al Estado y 4 al sector privado (la Tabla 2-20 muestra la situación en 1982). La superficie cultivada ascendía a 257.442 Ha y la capacidad de molienda a 25.735.092 TM.

Como consecuencia de los bajos precios del azúcar en el mercado mundial, que limitaba forzosamente la producción azucarera a dos mercados uno externo, el preferencial de Estados Unidos y el local, ambos reducidos, las posibilidades de expansión eran cada vez menores. De esta forma, a partir de 1982, el sector privado da inicio a un proceso de eliminación de ingenios para concentrar las operaciones en busca de incrementar la eficiencia de la producción azucarera. Así mismo, partir de 1987, el Estado comienza a clausurar centrales azucareras, con el propósito de transferir a empresas agroindustriales privadas gran parte de sus tierras para destinarlas al cultivo de cítricos, piña y palma africana entre otros rubros. Tal como muestra la Tabla 2-20, de los 16 ingenios existentes en 1982, 9 han sido cerrados.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-20. Área Cultivada y Capacidad Instalada, 1982

INGENIOS (Situación Actual)	FECHA CONSTRUCCIÓN	ÁREA CULTIVADA Ha			CAPACIDAD INSTALADA TM/año
		PROPIA	COLONOS	TOTAL	
OPERANDO					
Central Romana	1918	43,850	27,403	71,253	5,460,804
Cristobal Colón	1883	13,207	30	13,237	3,854,706
Consuelo	1881	11,533	4,842	16,375	1,606,098
Barahona	1920	11,516		11,516	1,606,098
Boca Chica	1916	6,668	5,333	12,001	1,285,020
Montellano	1918	3,122	3,508	6,630	887,478
Caei	1893	4,906	15	4,921	803,226
SUBTOTALES		94,802	41,131	135,933	15,503,430
CERRADOS					
Río Haina	1950	37,205	11,978	49,183	4,014,360
Ozama	1895	9,098	11,722	20,820	1,285,020
Porvenir	1874	8,658	2,480	11,138	1,043,946
Santa Fé	1885	7,142	2,809	9,951	963,588
Quisqueya	1890	8,664	4,718	13,382	899,514
Cata Rey	1948	6,615		6,615	708,000
Angelina	1876	6,603		6,603	642,510
Esperanza	1957	2,224		2,224	481,794
Amistad	1899	828	765	1,593	192,930
TOTALES		181,839	75,603	257,442	25,735,092

El efecto de este proceso, que lleva tres décadas, fue el deterioro de las centrales azucareras del sector público y la caída vertical de la producción, a consecuencia del abandono de las plantaciones cañeras, sus factorías, su infraestructura vial, incluyendo vías férreas y sus equipos de transporte.

De una superficie cosechada en 1986 de 255.000 Ha se pasa a 117.536 Ha en 1999, con la consecuente disminución en la caña molida, tal como lo muestra la Tabla 2-21 y se ilustra de manera clara en la Figura 2-2.

En 1996 el gobierno pone en marcha una nueva política azucarera sustentada en la Ley General de Reforma de la Empresa Pública, que tuvo como objetivo la reforma y capitalización de los ingenios pertenecientes al Estado Dominicano. Esa ley aprobada por el Congreso Nacional y promulgada por el Poder Ejecutivo en junio de 1997, permitió que todos los ingenios públicos se transfirieran a inversionistas privados para su capitalización entre finales del año 1999 y principios del 2000.

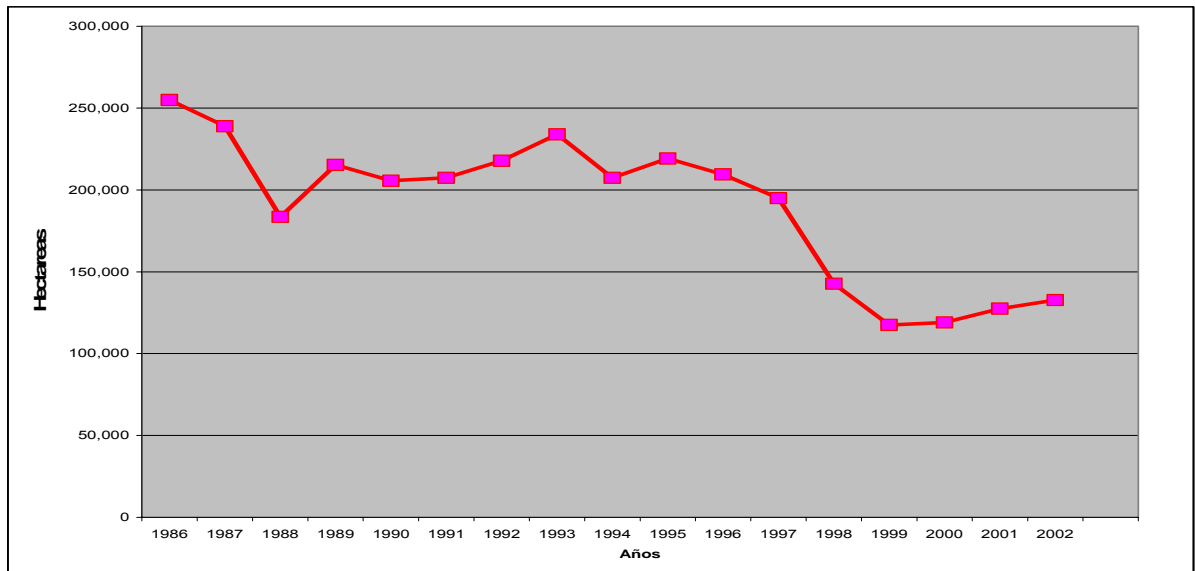
Las instalaciones traspasadas al sector privado, correspondientes a 10 ingenios, tenían una capacidad de molienda de 11.936.960 TM por año con sus correspondientes plantaciones cañeras compuestas por 251,572 hectáreas, con el compromiso de hacer las inversiones necesarias para la capitalización, rehabilitación y modernización de esas centrales azucareras.

Tabla 2-21. Superficie Cultivada y Producción de Caña

Años	Superficie Cosechada	Caña Molida	Rendimiento
	Hectáreas	TM	TM/Ha
1986	255,008	8,904,663	34.92
1987	238,930	8,525,375	35.68
1988	183,610	8,525,375	46.43
1989	215,266	6,538,325	30.37
1990	205,560	6,483,455	31.54
1991	207,419	6,844,817	33.00
1992	217,849	6,858,628	31.48
1993	233,979	7,368,413	31.49
1994	207,391	6,257,749	30.17
1995	219,202	5,442,473	24.83
1996	209,459	6,130,634	29.27
1997	195,007	6,497,995	33.32
1998	142,673	4,880,358	34.21
1999	117,536	4,565,460	38.84
2000	119,076	4,510,706	37.88
2001	127,523	4,830,700	37.88
2002	132,772	5,152,499	38.81

Fuente: INAZUCAR

Figura 2-2. Serie Histórica Superficie Cosechada Caña de Azúcar



REPÚBLICA DOMINICANA

De los diez ingenios, cinco de ellos asignados a un inversionista cierran operación en el año 2000. De ahí, que de una capacidad instalada de molienda de caña por año de 13.261.545 TM que tenían los doce ingenios gubernamentales hasta 1986, pasaron en la actualidad a tan sólo 5.430.470 TM. Esto significa que el 59.1 por ciento de esa capacidad ha sido cerrada.

En cuanto a sus tierras cañeras, la situación fue tan dramática como la de las factorías. Entre septiembre del 2000 y septiembre del 2004, se reduce la tierra cultivada en 125 mil hectáreas, de las 252 mil hectáreas que disponían los doce ingenios hasta el año 2000. Esto representa el desmantelamiento de la infraestructura agrícola del 50%.

El anterior panorama muestra, que si bien la infraestructura industrial y agrícola ha sido reducida, en algunos casos desmantelada, en los ingenios de origen estatal - sector público privatizado -, queda la experiencia, el conocimiento y tierras disponibles para plantar caña con propósitos de producción de etanol, como un nuevo negocio.

De otra parte, las empresas azucareras del sector privado, pusieron marcha un plan de tecnificación y modernización tanto para su infraestructura industrial como en las áreas agrícolas en aspectos como el mejoramiento de sus plantaciones de caña, la investigación de nuevas variedades más productivas, la mecanización en el corte de caña y la modernización del sistema de transporte.

Como resultado, desde principios de la década de los noventa, su producción de azúcar ha incrementado su participación. En efecto, durante los últimos seis años, la participación del sector privado en la producción nacional ha sido del 80% por ciento, exporta el 79% de la cuota al mercado preferencial y abastece el mercado local con el 89%.

No obstante, los ingenios privados están limitados para continuar expandirse, al menos en lo relativo azúcar, por restricciones del mercado, por cuanto la República Dominicana sólo opera en el mercado nacional y en el mercado preferencial de Estados Unidos. En el mercado mundial, no se comercializa con azúcar desde hace más de diez años, debido a la estructura de precios continúa por debajo de los costos de producción.

Su opción más clara de crecimiento yace en el mercado de alcohol carburante.

La Tabla 2-22 presenta las centrales de producción de azúcar y la Figura 2-3 sus localizaciones.

Tabla 2-22. Centrales de Producción de Azúcar

CENTRAL ROMANA CORPORATION
1. Central Romana
CENTRAL AZUCARERA CONSUELO
2. Consuelo
3. Quisqueya
4. Boca Chica
5. Ozama
6. Río Haina
GRUPO VICINI
7. Cristóbal Colón
8. CAEI
CENTRAL PRINGAMOSA, C. x A.
9. Central Pringamosa, C. x A.
CENTRAL AZUCARERA DEL ESTE, C. x A.
10. Santa Fe
11. Porvenir
CONSORCIO AGROINDUSTRIAL CAÑABRAVA
12. Montellano
13. Amistad
CONSORCIO AZUCARERO CENTRAL
14. Barahona
PROC. DE CAÑA ORGÁNICA CRUZ VERDE
15. Cruz Verde

La Tabla 2-23 presenta la programación, molienda de caña y producción de azúcar por productores de la zafra 2005-2006 por productor. La programación de molienda de caña asciende a 6.134.640 TM, de las cuales se ejecutó un 78,19%. Para esta ejecución se requirieron 125.000 Ha de caña cultivada.

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 2-3. Mapa de localización de los Ingenios



1. Central Romana.
2. Consuelo.
3. Quisqueya.
4. Bocachica.
5. Ozama.
6. Río Haina.
7. Cristobal Colon.
8. CAEI.
9. Central Pringamosa, C. Xa.
10. Santa Fe.
11. Porvenir.
12. Montellano.
13. Amistad.
14. Barahona.
15. Cruz Verde.

Tabla 2-23. Programación, Molienda y Producción de Azúcar Zafra 2005-2006

PRODUCTORES	MOLIENDA DE CAÑA			PRODUCCION DE AZUCAR		
	PROGRAMADA	EJECUTADA	% EJECUCION	PROGRAMADA	EJECUTADA	% EJECUCION
	(TM)					
CENTRAL ROMANA	3,250,000	3,277,469	100.85	370,000*	370,791**	100.21
GRUPO VICINI	955,000	820,693	85.94	84,870	60,551	71.35
INGENIO CONSUELO	466,810	-	00.00	38,274	-	-
INGENIO BOCA CHICA	242,530	-	00.00	19,887	-	-
INGENIO BARAHONA	525,000	508,109	96.78	48,000	48,634	101.32
INGENIO MONTELLANO	258,139	-	00.00	20,652	-	-
INGENIO PORVENIR	437,161	190,278	43.52	38,251	10,374	27.12
TOTAL	6,134,640	4,796,549	78.19	619,934	490,350	79.10

REPÚBLICA DOMINICANA

La capacidad agregada actual de todas las plantas alcanza 58.900 TM/día, equivalente a cerca de 21.000.000 TM, anuales, según la Tabla 2-24.

Tabla 2-24. Capacidad Instalada de los Ingenios

Ingenio	Capacidad instalada molienda diaria (TM/día)
Amistad.	500
Barahona.	5,000
Boca Chica.	3,600
Consuelo.	4,600
Monte Llano.	2,200
Ozama	3,600
Porvenir.	3,200
Riío Haina.	6,000
Quisqueya.	3,000
Santa Fe.	3,000
Central Romana.	16,000
Cristóbal Colon.	6,000
CAEI	2,200
TOTAL	58,900

Resumen: En el año 1982, la industria azucarera alcanzó una superficie cultivada de 257.000 Ha. Y una capacidad de molienda de cerca de 25.000.000 TM anuales. Debido a las condiciones del mercado, los ingenios de propiedad estatal entraron en un programa de ajuste y privatización, que redujo la capacidad del sector en términos de infraestructura y área cultivada. Por su lado el sector privado modernizó y tecnificó sus procesos industriales y los cultivos, incrementando su producción. Sin embargo, sus posibilidades de crecimiento están limitadas por el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos de azúcar. En la actualidad la superficie cultivada llega a 125.000 Ha. El reto para el desarrollo de un programa de etanol carburante radica en primera instancia en la recuperación de la superficie cultivada al nivel máximo alcanzado de cerca de 255.000 Ha., de tal forma que pueda producir etanol después de cubrir los mercados tradicionales y rentables de azúcar en el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos. Esto daría unas 130.000 Ha para iniciar el programa de etanol, con una producción aproximada de 2.352 Kbbi/año, suficiente para cubrir la demanda de E10 y generar excedentes exportables. El reto a continuación es incrementar la superficie sembrada para incrementar los excedentes exportables, Puede plantearse como hipótesis de trabajo, desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, que es posible adicionar 60.000 Ha anuales, con una meta de llegar a cerca de 700.000 Ha dedicadas a la producción de etanol.

2.6 ASPECTOS TÉCNICO¹⁸-ECONÓMICOS

2.6.1 Desempeño de los Vehículos con Mezclas Gasolina-Etanol

Quizás el aspecto más importante para la definición de la estrategia de uso del etanol carburante, es el análisis del desempeño de los vehículos con las mezclas etanol-gasolina. Diversos estudios internacionales ponen de manifiesto las bondades del uso del etanol en pequeñas proporciones en motores de ciclo Otto, especialmente en cuanto a desempeño ambiental se refiere. En toda la bibliografía disponible se evidencia una reducción generalizada de emisiones contaminantes, con excepción de los aldehídos y los óxidos de nitrógeno.

Brasil le mostró al mundo que los biocombustibles pueden reducir la dependencia del petróleo y en la actualidad, varios países utilizan mezclas en diferentes proporciones:

- Brasil, 25% de mezcla de etanol en la gasolina.
- Estados Unidos, 4% de mezcla de etanol para 2010 y 20% para 2030.
- Unión Europea, 5.75% para 2010 y 8% para 2020 de mezcla de etanol. Meta para sustituir 20% de los combustibles convencionales por combustibles alternativos para 2020.
- Colombia, 10% mezcla obligatoria de etanol en las ciudades mayores y 2% de biodiesel no obligatorio.
- Canadá, entre 7.5% al 10%, según provincia, de mezcla obligatoria de etanol en las gasolinas.
- China, 10% mezcla obligatoria de etanol en gasolinas.
- Argentina, 5% mezcla obligatoria de etanol para los próximos 5 Años.
- Tailandia, 10% de mezcla obligatoria de etanol en los expendios de gasolina en Bangkok.

Sin embargo, como se ve, a excepción de Brasil, en el resto del mundo no se utiliza el etanol en proporciones mayores al 10%. La principal razón para esta tendencia se basa en la incompatibilidad de las mezclas de etanol con los materiales de los motores diseñados exclusivamente para gasolina. Los resultados de estudios en diversas partes del mundo indican que se requiere adaptarlos para mezclas superiores al 10%.

¹⁸ Este capítulo está basado en gran medida en las investigaciones del Grupo BioFuels Consulting (BFC) de Colombia, en particular, las desarrolladas por el Dr. Lesme Corredor, profesor de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad del Norte, Barranquilla.

La Asociación Brasileña de Fabricantes de Automóviles, en reciente publicación, recomienda una serie de cambios en motor para que pueda operar con mezclas de etanol en el rango 10-25%, en función de la edad del vehículo. Estas modificaciones se presentan en las Figura 2-4 a 2-6.

Figura 2-4. Modificaciones Necesarias a Motores Ciclo Otto Frente a Diferentes Mezclas de Etanol/Gasolina

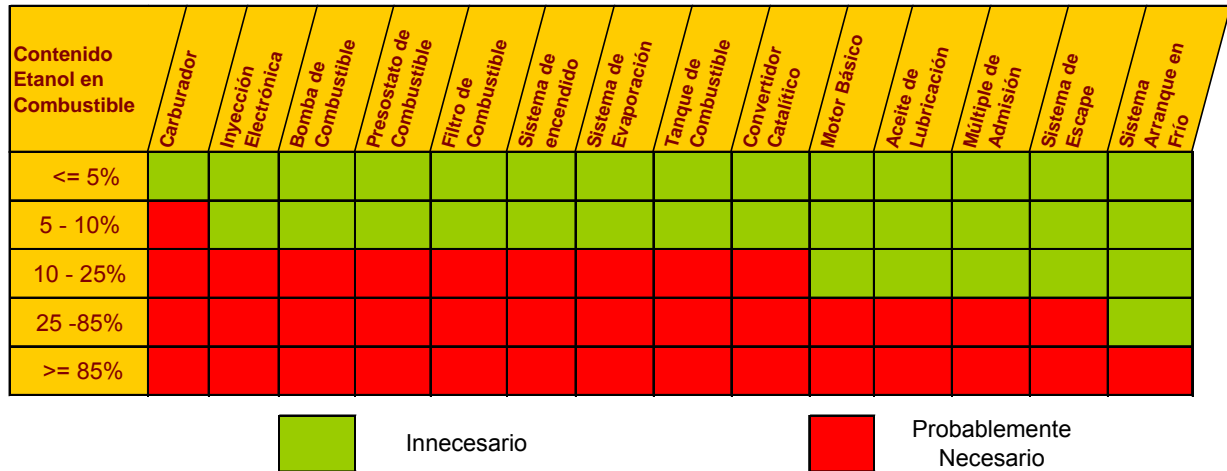
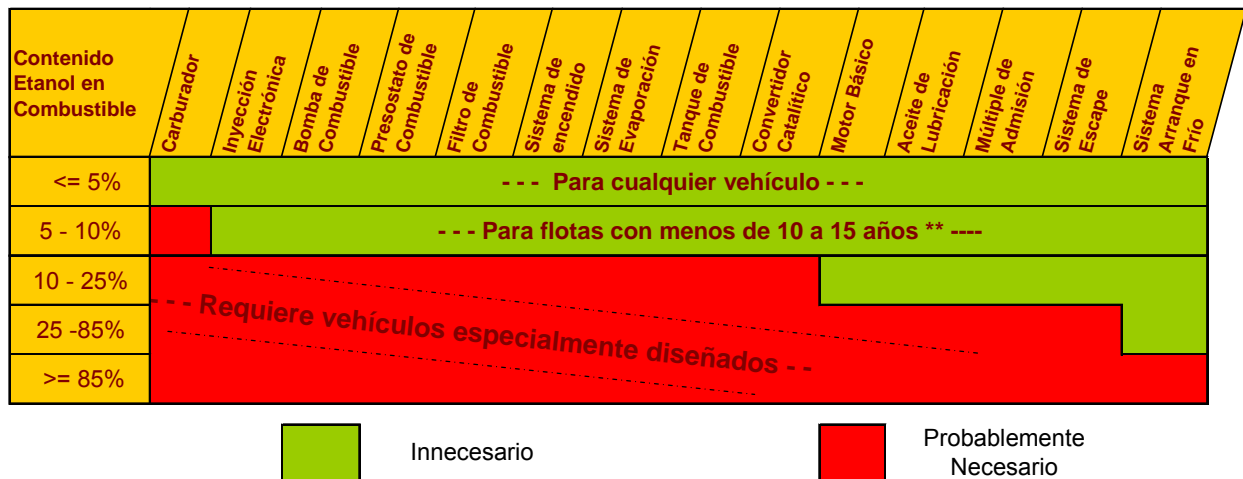
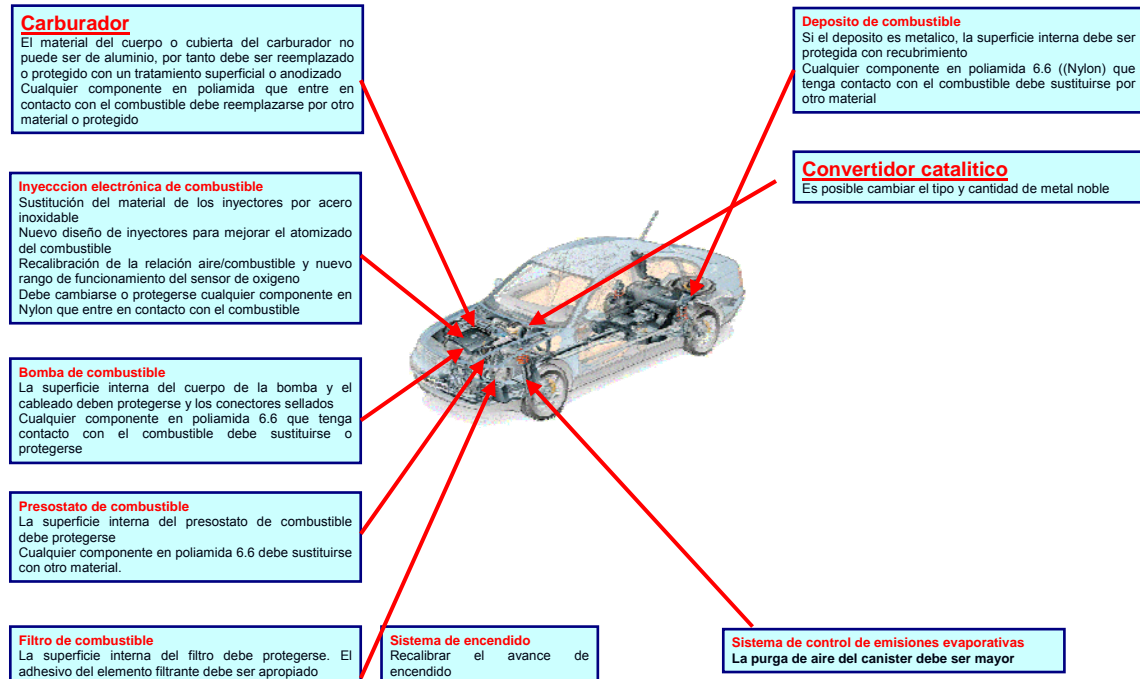


Figura 2-5. Modificaciones Necesarias a Motores Ciclo Otto Frente a Diferentes Mezclas de Etanol/Gasolina por Edad del Parque



Fuente: ANFAVEA - Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos de Brasil (H. Joseph 2004)

Figura 2-6. Modificaciones Requeridas en Automóviles con Motores Ciclo Otto para Mezclas E10 a E25



Fuente: ANFAVEA - Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos de Brasil (H. Joseph 2004)

Al adicionar etanol al petro combustible (gasolina) se registra un cambio en: propiedades fisicoquímicas, gases de escape y emisiones. De igual modo repercute en el consumo, la durabilidad de los componentes y el rendimiento energético para los diferentes estados de carga del motor. En la Tabla 2-25 se presentan las propiedades de la gasolina y el etanol.

Tabla 2-25. Propiedades de la Gasolina y el Etanol

Propiedades del Combustible		
Propiedad	Gasolina	Etanol
Fórmula Química	C ₄ a C ₁₂	C ₂ H ₅ OH
Peso Molecular (g)	100 - 105	46,07
Composición en peso (%)		
Carbono	85 - 88	52,2
Hidrógeno	12 - 15,0	13,1
Oxígeno	0	34,7
Densidad específica @ 15,5° C	0,72 - 0,78	0,796
Densidad @ 15,5° C, kg / m ³	721,5 - 781,6	794,9
Temperatura de ebullición (° C)	26,6 - 225	77,7
Presión de vapor (kPa)	55,1 - 103,4	15,9
Octanos		
Teóricos (RON)	90 - 100	108
Pruebas de motor (MON)	81 - 90	92
(R+M)/2	86 - 94	100
Solubilidad en agua @ 21,1°C		
Combustible en agua, % vol	Insignificante	100
Agua en combustible, % vol	Insignificante	100
Punto de solidificación °C	-40	-173,2
Viscosidad @ 15,5° C, kg / m.s	3,7 - 4,4	11,9
Punto de inflamación °C	-42,7	12,7
Temperatura de autoencendido °C	257	422,8
Combustible vaporizado en la mezcla estequiométrica (% vol)	2	6,5
Límites de inflamabilidad, % vol		
Bajo	1,4	4,3
Alto	7,6	19
Calor latente de vaporización @ 15,5°C kJ / l	250	662,8
Poder calorífico superior kJ / l	34785,8	23441,3
Poder calorífico inferior kJ / l	31623,5	21310,3
Relación estequiométrica másica aire/combustible	14,7	9

Fuente: Properties of Fuels. American Petroleum Institute

Los siguientes son los principales efectos:

- El alto contenido de oxígeno en peso que posee el etanol implica una oxigenación del combustible fósil, repercutiendo en la relación aire – combustible, puesto que se requiere menos aire para que se produzca la combustión.
- En gasolinas de mala calidad, el etanol podría mejorar el número de octano del combustible luego de la mezcla, y como resultado de ello la combustión y la eficiencia térmica, si la relación de compresión se ajusta a este valor.
- La viscosidad del etanol es casi tres veces mayor a la de la gasolina, lo que implica mayor resistencia a fluir. En automóviles con inyección electrónica se necesita mayor fuerza de inyección para lograr que el combustible entre pulverizado a la cámara de combustión. En vehículos de carburación, en el mismo grado, se necesita mayor fuerza en la bomba para la óptima alimentación del combustible; sin embargo, en mezclas de hasta el 20% de etanol, el aumento en la viscosidad es relativamente bajo, y la operación del vehículo no presentará problemas.
- El poder calorífico inferior del etanol es casi 2/3 el de la gasolina, lo que representa un sacrificio de potencia para un mismo consumo de combustible en el proceso de combustión. La energía disponible en un galón de gasolina se obtiene con 1.38 galones de etanol. Si el vehículo quisiera alcanzar la misma potencia lograda con la gasolina, este tendría un sobre consumo en la misma proporción del decremento en la potencia.
- El rendimiento de combustible (km/gal), es directamente proporcional a la disminución de energía disponible en el combustible al añadir etanol. En mezclas con 10% en volumen, se puede presentar una pérdida en la energía disponible de aproximadamente 3%. Para mezclas con porcentajes mayores se espera que esa tendencia se mantenga de manera lineal.
- Los vehículos de inyección electrónica al intentar conservar la relación aire – combustible de la gasolina, incurren en un sobre – consumo. Esto se debe a un exceso de aire en la mezcla que es compensado por un aumento en el consumo de combustible.
- La producción de emisiones y sus niveles, está fuertemente ligada al tipo de tecnología utilizada en el sistema de alimentación de combustible y el punto de operación, mezcla rica o pobre.

REPÚBLICA DOMINICANA

- Con el uso de etanol al 10% y 20% en volumen, en mezclas con gasolina, es posible obtener reducciones importantes en CO, HC y CO₂ pero también incrementos en NOx (ver Tabla 2-26). Se reducen las emisiones de gases efecto invernadero pero aumenta la producción de aldehídos, que son cancerígenos, así como los NOx. La emisión de los aldehídos es insignificante si se usan catalizadores.

Tabla 2-26. Comparación en las Emisiones de Etanol Frente a las de la Gasolina

Estudios en Estados Unidos

Emisiones	10% Etanol	20% Etanol
HC	-14%	-25%
CO	-16%	-27%
NOx	0%	+29%

Fuente: GUERRIERI, David, et. al¹⁹.**Estudios en Europa**

Emisiones	10% Etanol
CO	-25% / -30%
CO ₂ (ciclo completo)	-6% / -10%
NOx	+5%
Compuestos orgánicos volátiles	+7%
Aldehídos	+30% / +50%

Fuente: Report EUR 20280 EN de la Comisión Europea

- Los materiales de uso común en los motores y sistemas de combustibles podrían ser incompatibles con el etanol y en contacto directo se produce desgaste, deformación y/o corrosión. Por lo tanto, dichos componentes deben ser reemplazados o protegidos con recubrimientos.
- El desgaste de las piezas que conforman el motor cuando trabajan con mezclas de etanol tiende a ser mayor, presentándose problemas de lubricación dado que aumenta el contacto metal-metal, pues el alcohol retira la película de lubricante que se forma debido a su acción disolvente.
- Las pruebas de aceite muestran mayor cantidad de material sólido producto del desgaste en comparación con la gasolina. La formación de depósitos

¹⁹ GUERRIERI, David; CAFFREY, Meter y RAO, Venkatesh. Investigation into the vehicle exhaust emissions of high percentage ethanol blends. U.S. Environmental Protection Agency. International Congress and exposition. Detroit, Michigan. SAE 950777.

sólidos en las válvulas de admisión se incrementan casi en un 350% cuando se agrega una mezcla de 10% de etanol.

- El etanol tiene una alta conductividad eléctrica comparada con la gasolina, que es casi aislante, lo que implica sensibilidad a la corrosión. La corrosión se puede presentar más rápidamente debido al contenido de agua disuelta en el etanol, que es mayor al de la gasolina.

2.6.2 Desempeño de los Vehículos con Mezclas Diesel-Biodiesel

El biodiesel es un combustible no derivado del petróleo que consiste en esteres que se pueden derivar tanto de la transesterificación de los triglicéridos, presentes en los aceites vegetales, como de la esterificación de los ácidos grasos libres. Sus propiedades son similares a las del diesel convencional y puede ser utilizado como sustituto o en mezclas.

La calidad del biodiesel depende de dos factores primordiales: la calidad de las materias primas utilizadas para su producción, y el grado de correcta fabricación. Los fabricantes de automóviles y motores han expresado su preocupación por este combustible renovable y por la posibilidad de que combustibles con mala calidad puedan desgastar o causar una falla en alguno de los componentes del motor. De ahí la necesidad de contar con parámetros que sirvan de referencia para garantizar que el biodiesel que sea fabricado en cualquier lugar del mundo pueda ser utilizado sin problemas en el motor.

Actualmente existen dos normas internacionales, las más importantes, que recopilan las recomendaciones de expertos con respecto a los requisitos que debe cumplir el biodiesel fabricado para que pueda ser utilizado en un motor de combustión. Una de estas normas es la ASTM D6751, *Standard Specification for Biodiesel Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels*, norma estadounidense ampliamente utilizada en muchos lugares. Adicionalmente existe la normativa europea EN14214. En la Tabla 2-27 se muestra el resumen de las normas internacionales con respecto a la calidad del biodiesel, ASTM D6751 y EN 14214.

Tabla 2-27. Especificaciones de Calidad del Biodiesel

<i>Propiedad</i>	<i>EN14214</i>	<i>ASTM D6751</i>
<i>Densidad a 15°C (g/cm³)</i>	0,86-9,0	No reporta
<i>Viscosidad a 40°C (mm²/s)</i>	3,5-6,0	1,9-6,0
<i>Punto de inflamación(°C)</i>	>101	>130
<i>Contenido de Azufre (% masa)</i>	<0,01	<0,05
<i>Contenido de Cenizas Sulfatadas (% masa)</i>	<0,02	<0,02
<i>Contenido de Agua (mg/kg)</i>	<500	<500
<i>Carbón Residual (% masa)</i>	<0,03	<0,05
<i>Índice de Cetano</i>	>51	>47
<i>Contenido de Metanol (% masa)</i>	<0,2	No reporta
<i>Contenido de Ester (% masa)</i>	>96,5	No reporta
<i>Contenido de Monoglicéridos (% masa)</i>	<0,8	No reporta
<i>Contenido en Diglicéridos (% masa)</i>	<0,2	No reporta
<i>Contenido en Triglicéridos (% masa)</i>	<0,4	No reporta
<i>Glicerol Libre (% masa)</i>	<0,02	0.02
<i>Glicerol Total (% masa)</i>	<0,25	0.24
<i>Índice de Yodo</i>	120	No reporta
<i>Contenido de Fósforo(mg/kg)</i>	<10	<1

A diferencia del etanol, las propiedades del biodiesel dependen de manera importante de la materia prima de donde se extrae. Específicamente, las propiedades fisicoquímicas del Biodiesel dependen de la naturaleza y composición de los ácidos grasos de la materia prima, por tal motivo, el primer parámetro que se fija es la densidad en el rango 860-890 kg/m³. Se utiliza generalmente mezclado con el combustible diesel convencional:

- En Europa se suele usar en dos modalidades; puro en motores especialmente diseñados o B5 sin restricciones.
- En Estados Unidos por el contrario se ha ensayado mayoritariamente con B20, al punto que la ASTM tiene un grupo de trabajo dedicado exclusivamente. Un aspecto crítico en este proceso y que ha estado sometido a debate es el establecimiento de una especificación para la estabilidad del B100 e incluir esta en la norma ASTM D6751.

En los Estados Unidos se utiliza Aceite de Soja (o Soya) a debido a su disponibilidad en una cantidad suficiente para suplir el mercado nacional. En Europa se usa la colza, el girasol y la soja. En Malasia es muy común el biodiesel a partir de aceite de palma²⁰.

Son numerosas las publicaciones relacionadas con pruebas de desempeño de motores diesel con mezclas biodiesel/diesel en distintas proporciones. Se destacan los ensayos con biodiesel de colza, soja y girasol y en menor cantidad las pruebas con biodiesel de palma. Se ha encontrado que en virtud de las problemáticas ambientales nacionales y mundiales, la gran mayoría de gobiernos están impulsando de sobremanera el uso del biodiesel, no obstante los fabricantes de motores y de sistemas de inyección de combustible, con base en estudios de durabilidad rigurosos no ofrecen garantías para porcentajes de sustitución superiores a B5. Su principal objeción está fundamentada en la baja estabilidad a la oxidación del biodiesel en relación al diesel convencional, la razón es porque el biodiesel es más higroscópico y por consiguiente tiende a emulsionarse dentro del motor. En la siguiente tabla se muestran las fallas que pueden originarse con el uso continuado de biodiesel en porcentajes superiores a B5.

Tabla 2-28. Efectos del Biodiesel en Mezclas Superiores a B5

Característica del combustible	Efecto	Modo de falla
Ácidos grasos (general)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ablandamiento, endurecimiento y agrietamiento de algunos elastómeros incluidos cauchos (el efecto físico depende de la composición). ✓ Formación de depósitos durante la operación del motor. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fuga de combustible ✓ Obstrucción del filtro de combustible
Metanol libre	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión de componentes de aluminio y zinc. ✓ Bajo punto de chispa. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión del sistema de inyección de combustible
Del proceso químico	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Entrada de potasio o sodio, entrada de agua dura. ✓ Ingreso de ácidos grasos libres que favorecen la corrosión de metales no ferrosos. ✓ Formación de sales con ácidos orgánicos (jabones). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Obstrucción del filtro de combustible ✓ Corrosión del sistema de inyección

²⁰ En este país se encuentra unos de los centros de investigación más importantes en la producción de biodiesel, el Malaysian Palm Oil Board (MPOB) - anteriormente conocido como Palm Oil Research Institute of Malaysia (PORIM).

REPÚBLICA DOMINICANA

Característica del combustible	Efecto	Modo de falla
Agua libre	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Retroceso de la reacción (hidrólisis) del biodiesel a ácidos grasos libres y metanol. ✓ Corrosión favorece el crecimiento de bacterias. ✓ Incrementa la conductividad eléctrica del combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Obstrucción del filtró de combustible ✓ Corrosión del sistema de inyección
Glicerina libre, mono, di y triglicéridos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión de metales no ferrosos. ✓ Empapamiento de los filtros de celulosa. ✓ Sedimento en las partes móviles y formación de lacas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Obstrucción del filtro ✓ Presencia de carbonilla en los inyectores
Incremento en el módulo de elasticidad	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Incremento en la presión de inyección. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Potencial reducción en la vida útil del sistema de inyección
Alta viscosidad a bajas temperaturas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Generación excesiva de calor, localizada en las bombas de distribución rotatoria. ✓ Incremento de esfuerzos en los componentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Problemas con el flujo de combustible ✓ Atascamiento de la bomba ✓ Fallas prematuras ✓ Atomización pobre del combustible
Partículas e impurezas sólidas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Problemas potenciales de lubricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reducción de la vida útil ✓ Desgaste del asiento de los inyectores ✓ Obstrucción de los inyectores
Ácidos corrosivos (fórmico & acético)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión de todas las partes metálicas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión del sistema de inyección
Productos de la polimerización	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Depósitos, precipitación especialmente de las mezclas de combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Taponamiento del filtro ✓ Formación de lacas por polímeros solubles en las áreas calientes

Fuente: Preparado por el Profesor Lesme Corredor (Universidad del Norte, Barranquilla) para BFC de Colombia.

En contracorriente a la posición de los fabricantes, algunos gobiernos han promovido su uso en flotas cautivas y ciertos nichos de mercado. Sin embargo, los fabricantes advierten a los usuarios que no garantizan el uso del biodiesel en esas proporciones, en consecuencia, no se recomienda mezclas por encima del 5% con carácter general para todo el parque automotor.

Respecto a la parte ambiental, las mezclas de biodiesel disminuyen las emisiones de CO, CO₂, partículas y otros compuestos tóxicos. Sin embargo, aumenta las de NOx, las cuales tienden con una mayor proporción de biodiesel en la mezcla. Esta es una razón que inhibe mezclas superiores a 20%, aun si los problemas mecánicos son resueltos.

Tabla 2-29. Comparación en las Emisiones de Biodiesel Frente a las del Diesel

Emisiones	20% Biodiesel
CO	-12.6%
CO ₂ (ciclo completo)	-15.7%
NOx	+1.2%
HC	-18%
Otros compuestos tóxicos	-12% / -20%

Fuente: Report EUR 20280 EN de la Comisión Europea

2.6.3 Aceite Crudo vs Biodiesel como Biocombustible

La adición de aceite crudo al diesel convencional para su uso en automotores va en contravía de todas las tendencias mundiales en el uso de aceite metil esterres, cuyas propiedades son muy similares a las del diesel convencional. Tal propuesta carece de soporte técnico, tanto por no existir pruebas de laboratorio documentadas, al igual que de durabilidad que permitan tomar conclusiones acertadas al respecto. En ese mismo orden de ideas vale la pena destacar que todas las tecnologías de motores diesel actuales apuntan hacia la disminución ostensible de las emisiones de material particulado y de óxidos de nitrógeno. Por este motivo, los fabricantes están incrementando cada vez más las presiones de inyección con el fin de mejorar la atomización del combustible en la cámara de combustión y por tanto optimizar la quema del mismo, reduciendo así las emisiones contaminantes. Por consiguiente, un incremento significativo en la viscosidad del combustible (los aceites crudos tienen una viscosidad superior hasta en un 400% al diesel convencional) empeora la pulverización y tiende a formar depósitos en la bomba. Estos argumentos técnicos son suficientes para poner en entredicho la utilización de aceite crudo en motores diesel.

No obstante, un estudio en el Perú²¹ plantea el uso de aceite de jatropha en forma pura en generación eléctrica aislada y vehículos de transporte público, con modificaciones en el motor que ascienden a US\$1.500. Los siguientes son los argumentos planteados por el estudio, los cuales tienen sentido para zonas aisladas:

²¹ Gerd Seidler (Noviembre 2006) Experiencias y Expectativas de sustitución de Diesel por Aceite Vegetal Natural en Perú, DED

REPÚBLICA DOMINICANA

- Mayor densidad energética que el biodiesel (Tabla 2-30).
- Menor requerimiento energético para su producción (Tabla 2-31)
- Menores riesgos de transporte y almacenamiento y mayor compatibilidad social y ambiental (Tabla 2-32 y Tabla 2-33)

Tabla 2-30. Comparación de Algunas Características Físicas y Químicas de Aceites Vegetales y de Biodiesel

	Aceites vegetales	Biodiesel	Unidad
	Materia prima natural	derivado de aceite vegetal esterizado	
Características Físicas:			
- Densidad:	0,90 - 0,92	0,88	(kg/l; 20°C)
- viscosidad cinemática:	60 - 80	7 - 8	(mm ² /s; 20°C)
- Punto de combustión:	> 220	135	(°C)
- Punto de solidificación:	-8 bis -18	-12	(°C)
Características Químicas:			
- Contenido de Fósforo	< 15	< 15	(mg/kg)
- Contenido de Azufre	< 10	< 100	(mg/kg)
- Comportamiento químico	reacción lenta y neutral	reacción rápida, solvente e higroscópico.	
Densidad energética:	9,2	8,9	(kWh / l)

Tabla 2-31. Procesos de Trabajo y Requerimiento Energético para la Producción de Aceites Vegetales y de Biodiesel

	Aceites vegetales	Biodiesel
Procesos de trabajo:	a) Limpieza de semilla b) Prensado en frío c) Filtrado de aceite crudo	a) Limpieza de semilla b) Calentamiento a vapor c) Prensado al calor d) Extracción de Hexano e) Destilación de Hexano f) Extracción de la goma del aceite crudo g) Refinación del aceite h) Esterificación
Requerimiento energético:		
Plantación de Oleaginosas (tradicional)	12 %*	12 %*
Extracción de aceite	3 %*	7 %*
Esterificación	--	17 %*
Bono de Glicerina	--	- 4 %*
Total	<u>15 %*</u>	<u>32 %*</u>

Tabla 2-32. Riesgos de Transporte y Almacenamiento, Compatibilidad Social y Ambiental

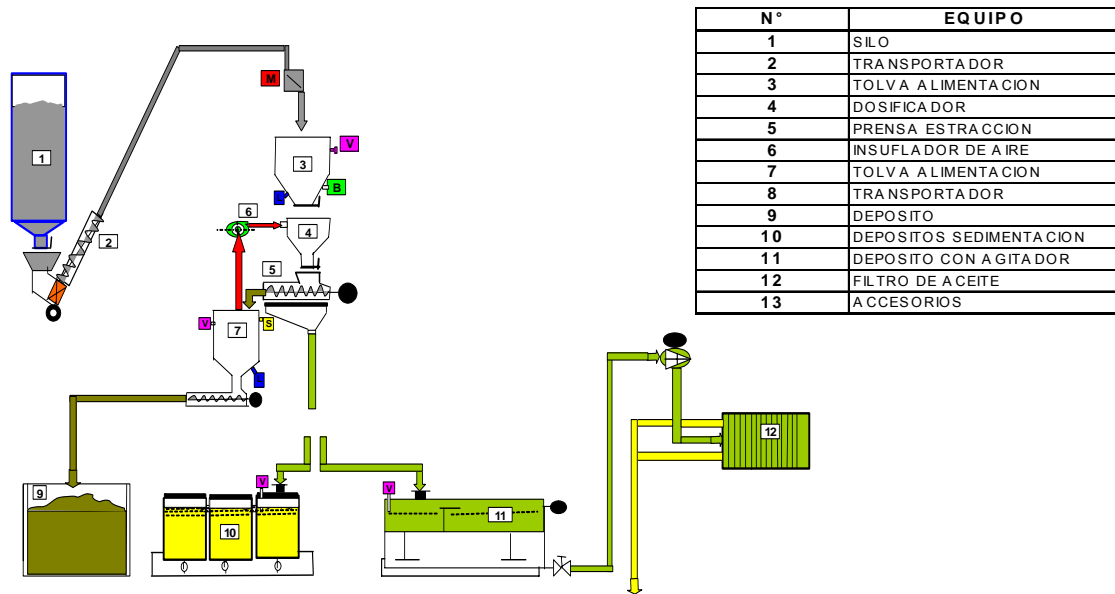
	Aceites Vegetales	Biodiesel
Almacenamiento y Transporte:	sin ningún problema	alto riesgo: más inflamable, más contaminante.
Compatibilidad Ambiental:		
- <i>biodegradación:</i>	muy rápida	lenta
- <i>riesgo de contaminación de aguas subterráneas:</i>	ninguna (Escala 0 de DIN)	poca (Escala 1 de DIN)
- <i>Toxicidad humana:</i>	en general, no venenosos, aceites comestibles	debido a la esterificación no comestible y venenoso
- <i>Ciclo de transformación de la materia:</i>	fácil de cerrar	muy costoso
Compatibilidad Social:		
- <i>Sistema de producción:</i>	descentralizado, pequeño	centralizado, grande
- <i>Logística:</i>	fácil	compleja
- <i>Transporte:</i>	distancias cortas	distancias largas
- <i>Vulnerabilidad:</i>	baja	alta
- <i>Valor agregado regional:</i>	alto	bajo

Tabla 2-33. Uso de Aceites vegetales: Ventajas para el Medio Ambiente

- **No es dañino**
- **Es biodegradable de manera rápida**
- **No causa daño al subsuelo (agua potable)**
- **Tiene un punto elevado de combustión: 300° C (comparación con el Biodiesel: 160° C, Diesel: 60° C), lo que evita el peligro de fuego**
- **Protección activa del medio ambiente y del clima. Los aceites vegetales producen CO₂-neutral, ya que la planta durante su fase de crecimiento ha transformado CO₂ en aceite. Por lo tanto, no se produce CO₂ adicional como en el caso de los combustibles fósiles.**
- **No emite Oxido de Azufre.**
- **La emisión de hollín se reduce en un 50% en comparación con el combustible diesel**
- **Una reducción considerable de las partículas cancerígenas de 80 – 90% menos**
- **Olor casi imperceptible.**

La Figura 2-7 muestra las modificaciones requeridas en el motor.

Figura 2-8. Proceso de Extracción de Aceites Vegetales por Prensado en Frío



2.6.4 El Mercado Externo del Etanol

2.6.4.1 Producción Mundial de Etanol

Cerca de la mitad del etanol producido en el mundo usa como materia prima la caña de azúcar, remolacha y molazas, mientras que el resto usa granos. La Tabla 2-34 presenta la producción de los 10 países mayores productores en 2005. Brasil y Estados Unidos son los países dominantes, cada uno aportando más de 30% de la producción mundial.

Tabla 2-34. Producción Mundial de Etanol, 2005

País	Millones de galones por año	Porcentaje
Brasil	4.227	35,8
Estados Unidos	3.904	33,1
China	1.004	8,5
India	449	3,8
Francia	240	2,0
Rusia	198	1,7
Alemania	114	1,0
Sudáfrica	103	0,9
España	93	0,8
Reino Unido	92	0,8
Otros	1.366	11,6
Total	11.790	100,0

Fuente: F. O. Licht

Brasil es también el mayor productor de azúcar y el país líder en exportaciones de etanol. La política de producción y uso de etanol carburante se remonta a la crisis del petróleo de 1970, la cual urgió al gobierno a desarrollar programas intensivos de producción de caña de azúcar con el propósito de producir etanol para reemplazar gasolina. En noviembre de 1975, Brasil inicio el Programa Nacional de Alcohol (*Proalcool*). Desde esa época, Brasil ha hecho tremendas ganancias en productividad tanto en producción de azúcar como de etanol.

Debido a que ha desarrollado infraestructura para producir tanto etanol como azúcar, Brasil es uno de los pocos países que puede ajustar la producción de azúcar rápidamente para reaccionar a los cambios de las condiciones del mercado mundial.

De manera similar, a menor escala, el programa de etanol en Colombia se ha desarrollado para darle flexibilidad a la industria azucarera. Un hecho de enorme importancia desde el punto de vista económico es que el programa de etanol no implicó sembrar más caña, sino utilizar parte de la producción destinada a la exportación de azúcar y lo que es más importante, al uso de mieles finales ya existentes en la producción de azúcar y no necesariamente el jugo de la caña. Mediante este esquema, los ingenios pudieron utilizar su infraestructura de molienda y generación de energía y vapor sin tener que hacer inversiones en estos rubros, ganando importantes sinergias y economías de escala. Esta es, sin duda una gran

ventaja de tener las destilerías asociadas a ingenios productores de azúcar. Otra gran ventaja de la industria azucarera colombiana del Valle del Cauca es la no existencia de periodos de zafra, con producción continua a lo largo del año, alcanzando productividades del orden de 120 toneladas por hectárea.

En Brasil, el etanol es producido tanto en destilerías asociadas a ingenios azucareros como en destilerías independientes produciendo solo etanol. Sus enormes inversiones en investigación han llevado al Brasil a incrementar dramáticamente la productividad tanto en azúcar como en etanol: en 1975 la producción de caña promediaba 40 toneladas por hectárea y en 2004, la productividad se había incrementado a más de 80 toneladas por hectáreas. La producción de etanol se incrementó de 754 galones por hectárea a cerca de 1458 galones por hectárea en el mismo período.

2.6.4.2 *El Precio Internacional de Etanol*

El etanol es un aditivo de la gasolina y un mejorador del octano, y su valor depende del precio de la gasolina. En años recientes, el precio del etanol en los Estados Unidos ha seguido el precio de la gasolina, ajustado por el contenido energético, más 51 centavos del crédito impositivo federal (Federal Excise Tax Credit). Sin embargo, los precios spot de etanol se incrementaron mucho más que el precio de la gasolina durante el año 2006, en la medida que las refinerías reemplazaron el MTBE por etanol como mejorador de octano, por sus problemas de contaminación de aguas subterráneas.

Adicionalmente, la falta de infraestructura para transporte y mezcla de etanol con gasolina ha limitado el abastecimiento en el mercado internacional, lo cual contribuyó también al incremento del precio del etanol en 2006. El precio spot promedio del etanol para el mes de mayo 2006 era de \$2,99/Gl, comparado con \$1,32/Gl el mismo mes del año anterior. En junio 2006 el precio spot superó los \$4/Gl y permaneció a ese nivel durante el verano de los EU.

Sin embargo, el precio del etanol debe disminuir en la medida que la producción se ha expandido. De hecho, más de mil millones de galones de nueva capacidad de producción fue adicionada en el segundo semestre de 2006 en Estados Unidos. Adicionalmente, más etanol se espera esté disponible de importaciones de Brasil y a través de los países de la **Iniciativa de la Cuenca de Caribe**. De esta forma, los precios futuros de etanol en el *Chicago Board Trade* (CBOT) han declinado gradualmente de un nivel superior a \$3/Gl en julio de 2007 a cerca de \$2.40/Gl para mayo de 2007.

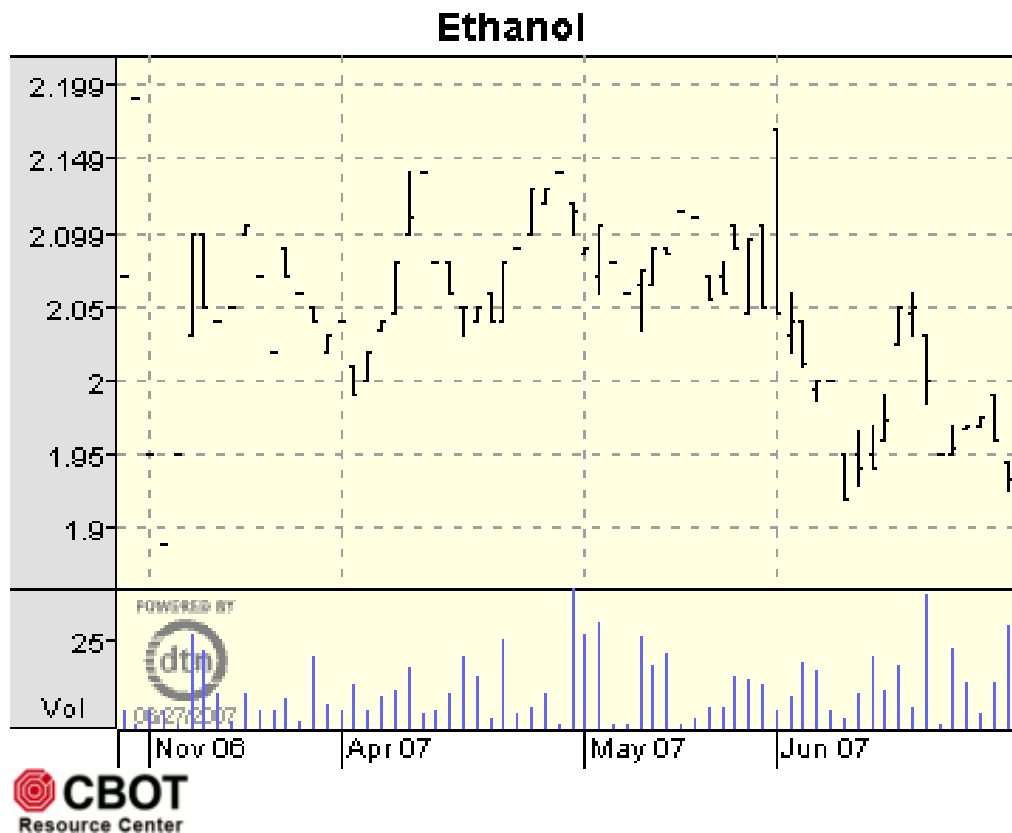
REPÚBLICA DOMINICANA

Los siguientes son los precios en el mercado de futuros al cierre junio 26, 2007, en el CBOT, en US\$/Gl:

Julio 2007	1,960
Ago 2007	1,935
Sept 2007	1,913
Oct 2007	1,870
Nov 2007	1,860
Dic 2007	1,845
Ene 2008	1,828
Feb 2008	1,823
Mar-Sep 2008	1,820
Oct-Nov 2008	1,790
Dic 2008	1,780
Todo 2009	1,750

La Figura 2-9 muestra la evolución de las cotizaciones de precios del etanol en el CBOT entre noviembre 06 y junio 07.

Figura 2-9. Cotizaciones de Etanol en el CBOT



En la medida que la producción de etanol se expanda para reemplazar totalmente el MTBE, el precio del etanol debe reflejar su valor como un aditivo y sustituto de la gasolina y debe moverse en la misma dirección que el precio spot de ésta. Los factores claves que determinan en el largo plazo el precio de la gasolina son el precio del petróleo crudo y la capacidad de refinación. El precio del petróleo se proyecta permaneciendo estable en 2007 cerca de \$60/bbl y gradualmente ir declinando hacia un valor de \$57,5/bbl en 2010 y \$49,9/bbl en 2015 (caso de referencia DOE). Basados en este pronóstico, el precio de la gasolina y otros productos refinados deben iniciar su declinación en 2008, lo cual causaría una declinación adicional del precio del etanol.

Los tres escenarios provisionales definidos para esta etapa del PEN, establecen precios por barril para el WTI de \$60, \$45 y \$35, respectivamente a partir de 2010. Para este rango de precios del WTI, es de esperarse que el precio por galón del etanol, en función del precio de la gasolina, oscile entre \$0,82 y \$1,30, sin el crédito del gobierno federal.

2.6.5 El Costo de Producción de Etanol

La Tabla 2-35 muestra los costos de producción de etanol, sin incluir el costo de inversión, en Estados Unidos, con varias materias primas, Brasil, con caña de azúcar y la Unión Europea, con remolacha.

Tabla 2-35. Comparación de Costos de Producción de Etanol para Varias materias Primas (US\$/GI) 1/

Ítem	US Maíz Proceso seco	US Maíz Proceso húmedo	US Caña de azúcar	US Remo- lacha	US Molaza	US Azúcar cruda	US Azúcar refinada	Brasil Caña de azúcar 2/	UE Remolacha 2/
Materia prima	0,40	0,53	1,48	1,58	0,91	3,12	3,61	0,30	0,97
Procesa- miento	0,63	0,52	0,92	0,77	0,36	0,36	0,36	0,51	1,92
Total	1,03	1,05	2,40	2,35	1,27	3,48	3,97	0,81	2,89

1/ Excluye costo de inversión

2/ Promedio de estimaciones publicadas. Para la remolacha es consistente con otras fuentes europeas consultadas: Techno-economic analysis of Bio-alcohol production in the EU: a short summary for decision-makers, mayo 2004, pag. 11, tabla 5.

Fuente: THE ECONOMIC FEASIBILITY OF ETHANOL PRODUCTION FROM SUGAR IN THE UNITED STATES, USDA, July 2006.

La producción de Brasil con caña de azúcar resulta más competitiva que todas las opciones de Estados Unidos y la UE. Dentro de los Estados Unidos, el proceso más competitivo es con el maíz y muy cercanamente con molazas.

Los factores más críticos que determinan la factibilidad de la producción de etanol son los rendimientos unitarios y el costo de la materia prima (ver Tabla 2-35). La

Figura 2-10 presenta la relación entre rendimientos por acre (0.40468 de hectárea) para tres materias primas: Francia (remolacha), Brasil (caña de azúcar) y Estados Unidos (maíz). Basados en rendimientos de remolacha en Francia, un acre (0.40468 hectáreas) puede producir cerca de 750 galones de etanol por acre (1.853 GI/Ha) y un acre de caña de azúcar en Brasil puede producir 590 galones de etanol por acre (1,458 GI/Ha). El maíz de Estados Unidos produce entre 370 y 430 galones de etanol por acre (entre 914 GI/Ha y 1,063 GI/Ha), dependiendo del rendimiento del maíz.

Cuando los rendimientos por tonelada de material prima son comparados, el maíz es de lejos el líder (Figura 2-11). Una tonelada de maíz puede producir 100 galones de etanol, comparado con 25 galones de remolacha francesa y 20 galones de caña brasilera.

Sin embargo, es el costo de producir esa materia prima la que en última instancia determina la competitividad relativa entre varias materias primas. En este aspecto, Brasil tiene una ventaja comparativa, con un costo de cerca de 30 centavos por galón de etanol (Figura 2-12), comparado con 97 centavos por galón para la remolacha y 80-85 centavos por galón para el maíz en estados Unidos.

Figura 2-10. Rendimientos por acre para tres materias primas

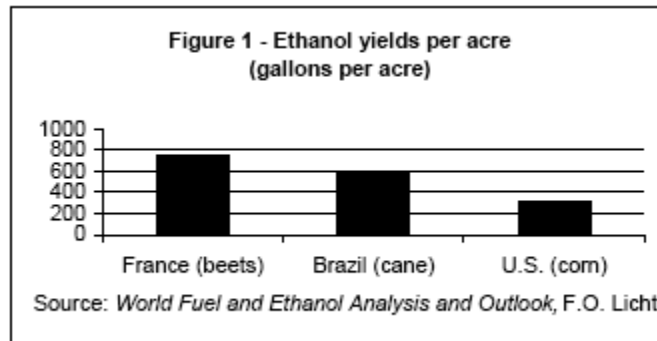


Figura 2-11. Rendimientos por tonelada de material prima

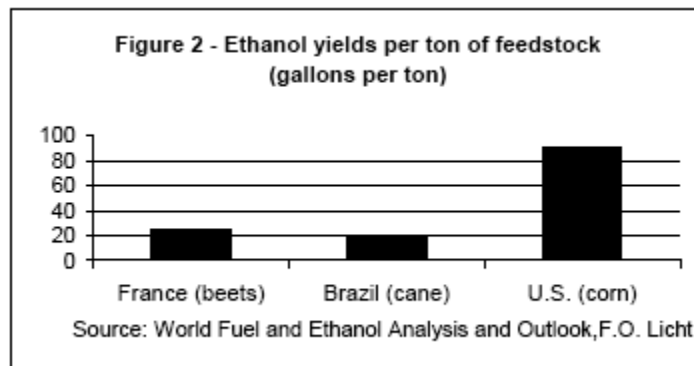
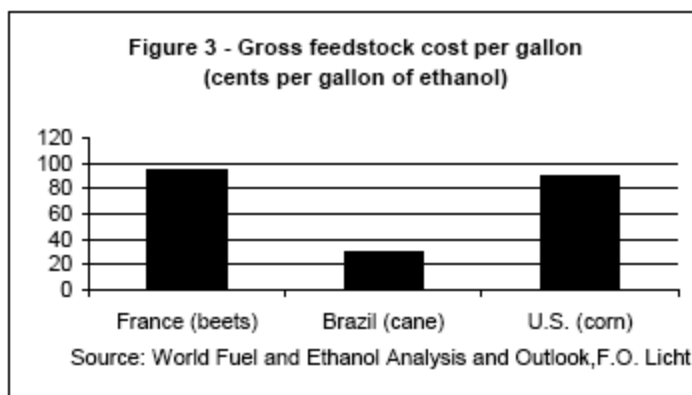


Figura 2-12. Rendimientos por costo de material prima



Las vastas superficies de tierra cultivable en Brasil significan que la tierra puede dedicarse a la producción de etanol sin competir con la producción de alimentos. Como resultado, el costo de producción de etanol está en el rango de \$0.68 a \$0.95 por galón (Coelho; United Nations Environment Programme; International Energy Agency, 2004).

2.6.6 El Costo de Inversión de Etanol

El costo de inversión depende en gran medida del tamaño de la planta (existen economías de escala importantes) y la localización específica y es altamente variable en función de ciertas circunstancias tales como servicios públicos disponibles, regulaciones ambientales, existencia de facilidades asociadas con la producción de azúcar, etc. Sin embargo, es posible establecer rangos razonables con base en información de plantas existentes.

En la Tabla 2-36 se presentan estimativos de costos de inversión para dos tamaños de planta usando varias alternativas de materias primas, desarrolladas por PRAJ industries, un importante desarrollador de tecnología de producción de azúcar y etanol de India²².

²² Las plantas y la tecnología usada en Colombia es de PRAJ industries.

Tabla 2-36. Estimación de Costos de Inversión para Varias Materias Primas

(\$ por Galón de Capacidad)

Materia Prima	Tamaño de Planta (Millones de Galones por Año – MGA)	
	20 MGA 2/	40 MGA 2/
Maíz	\$1,50	\$1,30
Caña de Azúcar	\$2,10 – \$2,20	\$1,63 - \$1,68
Remolacha	\$2,10 – \$2,20	\$1,63 - \$1,68
Jugo de Caña o Remolacha	\$1,35 - \$1,45	\$1,05 - \$1,10
Molaza de Caña o Remolacha	\$1,30 - \$1,40	\$1,03 - \$1,08

Fuente: PRAJ Industries

2/ 20 MGA equivale a 200.000 lit/día; 40 MGA equivale a 400.000 lit/día.

Basado en esos valores, la Tabla 2-37 presenta la estimación de costo de capital expresado en dólares por galón, bajo el supuesto de financiación de 20 años a una tasa de interés anual de 7%.

Nótese que el costo de inversión para plantas usando jugos o molazas de caña o remolacha son bastante menores que aquellos usando como materia prima caña o remolacha. Las plantas de etanol que usan caña o remolacha como material prima requieren inversiones mayores en el equipo de molienda y vapor y como resultado tienen mayor costo de capital. Es de esperarse que la inversión sea menor por la adición de una destilería adyacente a un ingenio de azúcar que para una que solo produce etanol.

Estimaciones hechas en Colombia, establecen que el costo de inversión con tecnología PRAJ de una planta de 300.000 Litros/día asociada a un ingenio asciende a \$15.000.000, en tanto que una planta independiente asciende a \$40.000.000, por los ahorros en la molienda, vapor y energía.

Tabla 2-37. Estimación de Costos de Inversión Anual para Varias Materias Primas
(\$ por Galón de Capacidad)

Materia Prima	Tamaño de Planta (Millones de Galones por Año – MGA)	
	20 MGA 2/	40 MGA 2/
Maíz	\$0,14	\$0,12
Caña de Azúcar	\$0,20	\$0,16
Remolacha	\$0,20	\$0,16
Jugo de Caña o Remolacha	\$0,13	\$0,10
Molaza de Caña o Remolacha	\$0,13	\$0,10

1/ Inversión a 20 años a una tasa de descuento de 7%

La Tabla 2-38 presenta los costos totales, asumiendo los valores presentados en la Tabla 2-35 y la Tabla 2-37. Dadas las diferencias entre los costos de producción usando remolacha y caña de azúcar, puede proponerse como hipótesis de trabajo, concentrar la estrategia de desarrollo de etanol basado en la caña de azúcar, que además es parte importante de la economía dominicana.

Tabla 2-38. Costo Total de Producción de Etanol - US\$/Gl

MATERIA PRIMA	Procesamiento	Inversión		TOTAL	
		200 KLts/d	400 KLts/d	200 KLts/d	400 KLts/d
Remolacha	2.35	0.20	0.16	2.55	2.51
Caña de azúcar indep.	0.81	0.20	0.16	1.01	0.97
Caña de azúcar/ingenio	0.81	0.13	0.10	0.94	0.91

2.6.7 El Costo de Producción de Biodiesel

Los costos que se presentan en la Tabla 2-39 corresponden al proceso de transesterificación usando aceite de palma como materia prima y metanol como catalizador, descrito en el anexo 3, para una planta de 150.000 ton/año.

Como se ve, el costo de la materia prima es el 78,70% del costo total, de lo cual se puede deducir claramente que la producción de biodiesel es el lo fundamental un tema agrícola.

El costo del biodiesel es de US\$ 699/ton o US\$ 2,31/Gl.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-39. Costo de Producción de Biodiesel a partir de la Palma Africana
Capacidad = 150.000 ton/año

ÍTEM	COSTO ANUAL EQ.	PORCENTAJE
COSTOS VARIABLES		
Materia Prima		
Aceite de palma	79,793,674.00	78.70%
Metanol	10,592,955.00	10.45%
NaOH	134,200.00	0.13%
HCl	182,700.00	0.18%
TOTAL MATERIAS PRIMAS	90,703,529.00	89.5%
COSTO DE OPERACIÓN		
Insumos químicos	236,707.00	0.23%
Tratamientos de agua y residuos	28,569.00	0.03%
Transporte	1,575,156.00	1.55%
Electricidad	22,028.00	0.02%
Catalizador sólido	1,158,703.00	1.14%
Vapor	1,216,990.00	1.20%
Agua de proceso y servicios	12,042.00	0.01%
Laboratorio	48,624.00	0.05%
Seguros	87,154.50	0.09%
TOTAL COSTOS VARIABLES	4,385,973.50	4.3%
COSTOS FIJOS		
Personal	365,770.00	0.36%
Mantenimiento	290,516.00	0.29%
Servicios	18,288.50	0.02%
Insumos de operación	48,624.00	0.05%
Depreciación	303,333.00	0.30%
TOTAL COSTOS FIJOS	1,026,531.50	1.01%
COSTOS DEL CAPITAL		
Costo de capital	820,846.00	0.81%
Impuestos	2,699,808.00	2.66%
Pagos a capital e intereses	1,757,362.00	1.73%
TOTAL COSTOS DE CAPITAL	5,278,016.00	5.21%
TOTAL	101,394,050.00	100.00%
Capacidad Anual (Ton/año)	150,000	
Factor de planta	0.89	
Costo por ton	\$ 760	
(Crédito venta glicerina)	\$ 61	
Costo neto por ton	\$ 699	
Costo por galón	\$ 2.31	

Fuente: Estimación de BioFuels Consulting de Colombia

2.7 ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

2.7.1 Lineamientos Estratégicos

Las fuentes renovables en general y los biocombustibles deben contribuir al logro de una economía más competitiva, con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más confiable y más limpia. En consecuencia, implica que las líneas estratégicas estarán concentradas en buscar el logro de cuatro objetivos:

- Reducir el costo de la energía;
- Incrementar la oferta de energía doméstica;
- Incrementar la eficiencia energética y;
- Construir una infraestructura energética más segura y confiable.

De esta forma, las estrategias subsectoriales para los biocombustibles se encaminarán a:

- Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, diversificar las fuentes y sustituir importaciones.
- Identificar potencial de producción y exportación de Energía.
- Desarrollar la actividad agroindustrial y generar empleo.
- Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.
- Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).

La estrategia de producción de biocombustibles parte de la diferencia entre el área potencial y el área cultivada, bajo el supuesto de que el área actualmente sembrada seguirá atendiendo los mercados tradicionales (azúcar, furfural y aceite) y que solo las nuevas plantaciones atenderán la producción de biocombustibles.

Los dos escenarios considerados corresponden a los dos escenarios de demanda de biocombustibles (alto y bajo) para E10 y B5 derivados de los escenarios de demanda de gasolina y diesel del PEN 2004-2015 descritos en la sección 2.2 (ANÁLISIS DE MERCADO), a los cuales se les aplica la estrategia de producción de biocombustibles, para estimar los excedentes exportables. El escenario bajo asume que el área nueva cultivada está limitada por el potencial mínimo basado en restricciones edafoclimáticas más rigurosas y/o los valores históricos alcanzados. El escenario alto está basado en potenciales del suelo según la información del SEA, Documento Zonificación de Suelos, Depto. Economía Agropecuaria, analizado en la sección 2.3.

Considerando lo anterior, el PEN 2005-2020 establece las siguientes líneas de acción estratégicas específicas para el etano y el biodiesel.

2.7.2 Etanol

- Iniciar el desarrollo del programa de etanol basados en nuevos cultivos de caña de azúcar con orientación específica hacia suministrar la materia prima a destilerías autónomas. Aunque los ingenios azucareros actualmente en actividad tienen claras ventajas en términos de economías de escala y sinergias energéticas para producir etanol, su orientación actual es hacia la producción de azúcar para el mercado interno y el preferencial de Estados Unidos. No obstante, a largo plazo, los ingenios azucareros deben jugar un papel importante en la producción de etanol, sobre todo en el escenario alto, más agresivo en exportaciones, dado que sus costos de producción (inversión y operación) son más bajos que los de las destilerías autónomas.
- Para ambos escenarios, la meta a mediano plazo (año 2012) es pasar de la superficie actual cultivada de 125.000 Ha a 255.000 Ha, cifra alcanzada en el año 1982, y una capacidad de molienda de cerca de 25.000.000 TM anuales. El reto para el desarrollo de un programa de etanol carburante radica en primera instancia en la recuperación de la superficie cultivada al nivel máximo histórico alcanzado de cerca de 255.000 Ha., de tal forma que pueda producir etanol después de cubrir los mercados tradicionales y rentables de azúcar en el mercado nacional y el preferencial de Estados Unidos. Esto daría unas 130.000 Ha para iniciar el programa de etanol, con una producción aproximada de 2.352 Kbbbl/año, equivalente a 1.024 Klts/día, suficiente para cubrir la demanda de E10 y generar excedentes exportables.
- El reto a continuación, definido para el escenario alto, es incrementar la superficie sembrada para aumentar los excedentes exportables. Desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, es posible adicionar 60.000 Ha anuales, con una meta de llegar a cerca de 700.000 Ha dedicadas a la producción de etanol. El área nueva cultivada de caña de azúcar produciría 12.668 Kbbbl/año, equivalente a 5.518 Klts/día de etanol, lo cual genera excedentes exportables muy importantes.
- La Tabla 2-40 muestra la producción para los dos escenarios. En el año 2012, los excedentes exportables ascienden a 1.515 Kbbbl/año para el escenario bajo y 1.384 Kbbbl/año para el escenario alto, después de cubrir la demanda estimada para el E10. En el año 2020, los excedentes exportables ascienden a 1.424 Kbbbl/año para el escenario bajo y 11.418 Kbbbl/año para el escenario alto. Nótese la gran diferencia en exportaciones que resulta de una política

REPÚBLICA DOMINICANA

agresiva de nuevos cultivos, basados en un potencial de suelos que es factible en República Dominicana.

- Para implementar esta estrategia se requiere invertir en la instalación de destilerías con una capacidad cercana a 1.000.000 litros/día (264.000 gl/día) en 2012 y para el escenario alto se requeriría una capacidad adicional de 4.500.000 litros/día (1.188.900 gl/día) para ser desarrollada en el período 2012-2020.
- Es conveniente, para contrarrestar el monocultivo, diversificar la oferta de materias primas y ampliar el área disponible, promover los cultivos de la remolacha en los suelos II, III y IV y el sorgo dulce en los suelos V, VI y VII, sobre todo en las zonas más áridas y de menos precipitación.
- En especial, el sorgo dulce tiene un gran potencial, por ser un cultivo multipropósito que puede producir (i) alimento en forma de grano, (ii) combustible en forma de etanol por la destilación de los jugos de la caña y (iii) forraje, energía, fertilizante orgánico o pulpa para producción de papel de sus hojas y bagazo. El grano y los subproductos del procesamiento del sorgo dulce representan un porcentaje significativo de la cosecha y su uso y valor asociado impacta significativamente la economía de la producción de etanol. Los posibles usos de los subproductos incluyen la combustión del bagazo y follaje para producir energía térmica para el proceso o para cogeneración, pulpa para papel o tableros conglomerados, heno, ensilaje para alimento de ganado o abono orgánico. Se recomienda estudiar la amplia variedad de germoplasma que ofrece muchas posibilidades para el desarrollo de híbridos y variedades para producción de etanol, con altos rendimientos en la producción de tallos (caña) y del contenido de azúcar de este.

Tabla 2-40. Producción y Exportación de Etanol con base en Cultivos Nuevos

ESCENARIO BAJO

	Meta 2012					Meta 2020		
	Sembrada	Potencial	Nuevos Cultivos	Demanda E10	Excedente Exportable	Nuevos Cultivos	Demanda E10	Excedente Exportable
Hectáreas	125.073	255.008	129.935			129.935		
Caña Azúcar (ton)	4.796.550	9.779.557	4.983.007			4.983.007		
Etanol (bbl/año)			2.351.505	837.000	1.514.505	2.351.505	927.000	1.424.505
Etanol (litros/día)			1.024.161	364.542	659.619	1.024.161	403.740	620.421

ESCENARIO ALTO

	Sembrada	Potencial	Nuevos Cultivos	Demanda E10	Excedente Exportable	Nuevos Cultivos	Demanda E10	Excedente Exportable
Hectáreas	125.073	255.008	129.935			700.000		
Caña Azúcar (ton)	4.796.550	9.779.557	4.983.007			26.845.000		
Etanol (bbl/año)			2.351.505	967.000	1.384.505	12.668.283	1.250.000	11.418.283
Etanol (litros/día)			1.024.161	421.162	602.999	5.517.471	544.418	4.973.053

Ton. Caña/Ha 38,35
bbl/Ton 0,4719

2.7.3 Biodiesel

- Iniciar el programa de biodiesel basado en nuevos cultivos de palma africana. Se asume que la demanda por aceite y grasa como alimento y uso industrial se seguirá satisfaciendo con los cultivos actuales y las importaciones.
- De acuerdo con la información dada por el SEA en cada regional, el área sembrada de palma africana ascendió en 1999 a 13.188 Ha, con un potencial de 37.272 Ha. Un estudio más reciente (Peña, 2007), determina el área potencial, bajo condiciones agronómicas y requerimientos edafoclimáticos muy estrictos, en 45.000 Ha. Sin embargo, las condiciones óptimas determinadas no indican que son las únicas en las cuales puede crecer y desarrollarse bien la palma africana. Por esta razón, este estimativo, debe considerarse como un límite inferior, bajo las condiciones edafoclimáticas más rigurosas y para definir las condiciones de un escenario conservador y el punto de partida para el escenario optimista.333
- Para ambos escenarios, la meta a mediano plazo (año 2012) es pasar de la superficie actual cultivada de cerca de 13.000 Ha (7.000 entre dos empresas: INDUSPALMA e INASCA) a 45.000 Ha. Esto daría unas 32.000 Ha para iniciar el programa de biodiesel, con una producción aproximada de 913 Kbbbl/año, suficiente para cubrir la demanda de B5 y generar excedentes exportables.
- El reto a continuación, definido para el escenario alto, es incrementar la superficie sembrada para aumentar los excedentes exportables. Desde el punto de vista de disponibilidad de tierras, es posible adicionar 73.000 Ha a partir de 2012, con una meta de llegar a cerca de 105.000 Ha dedicadas a la producción de biodiesel. Dado que la palma requiere 5 años de crecimiento para iniciar producción, estos nuevos cultivos se tendrán que sembrar en el período 2012-2015, para empezar a estar en producción a partir de 2017. La nueva área cultivada de palma produciría 3.013 Kbbbl/año, lo cual genera excedentes exportables muy importantes.
- La Tabla 2-41 muestra la producción para los dos escenarios. En el año 2012, los excedentes exportables ascienden a 596 Kbbbl/año para el escenario bajo y 546 Kbbbl/año para el escenario alto, después de cubrir la demanda estimada para el B5. En el año 2020, los excedentes exportables ascienden a 544 Kbbbl/año para el escenario bajo y 2.493 Kbbbl/año para el escenario alto. Nótese la gran diferencia en exportaciones que resulta de una política agresiva de nuevos cultivos, basados en un potencial de suelos que es factible en República Dominicana.

REPÚBLICA DOMINICANA

- Para implementar esta estrategia se requiere invertir en plantas de producción de biodiesel con una capacidad cercana a 128.000 T/año en 2012 y para el escenario alto se requeriría una capacidad adicional de 295.000 para ser desarrollada en el período 2012-2020, de acuerdo con el desarrollo de los cultivos. Estas plantas pueden ser modulares, desde una capacidad de 30.000 T/año, lo que facilita mantener una congruencia entre la producción de materia prima y la capacidad de procesamiento. También es posible, la construcción de una sola planta de 130.000 T/año para entrar en operación en 2012 y otra en 2017 de 300.000 T/año, con importantes economías de escala, pero también con capacidad ociosa durante largos períodos.
- Es conveniente, para contrarrestar el monocultivo, diversificar la oferta de materias primas y ampliar el área disponible, promover los cultivos de jatropha (piñón) e higuera en los suelos V, VI y VII, sobre todo en las zonas más áridas y de menos precipitación donde el conflicto con alimentos es menor o existe actualmente ganadería extensiva, para ser usados en forma pura o en mezclas con preponderancia de aceite (sin requerir la conversión a biodiesel) en motores diesel en sistemas aislados y autogeneración. De acuerdo con los escenarios de demanda del PEN 2004-2015, la sustitución puede alcanzar, en orden de magnitud, 750 Kbbbl/año en 2010 hasta 1.100 kbbbl/año en 2020.
- Así mismo, para flotas cautivas de vehículos diesel, que pueden hacer las modificaciones necesarias en el motor, debe incentivarse el uso puro del aceite extraído de la jatropha. El aceite de higuera, por ser más denso, requiere ser mezclado en alguna proporción con el diesel.
- La posibilidad del cultivo en tierras áridas, la facilidad para la extracción local y la aceptación en motores para generación con modificaciones menores hacen de estos aceites un elemento importante en la estrategia de sustitución de diesel a nivel local. De acuerdo con Peña (2007), la jatropha y la higuera, en ese orden, tienen el mayor potencial de área favorable de cultivo, distribuido por todo el territorio nacional.
- Promover el autoconsumo de aceites y grasas usadas en mataderos, hoteles y restaurantes, el cual puede ascender a 93 Kbbbl/año. El aprovechamiento local de grasas y aceites usados tienen bajo costo de recolección, transporte y procesamiento y resuelve la contaminación de estos desechos grasientos.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 2-41. Producción y Exportación de Biodiesel con base en Cultivos Nuevos

ESCENARIO BAJO

	Meta 2012					Meta 2020		
	Sembrada	Potencial	Nuevos Cultivos	Demanda B5	Excedente Exportable	Nuevos Cultivos	Demanda B5	Excedente Exportable
Hectáreas	13.188	45.000	31.812			31.812		
Aceite (Ton)		180.900	127.884			127.884		
Biodiesel (bbl)		1.291.194	912.788	317.000	595.788	912.788	369.000	543.788

ESCENARIO ALTO

	Meta 2012					Meta 2020		
	Sembrada	Potencial	Nuevos Cultivos	Demanda B5	Excedente Exportable	Nuevos Cultivos	Demanda B5	Excedente Exportable
Hectáreas	13.188	45.000	31.812			105.000		
Aceite (Ton)		180.900	127.884			422.100		
Biodiesel (bbl)		1.291.194	912.788	367.000	545.788	3.012.786	520.000	2.492.786
<i>Ton. aceite/Ha</i>	<i>4,02</i>							
<i>bbl/Ton</i>	<i>7,138</i>							

3. ENERGÍA EÓLICA

3.1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica y la energía solar han tenido un desarrollo importante en la segunda mitad del siglo pasado, sobre todo a partir de la crisis petrolera de los años setenta, pero ha sido en las últimas dos décadas que el desarrollo de estas tecnologías ha sido muy acelerado, principalmente en las naciones industrializadas.

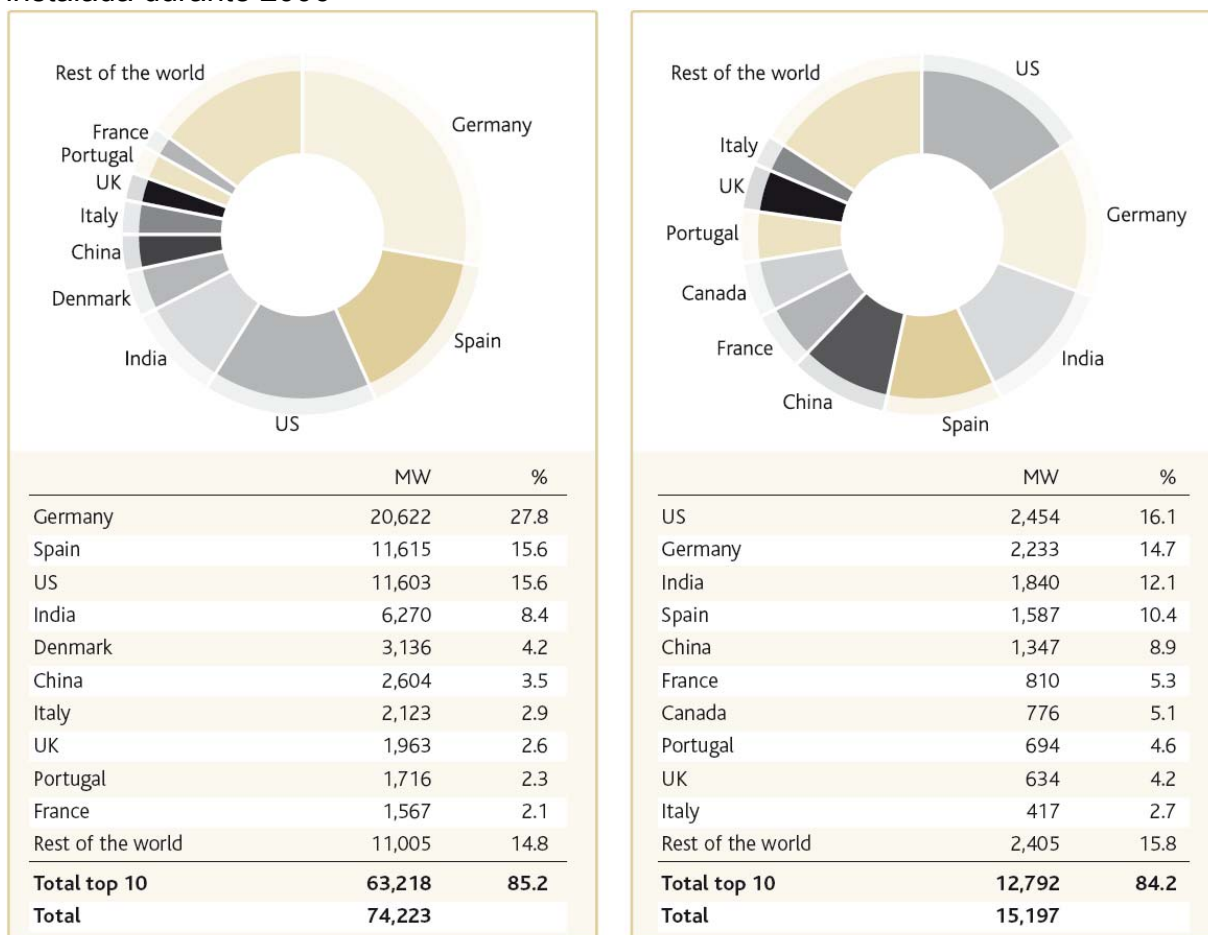
La energía eólica también ha experimentado un auge notable, principalmente desde mediados de la década del noventa en Europa, y se ha expandido en el mundo de una manera muy acelerada, con tasas de crecimiento actuales cercanas al 30% anual. La capacidad total mundial instalada a finales del 2006 alcanzó los 74 GW, siendo Alemania el país con mayor capacidad total instalada (20.6 GW), seguido por España (11.6 GW) y USA (11.6 GW), representando estas naciones el 59% de la potencia instalada a nivel mundial (Ver Figura 3-1). Pero en el año de 2006 fueron instalados 15.2 GW, siendo USA el mayor mercado actual para la energía eólica. Durante 2006, USA representó el 16.1% del mercado y Alemania el 14.7%. Aproximadamente el 22% de la nueva capacidad instalada durante 2006 fue instalada en USA y Canadá, representando un aumento de cerca de 30% con relación al 2005. Estos mercados están en muy acelerado crecimiento.

El mercado latinoamericano está empezando a dar señales de crecimiento importante, principalmente en Brasil y México. En conjunto, América Latina instaló 296 MW adicionales 2006, comparado con sólo 6 MW en el año anterior (Ver Figura 3-2).

En Brasil, el programa de PROINFA del gobierno está mostrando resultados muy importantes al instalar 208 MW durante 2006, elevando la capacidad eólica a 237 MW, mientras se encuentran en desarrollo actualmente 220 MW adicionales. También se espera que el Gobierno brasileño anuncie un programa de energía eólica por 5,000 MW para ser desarrollado entre 2009 y 2015.

En México, que también tiene un potencial excelente eólico, durante 2006 fueron instalados 85 MW de nueva capacidad, elevando el total instalado a 88 MW. La Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) estima el desarrollo de por lo menos 3.000 MW para el 2014.

Figura 3-1. Capacidad eólica instalada en el mundo hasta Dic. 2006 y Capacidad instalada durante 2006



Fuente: GWEC. 2007. Global Wind 2006 Report. Global Wind Energy Council, Bélgica.

En el caso particular de Colombia, con una capacidad instalada en 20 MW en el 2004, se adelantan estudios sobre todo en la península de La Guajira para determinar mejor el potencial de la energía eólica.

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 3-2. Capacidad eólica instalada en Latinoamérica y el Caribe, y en el mundo hasta Dic. 2006 y capacidad instalada durante 2006

GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY (MW) – REGIONAL DISTRIBUTION

		Total end 2005	New 2006	Total end 2006
LATIN AMERICA & CARIBBEAN	Brazil	29	208	237
	Mexico	3	85	88
	Costa Rica	71	3	74
	Caribbean (w/o Jamaica)	35	-	35
	Argentina	27	-	27
	Colombia	20	-	20
	Jamaica	20	-	20
	Other ⁵	7	-	7
	Total	212	296	508
World total		59,091	15,197	74,223

Fuente: GWEC. 2007. Global Wind 2006 Report. Global Wind Energy Council, Bélgica.

El diagnóstico objeto de este estudio está orientado a establecer aquellos puntos que son importantes para definir una estrategia de desarrollo para la energía renovables, en particular en este capítulo, de la energía eólica. Bajo esta óptica, el capítulo está distribuido en las siguientes secciones, cada una abordando un tema importante para establecer un diagnóstico sobre la energía eólica.

La sección 3.2 (ANÁLISIS DE MERCADO) establece el potencial de mercado para la energía eólica basados en las proyecciones sobre hechas en el PEN 2004-2015 y en el estudio de PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.

La sección 3.3 (POTENCIAL EÓLICO), considera los resultados de los estudios realizados y permite un estimativo preliminar de la capacidad de generación eólica en la República Dominicana, permitiendo establecer de esta manera un estimativo preliminar sobre la penetración del uso de este recurso.

La sección 3.4 (ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO) considera el parque eólico de Guzmancitos de 50 MW iniciales para la generación al SENI.

En una versión anterior de este informe se hicieron estimativos de generación para un parque estándar de 20 MW en diferentes lugares del país, estableciendo finalmente además de los costos de inversión, el costo de generación, la generación anual y los factores de capacidad de generación en los diferentes lugares del país considerados, incluyendo los reportes generados por el software RETScreen (Ver Anexo 5).

3.2 ANÁLISIS DE MERCADOS

En el PEN 2004-2015 se establecen dos escenarios de desarrollo energético, denominados escenario I y II.

En el estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía (Julio 2004)²³, la energía eólica no fue considerada en ninguno de los escenarios energéticos. Solamente se hace alusión a que “La energía eólica podría desempeñar un rol en el abastecimiento eléctrico, especialmente en los sistemas aislados”²⁴.

De esta manera, la energía eólica, que ha ganado enorme importancia en la generación eléctrica en diferentes países del mundo, como se ha descrito anteriormente, no fue considerada en el PEN ni en el estudio de Prospectiva como posible fuente de suministro de energía para el SENI.

3.3 POTENCIAL EÓLICO

El potencial de energía eólica ha sido extensamente discutido en el PEN a partir de los estudios realizados por NREL (laboratorio del gobierno de los Estados Unidos) en RD²⁵. Este documento de NREL fue considerado en su momento por el PEN como el único de alcance nacional, con la ventaja de que emplea técnicas modernas de evaluación y estimación del potencial. La exploración de la información disponible tanto en documentos como en la web realizada dentro de este trabajo indica que el estudio de NREL sigue siendo el único de cobertura nacional disponible aunque se sabe que se han realizado mediciones de viento y estudios en sitios específicos realizados por parte de desarrolladores de proyectos y otras agencias.

El potencial de la energía eólica se puede clasificar dependiendo de las aplicaciones y de la densidad de potencia en el viento. La densidad de potencia depende de la distribución de velocidades del viento medida a una altura determinada y caracterizada por dos parámetros de la distribución de Weibull (k: factor de forma y c: factor de escala). Las aplicaciones que se consideran son dos: generación a gran escala para empresas generadoras de electricidad y generación rural, siendo esta última, utilización de la energía eólica para aplicaciones rurales. Dependiendo de la Densidad de Potencia, el potencial se clasifica en Marginal, Moderado, Bueno y Excelente (Ver Tabla 3-1).

²³ Fundación Bariloche (2004) Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía – Informe Final. CNE. Santo Domingo, República Dominicana

²⁴ Ver pág. 157, Sección 4.2.3.1 en Referencia 23.

²⁵ Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

REPÚBLICA DOMINICANA

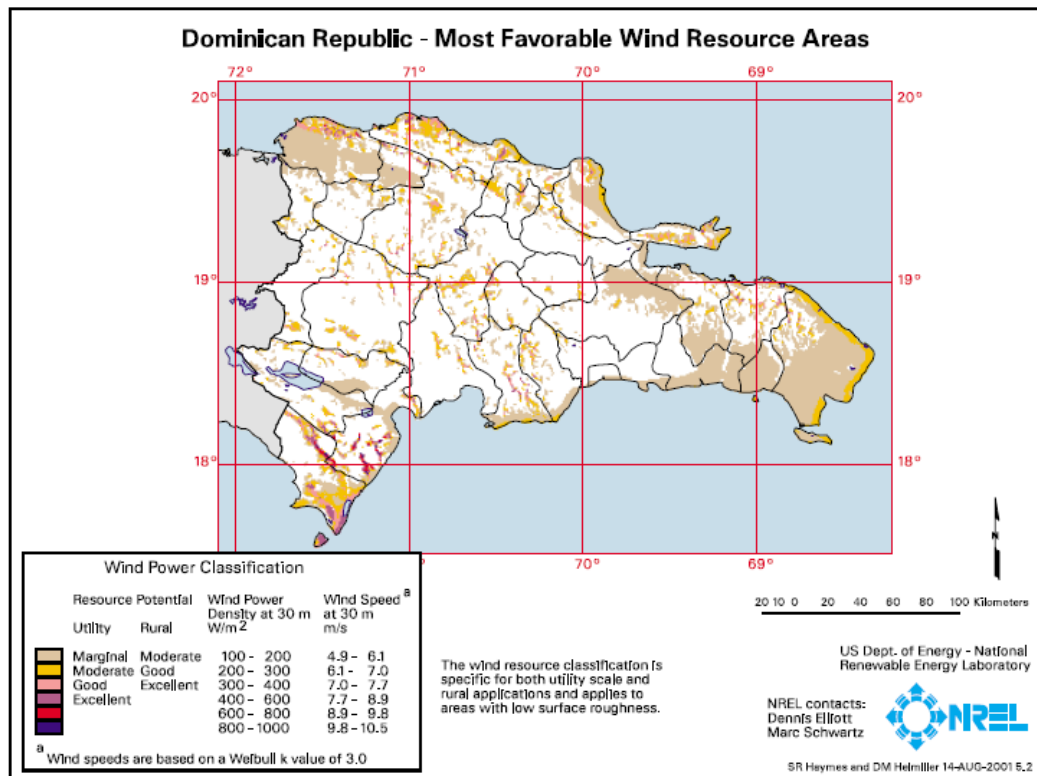
Tabla 3-1. Clasificación del Potencial Eólico de República Dominicana para generación de electricidad

Clase	Potencial Eólico		Densidad de Potencia Eólica (W/m ²) a 30 m	Velocidad* del Viento (m/s) a 30 m
	Empresa Generadora	Rural		
1	Marginal	Moderado	100-200	4.9 -6.1
2	Moderado	Bueno	200-300	6.1-7.0
3	Bueno	Excelente	300-400	7.0-7.7
4	Excelente	Excelente	400-600	7.7-8.9
5	Excelente	Excelente	600-800	8.9-9.8
6	Excelente	Excelente	800-1000	9.8-10.5

* Velocidad del viento estimada con factor de forma $k=3$ de la distribución de Weibull y densidad del viento a condiciones normales. La velocidad media real del viento puede diferir de estos estimados en máximo 20% dependiendo de la distribución de velocidades (factor de forma k de Weibull) y la elevación del lugar sobre el nivel del mar.

Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. US.

La Figura 3-3 siguiente muestra el potencial de energía eólica de RD en donde se muestran zonas específicas del país en donde el potencial llega a ser excelente o bueno tanto para la generación conectada a la red como para aplicaciones rurales
Figura 3-3. Potencial eólico de RD



Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. US.

REPÚBLICA DOMINICANA

En el estudio de NREL se realizó un estimado de generación eólica empleando como modelo de generación una turbina de 500 kW con altura de tren de potencia de 40 m y diámetro de rotor $D = 38$ m. Para cubrir las áreas se supuso que el área estaba cubierta por estas turbinas espaciadas $10 D \times 5 D$. En estas condiciones el área se cubre con turbinas con una capacidad de generación de 6.93 MW/km^2 . La Tabla 3-2 muestra que el país dispone de 4405 km^2 en los cuales se tiene un potencial de 30.5 GW con una generación total anual de 59300 GWh/año . Esta tabla también muestra que las áreas catalogadas como las mejores (más altas potencias) son solamente 22 km^2 y entonces se trata de lugares evidentemente muy bien definidos en el territorio de RD. Si se incluyen las áreas catalogadas como excelentes y buenas, el área desarrollable es de aproximadamente 1500 km^2 .

Tabla 3-2 Potencial eólico de RD para la generación conectada a la red

Recurso Eólico Grado Empresa Generadora	Potencia Eólica (W/m ²)	Velocidad Viento (m/s)*	Area Total (km ²)	Capacidad Total Instalada (MW)	Energía Total (GWh/año)	% Energía Total
Moderado	200–300	6.1–7.0	2,923	20,242	34,700	58.52%
Bueno	300–400	7.0–7.7	1,022	7,078	15,600	26.31%
Excelente	400–600	7.7–8.9	377	2,611	7,100	11.97%
Excelente	600–800	8.9–9.8	61	422	1,400	2.36%
Excelente	800–1000	9.8–10.5	22	152	500	0.84%
Total			4,405	30,506	59,300	100.00%

Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. US.

La Tabla 3-3 muestra la caracterización del recurso eólico por regiones según el mencionado estudio de NREL. Las áreas consideradas entonces como mejores están al Suroeste en tres provincias con por lo menos 1000 MW de potencial.

El estudio de NREL recomendaba en su época realizar estudios adicionales para evaluar mejor el potencial de la energía eólica, realizar mediciones en sitios específicos y considerar factores como la existencia y proximidad a redes de transmisión y la accesibilidad del sitio. Desde el año 2001, se han otorgado a diferentes empresas concesiones para realizar estudios y varios proyectos de energía eólica se encuentran en diferentes etapas de desarrollo. Más aún, a Junio de 2007 se encontraban ya en puerto en RD los equipos del parque eólico de Cabo Engaño, que podría constituirse en el primer parque eólico del país (Capacidad: 8.25 MW).

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 3-3. Caracterización del potencial eólico por provincias de RD

Provincia	Región	Viento (m/s)		Densidad (W/m ²)		Potencial	Características
Duarte	Central						Los altos picos de la cordillera Septentrional tienen recursos eólicos de bueno a excelente. En colinas cercanas a Cabrera existen sitios con excelente recurso eólico, en las laderas bajas de la cordillera central se encuentran localizadas áreas con recursos de buenos a excelentes y áreas elevadas con recurso de moderados a buenos. En la cordillera central algunas de las estribaciones presentan recursos eólicos excelentes, aunque son en cimas con elevaciones entre 1000 y 1500 m.
Españillat	Central						
María Trinidad Sánchez	Central						
Monseñor Nouel	Central						
Monte Plata	Central						
Peravia	Central						
Salcedo	Central						
Sánchez Ramírez	Central						
San Cristóbal	Central						
San José de Ocoa	Central						
Santo Domingo	Central						
Distrito Nacional	Central						
Samaná	Este						El recurso a lo largo de la llanura costera del Caribe es marginal a moderado, a lo largo de la costa este los vientos y la densidad de potencia están en el rango de moderado a bueno, en las alturas de la cordillera oriental existen algunos sitios con excelente recurso y otros con recursos de buenos a excelentes. Fuera de la península de Samaná en sitios elevados hay rangos de recurso de bueno a excelente o excelente. A lo largo de la costa de Cabo Engaño los rangos van desde moderados a buenos.
El Seibo	Este						
Hato Mayor	Este						
La Altagracia	Este						
La Romana	Este						
San Pedro de Macorís	Este						
Dajabón	Noroeste						Se encuentra recurso desde Cabo del Morro en el oeste hasta las costas con frente hacia el este de la provincia de Puerto Plata. En las estribaciones de la cordillera central al sur del valle del Cibao. En el triángulo Imbert - ciudad de Puerto Plata - Luperón, se han realizado varias mediciones del potencial y cuenta con buen potencial eólico. En la costa la Isabela en Montecristi es buen sitio para el desarrollo de parques eólicos
Elías Piña	Noroeste						
La Vega	Noroeste						
Montecristi	Noroeste	7	7.7			Bueno a Excelente	
Puerto Plata	Noroeste	7	7.7			Bueno a Excelente	
Santiago	Noroeste					Bueno a Excelente	
Santiago Rodríguez	Noroeste						
Valverde	Noroeste						
Azua	Suroeste						Sierra de Bahoruco - Área Protegida de difícil acceso y distante de redes
Bahoruco	Suroeste	ND	9.8	800		Excelente	
Barahona	Suroeste	7.7		400	600	Excelente	
Independencia	Suroeste						
Pedernales	Suroeste	7	8.9	300	400	Excelente	
San Juan	Suroeste						Porción sur de la provincia de Pedernales

Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. US. y este estudio.

3.4 ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO

Con el fin de aproximar el potencial de desarrollo de la tecnología eólica, se desarrollará una metodología de evaluación técnico-económica de la generación eólica. A pesar de que la energía eólica no se encuentra considerada en el PEN como fuente de energía eléctrica, se conoce que el Plan de Expansión 2006-2012 del Sector Eléctrico figuran 8 parques eólicos en diferentes lugares del país, los cuales se encuentran en diferentes etapas de su desarrollo. Los desarrolladores de esos parques poseen récords de mediciones de energía eólica que no están disponibles para el estudio. En esta situación, se ha considerado un parque estándar de 19.8 MW de capacidad (12 unidades de 1.65 MW) y se ha colocado en el régimen de vientos que se ha reportado en el estudio de NREL. A partir de allí, se han estimado la generación, los costos nivelados de generación y el factor de capacidad para 5 parques en 4 sitios. Además se considerarán 4 sitios calificados entre bueno y excelente.

Para la primera parte de esta sección se ha desarrollado una metodología de evaluación técnico-económica que tiene las siguientes etapas (Ver Anexo en Capítulo 16):

- Primero, una Evaluación de la Tecnología para cada tecnología de generación considerada. La evaluación comprende los principios de funcionamiento, la aplicación para fines de electrificación (u otro servicio o energético producido) y perspectivas de mejoramiento del rendimiento del sistema y reducción de sus costos del capital basados en pronósticos sobre la evolución de la tecnología.
- La segunda etapa, una caracterización medioambiental enfocada en los impactos medioambientales típicos bajo condiciones de funcionamiento normales de los sistemas.
- La tercera etapa es una evaluación de los costos del sistema empleando datos de costos actuales de capital, fijos y variables de O&M (Operación y Mantenimiento), y reflejando una instalación típica. Se emplearán preferiblemente valores locales pero en su ausencia se considerarán valores típicos internacionales. Varias de las tecnologías requieren del uso de la tierra (sistemas eólicos y PCH's) y estos costos no se han considerado porque son fuertemente sitio específicas.
- En la cuarta etapa se calculan el costo nivelado de generación eléctrica (o servicio que desplaza energía eléctrica o producto energético producido) considerando parámetros económicos y la vida útil del proyecto. El análisis de sensibilidad realizado al costo de generación es de tipo paramétrico considerando variaciones en los costos de capital, energía generada y costos de O&M.

Aplicada esta metodología a cada uno de los sitios, se considerará el potencial de generación de cada sitio evaluado y se establecerá el potencial de generación de los parque/sitios considerados en el plan de expansión hasta el 2012.

Es importante anotar que los resultados del potencial desarrollable son una primera aproximación al desarrollo de la energía eólica en RD.

3.4.1 Descripción del sistema

Las turbinas eólicas se clasifican, de acuerdo a su capacidad de generación, en dos tipos: pequeñas (hasta 100 kW) y grandes. Las turbinas eólicas pequeñas se emplean en sistemas fuera de red, mini-red y aplicaciones conectadas a la red, mientras que turbinas de gran capacidad se emplean exclusivamente para la generación inyectando a la red.

Las principales componentes de las turbinas eólicas incluyen las palas del rotor, generador (asincrónico/inducción o sincrónico), regulación de potencia, mecanismos aerodinámicos y la torre. La tecnología de las componentes de las turbinas continúa mejorando, incluyendo las palas (cada vez se usan más materiales compuestos para mejorar la relación peso/área de barrido); los generadores (mejoramiento del sistema de alimentación de los generadores de inducción y generadores sincrónicos directamente accionados que proporcionan una mayor eficiencia sobre rangos amplios de velocidad del viento); la regulación de potencia (control activo del paso) y torres (las torres tubulares minimizan la vibración, permiten la construcción de máquinas mayor capacidad y reducen los costos de mantenimiento ya que facilitan el acceso a la góndola).

Las principales aplicaciones de las pequeñas turbinas eólicas son la recarga de bancos de baterías y el suministro de potencia eléctrica DC (12 o 24 voltios) en sistemas fuera de red. Cuando estos sistemas se diseñan con un inversor DC-AC, el sistema puede suministrar energía a un poblado pequeño generalmente formando parte de un sistema híbrido con generadores diesel o sistemas solares fotovoltaicos.

Los parques eólicos emplean turbinas eólicas cuya capacidad individual va desde centenares de kW hasta algunos MW. Para la ubicación de las turbinas eólicas en el terreno del parque es necesario conducir un análisis del lugar que permita obtener el máximo rendimiento del parque (Microsite Analysis). La energía generada por los aerogeneradores va a una subestación y de allí a la red nacional.

Figura 3-4. Aerogenerador operando



La región del Caribe ha ganado en los últimos años una experiencia importante con los parques eólicos contando con parques que tienen ya más de 10 años de servicio (Terra Kora, Curazao: 3 MW) hasta parques muy recientemente puestos en operación (como, Jepirachi, Colombia en 2004: 19.5 MW), que han permitido un mayor conocimiento de esta tecnología de generación y experiencia en la operación de estos parques.

Una de las características más importantes en las turbinas eólicas es su factor de capacidad. Este factor depende de la velocidad del viento y de su régimen en una localidad dada y su comportamiento anual y sobre un periodo de tiempo. Con frecuencia se emplean en estudios generales factores de capacidad de 25% pero en este caso se estimarán para varias localidades en RD.

El costo de los aerogeneradores ha venido disminuyendo con los años, tendencia que se espera continúe. El Electric Power Research Institute (EPRI) consideraba hace 3 años que los costos para plantas de 10 MW disminuirán el 10% en el 2010 y 20% en el 2015²⁶.

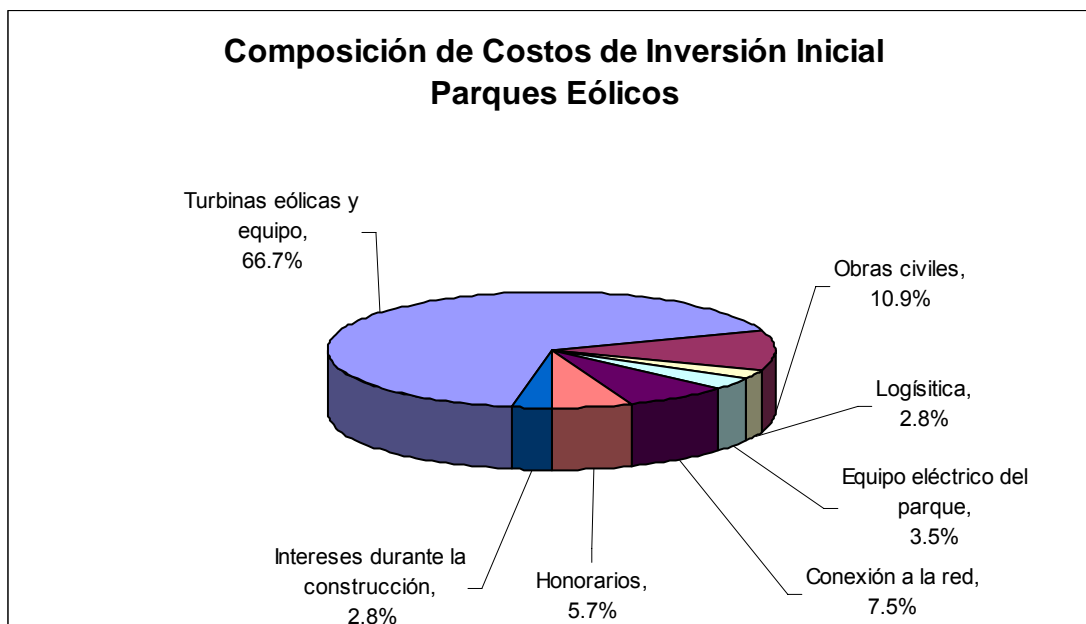
Los valores de EPRI son probablemente conservadores, ya que los costos actuales de grandes turbinas eólicas en India, Alemania, Dinamarca y España están en los 800 a 1200 €/kW.²⁷ (1000 a 1500 US\$/kW). El costo instalado de los proyectos

²⁶ Renewable Energy Technical Assessment Guide- TAG-RE: 2004, Electric Power Research Institute (EPRI), 2004

²⁷ Wind Energy – The Facts, Vol. 2: Costs and Prices, European Wind Energy Association, 2003

eólicos es en la actualidad de alrededor de 1.500 US\$/kW. Proyectos terminados como el de Jepirachi en Colombia arrojó costos del aproximadamente 1440 US\$/kW. Recientemente se ha notado una tendencia al incremento del costo instalado debido probablemente a la gran demanda de turbinas eólicas en la actualidad. De un reciente informe de LBL (Lawrence Berkeley Lab de USA)²⁸ se tienen los siguientes datos: La capacidad estándar de las turbinas actualmente es de 1.6 MW, el precio de la energía eólica en USA ha ascendido de 35 a 49 US\$/MWh (dólares de 2006) para proyectos desarrollados en 2004-2005 y 2006 respectivamente, principalmente debido al aumento de precios de las turbinas; las turbinas eólicas han aumentado de 700 en 2001 a 1100 US\$/kW en 2007 constituyendo cerca del 2/3 del costo de los parques eólicos; los costos de O&M vienen disminuyendo en las nuevas turbinas; la transmisión en USA (al igual que en otras naciones) constituye una barrera al desarrollo de la energía eólica.

Figura 3-5. Composición de costos de inversión inicial en parques eólicos (del orden de 20 MW)



Fuente: Datos del autor del estudio

En los últimos 15 años la eficiencia de las turbinas ha aumentado gracias mejor diseño de los equipos, mejor localización en los parques y torres más elevadas. La eficiencia ha aumentado en las máquinas es un 2% anualmente. Como resultado de ellos, en el 2020 los costos de generación se estima serán de 4 a 6 cUS\$/kWh en muy buenos sitios y de 5.5 a 8 cUS\$/kWh con velocidades del viento más bajas.

²⁸ Wisner, R. y M. Bolinger (Mayo 30, 2007) Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006- Report Summary. Lawrence Berkeley National Laboratory. USA

Para el año 2050 se espera que estos costos de generación sean del orden de 5.2 a 7.2 cUS\$/kWh, respectivamente²⁹.

Para turbinas eólicas más pequeñas (< 10 kW) para aplicaciones en el sector rural en sistemas aislados, el costo de las turbinas alcanza 2000 US\$/kW para máquinas de 2 kW y desciende a 1000 US\$/kW para turbinas de 20 kW. Para turbina de menor capacidad, del orden de 300 W, el costo es de 2 US\$/W³⁰.

3.4.2 Conexión de parques eólicos al sistema interconectado

Los elementos principales para la conexión de parques eólicos al sistema interconectado son: transformadores elevadores, subestaciones con sistemas de protección y medidores de energía a la salida del parque.

Debido a las altas pérdidas en líneas de baja tensión, cada uno de los aerogeneradores tienen un transformador elevador el cual transforma la señal de salida de las turbinas (400 o 690 VAC) a media tensión (12.5 kV). Estos transformadores se ubican directamente al lado del aerogenerador para evitar la construcción de largas líneas de transmisión a baja tensión.

La salida de los transformadores elevadores van conectados a un sistema de 12.5 kV y entre estos van seccionadores los cuales sirven para aislar en cualquier momento algún aerogenerador cuando se realice mantenimiento o cuando alguno de estos sufra algún desperfecto. Esta línea de 12.5 kV va a un barraje general al cual van todas las líneas de transmisión que componen el parque eólico.

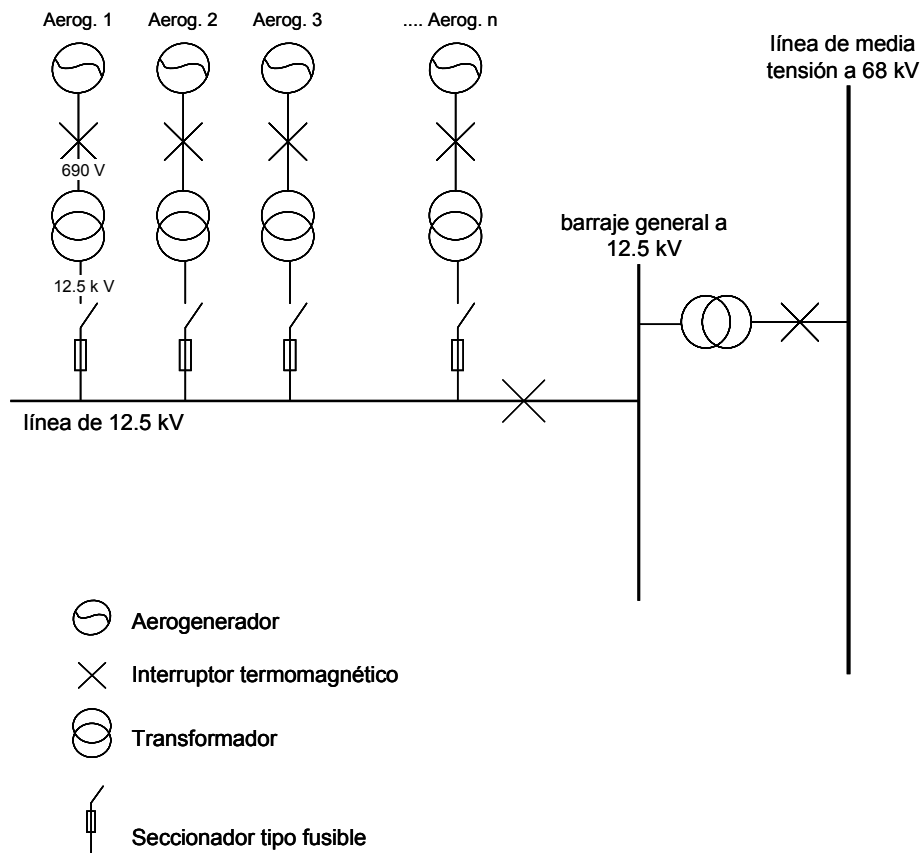
Nivel de tensión 68 kV

En los parques eólicos es necesaria la instalación de una subestación la cual eleva el voltaje para la conexión de esta al sistema interconectado del país. La Figura 3-6 muestra la conexión de un parque eólico de una tensión de 12.5 kV a una red de 68 kV.

²⁹ Greenpeace and GWEC (2006). Global Wind Energy Outlook. Greenpeace and GWEC. Amsterdam y Bruselas, respectivamente.

³⁰ De bases de datos del autor.

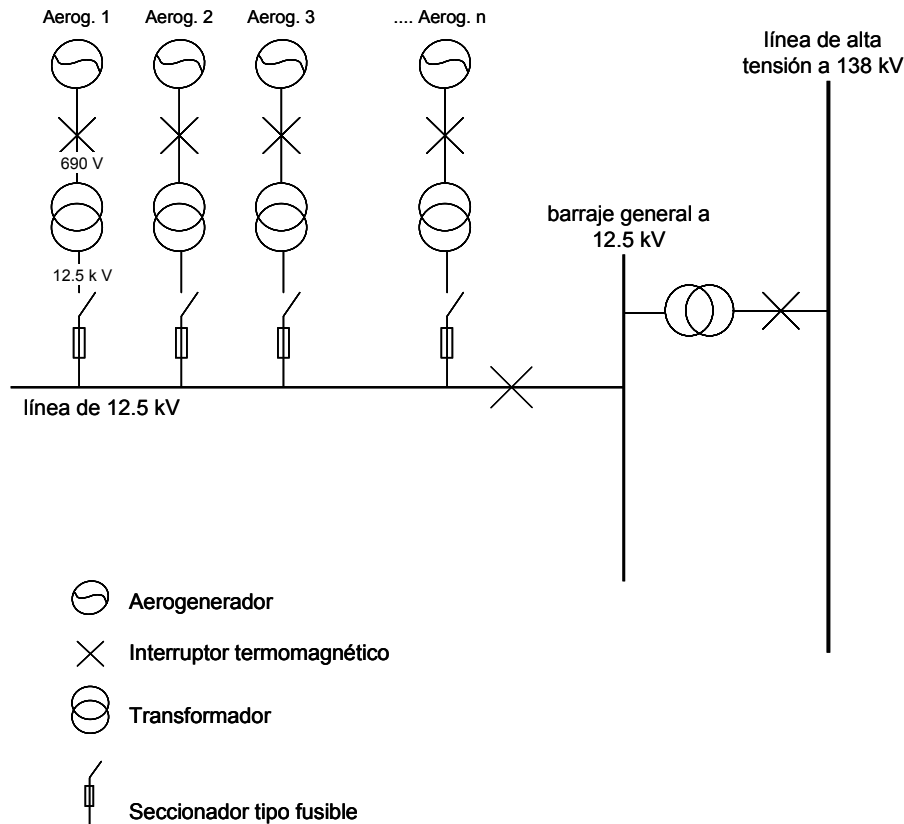
Figura 3-6. Configuración de un parque eólico conectado a una red de 68 kV



Nivel de tensión de 138 kV

En la figura siguiente se ve un sistema el cual la salida de la subestación va conectada al sistema interconectado nacional. El voltaje de salida de la subestación es de 138 kV el cual es el voltaje del SENI en RD.

Figura 3-7. Configuración de un parque eólico conectado a una red de 138 kV



Las subestaciones tienen sistemas de protección el cual se accionan cuando exista una falla en el sistema. Además se encuentran a la salida de las subestaciones medidores para monitorear la cantidad y calidad de la energía que se entrega a la red.

3.4.2.1 Interacción con la red de transmisión³¹

En los sistemas de interconexión a la red se presentan diferentes tipos de fallas producidas por exceso de carga, pérdida de potencia (producida por la falla de alguna turbina), y corto-circuitos. Un generador para conectarse a un sistema de interconexión debe garantizar un suministro constante de energía y de buena calidad. Los parámetros de mayor influencia en la calidad de la energía son:

- Nivel de potencia de corto circuito
- Variaciones de voltaje y flicker

³¹ Energie. 2001. Wind Turbine Grid Connection and Interaction. Deutsches Windenergie-Institut GmbH Germany, Tech-wise A/S Denmark, DM Energy United Kingdom

- Armónicos
- Frecuencia
- Potencia reactiva
- Protecciones

Nivel de potencia de corto circuito

El nivel de potencia de corto circuito en un punto dado de la red eléctrica no es directamente un parámetro de la calidad del voltaje, pero tiene una influencia alta en la calidad de la energía. La capacidad de la red de absorber perturbaciones está relacionada directamente con el nivel de potencia de corto circuito en un punto específico. Cualquier punto en la red puede ser modelado como un circuito equivalente. Lejos de este punto de referencia el voltaje se puede tomar constante y no debe estar influenciado por las condiciones del punto de corto circuito.

Variaciones de voltaje y flicker

Las variaciones de voltaje causadas por fluctuaciones o adiciones de carga es la causa más común en la calidad del voltaje. Las perturbaciones elevadas pueden ser causadas por equipos de fundición, equipos de soldadura de arco y arranque de grandes motores, entre otras.

La tolerancia normal de este tipo de variaciones están entre -10 a 6% y no deben ser frecuentes (mas de 1 vez por día). Las evaluaciones de flicker están contempladas en la norma IEC 1000-3-3, la cual da pautas para los límites de cargas fluctuantes en redes de media y alta tensión. El flicker en RD deberá mantenerse dentro de límites que sean reconocidos en normas internacionalmente y nacionalmente aceptadas.

Armónicos

Los armónicos son un fenómeno asociado con la distorsión de la onda sinusoidal fundamental de voltaje en la red.

Las perturbaciones armónicas son producidas por muchos tipos de equipos eléctricos y electrónicos. Dependiendo del orden del armónico pueden causar diferentes tipos de daño a los equipos eléctricos o a las redes.

Los inversores de los actuales aerogeneradores funcionan con la tecnología PWM (modulación de ancho de pulso) la cual genera una señal alterna a partir de múltiples cambios en la amplitud y frecuencia de las señales de salida. Los inversores PWM producen armónicos de baja magnitud los cuales son más fáciles de filtrar que los armónicos de bajo orden, en comparación con los inversores de tiristores de las turbinas eólicas antiguas que presentan armónicos los cuales son difíciles de eliminar o controlar por sus características.

El nivel máximo de distorsión de armónicos, en RD en condiciones normales de operación, deberá ser inferior a los límites establecidos por las normas IEEE-1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

Frecuencia

La frecuencia es proporcional a la velocidad de giro de los generadores los cuales se sincronizan con la frecuencia de la red. Cuando se aumenta la carga eléctrica en el sistema esta tiende a frenar los generadores y pueden existir caídas en la frecuencia, el controlador de frecuencia aumenta la torsión en los generadores hasta que estos se vuelvan a sincronizar con la frecuencia de la red. En RD la frecuencia del sistema interconectado nacional es de 60 Hz. La frecuencia del sistema se debe encontrar entre el rango de 59.75 a 60.25 Hz.

Potencia reactiva

Muchas turbinas eólicas están provistas con generadores de inducción. El generador de inducción es un motor de inducción, y como tal un consumidor de potencia reactiva, en contraste con el generador sincrónico que puede producir potencia reactiva.

La demanda de potencia reactiva total será la suma de las demandas de las cargas y la demanda de los aerogeneradores. Para minimizar las perdidas y aumentar la estabilidad del voltaje los aerogeneradores deben compensar a un nivel entre su demanda reactiva base y la demanda a plena carga, dependiendo de los requerimientos de la red de interconexión. Así el factor de potencia de los aerogeneradores debe estar sobre 0.96.

En sistemas eólicos con inversores PWM la potencia reactiva puede controlarse por modulación en la inversión de la señal, así estas turbinas pueden tener un factor de potencia de 1. Estos sistemas de inversión también dan la posibilidad de controlar el voltaje controlando la potencia reactiva. (Generación o consumo de potencia reactiva). La sección VIII - I de la LGE presenta una valoración de la energía reactiva para los generadores.

Protecciones

Las protecciones para los generadores eólicos deben cumplir 2 funciones básicas, la primera proteger los aerogeneradores y la segunda no menos importante es la de asegurar el funcionamiento de la red bajo todas circunstancias de falla.

Las fallas más frecuentes en redes y turbinas eólicas son:

- Sobre-frecuencias
- Sub-frecuencias
- Sobre-voltajes
- Pérdidas de la red de suministro
- Sobre-corrientes
- Sobre-carga térmica
- Falta y fallas de puestas a tierra
- Desplazamiento del voltaje del neutro

3.4.2.2 Costos de interconexión a la red

En República Dominicana los costos de interconexión a la red son³²:

- Línea de alta tensión a 69 kV, US\$60.000/km, postes de madera
- Línea de alta tensión a 138 kV, US\$180.000/km, circuito simple, en torres
- Línea de alta tensión a 138 kV, US\$250.000/km, doble circuito, conductor simple en torres

Las subestaciones en RD tienen los siguientes costos:

- Subestaciones de 25 MW (12.5/138kV): US\$2.500.000
- Subestaciones de 50 MW (12.5/138kV): US\$3.000.000

3.4.3 Capacidades y Aplicaciones

Las turbinas eólicas que se consideran en esta evaluación son de gran capacidad (desde centenares de kW por unidad hasta algunos MW).

3.4.4 Caracterización Ambiental

Los sistemas de generación eólicos tienen efectos que resultan ser comunes a muchas fuentes de energía renovables. Sin considerar los efectos en los lugares de origen de los equipos, los principales son el uso de la tierra, con el cambio asociado por la intervención del ecosistema, efectos estéticos y cambio del microclima por alteración de la superficie.

También se presentan riesgos de diversa índole (accidentes por rotura de palas y otros elementos de las torres; (muerte) de aves, accidentes como caídas durante las operaciones de mantenimiento, riesgo para la aeronavegación) y ruido. Todos estos efectos y riesgos requieren de una evaluación cuidadosa y del desarrollo de medidas preventivas y de mitigación apropiadas.

³² Información Personal CNE.

3.4.5 Parques eólicos

El potencial de energía eólica en RD es elevado y ha llamado la atención de numerosos posibles desarrolladores. En esta sección se evalúa el parque eólico de Guzmancitos³³.

3.4.5.1 Parque eólico Guzmancitos

Se considera un parque eólico de 49.5 MW a desarrollar en la región de Guzmancitos en la Provincia de Puerto Plata al noroeste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 440 W/m² a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 30 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull k=2 para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene un factor de capacidad de 37% y una generación anual de 162.4 GWh (Ver Tabla 3-4) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen³⁴.

Tabla 3-4. Características del parque eólico Guzmancitos

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		30
Capacidad turbina	MW	1,65
Capacidad parque	MW	49,5
Altura de eje	m	68,5
Densidad potencia @ 30 m	W/m2	440
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	162,4
Factor capacidad	%	37%

Fuente: Resultados este estudio

Desagregación de costos

Los costos se han desagregado en los siguientes rubros:

³³ En el Informe de Avance #1 se consideró un parque estándar de 20 MW el cual se ubicó de 7 diferentes posibles lugares de desarrollo en el país. Esta información se ha trasladado a la Sección 17. En este informe Informe #2 se ha refinado la información de costos, distancias al SENI, subestaciones, y fecha estimada de entrada en operación.

³⁴ RETScreen es un producto del Ministerio de Recursos Naturales del Canadá.

Estudios de Mediciones, Factibilidad y Costos de transacción

Se han considerado los costos correspondientes a los equipos para las mediciones de viento, el estudio de factibilidad y los costos de transacción necesarios para el desarrollo del parque.

Costos de Inversión

Los costos inversión se han estimado a partir de:

- Información del Parque Eólico Jepirachi en Colombia (puesto en operación en 2004) y propuestas de proyectos a realizar también en Colombia (2006), con ajustes de proyectos realizados recientemente en el Caribe en Curazao y Jamaica.
- La mayor corrección de los costos de inversión se debe al aumento de los aerogeneradores en los últimos años³⁵.
- Economía de escala. Un estudio realizado recientemente en USA muestra que para proyectos con potencias entre 20 y 100 MW no existe una economía de escala significativa³⁶.
- No se consideraron intereses durante la construcción del parque debido a que el periodo típico de fabricación, transporte e instalación de los aerogeneradores es de 6 meses
- Los costos de la subestación de 12.5 kV a 138 kV corresponden a valores de RD (República Dominicana). Igualmente, los costos de red entre la subestación del parque a 138 kV y el Sistema Interconectado corresponden a valores de RD. Para la tabla de los costos de inversión se ha tomado como distancia de subestación a la red nacional, 9.5 km.
- Los estimados NO consideran impuestos por importación de equipos.

Costos anuales

- Los costos anuales se han estimado como % de la inversión inicial y corresponden a valores típicos en proyectos similares (como se ha mencionado anteriormente).

³⁵ El costo de los proyectos en USA ha disminuido desde 2500 US\$/kW en 1990 hasta 1300 US\$/kW en el 2002. Sin embargo, en los últimos años hay una tendencia al aumento de este costo, alcanzando un promedio de 1,480 US\$/kW instalado en el 2006– un aumento de 220 US\$/kW (18%) sobre el promedio 1,260 US\$/kW en el 2005. En los proyectos propuestos en USA en 2006 para posterior desarrollo, el promedio fue de 1.680 US\$/kW, lo que es 200 US\$/kW mayor que el costo de los proyectos terminados en el 2006. Se estima que los costos podrían alcanzar los 1.800 US\$/kW en los próximos años (Ver Nota 36).

³⁶ Wisser, R. y M. Bolinger (2007). Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006. National Renewable Energy Lab for U.S.Department of Energy. DOE/GO-102007-2433.

REPÚBLICA DOMINICANA

- Se ha considerado arrendamiento de terrenos a una tasa de 0.2%/año de los costos de inversión³⁷.
- Se ha considerado una depreciación lineal del costo total del parque a razón de 5%/año durante 20 años.

Reemplazos mayores

- Se ha considerado el reemplazo del tren de potencia de las máquinas a los 10 años y las aspas de los aerogeneradores a los 15 años.

Los costos del proyecto Guzmancitos se dan en la tabla siguiente.

Tabla 3-5. Costo del parque eólico Guzmancitos

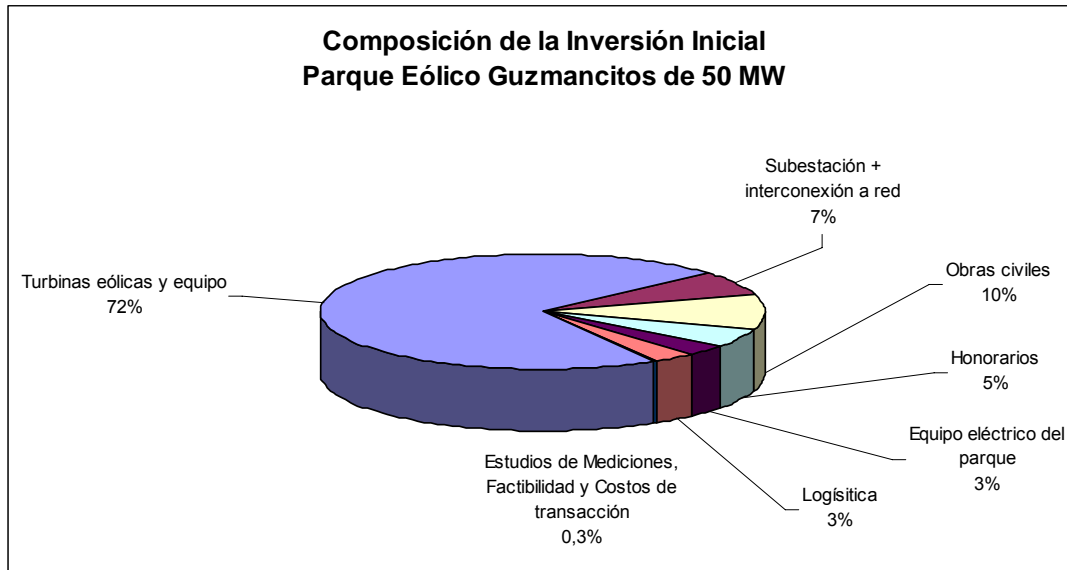
Costos desagregados	Parque de 50 MW	Costo Proyecto
Estudios de Mediciones, Factibilidad y Costos de transacción	5 US\$/kW	250.000
Inversion		
Turbinas eólicas y equipo	1.100 US\$/kW	55.000.000
Obras civiles	150 US\$/kW	7.500.000
Logística	45 US\$/kW	2.250.000
Equipo eléctrico del parque	50 US\$/kW	2.500.000
Honorarios	80 US\$/kW	4.000.000
Intereses durante la construcción	0 US\$/kW	-
Subtotal equipos parque eólico	1425 US\$/kW	71.250.000
Subtotal subestación + interconexión a red	108 US\$/kW	5.375.000
Total	1538 US\$/kW	76.625.000
Parámetros de cálculo de extensión red + subestación		
Distancia subestacion a la red	9,5 km	
Subestacion 50 MVA	3.000.000 US\$	
Interconexion a red	250.000 US\$/km	
Costos anuales		
(Calculados como % de la inversión total)		
O&M	2 %/año	1.532.500
Arrendamiento de Terrenos	0,2 %/año	153.250
Depreciación del equipo y amortización	5 %/año	3.831.250
Costos reemplazos mayores y ocurrencia		
Tren de potencia	2.000.000 US\$ a los 10 años	
Aspas	2.000.000 US\$ a los 15 años	

Fuente de Costos de Subestación y Interconexión: CNE

Fuente: Resultados este estudio

³⁷ Según información de un desarrollador, se comprará la tierra. En este caso se considera que al comprar la tierra se hace necesario un desarrollo agro-industrial para obtener ventaja de la inversión y en este caso este proyecto agroindustrial debería justificar la inversión en la tierra. Aún en esta situación se considera que el canon de 0.2%/año sobre el costo total del parque como canon de arrendamiento es válido.

Figura 3-8. Composición de la inversión



Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 7.21 c US\$/kWh. La Tabla 3-6 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) (por lo que se requiere siempre realizar mediciones para precisar el régimen de vientos del lugar), ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce una disminución del costo a 5.77 cUS\$/kWh o un aumento a 9.01 cUS\$/kWh. Menos sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

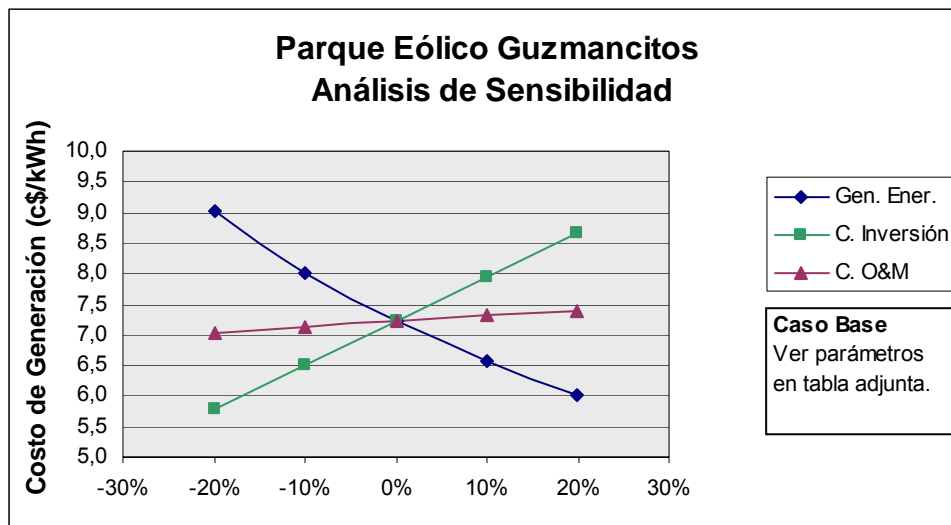
Tabla 3-6. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1.538
Potencia Instalada	kW	49.500
O&M	\$/año	1.522.620
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		37%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 3-9. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Guzmancitos



Fuente: Resultados este estudio

Cronograma de desarrollo de un parque eólico

El desarrollo de un proyecto eólico toma de 4 a 5 años desde la fase inicial de mediciones (FASE A) hasta la puesta en operación del parque eólico (FASE C), distribuidos así:

- A. Mediciones de viento y estudio de prefactibilidad: 2 años.
- B. Estudio de Factibilidad, Licitación y Contratación: 1 año.
- C. Desarrollo del proyecto- Construcción y puesta en operación: 15 a 24 meses para parques entre 25 y 50 MW

Duración total: entre 4.25 y 5.00 años

La hoja Cronograma del libro Excel corresponde a la FASE C para un parque de 25 MW, con dos despachos de máquinas y corresponde al proyecto de Jepirachi en Colombia (localizado en la costa caribe colombiana).

Perfil de inversión

Las Fases A y B se desarrollan durante los 3 primeros años y significan cerca del 5% del total de la inversión. El restante 95% se emplea en la Fase C, aproximadamente 55% en el primer año de desarrollo del parque y el restante 40% en el tiempo restante hasta la terminación del parque.

3.5 POTENCIAL DE DESARROLLO

El potencial total de la Energía Eólica en RD se ha estimado en 30.5 GW y 59.300 GWh/año. De estos, para generación eléctrica interconectada a la red, 10.2 GW (33% del total) se consideran como buenos y excelentes, y corresponden a 24.600 GWh (41.5% del total).

3.5.1 Concesiones para el desarrollo de parques eólicos

La SIE, la institución responsable de otorgar concesiones para la explotación del recurso eólico, ha otorgado concesiones provisionales y concesiones definitivas para el desarrollo de parques eólicos en el país. La Tabla 3-7 muestra el tipo de concesión otorgada a las diferentes empresas, la capacidad y lugar de los desarrollos propuestos, así como observaciones a cada resolución emitida por la SIE³⁸. Esta tabla totaliza una capacidad de 290 MW de desarrollos que no están incluidos en el Plan de Expansión³⁹. La Tabla 3-8 muestra las concesiones y su estado para los parques eólicos que han sido considerados en el plan de expansión 2012. Estas concesiones totalizan 410 MW.

De desarrollarse estas concesiones efectivamente al 2013, se estaría empleando ya 4.02% del denominado “potencial bueno y excelente” desarrollable.

³⁸ Es conveniente anotar que la “concesión definitiva” solamente lo es cuando es otorgada por el Poder Presidencial.

³⁹ CDEEE (Sep 2006). Plan de expansión del sistema de transmisión eléctrico. Santo Domingo, Rep. Dominicana

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 3-7. Concesiones para parques eólicos – No incluidos en el plan de expansión

No. Resolución	Fecha Emisión	Tipificación de la Resolución	Empresa	Capacidad (MW)	Sitio	Concepto	Observaciones
SIE-20-2001	09/10/2001	Concesión Definitiva	Parques Eólicos del Caribe	90	La Isabela - Puerto Plata, Guayubín - Montecristi	Recomendación p/Otorgamiento Concesión Definitiva Explotación Obra Eléctrica a Parques Eólicos del Caribe, S.A.	Concesión Definitiva para la Explotación de Dos (2) Parques Eólicos a la empresa PARQUES EOLICOS DEL CARIBE S. A., uno de 50 MVA en la Isabela, Puerto Plata y el otro de 40 MVA en Guayubín, Montecristi. El inicio de las construcciones de las obras civiles de los Parques Eólicos Barrancón (Municipio La Isabela) y el Guanillo (Municipio de Guayubín) sea a más tardar el 18 de enero del 2002 y de los aerogeneradores antes del 20 de Mayo del 2002
SIE-07-2002	05/03/2002	Concesión Provisional	Unión Fenosa Energías Especiales	100	Puerto Plata - Guzmancitos	Recomendación Prórroga para Inicio de Obras Civiles a Unión Fenosa Energías Especiales, s.a.	AUTORIZAR la extensión del plazo de inicio de la construcción del Parque Eólico de los Guzmancitos, provincia de Puerto Plata a la Empresa UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES, S. A., de la siguiente manera: a) La primera fase del proyecto los Guzmancitos, en un plazo no mayor de tres (3) meses contados a partir de la fecha del Otorgamiento de la Concesión, b) Un plazo de un año para el inicio de la construcción de la segunda fase, contado a partir de la fecha de construcción de la primera fase, c) Un plazo de un año para el inicio de la construcción de la tercera fase, contado a partir de la fecha de construcción de la segunda fase y; d) Un plazo de un año para el inicio de la construcción de la cuarta fase, contado a partir de la fecha de construcción de la tercera fase.
SIE-32-2007	19/04/2007	Concesión Provisional	H. V. GLOBE	100	Puerto Plata - Guzmancitos	Otorga una concesión provisional (CPP-04-04) a H. V. Globe, S. A.	Concesión provisional para la realización de los análisis y estudios de factibilidad para la instalación y explotación de un parque de generación eólica con una capacidad de hasta 100 MW en la sección Guzmancitos, provincia de Puerto Plata. El plazo de concesión provisional será de 14 meses contados a partir de la fecha de notificación de la presente resolución

Capacidad Total 290 MW

Nota: Es conveniente anotar que la “concesión definitiva” solamente lo es cuando es otorgada por el Poder Presidencial.
Fuente: SIE, DE2F, Concepto o tipificación de las Resoluciones del SIE, y elaboración propia.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 3-8. Concesiones para parques eólicos – Incluidos en el plan de expansión 2006-2012

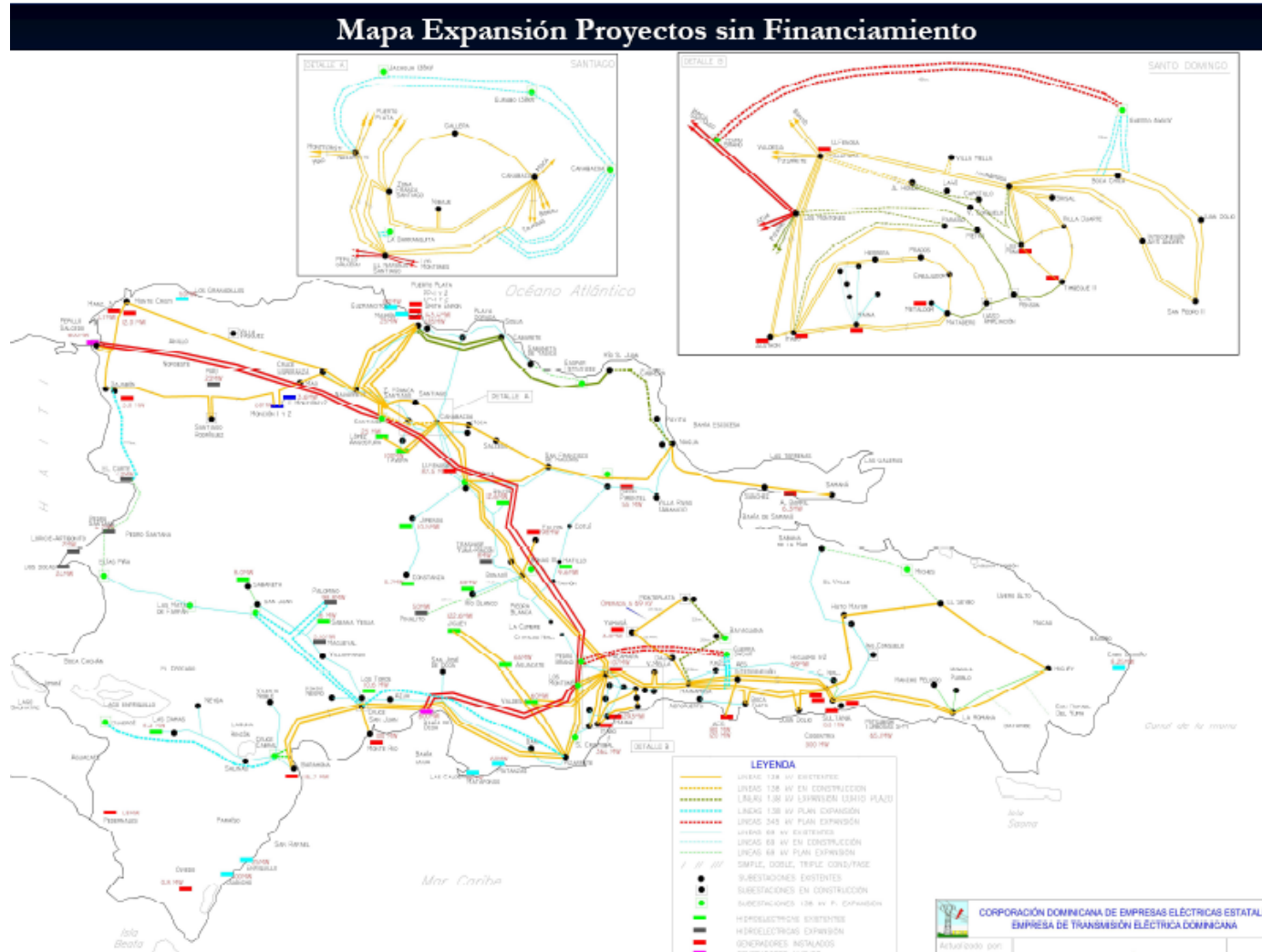
No. Resolución	Fecha Emisión	Tipificación de la Resolución	Empresa	Capacidad (MW)	Sitio	Concepto	Observaciones
SIE-52-2004	30/07/2004	Concesión Definitiva	Generación Eólica Internacional - GEIN	50	Bani - Peravia	Otorga a GENERACIÓN EÓLICA INTERNACIONAL, S.A. una concesión provisional para realizar estudios de obras eléctricas en el municipio de Bani	Otorgar a GENI, una concesión provisional para efectuar prospecciones, análisis y estudios de obras eléctricas en el municipio de Bani, provincia de Peravia. Los trabajos deberán suscribirse a estudios de un parque eólico de capacidad de hasta 50 MW. El peticionario deberá realizar las prospecciones, los análisis y los estudios de obras eléctricas de que se trata.
SIE-55-2005	19/07/2005	Concesión Provisional	CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA - MACAO, S. A. (CEPM)	100	Oviedo - Pedernales	Otorga una concesión provisional al CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA -MACAO, S. A. (CEPM) (Parque Eólico Juancho)	OTORGAR al CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA -MACAO, S. A. (CEPM), la correspondiente Concesión Provisional para la realización de los análisis, estudios y evaluaciones relacionados con la explotación de un (1) Parque eólico a ser denominado Parque Eólico Juancho -Los Cocos. Con la finalidad de ser operada como central generadora conectada a la red, la cual contará con una primera etapa de 50MW y una segunda etapa complementaria de 50 MW adicionales. Los trabajos deberán circunscribirse a los estudios pertinentes para Instalación de UN (1) PARQUE EÓLICO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE CAPACIDAD DE HASTA 100 MW.
SIE-56-2005	19/07/2005	Concesión Provisional	CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA - MACAO, S. A. (CEPM)	60	Bani - Peravia	Otorga una concesión provisional al CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA -MACAO, S. A. (CEPM) (BANI)	OTORGAR al CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA -MACAO, S. A. (CEPM), la correspondiente Concesión Provisional para la realización de estudios y evaluaciones relacionados con la explotación de un (1) Parque EÓLICO EN LA LOCALIDAD DE Matanzas, del municipio de Bani, de la provincia de Peravia, para ser operada como planta de generación conectada a la red, la cual contará con una primera etapa de 30 MW instalados y una segunda etapa complementaria de 30 MW adicionales. El plazo de la Concesión PROVISIONAL será de dieciocho (18) meses contados a partir de la fecha de notificación de la presente resolución. El peticionario deberá ajustarse a realizar las prospecciones, los análisis y los estudios de obras eléctricas de que se trata.
SIE-35-2006	30/06/2006	Concesión Definitiva	Grupo Eólico Dominicano	50	Villa Vásquez - Montecristi	Recomienda a la Comisión Nacional de Energía que esta a su vez le recomiende al Poder Ejecutivo el otorgamiento de una Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas a la empresa GRUPO EÓLICO DOMINICANO C P O R A P C D-01-05	Parque eólico de Granadillo. Concesión definitiva para la explotación de obras eléctricas de generación se circunscriba a la instalación y operación de una central generadora de electricidad compuesta por 80 aerogeneradores para una capacidad de generació
SIE-02-2007	08/01/2007	Concesión Provisional	ELITE DECOR SA	25	Enriquillo - Barahona	Renovación de Período de Concesión Provisional, otorgado a la empresa Elite Decor, S. A. - CPP-06-04.	Acoger la solicitud por la empresa ELITE DECOR y autorizar la renovación del plazo de concesión Provisional para la realización de los análisis, estudios y evaluaciones relacionados con la explotación de un (1) Parque eólico con una capacidad de hasta 25 MW
SIE-14-2007	09/01/2007	Concesión Definitiva	Poseidón Energía Renovable	100	Puerto Plata - Guzmancitos	Recomienda a la Comisión Nacional de Energía que esta a su vez le recomiende al Poder Ejecutivo el otorgamiento de una Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas a la empresa POSEIDÓN ENERGÍAS RENOVABLES C. P O R A.	Concesión definitiva para efectuar prospecciones, análisis y estudios de obras eléctricas sección Guzmancitos, provincia de Puerto Plata. Los trabajos deben suscribirse a estudios de un parque eólico para generación de electricidad de una capacidad de hasta 100MW.
SIE-31-2007	19/04/2007	Concesión Provisional	Punta Patilla Cueto Club SA	25	Puerto Plata - Guzmancitos	Otorga una concesión provisional (CPP-01-06) a PUNTA PATILLA CUETO CLUB, S. A.	Concesión provisional para la realización de los análisis y estudios de factibilidad para la instalación y explotación de un parque de generación eólica con una capacidad de hasta 25.5 MW en la sección Guzmancitos, provincia de Puerto Plata. El plazo de concesión provisional será de 10 meses contados a partir de la fecha de notificación de la presente resolución

Capacidad Total 410 MW

Nota: Es conveniente anotar que la "concesión definitiva" solamente lo es cuando es otorgada por el Poder Presidencial.

Fuente: SIE, DE2F, Concepto o tipificación de las Resoluciones del SIE, y elaboración propia.

Figura 3-10. Mapa proyectos de expansión de transmisión sin financiamiento – Ubicación de parque eólicos



Fuente: CDEEE (2006) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2006-2012. Santo Domingo, Rep. Dominicana

REPÚBLICA DOMINICANA

La Tabla 3-9 son los parques eólicos incluidos en el Plan de Expansión 2012 y sus capacidades respectivas. La Figura 3-10 muestra la ubicación de dichos parques y su proximidad a la red nacional expandida a 2012.

Tabla 3-9. Parques eólicos incluidos en el plan de expansión

Proyectos del Plan de Expansión a 2012	Capacidad (MW)
Parque Eólico de Juancho	100
Parque Eólico de Enriquillo	25
Parque Eólico de Matanzas	60
Parque Eólico Las Calderas	50
Parque Eólico de Cabo Engaño	8.25
Parque Eólico de Guzmancitos	100
Parque Eólico de Maimón	25.5
Parque Eólico Los Granadillos	50
Total	418.75

Fuente: SIE, DE2F, Concepto o tipificación de las Resoluciones del SIE, y elaboración propia.

En total en el país se han otorgado 5 concesiones provisionales para un total de 310.5 MW, y 6 concesiones definitivas por 398.25 MW, y un gran total nacional de 708.75 MW en concesiones de ambos tipos otorgadas. Ya que en el Plan de Expansión 2006-2012 los parques eólicos totalizan 418.75 MW, entonces se concluye que como solamente hay 398.25 son concesiones definitivas, faltan aún 20.5 MW por recibir concesión definitiva⁴⁰ (Ver Tabla 3-10).

Tabla 3-10. Concesiones para parques eólicos – No incluidos en el plan de expansión

Institución	Concesión Provisional	Potencia (MW)	Concesión Definitiva	Potencia (MW)
CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA -MACAO, S. A. (CEPM)	2	160		
CEPM - Cabo Engaño			1	8.25
ELITE DECOR SA	1	25		
Generación Eólica Internacional - GEIN			1	50
Grupo Eólico Dominicano			1	50
H. V. GLOBE	1	100		
Parques Eólicos del Caribe			1	90
Poseidón Energía Renovable			1	100
Punta Patilla Cueto Club SA	1	25.5		
Unión Fenosa Energías Especiales			1	100
Sub - Total	5	310.5	6	398.25
Total Concesionado		708.75		
Total Incluido en el Plan de Expansión 2006 - 2012		418.75		

Fuente: SIE, DE2F, Concepto o tipificación de las Resoluciones del SIE, y elaboración propia.

⁴⁰ En estas tablas se ha incluido el parque de Cabo Engaño para completar de las tablas que aunque no pertenece al SIEN.

3.5.2 Portafolio de proyectos eólicos

La Tabla 3-11 muestra el portafolio de proyectos de energía eólica⁴¹, con la siguiente información:

- *Año Entrada*: Esta es una fecha tentativa de entrada en operación del parque teniendo en cuenta la información disponible sobre el estado actual de los proyectos (registro de la concesión de la SIE –Superintendencia de Electricidad-, tipo de concesión otorgada –provisional o definitiva- e información obtenida en entrevista con varios de los desarrolladores) y la duración de las diferentes fases del proyecto. Sobre los parques que entrarían en 2012 no se obtuvo información sobre su estado de desarrollo actual pero como la duración de la ejecución de un proyecto es del orden de 4.5 a 5 años y suponiendo que ya tienen las mediciones o están en ellas, el lapso de 5 años que hay desde la actualidad permitiría su entrada de operación en el 2013.
- *Desarrollador*: Nombre de la empresa registrada en la SIE.
- *Localización*: Localización aproximada del parque (no se dispuso de mejor información como coordenadas) obtenida de los documentos de concesión de la SIE.
- *Región*: Región geográfica del lugar en el país.
- *Capacidad (MW)*: Capacidad nominal declarada ante la SIE. Los proyectos de 100 MW como los de Guzmancitos y Juancho se han partido en dos de 50 MW por las limitaciones que impone la Ley de Incentivo a las Energías Renovables Ley 57-07, que limita los estímulos a parques con capacidades de hasta 50 MW pero con la salvedad de que esta capacidad se puede doblar..
- *FC (Factor de Capacidad)*: Se ha calculado empleando el software Wind3 de RETScreen⁴². Como datos de viento se han empleado los consignados en el estudio de NREL⁴³ para las estaciones más próximas y el factor de forma de la distribución de Weibull, $k=2$.

La capacidad de los aerogeneradores viene en aumento. El estándar actual es el aerogenerador de 1.6 MW⁴⁴. Para efecto de cálculos se seleccionó el aerogenerador Vestas V82, con capacidad de 1.65 MW. Las pérdidas a la generación bruta se han estimado en 15%. No se obtuvo de ninguno de los desarrolladores información sobre las máquinas a emplear en cada proyecto,

⁴¹ En la búsqueda de información ante la UNFCC se encontró del PDD (Project Design Document) del proyecto de energía eólica de Guanillo en Montecristi, de 64.5 MW. Este proyecto no se encuentra registrado ante la SIE y tampoco se ha tenido en cuenta en el plan de expansión.

⁴² RETScreen es un producto del Ministerio de Recursos Naturales del Canadá.

⁴³ Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

⁴⁴ Wiser, R. y M. Bolinger (2007). Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006. National Renewable Energy Lab for U.S. Department of Energy. DOE/GO-102007-2433.

REPÚBLICA DOMINICANA

en varios casos debido a la etapa de desarrollo en que se encuentran los proyectos.

- *FC calculado con información de la estación:* Nombre de la estación utilizada, tomada del estudio de NREL⁴³. No se obtuvo ninguna información de mediciones de viento realizadas por los desarrolladores de los proyectos. En dos casos se obtuvo información en comunicación personal sobre el FC de los proyectos de Bani-Peravia, cifra que se ha empleado sin contrastar con estaciones de mediciones pues no hay ninguna en la proximidad según el estudio de NREL.
- *Energía Generada (GWh/año):* Energía calculada a partir del FC y la potencia nominal total del parque.
- *Distancia estimada a la red (km):* Estimación de distancia mínima en línea recta de la subestación de 138 kV a la salida del parque a la red del SENI (Sistema Eléctrico Nacional Interconectado). En el plan de expansión de la red ya se encuentran consideradas las extensiones de la red de los proyectos de Juancho y Matafongo.

La suposición fundamental acerca de este portafolio es que es altamente probable que estos proyectos entren en operación en las fechas indicadas.

Tabla 3-11. Portafolio de proyectos eólicos para RD

Proy #	Año Entrada	Nombre Proyecto	Desarrollador	Localización	Región	Capacidad (MW)	FC	FC calculado con información de	Energía Generada (GWh/año)	Distancia estimada al SENI (km)
1	2010, Enero	Juancho 1	CEPM	Oviedo-Pedernales	suroeste	50	38.00%	Comunicación personal de CEPM	166.44	53
2	2010, Julio	Juancho 2	CEPM	Oviedo-Pedernales	suroeste	50	38.00%	Comunicación personal de CEPM	166.44	53
3	2011, Enero	Guzmancitos 1	Poseidon	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	9.5
4	2012, Enero	Matafongo	GEIN	Bani-Peravia	sur	50	30.00%	Comunicación personal en Gerencia EE	131.40	10
5	2011, Julio	Guzmancitos 2	Poseidon	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	9.5
6	2012, Enero	Matanzas	CEPM	Bani-Peravia	sur	60	34.00%	Comunicación personal de CEPM	178.70	5.5
7	2012, Enero	Enriquillo	ELITE DÉCOR S.A.	Enriquillo-Barahona	suroeste	25	38.00%	Por tratarse de parque próximo a Juancho, se utiliza el CF informado por CEPM	83.22	6
8	2012, Enero	Maimon	Punta Patilla Cueto Club	Guzmancitos	norte	25	37.46%	Estación Guzmancitos	82.04	5.5
9	2011, Julio	Guzmancitos UF 1	Unión Fenosa	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
10	2012, Enero	Guzmancitos UF 2	Unión Fenosa	Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
11	2013, Enero	Guzmancitos HV 1	H. V. GLOBE	Puerto Plata - Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6
12	2013, Julio	Guzmancitos HV 2	H. V. GLOBE	Puerto Plata - Guzmancitos	norte	50	37.46%	Estación Guzmancitos	164.07	6

Fuente: Resultados de este estudio

Más allá del 2013, se supondrá que entrarán anualmente 50 MW adicionales hasta el año 2020.

La penetración de la energía eólica en un sistema interconectado requiere de estudios de la interacción de los parques con todo el sistema. Estos estudios deben realizarse como etapa previa al desarrollo del parque. Generalmente se considera que los sistemas interconectados pueden aceptar del orden 10% como potencia eólica, pero en sistemas interconectados que no son robustos se requiere estudiar este problema a mayor profundidad.

4. ENERGÍA SOLAR

4.1 INTRODUCCIÓN

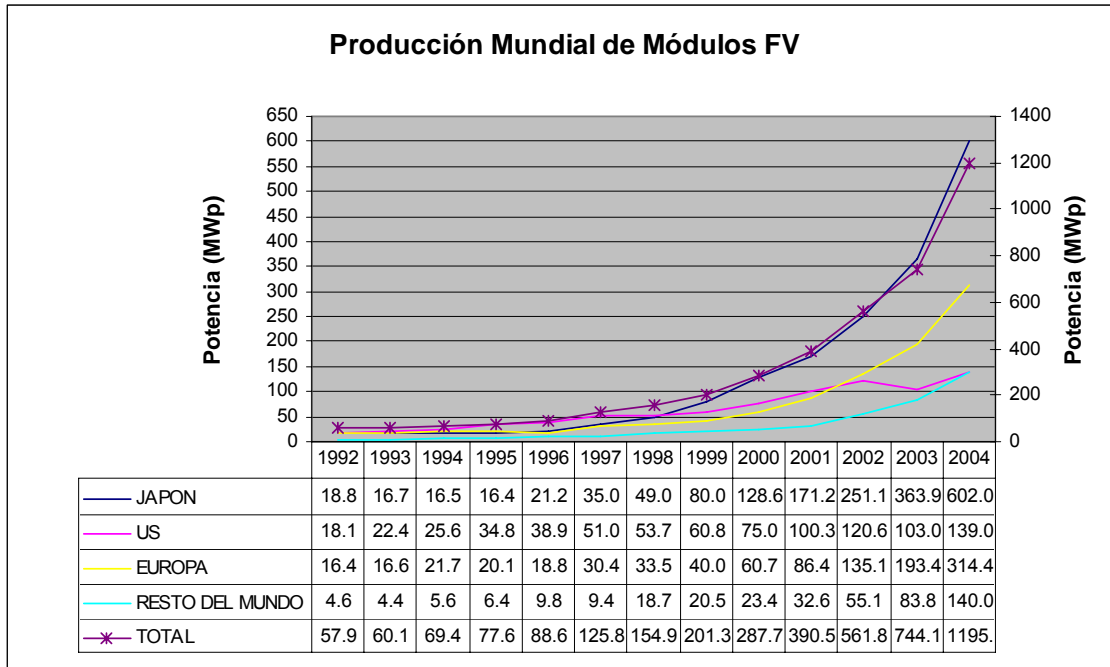
La energía solar, al igual que la energía eólica, han tenido un desarrollado importante en las segunda mitad del siglo pasado, sobre todo a partir de la crisis petrolera de los años setenta, pero ha sido en las últimas dos décadas que el desarrollo de la tecnología y la utilización de la energía solar ha sido muy acelerada principalmente en las naciones industrializadas.

La energía solar se emplea principalmente para aplicaciones térmicas (calentamiento de agua para uso doméstico y en facilidades de gran consumo como hoteles, hospitales) y la generación directa de energía eléctrica vía celdas solares (para generación en bloque en sistemas interconectados a la red y en mucho menor grado en la actualidad, para el suministro de energía en sistemas aislados), aunque también tiene otras aplicaciones en que se usa la energía solar en menor grado comparativamente a las aplicaciones anteriores (destilación solar, bombeo de agua, desalinización, generación eléctrica vía calor, refrigeración, entre otras).

La producción mundial de módulos solares tiene una de las más altas tasas de crecimiento anual industrial del mundo de las energías renovables (cerca al 45% anual en los últimos años). La Figura 4-1 muestra la producción por país, en donde se observa la manera tan acelerada como se ha incrementado la producción durante esta década. La producción actual total supera los 1.2 GW año. La tendencia creciente de la demanda continúa debido a los programas de utilización de los SFV (Sistemas Solares Fotovoltaicos) interconectados a la red promovidos por Europa (principalmente Alemania, España, USA) y Japón, que demandan actualmente cerca de 2/3 de la producción mundial, mientras que la utilización en sistemas aislados en zonas rurales alcanzaba solamente 7.4% en el 2004.

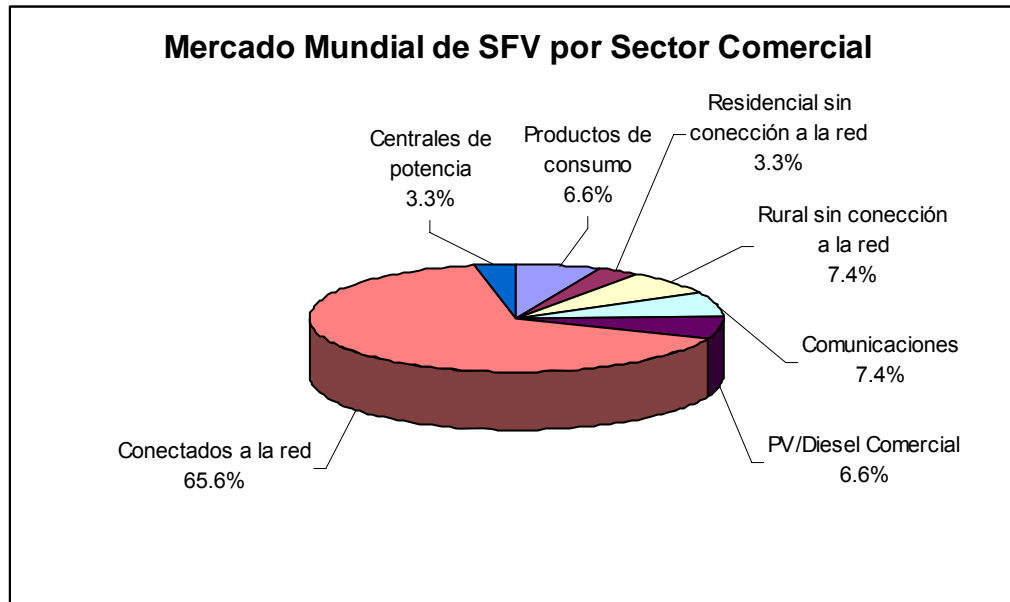
La potencia total acumulada instalada en SFV a nivel global alcanzaba los 5 GW en el 2005, de los cuales los sistemas interconectados a la red son el 60% de esa potencia (Ver Figura 4-2).

Figura 4-1. Producción mundial de módulos fotovoltaicos



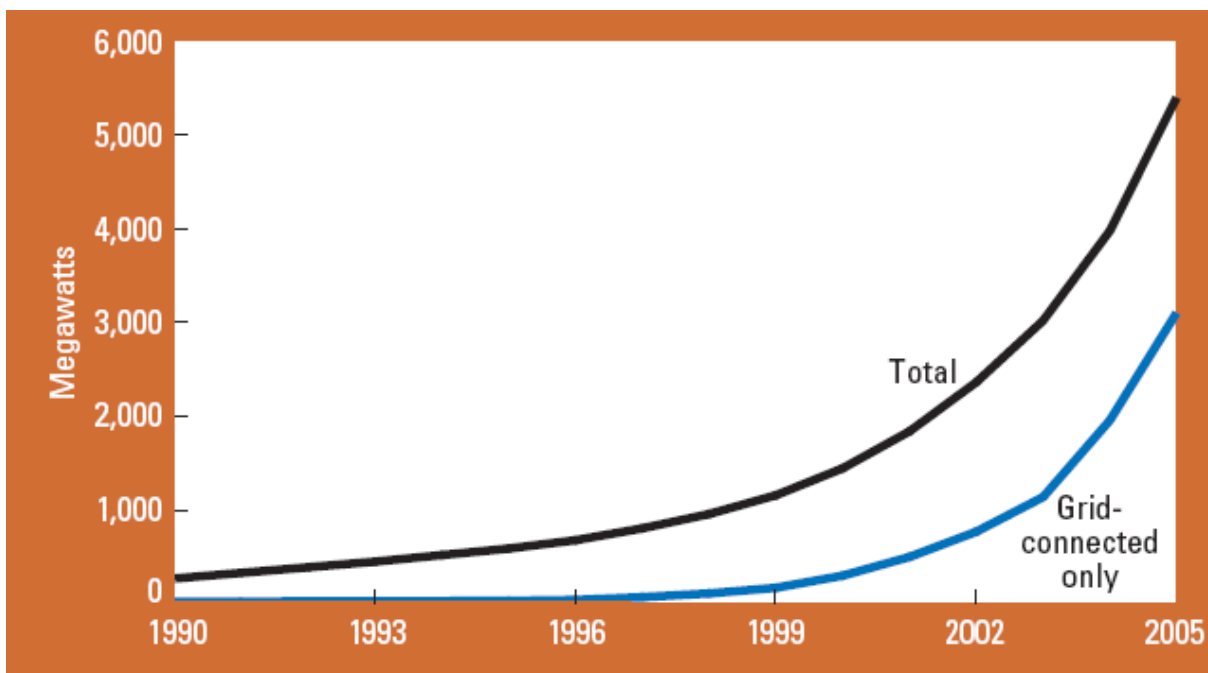
Fuente: Maycock, P.D. "PV market Update. Renewable Energy World. 8 Numero 4 (July-August 2005) Pag. 86 - Para Datos 2003-2004

Figura 4-2. Mercado mundial de módulos fotovoltaicos por sector comercial (2004)



Fuente: Maycock, P.D. "Photovoltaic Technology- Performance, Manufacturing, Cost and Markets". Renewable Energy World. 8 (July 2005) Pag. 98

Figura 4-3. Capacidad total fotovoltaica instalada en el mundo (1990-2005)



Fuente: Martinot, 2007. RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT 2006 Update. REN21

El diagnóstico objeto de este estudio está orientado a establecer aquellos puntos que son importantes para definir una estrategia de desarrollo para la energía renovables, en particular en este capítulo, para la energía solar. Bajo esta óptica, el capítulo está distribuido en las siguientes secciones, cada una abordando un tema importante para establecer un diagnóstico sobre la energía solar.

La sección 4.2 (ANÁLISIS DE MERCADO) establece el potencial de mercado para la energía solar basados en las proyecciones hechas en el PEN 2004-2015.

La sección 4.3 (POTENCIAL DE LA ENERGÍA SOLAR), considera los resultados de los estudios realizados sobre el potencial solar y permite estimar el nivel del recurso (se trata de un recurso extensivo) y los niveles de radiación solar disponibles.

La sección 4.4 (ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO) considera los sistemas solares tanto para el calentamiento de agua como los SFV para la generación de electricidad en hogares rurales aislados del sistema interconectado nacional. Se consideran para estas dos aplicaciones, los costos de inversión de los sistemas, el costo de generación, la generación anual y los factores de capacidad de generación de los sistemas.

El anexo 6 incluye los mapas y las tablas de radiación solar para el país.

4.2 ANÁLISIS DE MERCADOS

En el PEN 2004-2015 se considera que la energía solar intensificará su uso en relación al Escenario I, en el calentamiento de agua en los Sectores Residencial y Servicios. El potencial está sujeto al análisis de sustituciones de energía pero el objetivo sería doblar para el 2010 y triplicar para el 2015 la participación de la energía solar en el calentamiento de agua en los sectores residencial y de servicios (hoteles, restaurantes y hospitales).

El Programa PROFER ha estimado un total de 15.000 calentadores solares instalados en el país y un potencial de 90.000 sistemas domésticos a instalar en un periodo de 5 años⁴⁵. Si se considera el mercado de 90.000 como de Sistemas tipo 2, (150 gal de capacidad, RD\$53.000 o US\$1700), el valor del mercado ascendería a millones US\$30/año durante un periodo de 5 años.

En cuanto a la energía solar eléctrica producida con SFV, se considera tácitamente a estos sistemas como una opción dentro de las opciones que ofrece la energía renovable para aumentar el nivel de electrificación rural y la cantidad y calidad de la energía entregada a la población rural. En el PEN 2004-2015 se menciona que por información de distribuidores locales existen más de 20.000 sistemas fotovoltaicos en zonas rurales, principalmente para uso residencial. Por otro lado en el PROFER se indica que existen cerca de 350.000 hogares sin electricidad en las zonas rurales que podrían utilizar sistemas de energía renovable, entre los cuales se cuenta con los SFV.

La entrada en vigencia de la nueva ley de estímulos a las energías renovables reducirá los costos de importación de equipos solares térmicos y fotovoltaicos, y propiciará la fabricación/ensamblaje local de los mismos, y constituye un incentivo más ya que reduce los periodos de repago de las instalaciones solares.

En relación con proyectos demostrativos realizados en el país, se remite al Capítulo 5.6.2.

⁴⁵ Mejía, J. (2006) Calentadores Termosolares en la República Dominicana: Mercado y Beneficios. Programa PROFER GTZ. Santo Domingo, República Dominicana

4.3 POTENCIAL SOLAR

El potencial de la energía solar ha sido considerado en el largo plazo como una de las alternativas de mayor importancia para enfrentar los altos costos y escasez de los hidrocarburos. Además se considera de manera generalmente aceptada que su disponibilidad es elevada en las regionales intertropicales, región dentro de la cual se encuentra la RD.

En el PEN 2004-2015 se indica que la radiación solar global promedio mensual fue estimada por J.R. Acosta a partir de la información de 26 estaciones meteorológicas con datos de los años 1970-1972 resultando valores que “expresan la posibilidad de desarrollar e instalar aplicaciones de energía solar virtualmente en todo el territorio nacional. De acuerdo a Acosta, “el éxito de la utilización económica depende, entre otros factores, de la exactitud de la información sobre la disponibilidad de esta energía, sin embargo, el país carece actualmente de un instrumental para la medición de la radiación solar en todas sus estaciones climatológicas”.⁴⁶

Frente a esta carencia de información, en el PEN no se proponen medidas para mejorar la información sobre radiación solar en el país y disponer así de una más confiable para la utilización del recurso.

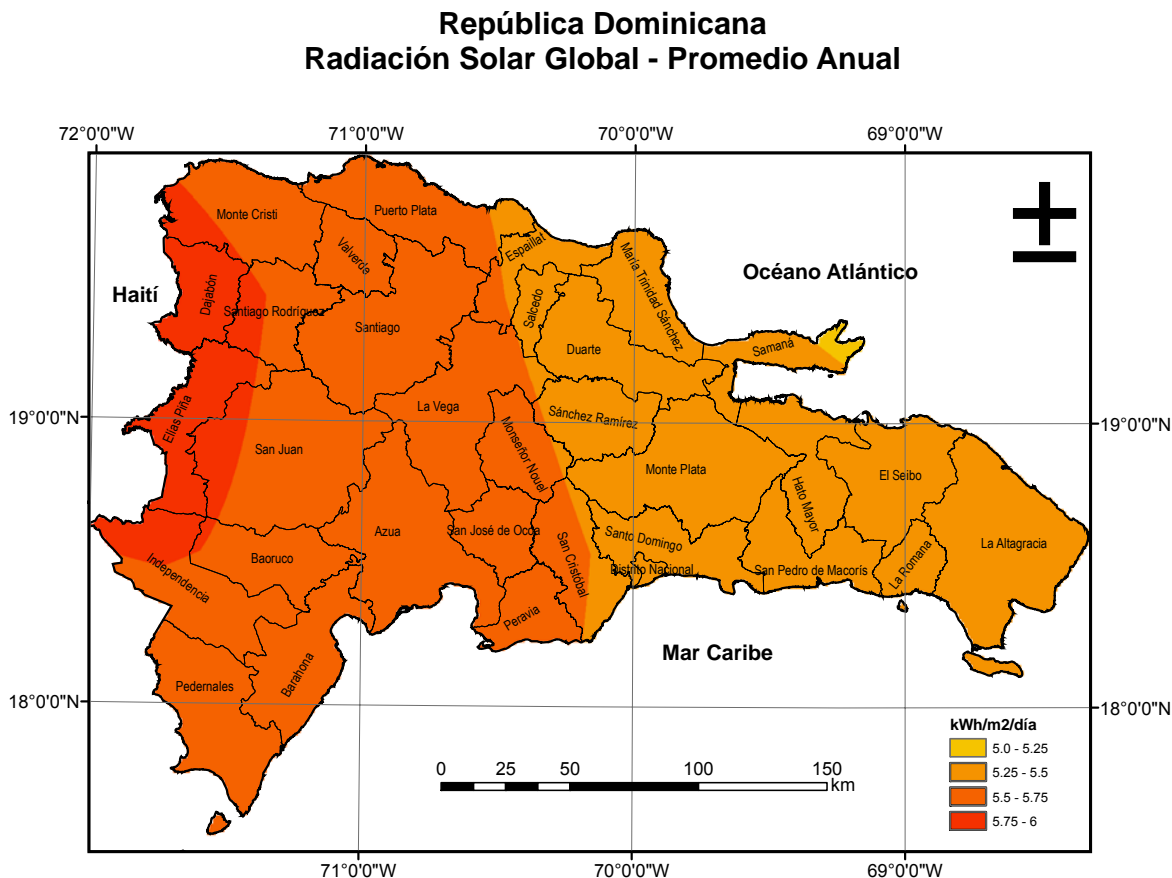
Dada la importancia que tiene el desarrollo de la utilización de la energía solar, se desarrolló entre 2001 y 2006 el programa SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment)⁴⁷, gracias al cual se dispone actualmente de información sobre radiación solar para RD y el Caribe.

En este estudio se ha realizado una evaluación de la energía solar disponible en RD a partir de la información de SWERA. Cuando se considera el potencial solar, generalmente se suele emplear el Mapa de Radiación Solar Global – Promedio Anual (kWh/m²/día) que indica la cantidad de radiación solar directa mas difusa recibida por 1 m² de superficie diariamente en promedio anual (Ver figura siguiente)

⁴⁶ Ver nota de pie de página, pág. 162

⁴⁷ SWERA fue adelantado por NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) e instituciones de doce países que participaron, con el auspicio del GEF (Global Environment Facility) y la gestión de la UNEP (United Nations Environment Programme).

Figura 4-1. Mapa de Radiación Solar Global – Promedio anual



Fuente: SWERA, 2004 y este estudio

Este mapa indica que el potencial de RD está entre 5 y 6 kWh/m², con un gradiente que va desde la zona oriental hasta la zona occidental del país. Esta es una cifra elevada que permite variadas aplicaciones de la energía solar. A manera de ilustración, la radiación solar global promedio anual en regiones de alta insolación en el mundo localizadas en las zonas desérticas alrededor de los trópicos, está entre 6.0 y 6.5 kWh/m²/día mientras que en RD esta varía entre 5.0 y 6.0 kWh/m²/día, esto es, entre 80% y 92% de los valores máximos.

En el Anexo (Ver capítulo 16) se presentan todos los resultados que han sido elaborados en este estudio y que incluyen los diferentes mapas y tablas de radiación solar para RD.

La información requerida para adelantar proyectos de energía solar depende del tipo de aplicación y tecnología a emplear. La Tabla 4-1 muestra el tipo de información

requerida para diferentes aplicaciones y presenta el rango de los respectivos valores en RD.

Tabla 4-1 Información de radiación solar por aplicación y su magnitud en RD

APLICACIÓN	VARIABLE	MAGNITUD EN RD (kWh/m ² /día)	OBSERVACIÓN
Calentadores solares	Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la latitud	Entre 5.25 y 6.25	Excelente potencial
Sistemas fotovoltaicos	Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la latitud	Entre 5.25 y 6.25	Excelente potencial
Sistemas fotovoltaicos con seguidor de sol (sin concentración)	Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la a) latitud	Entre 4.75 y 6.25	Excelente potencial
Centrales termosolares con seguidor solar (y con concentración)	Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la latitud	Entre 5.25 y 6.25 sin factor de concentración	Excelente potencial
Aplicaciones varias (por ejemplo, agricultura)	Radiación solar global Radiación solar difusa	Entre 5.00 y 6.00 Entre 1.6 y 2.00	Excelente potencial

Fuente: Resultados este estudio

En conclusión, el potencial solar de RD es excelente para todas las aplicaciones consideradas en la Tabla anterior.

4.4 ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO

Con el fin de aproximar el potencial de desarrollo de las tecnologías solares, se empleará una metodología de evaluación técnico-económica tanto para el calentamiento de agua en sistemas domésticos como el de suministro de energía eléctrica con pequeños SFV's.

En la primera parte de esta sección se utiliza una metodología de evaluación técnico-económica que tiene las siguientes etapas (Ver Anexo en Capítulo 16):

- Primero, una Evaluación de la Tecnología para cada tecnología de generación considerada. La evaluación comprende los principios de funcionamiento, la aplicación para fines de electrificación (u otro servicio o energético producido) y perspectivas de mejoramiento del rendimiento del sistema y reducción de sus costos del capital basados en pronósticos sobre la evolución de la tecnología.

- La segunda etapa, una caracterización medioambiental enfocada en los impactos medioambientales típicos bajo condiciones de funcionamiento normales de los sistemas.
- La tercera etapa es una evaluación de los costos del sistema empleando datos de costos actuales de capital, fijos y variables de O&M (Operación y Mantenimiento), y reflejando una instalación típica. Se emplearán preferiblemente valores locales pero en su ausencia se considerarán valores típicos internacionales.
- En la cuarta etapa se calculan el costo nivelado de generación eléctrica (o servicio que desplaza energía eléctrica o producto energético producido) considerando parámetros económicos y la vida útil del proyecto. El análisis de sensibilidad realizado al costo de generación es de tipo paramétrico considerando variaciones en los costos de capital, energía generada y costos de O&M.

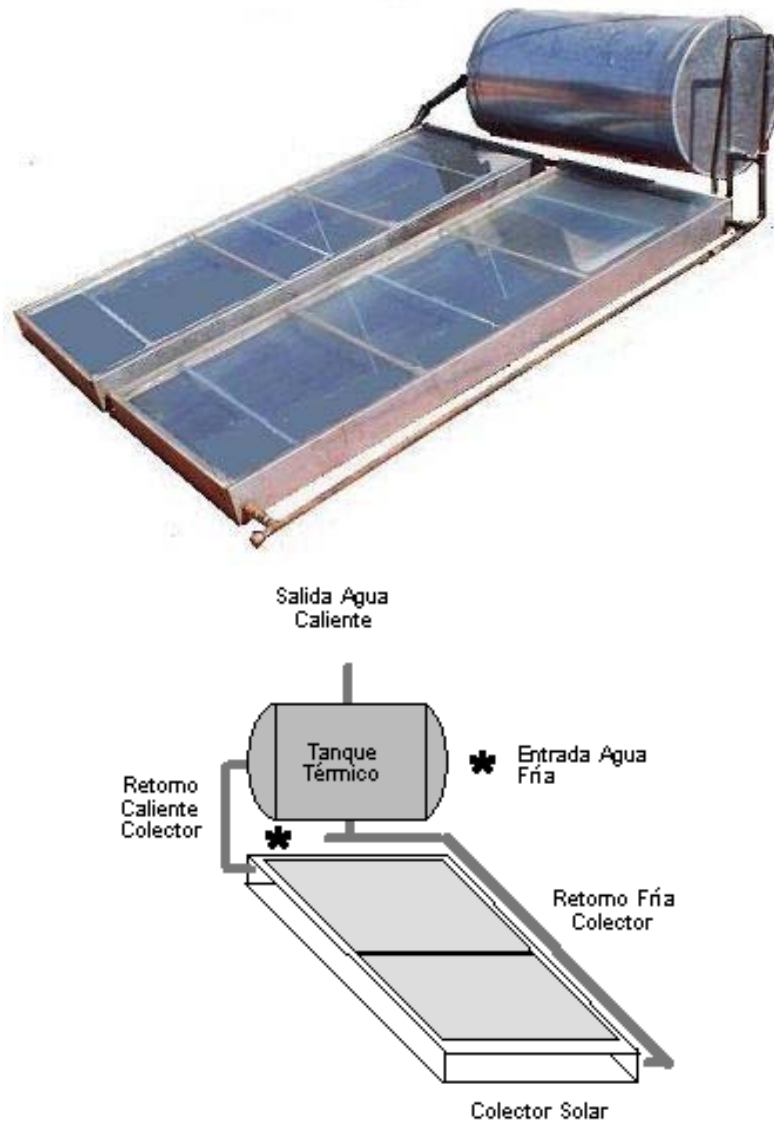
En cuanto a los resultados del potencial desarrollable, es importante anotar que estos son una primera aproximación al desarrollo de la energía solar en RD.

4.4.1 Sistemas Solares de Calentamiento de Agua

4.4.1.1 Descripción del sistema

Los sistemas solares de calentamiento de agua (o calentadores solares) empleados para uso doméstico son generalmente del tipo termosifón (o Sistemas Pasivos de Termosifón). Estos sistemas consisten de uno o más colectores solares, orientados hacia el sur con una inclinación próxima a la latitud del lugar y un tanque de almacenamiento de agua colocado a una altura del orden de 0.5 a 1 m por encima del borde superior de los colectores. El agua calentada en los colectores solares es transferida por convección natural (termosifón) al tanque de almacenamiento. Los tanques pueden ser abiertos (trabajan a presión atmosférica) o presurizados (a presión de la red de agua).

Figura 4-4 Calentador solar tipo termosifón



La mayoría de los sistemas emplean materiales metálicos para los colectores y el tanque. En los colectores se suele emplear cobre tanto para la tubería de conducción del agua como para la lámina absorbidora de la radiación aunque algunos fabricantes emplean también lámina absorbidora de aluminio y muchos emplean recubrimientos selectivos para elevar la absorción de la radiación solar.

Los tanques son generalmente de hierro con recubrimientos para evitar o disminuir la corrosión (porcelanizados) o de acero inoxidable. También se emplean tanques de fibra de vidrio o plásticos en sistemas abiertos (no presurizados).

Con el fin de aumentar la confiabilidad de estos sistemas, especialmente en lugares en donde son frecuentes varios días seguidos de baja insolación, algunos fabricantes agregan una resistencia eléctrica que dependiendo de la capacidad del tanque varía entre 0.5 y 2 kW.

4.4.1.2 *Capacidades y Aplicaciones*

Los calentadores solares considerados para esta evaluación son para uso doméstico y del tipo presurizado, con capacidades de 50, 100 y 150 gal que son suficientes para el consumo de 3, 6 y 9 personas, respectivamente.

4.4.1.3 *Caracterización Ambiental*

Los calentadores solares no producen impactos ambientales como resultado de su operación. Por tratarse de un dispositivo no usual en el paisaje urbano podría considerarse su integración en la cubierta de las edificaciones.

4.4.1.4 *Sistema base*

El sistema base propuesto es un calentador solar de termosifón con colectores solares de 1.8 m² y número variable de acuerdo con la capacidad del sistema, expuesto a la radiación solar de 6.25 kWh/m² (lo que supone orientación hacia el sur e inclinación entre 18° y 20°). La eficiencia de un calentador solar es la fracción de la energía solar que es suministrada al usuario en forma de agua caliente. En este estudio se supone una eficiencia global del sistema solar de 40%. Pero de toda el agua calentada diariamente, solamente se emplea 75% (Factor de uso=75%) ya que es necesario almacenar agua para el día siguiente.

El proyecto se evaluará a 15 años (la vida útil del sistema es superior a 15 años) y a una tasa de descuento de 12%. Para efectos comparativos, se considera que el calentador solar desplaza un calentador eléctrico que consume energía eléctrica (con una eficiencia de conversión de energía eléctrica en calor del 100%) a una tarifa de RD\$7/kWh para el sector residencial y se supondrá que el kWh eléctrico se genera con diesel, con una eficiencia de 1/3 (13 kWh/gal diesel).

Tabla 4-2. Supuestos para la evaluación de los calentadores solares

Supuestos	Unidad	Valor
Area colector	m2	1.8
Radiación media	kWh/m2/día	6.25
Eficiencia sist solar		40%
Factor de uso	% diario	75%
Tasa descuento		12%
Vida util proyecto	años	15%
Tarifa electricidad	RD\$/kWh	7
	US\$/kWh	0.226
Generación diesel	kWh/gal	13
	kgCO2/litro	2.87
	US\$/bbl	75
Cambio moneda	RD\$/US\$	31

Fuente: Resultados este estudio

4.4.1.5 Costos del sistema base

El sistema base ha considerado tres alternativas de calentadores solares, para familias de 3, 6 y 9 personas respectivamente, lo que implica 1, 2 y 3 colectores, y tanques de 50, 100 y 200 gal, respectivamente. Se ha considerado el costo instalado de estos sistemas en el mercado (Ver Tabla 4-3). Como Costo Anual Fijo de O&M se ha estimado 2% anual del costo del sistema y cero como Costo Anual Variable de O&M.

Tabla 4-3. Características de los calentadores solares y su costo

Característica	Unidad	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Capacidad tanque	gal	50	100	150
Número colectores	número	1	2	3
Area de colectores	m2	1.8	3.6	5.4
Costo sistema	RD\$	33,000	53,000	73,000
Costo sistema	US\$	1,065	1,710	2,355

Fuente: Resultados este estudio

4.4.1.6 Costo nivelado de generación

Como resultado de la evaluación, el costo nivelado de la energía eléctrica desplazada está entre 0.14 y 0.11 US\$/kWh dependiendo de la capacidad del sistema, a comparar con la tarifa eléctrica de 0.23 US\$/kWh (Ver Tabla 4-2). La energía eléctrica desplazada por los tres tipos de calentadores solares considerados

REPÚBLICA DOMINICANA

está entre 1232 y 3696 kWh/año y su valor anual entre RD\$8.623 y RD\$25.869, lo que permite calcular un periodo de repago simple de los calentadores solares entre 2.8 y 3.8 años (Ver Tabla 4-4).

Tabla 4-4. Evaluación económica de los sistemas solares

Característica	Unidad	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Energía eléctrica evitada	kWh/año	1,232	2,464	3,696
Energía eléctrica evitada	kWh/mes	103	205	308
Costo nivelado	US\$/kWh	0.144	0.116	0.106
Valor EE evitada	RD\$/año	8,623	17,246	25,869
Periodo repago simple	meses	46	37	34
	años	3.8	3.1	2.8

Fuente: Resultados este estudio

Los calentadores solares generan otro tipo de beneficios como son la reducción del consumo de diesel que varía entre 2.3 y 6.8 bbl por año según sistema, y un costo de US\$169.2, US\$338.4 y US\$507.6 respectivamente (Ver Tabla 4-5). Ambientalmente, al evitar el consumo de diesel para la generación de electricidad reducen las emisiones de CO₂ en 1.03, 2.06 y 3.09 tCO₂/año y por sistema.

Tabla 4-5. Otros beneficios de los calentadores solares

Característica	Unidad	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Diesel evitado	gal/año	95	190	284
	bbl/año	2.3	4.5	6.8
Costo diesel evitado	US\$/año	169.2	338.4	507.6
CO2 evitado	ton/año	1.03	2.06	3.09

Fuente: Resultados este estudio

4.4.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados

4.4.2.1 Descripción del sistema

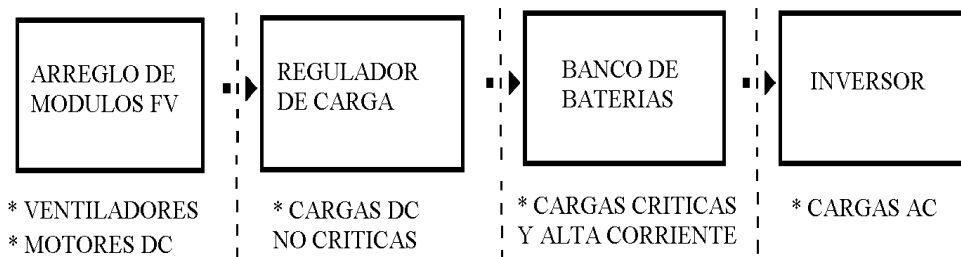
Los sistemas fotovoltaicos (SFV) utilizan celdas solares que convierten directamente la energía solar en electricidad y suministran energía eléctrica DC o AC mediante inversores.

El elemento principal de un SFV son las celdas solares. Cuando una celda solar es iluminada por la luz solar, se genera una diferencia de potencial de aproximadamente 0.55 V_{DC} entre la parte frontal (rejilla metálica) y la parte trasera o substrato conductor de la celda. Para lograr mayores voltajes y potencias, las celdas individuales se conectan en serie para formar módulos fotovoltaicos, los cuales son cuidadosamente encapsulados para proteger las celdas y los contactos de la intemperie. Los módulos más usuales tiene áreas de 0.5 m x 1 m, suelen pesar menos de 10 kg y generan de

100 a 120 Wp/m² de área de módulo (Wp: Watt peak⁴⁸) a una tensión nominal de 12 VDC.

Para alcanzar niveles de voltaje superiores y potencia requeridos, se instalan SFV combinando módulos solares en serie (para elevar la tensión) y en paralelo (para elevar la corriente) pero el aumento del número de módulos produce un aumento del nivel de potencia generado. Una de las principales ventajas de los SFV es su flexibilidad para el diseño e instalación derivada de su modularidad. Estas unidades modulares pueden ser adicionadas o retiradas para ajustar los requerimientos de potencia sin necesidad de modificar la unidad básica de generación. En el caso de que un módulo falle, las conexiones redundantes en serie y en paralelo le permitirán al sistema mantener cierto grado de operación a pesar de una disminución de potencia. Esta modularidad también facilita la reposición de partes y el mantenimiento. Para asegurar el suministro continuo de energía en días nublados y en las horas de la noche, se requieren baterías (de plomo-ácido, calcio-plomo o níquel-cadmio). La Figura 4-5 muestra un diagrama de bloque de un SFV.

Figura 4-5. Diagrama de bloque de un SFV

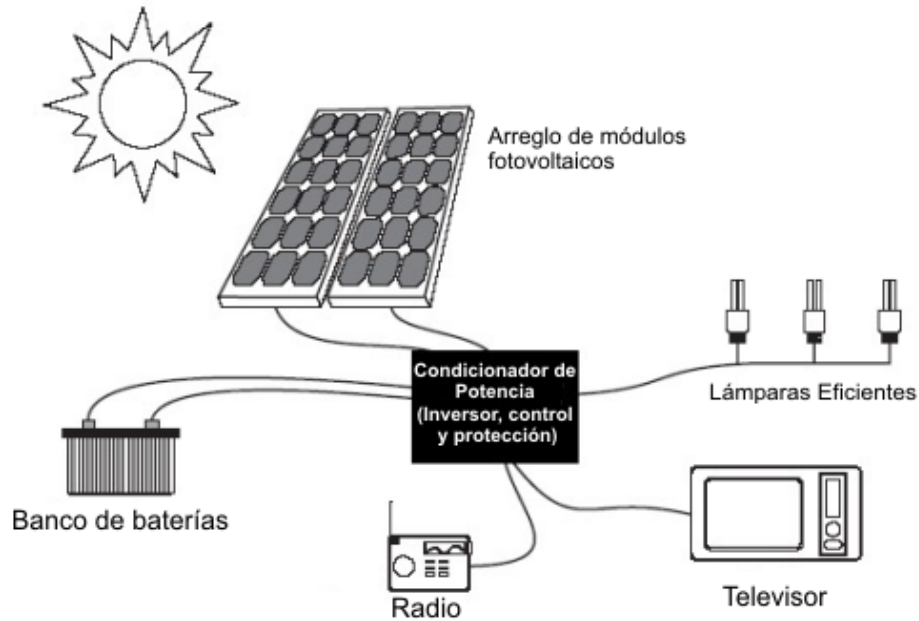


Fuente: Rodríguez, H. y S. Hurry (1995) Manual de entrenamiento en Sistemas Fotovoltaicos para Electrificación Rural. UNDP – Unión Europea – JUNAC – OLADE . Quito, Ecuador

La Figura 4-6 muestra un sistema típico para aplicaciones remotas de suministro de energía, el cual presta los servicios de iluminación, radio y televisión, típicos de usuarios rurales.

⁴⁸ Wp (Vatio pico) es la potencia que entrega el módulo solar cuando está expuesto a una irradiación de 1000 W/m², la incidencia de la radiación es perpendicular al módulo y las celdas se encuentran a una temperatura de 25°C.

Figura 4-6. Sistema Fotovoltaico Aislado



Estos sistemas fotovoltaicos se instalan en una posición fija sobre una estructura independiente o sobre el techo de la edificación, buscando el mayor aprovechamiento de la radiación solar. En algunos casos se realiza una construcción adicional o se habilita un espacio dentro de la residencia para proteger los bancos de baterías de la intemperie.

Figura 4-7. Sistemas Fotovoltaicos



Mercado Internacional

En la década de los setentas el costo del vatio pico en un modulo estaba alrededor de US\$100 pero los precios cayeron rápidamente tanto que actualmente el costo en módulo es de 4.62 US\$/Wp. Los costos actuales (a Mayo de 2007) de los principales componentes de un SFV se muestran en la Tabla 4-6. La Tabla 4-7, muestra una estimación de costos de módulos solares para el 2010 y 2015, tanto en USA como en Europa. Nótese que los costos de los módulos solares en Europa tienden a descender por debajo de 1 Euro por vatio pico para 2015 como consecuencia de la introducción de nuevas tecnologías.

Tabla 4-6. Costos de componentes de SFV (2007)

Equipo	Unidad	USA (US\$)	Europa (€)
Módulos	W _p	4.62	4.76
Banco de Baterías	W	1.62	1.46
Controlador de Carga	A	5.8	4.6
Inversores	W	0.78	0.62

Fuente: www.solarbuzz.com

Tabla 4-7. Costos estimados de módulos solares

Costo	USA	Europa
Costos de módulos a 2010	1.5 – 2 \$/W _p	1.5 – 2 €/W _p
Costos de módulos a 2015	N A	0.5 €/W _p

Fuente: Varios

La Tabla 4-8 muestra la tendencia del mercado mundial de SFV por sectores del mercado y el precio esperado a 2010. Una observación importante en esta tabla es que se espera un gran desarrollo del mercado de los sistemas conectados directamente a la red para generación en bloque que absorberá 2/3 de la producción mundial. Esta gran demanda por un sector que será liderado por empresas de generación es en muy buena parte responsable de la disminución del precio de los módulos solares.

Tabla 4-8. Pronóstico del mercado mundial de SFV por sector comercial en MW

SECTOR DEL MERCADO	1996	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2010
Productos de consumo	22	30	40	60	70	75	80	160
Residencial sin conexión a la red	8	10	15	25	30	35	40	80
Rural sin conexión a la red	15	24	38	60	75	80	90	260
Comunicaciones	23	31	40	60	75	80	90	240
PV/Diesel Comercial	12	20	30	45	50	65	80	140
Conectados a la red	7	36	120	270	350	600	800	3000
Centrales de potencia	2	2	5	5	8	20	40	120
Total Pronosticado (MW/año)	100	150	250	500	650	900	1220	4000
Total Actual (MW/año)	89	153	288	525	658	955	-	-
Precio promedio (U\$/W)	4.0	4.0	3.5	3.3	3.0	3.3	3.0	2.0

Fuente: Maycock, P.D. "Photovoltaic Technology- Performance, Manufacturing, Cost and Markets". Renewable Energy World 8 (July 2005) Pag. 98

4.4.2.2 Capacidades y Aplicaciones

Existe una gama muy amplia de aplicaciones para los SFV, que van desde productos de consumo hasta los sistemas interconectados a la red. Las principales aplicaciones son:

- Sistemas aislados para energización rural
- Sistemas centralizados
- Sistemas de protección catódicos en oleoductos y estructuras metálicas
- Telecomunicaciones y sistemas de monitoreo remotos
- Bombeo de agua e irrigación
- Sistemas de tratamiento de aguas
- Refrigeradores para almacenaje de vacunas y sangre en áreas remotas
- Además existe una gran variedad de proyectos en los cuales los SFV pueden emplearse con fines productivos.

La tabla siguiente muestra una clasificación por tamaño de los SFV. Es de notar que la vida útil de este tipo de sistemas está por encima de los 20 años y el factor de capacidad está alrededor de 20 %. Es factor depende de las características del sitio (radiación solar, temperatura ambiental, etc.) y la tecnología del sistema (sistemas estacionarios vs sistemas con seguimiento solar). En este estudio solamente se considerarán los pequeños SFV con una potencia inferior a 100 Wp.

Tabla 4-9. Clasificación de los SFV's por capacidad

Descripción	Sistemas Aislados		Mini-redes	Sistemas conectados a la red
	50 W _p	300 W _p		
Capacidad de módulos	50 W _p	300 W _p	25 kW	50 MW
Vida útil de los módulos	20 años	20 años	25 años	25 años
Reemplazo de baterías	5 años	5 años	5 años	No aplica
Factor de Capacidad	20%	20%	20%	20%
Principales aplicaciones	Sistemas aislados, telecomunicaciones, iluminación, bombeo e irrigación, refrigeración, recarga de baterías, etc.		Sistemas centralizados en poblaciones aisladas, acueductos, sistemas de tratamiento de agua.	Interconexión a la red de energía eléctrica.

Fuente: 2006. Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Gris. World Bank Group

4.4.2.3 Caracterización Ambiental

Los SFV son amigables con el medio ambiente. En los pequeños sistemas aislados en zonas rurales su instalación no tiene efectos ambientales mientras que las grandes plantas solares si requieren de grandes extensiones de área y pueden afectar el hábitat de especies de flora y fauna. En los pequeños sistemas los únicos elementos que requieren manejo apropiado son las baterías y las LFC's (Lámparas Fluorescentes Compactas) porque cuando estos elementos cumplen su vida útil es necesario disponer de ellos apropiadamente y evitar que sean arrojados al medio ambiente que los rodea (quebradas, ríos o potreros). Esta problemática se puede controlar diseñando planes de manejo ambiental por parte de las empresas o cooperativas que manejan estos sistemas y la capacitación a los usuarios.

4.4.2.4 Sistema base propuesto

Una de las características de los SFV es que suministran una cantidad limitada de energía. Por lo tanto, para determinar la capacidad de los sistemas de generación requeridos es necesario caracterizar la demanda, en términos de los servicios que se desean prestar.

El sistema base propuesto en este estudio es una Sistema Doméstico (SHS: Solar Home System) que alimenta la carga típica de los usuarios del sector rural que requieren para la satisfacción de las necesidades básicas los siguientes servicios:

- 3 puntos de iluminación durante 4 horas al día
- 1 TV en blanco y negro de 14 pulgadas, operando durante 4 horas al día
- 1 radio operando 3 horas al día.

Tabla 4-10. Carga típica para usuarios del sector rural

Equipo	Cantidad	Potencia (W)	Utilización (Horas uso/día)	Energía diaria (kWh/día)	Energía mensual (kWh/mes)	Energía anual (kWh/año)
LFC	1	11	4	0.04	1.32	16.06
LFC	2	11	4	0.09	2.64	32.12
T.V. (B/N)	1	20	4	0.08	2.40	29.20
Radio	1	10	3	0.03	0.90	11.0
TOTAL		63		0.242	7.26	88.33

Fuente: Software SFV1.2

La disponibilidad de energía solar en RD es en promedio de 5.4 kWh/m²/día sobre superficie horizontal⁴⁹. Teniendo esta disponibilidad de energía sobre superficie horizontal y la demanda de energía por servicios, el paquete de diseño SFV_1.2⁵⁰ arroja la siguiente configuración mínima del sistema:

- 1 Módulo Solar de 65 W pico o más a 12 voltios DC nominales
- 1 Controlador de carga de 5.4 A o más de capacidad a 12 voltios DC
- 1 banco de baterías de 110 Ah @ 100 hr o más a 12 voltios DC

La energía generada por este sistema en los sitios de RD con esta radiación es de 127 kWh/año y un factor de capacidad del sistema de 26%.

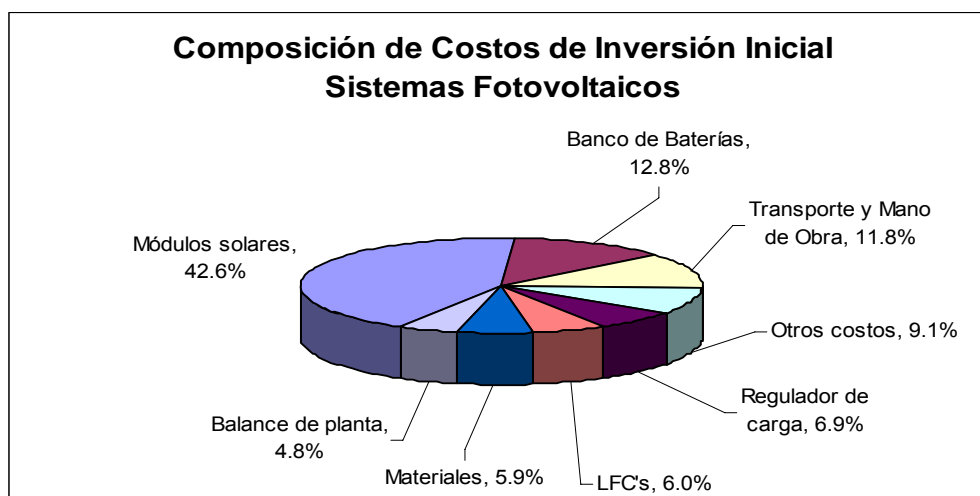
Costos de los sistemas

La Figura 4-8 muestra la composición de los costos de inversión inicial para los sistemas fotovoltaicos. Los módulos solares son los que representan el mayor costo en la inversión inicial, seguido por el banco de baterías, y los costos de transporte y mano de obra.

⁴⁹ Si se empleara la cifra 6.25 kWh/m²/día sobre una superficie orientada hacia el sur con inclinación de 18 a 20° se requeriría un módulo con menor capacidad pero se ha empleado la cifra correspondiente a la superficie horizontal por seguridad.

⁵⁰ SFV1_2 es un paquete de diseño de SFV desarrollado por el autor y de amplia utilización en varios países de Latinoamérica.

Figura 4-8. Composición de costos de inversión inicial para un SHS



Fuente: Resultados del software SFV1.2

Para un sistema base como el dimensionado anteriormente el costo de inversión oscila entre \$800 y \$1200 en el mercado internacional, los costos fijos de O&M están alrededor del 5% anual del costo de inversión. En estos costos de O&M se ha considerado la creación de un fondo de reposición de baterías (en vez de considerar costos variables de O&M) y los costos del mantenimiento preventivo anual, así como también el costo del agua destilada para las baterías abiertas.

Costos de Generación

Para calcular el costo de generación del sistema se tienen en cuenta los supuestos mostrados en la Tabla 4-11.

Tabla 4-11. Supuestos del sistema

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	\$ 5,145
Potencia Instalada	kW	0.064
O&M	\$/año	\$ 42
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de Capacidad	%	26.0

Fuente: Resultados este estudio

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores, el costo de generación de energía eléctrica con el SFV diseñado es de 1.05 US\$ / kWh.

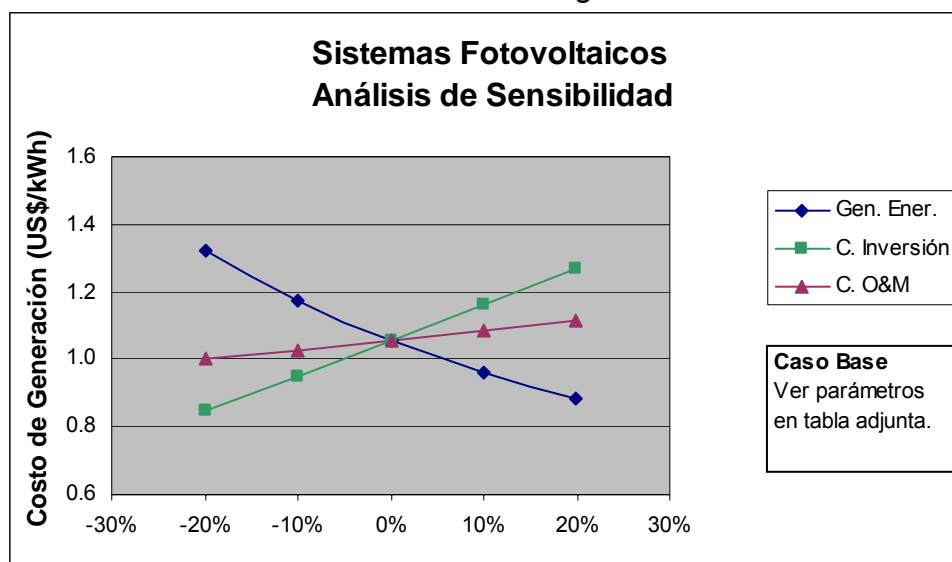
El costo anual nivelado del sistema es de US\$156, lo que representa mensualmente US\$12.9. Esta cifra es el costo contra el que se debe comparar el costo de

combustibles y productos energéticos tradicionales que son desplazados por la introducción de los sistemas solares.

Análisis de Sensibilidad

La Figura 4-9. Análisis de sensibilidad de costos de generación - SFV muestra el análisis de sensibilidad del costo de generación del sistema propuesto variando la energía generada, los costos de inversión y los costos fijos de O&M en $\pm 20\%$

Figura 4-9. Análisis de sensibilidad de costos de generación - SFV



Fuente: Resultados este estudio

La figura muestra que el costo de la energía generada es muy sensible a las variaciones de la energía generada por el sistema, en menor grado a los costos de inversión y en muchísimo menor grado a los costos de O&M. Mayor energía generada significa mayor servicio prestado por el sistema.

4.4.3 Potencial de desarrollo

Las dos tecnologías solares que se consideran desarrollables de manera inmediata son la utilización de calentadores solares y los SFV's para el suministro de electricidad en zonas remotas, como una alternativa dentro de las fuentes de energía renovables, para proveer de electricidad a hogares, escuelas, puestos de salud, etc., y pequeñas actividades productivas (bombeo de agua, por ejemplo).

La utilización de los calentadores solares es entonces altamente recomendable principalmente en las nuevas edificaciones y aplicable en edificaciones de vivienda de 1 a 3 pisos, y en el sector servicios en instalaciones que tengan alta demanda de agua caliente (hoteles, hospitales, etc.). Las nuevas edificaciones de vivienda podrían ya incluir los calentadores solares de tal suerte que la amortización de su

costo se haría con la amortización de la vivienda. En RD hay ya una experiencia importante en la utilización de estos sistemas. En el Plan Nacional de Ahorro de Energía y Eficiencia Energética se desarrolló un Programa de Sustitución de Calentadores Eléctricos por Solares. Este programa fue ejecutado por la SEIC (Secretaría de Estado de Industria y Comercio) y buscó difundir el uso de calentadores solares en el sector residencial, motivando al sector financiero para adelantar el programa. Las evaluaciones realizadas en el mencionado proyecto indican ventajas económicas para los usuarios de los sistemas solares⁵¹. No se da información sobre cuantos nuevos calentadores fueron instalados como consecuencia (directa o indirecta) del programa.

El Programa PROFER ha estimado un total de 15.000 calentadores solares instalados en el país y un potencial de 90.000 sistemas domésticos a instalar en un periodo de 5 años⁵². Si se considera el mercado de 90.000 como de Sistemas tipo 2, (RD\$53.000 o US\$1700), el valor del mercado ascendería a millones US\$30/año durante un periodo de 5 años.

En cuanto a la energía solar eléctrica producida con SFVs aislados, se considera tácitamente como una opción dentro de las opciones que ofrece la energía renovable para aumentar el nivel de electrificación rural y la cantidad y calidad de la energía entregada a la población rural.

En RD se desarrolló por parte de Enersol (organización fundada en 1984) un programa con SFV's que fue pionero en el desarrollo de modelos de negocios para electrificación rural. En el PEN 2004-2015 se menciona que por información de distribuidores locales existen más de 20.000 sistemas fotovoltaicos en zonas rurales, principalmente para uso residencial. Por otro lado en el PROFER se indica que existen actualmente cerca de 350.000 hogares sin electricidad en las zonas rurales que podrían utilizar sistemas de energía renovable, entre los cuales se cuenta con los SFV's.

Se puede entonces suponer que se pueden instalar calentadores solares a un ritmo de 9.000 sistemas al año y un total del orden de 100.000 a 150.000 SFV mas un numero indefinido de sistemas para escuelas, puestos de salud, etc. en zonas rurales.

En relación con proyectos demostrativos realizados en el país, se remite al Capitulo 5.6.2.

⁵¹ Hermann, S. (Abril 2004). Aspectos económicos de Calentadores Solares en el sector residencial. Programa PROFER GTZ Informe 8. Santo Domingo, República Dominicana

⁵² Mejía, J. (2006) Calentadores Termosolares en la República Dominicana: Mercado y Beneficios. Programa PROFER GTZ. Santo Domingo, República Dominicana

5. OTRAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

5.1 INTRODUCCIÓN

Las denominadas otras fuentes de energía alterna ⁵³ que se considerarán en este capítulo son la biomasa (los biocombustibles –bioalcohol y biodiesel– ya fueron tratados en el Capítulo 2) y la hidroelectricidad. La biomasa y la hidroelectricidad están consideradas en el PEN 2004-2015 y en este capítulo se analizará el estado del conocimiento y la información sobre el potencial de estos recursos en RD.

El diagnóstico objeto de este estudio está orientado a establecer aquellos puntos que son importantes para definir una estrategia de desarrollo para la energía renovables, en particular en este capítulo, para las otras fuentes de energía. Bajo esta óptica, el capítulo está distribuido en las siguientes secciones, cada una abordando un tema importante para establecer un diagnóstico sobre la biomasa (exceptuando en esta sección los biocombustibles ya tratados anteriormente) y las PCH's.

La sección 5.2 (ANÁLISIS DE MERCADO) establece el potencial de mercado para estas Otras fuentes alterna de energía basados en las proyecciones hechas en el PEN 2004-2015.

La sección 5.3 (POTENCIAL DE LAS OTRAS FUENTES ALTERNAS), considera los resultados de los estudios realizados sobre el potencial de estas fuentes permite estimar el nivel de recursos.

La sección 5.4 (ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO) considera los sistemas de otras energías (biogás y PCH's).

El anexo 7 incluye una aproximación a la estimación del potencial de producción de biogás a partir de desechos agropecuarios.

5.2 ANÁLISIS DEL MERCADO

El PEN 2004-2015 se menciona que las FAER tienen un potencial importante, “sobre todo la solar, la eólica y la biomasa, pero hasta el momento no han sido utilizadas en magnitudes significativas por falta de políticas y legislación apropiadas. El reto hacia el futuro será potenciar el uso de estos recursos domésticos en un país eminentemente dependiente de las importaciones de petróleo y sus derivados”.

⁵³ Bajo el nombre de fuentes renovables de energía se consideran todas las fuentes que tienen como origen los flujos naturales de energía en el planeta. Estas comprenden solar, eólica, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmica, mareas, olas, gradiente térmico marino y corrientes marinas.

La oferta total de energía neta (producción más importaciones) fue cuantificada en el año 2001 en 7,382 Ktep. En la oferta de energías, se considera que la producción local de energía renovable (922 Ktep) y está constituida por hidroelectricidad (6.9%), leña (58.8%), bagazo de caña (31.20%), biomásas (2.6%) y energía solar (0.54%). La producción de energía renovable representaba entonces el 12.5%. El mercado para estas llamadas otras fuentes de energía es extraordinariamente limitado y ligado a procesos particulares. Así, los desechos de la caña de azúcar se pueden emplear para la cogeneración en los ingenios y/o destilerías de alcohol, los desechos de la industria arrocera en la cogeneración en las plantas de secado de arroz, los desechos animales en plantas de biogás en el sector agrícola, los residuos sólidos urbanos en la generación en los rellenos sanitarios.

5.3 POTENCIAL DE OTRAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

5.3.1 Potencial biomasa

Toda la materia viviente del planeta, su biomasa, se encuentra en una pequeña capa terrestre llamada la biosfera. La biomasa representa una pequeña fracción de la masa de la tierra pero almacena una enorme cantidad de energía. Pero más importante aún, esta enorme cantidad de energía almacenada se recarga (se renueva) gracias a la energía solar. En este proceso de almacenamiento, son las plantas quienes juegan un papel central. La energía almacenada en las plantas es reciclada naturalmente en una serie de procesos físicos y químicos en la planta, el suelo, la atmósfera circundante y otra materia viviente, hasta que es finalmente re-radiada al espacio excepto por una pequeña fracción que se ha de transformar lentamente en energía fósil.

La importancia de este ciclo es que podemos intervenirlo y capturar alguna fracción de la biomasa en la etapa en que se comporta como energía química almacenada, Sin embargo, surgen dos aspectos de gran significado ambiental, mientras el consumo de biomasa no exceda el nivel de reciclaje natural: la combustión de biocombustibles no genera ni más calor ni más dióxido de carbono del que se habría producido en el proceso natural. De esta manera tenemos una fuente de energía cuya utilización no causa deterioro ambiental.

Los biocombustibles son cualquier sólido, líquido o combustibles gaseoso producto de los materiales orgánicos, derivados directamente de las plantas o indirectamente de ellas de desechos industriales, comerciales, domésticos o agrícolas. Los biocombustibles se pueden producir de una gran variedad de materias primas y producidos de muy diferentes maneras. Por esta razón, la naturaleza extraordinariamente variada de la naturaleza de biocombustibles crea un reto enorme para determinar su uso actual y su potencial de uso futuro.

La biomasa que se considerará en esta sección son el bagazo, los desechos agropecuarios, los desechos urbanos, el biogás, la leña y el carbón.

5.3.1.1 *Bagazo de la industria azucarera y potencial de cogeneración*

En la industria azucarera, el bagazo queda como resultado de la molienda de la caña de azúcar. El bagazo ha sido tradicionalmente empleado en los esquemas de cogeneración (producción de energía mecánica/energía eléctrica y calor de proceso) en esta industria. En el pasado, los ingenios azucareros eran industrias aisladas de la red nacional y con frecuencia no se tenían usos alternativos para el bagazo, dando lugar a que en los esquemas de cogeneración la caldera de vapor se empleaba como un incinerador de bagazo, esto es, eran ineficientes pues debían eliminar el bagazo. Por tal razón la mayoría de los ingenios utilizan calderas de baja presión (~20 bar) y están diseñadas para ser ineficientes, generando cerca de 20 kWh/t caña molida y fuerza mecánica para los trapiches. Algunos ingenios han comenzado a utilizar calderas de alta presión (40 a 60 bar) y turbinas de vapor de condensación-extracción. Debido a su alta eficiencia, tales sistemas podrían generar para el sistema interconectado de 80 a 100 kWh/tcaña molida, además de cubrir sus propias necesidades de electricidad y calor. Introduciendo medidas de eficiencia energética, se podrían adicionar de 10 a 20 kWh/t caña molida.

Lo anterior produce dos índices:

- Índice conservador de 90 kWh/t caña.
- Índice optimista de 120 kWh/t caña.

De esta manera para una zafra de 5.000.000 t caña/ año, la capacidad de cogeneración estaría entre 450 y 600 GWh/año para una zafra de 180 días/año (actualmente se cultivan 125.000 hectáreas que producen 4.796.549 t de caña).

5.3.1.2 *Bagazo de la industria alcoholera y potencial de cogeneración*

En 1998 el cultivo de caña azúcar en el país alcanzó 340.000 ha. Esta cifra se ha reducido actualmente a 125.000 ha. Al considerar la perspectiva de un programa de etanol no solamente se podría volver a alcanzar las 340.000 ha sino que se pueden en el largo plazo superar y alcanzar hasta 700.000 ha (Ver 2.4). También dentro de esta misma perspectiva se pueden desarrollar plantas para la coproducción de alcohol y electricidad por cogeneración, que en un sistema de destilería autónomo tendría como unidades principales la destilería y la planta de cogeneración, alimentando la destilería con caña de azúcar, vapor y electricidad de la planta de cogeneración, y produciendo alcohol. La planta de cogeneración recibiría bagazo de la destilería y produciría vapor y electricidad para la destilería, y excedente de electricidad a la red. Durante el periodo fuera de zafra, la unidad de cogeneración generaría exclusivamente electricidad para la red empleando barbujo (desechos agrícolas del cultivo de la caña) o excedentes de bagazo acumulado⁵⁴.

⁵⁴ Wereko-Brobby Ch. y E.B. Hagggen. (2000) Biomass Conversion and Technology. J.Wiley & Sons. New York

El potencial de cogeneración de las destilerías depende del tipo de tecnología de cogeneración empleado. Para una destilería con una capacidad anual de 125 t caña/hr y una producción de alcohol de 80 l/tcaña, se alcanzan 92 kWh/ton caña (tecnología CEST: Condensing-Extraction Steam Turbine). Empleando tecnologías más avanzadas y de conservación de energía se pueden lograr cifras superiores).

Considerando el caso base de 4.983.007 ton caña para el año 2012 dedicadas a la industria alcoholera, el potencial sería de 458 GWh/año.

5.3.1.3 *Desechos agropecuarios*

En el PEN, para evaluar el potencial de desechos agropecuarios como fuente alternativa de biomasa se han considerado tres desechos: Tallos de plátano, cascarilla y follaje de arroz, y estiércol de porcinos y vacunos. El potencial de material se ha estimado en base a estimados de producción de plátano y arroz, y de población porcina y vacuna, y empleando índices de material orgánico para cada desecho.

En el caso de los tallos de plátano, su producción anual fue estimada en 750.000 t/año y localizada principalmente en el Cibao Central. Estos tallos se emplearían para la producción de biogás, aunque no se mencionan experiencias de biodigestores con este material.

Para el caso de los desechos de la producción de arroz, se tienen dos fuentes de biomasa: la cáscara del arroz (o cascarilla de arroz) y el follaje de la plantas. La cáscara de arroz se suele emplear para el secado del arroz mismo y los excedentes tienen diversas aplicaciones en la industria agrícola y avícola. El follaje de arroz se estimó en el 2003 en 105.000 t/año, calculadas a partir de la producción de arroz blanco de 67,733 t/año y 1.5 kg de follaje/kg de arroz. Esta cifra de producción de arroz blanco es muy inferior a la reportada de 645,000 t/año 2005⁵⁵ y daría lugar a un follaje de arroz disponible de aproximadamente 967.000 toneladas de follaje para el 2005.

El estiércol de animales es una fuente importante de material para la producción de biogás⁵⁶. Para la producción de biogás en el sector rural se suele emplear estiércol de porcinos y vacunos, como los más importantes. El potencial máximo posible de estiércol y su valoración energética se suele estimar a partir de la población animal y empleando indicadores, se estima el potencial energético. En el PEN, el potencial de materia orgánica en el estiércol de cerdos y vacunos se estimó en 86,651 y

⁵⁵ ONE (2006). República Dominicana en Cifras 2006. Santo Domingo. República Dominicana.

⁵⁶ Por biogás se entiende el gas producido en sistemas de digestión anaeróbica. Generalmente contiene de 65% a 85% de metano, 35% a 15% de dióxido de carbono, pequeñas cantidades de hidrógeno, nitrógeno y algunas trazas de ácido sulfídrico. Su poder calorífico es de 600 BTU/ft³ mientras que el gas natural tiene 1000 BTU/ft³.

1,993,134 kg/día, respectivamente, a partir de poblaciones de 514,400 cerdos y 1,456,726 vacunos empleando información del Censo Agropecuario de 1998⁵⁷.

5.3.1.4 *Desechos Urbanos*

La información provista por el PEN en relación con los desechos urbanos se refiere a las ciudades de Santo Domingo y Santiago de Los Caballeros, las dos mayores del país. Los desechos urbanos de Santo Domingo son principalmente materiales orgánicos (alimentos y desechos de jardín) 79.7% en peso, materiales reciclables 2.6% en peso, materiales combustibles 13.3% en peso y otros materiales 3.2% en peso. La Gerencia de Operaciones del relleno sanitario de Duquesa informó sobre la recepción de un promedio 3140 t/día (periodo agosto 2002 a julio 2003). De acuerdo a la composición anterior, entonces en ese periodo el aporte diario era de 420 t/día de materiales combustibles y 2502 t/día de material orgánico. Mientras que los primeros pueden quemarse, los segundos pueden degradarse en procesos de digestión anaeróbica para la producción de biogás de relleno sanitario.

La cantidad de desechos recibidos en Santiago de los Caballeros se estimó a 2003 entre 855 y 1077 t/día, de los cuales se supuso que un 70% en peso corresponde a material orgánico biodegradable y por tanto, se tendrían entre 500 y 750 t/día de material orgánico biodegradable.

La estimación del potencial de material orgánico biodegradable en los desechos urbanos requiere aún de una mejor determinación de las cantidades y composición de los desechos así como de la disposición final de los mismos. Los aprovechamientos del biogás se realizan por lo general en rellenos sanitarios que han sido diseñados considerando la captura del biogás o que permiten la realización de las obras necesarias para este propósito. Esta situación no se da cuando la disposición final de las basuras se realiza a cielo abierto, caso frecuente en muchas municipalidades del país. Por otro lado, se debe tener en cuenta que el problema principal de los desechos orgánicos es su disposición final y no un asunto energético.

5.3.1.5 *Biogás*

El potencial de biogás en el PEN se ha estimado a partir de la producción anual de residuos de pseudo-tallos de plátano, follajes de arroz, estiércol de cerdos y vacunos, en un total de 1.230.000 m³/día, sin considerar el biogás de los desechos sólidos de las principales ciudades del país.

⁵⁷ Estos estimativos de materia orgánica se han calculado con índices que subvaloran la cantidad de estiércol producida por cada animal pero no es posible a partir de la información disponible encontrar los índices utilizados. Ver Sección 19.1.

5.3.1.6 *Leña y carbón de leña*

En el país se consume leña y carbón de leña. Según el Banco Central, durante el periodo 1996-2001 la producción de leña y carbón de leña ascendió de 980.000 t a 1.800.000 t. En cuanto al carbón vegetal, se vendieron entre mayo y septiembre de 2003 cerca de 20.000 sacos. La utilización de GLP ha contribuido a la disminución del consumo de ambos combustibles en una magnitud no cuantificada.

En cuanto al potencial, las cifras dadas en el PEN ofrecen un margen limitado de confiabilidad.

5.3.2 **Potencial hidroeléctrico**

La información sobre el potencial hidroeléctrico en RD se encuentra aún en un nivel muy básico y es insuficiente para valorar la importancia del mismo y la contribución que esta fuente de energía pueda tener en la canasta energética nacional. En el pasado se han realizado varios esfuerzos para estimar este potencial, los cuales se describen a continuación.

El interés por las pequeñas centrales hidroeléctricas renació a finales de los años 70 cuando el INDRHI (Instituto Dominicano de Recursos Hidráulicos) y la Misión de la República China realizaron una identificación preliminar de proyectos hidroeléctricos. Se determinaron 20 sitios en la región Oeste, Sur y Este, y en las cuencas Yaque del Norte, Yaque del Sur y Yuna, con un potencial total superior a los 12 MW, en proyectos con potencias desde 84 kW en el río Magua hasta 2400 kW en el río Bao, y con distancias a la red existente en esa época, entre 0.5 km y 33 km. De acuerdo a la clasificación convencional sobre la designación del tipo de centrales por capacidad instalada, todas las anteriores se pueden catalogar como PCHs (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ≤ 10.000 kW) o categoría inferior⁵⁸.

La empresa EGEHID (Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana) informaba en el 2003⁵⁹ acerca de 18 proyectos hidroeléctricos de filo de agua que tienen la ventaja de que dependen principalmente de la caída de agua antes que de la capacidad del embalse y que garantizan el suministro de energía aun en épocas de sequía (previo el adecuado manejo de la cuenca hidrográfica), y que permiten la utilización posterior del recurso hídrico aguas abajo de la central. En este estudio fueron estimados los costos de inversión de los 18 proyectos, los cuales deben ser revisados por haberse realizado hace más de 17 años). En el desarrollo del proyecto más avanzado (Proyecto Manabo-Bejucal-Tavera) se requirió de la realización de un nuevo estudio de impacto ambiental.

⁵⁸ PCH (pequeñas centrales) (≤ 10.000 kW), Minicentrales (≤ 1.000 kW), Microcentrales (≤ 100 kW), Picocentrales (≤ 1 kW). La Ley de Incentivos considera pequeñas centrales a las que tienen <5 MW instalados y así se seguirán considerando en adelante.

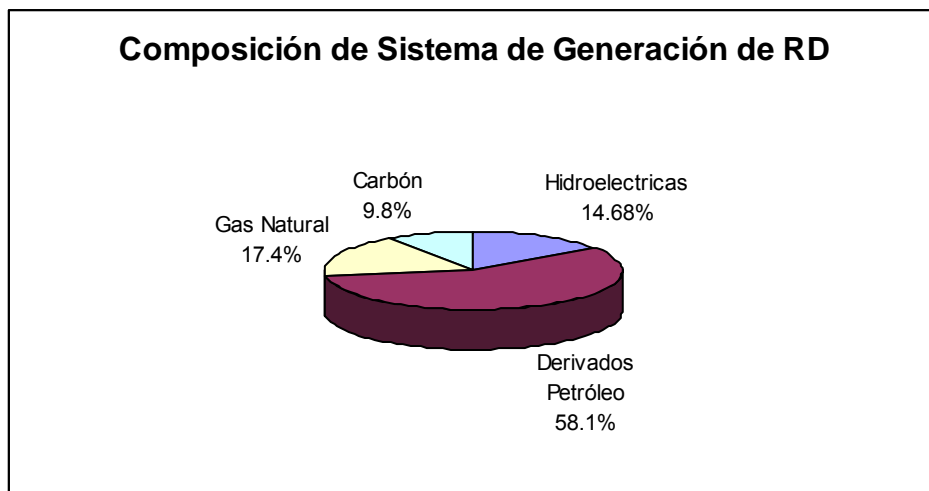
⁵⁹ La página de proyectos y minicentrales en el web site de esta empresa se encuentra fuera de servicio a junio de 2007.

En estudio realizado en 1998 por Schorgmayer se identificaron en la cuenca Alta del Río Yaque del Norte 17 sitios para turbinas Harris (para la generación a pequeña escala para fines residenciales y productivos, con potencias inferiores a 1 kW y obviamente para sistemas aislados).

El PPS (Programa de Pequeños Subsidios del PNUD: Programa de Naciones Unidas) identificó sitios de posibles desarrollos con potenciales que varían entre 1.5 kW y 253 kW, en 15 comunidades con 15 hasta 800 viviendas. Para nueve de ellos se estimaron los costos de inversión de los desarrollos con valores promedio entre \$2500/kW y \$15.000/kW (media de US\$7.700/kW).

La capacidad hidroeléctrica instalada en el país es de 467.9 MW (Ver Tabla 5-1) y corresponde al 14.68% de la potencia total instalada en el país (3196.2 MW a Enero de 2007) (Ver Figura 5-1). En términos de generación, la hidroelectricidad contribuyó con el 17.20% de los 823.7 GWh generados en Enero de 2007⁶⁰.

Figura 5-1. Composición del parque de generación de RD en términos de potencia a 2007



Fuente: CNE (2007) Resumen Mensual Sobre Algunos Parámetros de la Operación del SENI. Santo Domingo

Como pequeñas centrales, objeto de la ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, se consideran las centrales con una capacidad inferior a 5 MW. De la potencia instalada, 7 pequeñas centrales totalizan 10.2 MW de potencia instalada y corresponden al 2.2 % del total. Lo anterior indica claramente que la capacidad hidroeléctrica está evidentemente fundamentada en centrales hidroeléctricas antes que en PCH's.

⁶⁰CNE (2007) Resumen Mensual Sobre Algunos Parámetros de la Operación del SENI. Santo Domingo

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 5-1. Capacidad hidroeléctrica instalada en RD (a Enero 2007)

#	Nombre de la Central	Año Construcción	Potencia (MW)	Ubicación
1	Domingo Rodríguez	2004	4.0	San Juan
2	Aniana Vargas	2003	0.7	Bonao
3	Monción	2002	52.0	Santiago Rodríguez Azua
4	Los Toros	2001	9.7	Azua
5	Los Anones	1999	0.11	San Cristóbal
6	C.E. Monción	1998	3.21	Monción
7	Río Blanco	1996	25.0	Bonao
8	Baiguaque	1996	1.2	Santiago
9	El Salto Constanza	1995	0.65	Constanza
10	Nizao-Najayo	1994	0.33	San Cristóbal
11	Aguacate	1992	52.0	San Cristóbal
12	Jigüey	1992	98.0	San Cristóbal
13	Angostura	1987	18.0	Santiago
14	Hatillo	1984	8.0	Cotuí
15	Sabaneta	1981	6.36	San Juan
16	Sabana Yegua	1980	13.0	San Juan
17	Rincón	1978	10.1	Bonao
18	Valdesia	1975	54.0	Baní
19	Tavera	1973	96.0	Santiago
20	Las Damas	1967	7.5	Duvergé
21	Jimenoa	1950	8.0	Jarabacoa
	Total Instalado		467.9	
	< 5 MW		10.2	
	> 5 MW		457.7	

Fuente: EGEHID (2006) Memoria Anual, Noviembre 2004 - Octubre 2005.

Las 7 nuevas centrales en desarrollo (incluidas la modernización de Las Damas y la ampliación del Hatillo) suman una potencia total de 73.13MW, de las cuales 4 se consideran pequeñas centrales con una potencial total de 8.95 MW. Estas centrales se encontraban en diferentes etapas de desarrollo a 2005 como se da en la tabla siguiente. El costo de instalación variaba entre US\$1424/kW para la ampliación del Hatillo hasta US\$6690/kW para Las Barías.

Tabla 5-2. Capacidad hidroeléctrica en desarrollo en RD (a 2005)

#	Nombre del Proyecto	Ubicación	Río	Caudal (m ³ /seg)	Salto Neto (m)	Tipo de Proyecto	Longitud Tubería (m)	Potencia Instalada (MW)	Generación (GWh/Año)	Costo Estimado (US\$ MM)	Estado
1	Pinalito	Constanza	Tireo	10.0	517.00	Pico	1,140	50	143	186.00	En Ejecución
2	Modernización Las Damas	Duvergé	Las Damas	1.2	320.00	Base	817	4.0	30	4.60	En Ejecución
3	Ampliación Hatillo	Presa de Hatillo - Cotuí	Yuna	35.0	32.60	Base	60	10.2	60	14.50	En Ejecución
4	Magüeyal	Azua	Canal Ysura	6.0	---	Base	268	3.2	23	8.40	En ejecución (13.5% a 2005)
5	Pryn Brazo Derecho	Navarrete	Canal UFE	13.0	24.00	Base	540	2.7	21.09	11.90	En ejecución (16% a 2005)
6	Pryn Guayacanes	Esperanza	Canal Guayacanes	7.0	37.00	Base	380	2.2	13.5	6.50	En Ejecución
7	Las Barías	Estribo Derecho Contraembalse Las Barías	Canal Marcos A. Cabral	10.5	9.37	Base	60	0.9	5.7	5.70	En ejecución (40% a 2005)

Fuente: EGEHID (2006) Memoria Anual, Noviembre 2004 - Octubre 2005.

La evaluación del potencial para el desarrollo de las PCH's requiere entonces de una evaluación más extensa, incluyendo la actualización de estudios anteriores. Una fuerte razón para continuar e intensificar el desarrollo de la capacidad en PCH's es que ellas pueden jugar un papel muy importante en el suministro de electricidad a comunidades aisladas en las zonas rurales.

5.4 ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y POTENCIAL DE DESARROLLO

En este estudio se ha empleado una metodología que considera cuatro etapas, siendo la última la estimación del costo de generación de la energía o combustibles o servicio prestado. La información sobre los costos de inversión de proyectos con estas tecnologías depende muchísimo de las condiciones locales del proyecto y resulta muy difícil estimar costos indicativos útiles. Por lo tanto, en esta sección nos limitaremos a dos de las Otras Fuentes Alternas de Energía: Residuos sólidos y PCH's. Nuevamente para estas tecnologías, la generación de biogás en rellenos sanitarios o la generación de electricidad en PCH, la estimación de la energía generada está en rangos muy amplios, por lo que el costo de generación nivelado presenta grandes variaciones. En estas circunstancias, la metodología se limitará a la evaluación de la tecnología, la caracterización ambiental y a los costos de inversión (Ver Anexo en Capítulo 16).

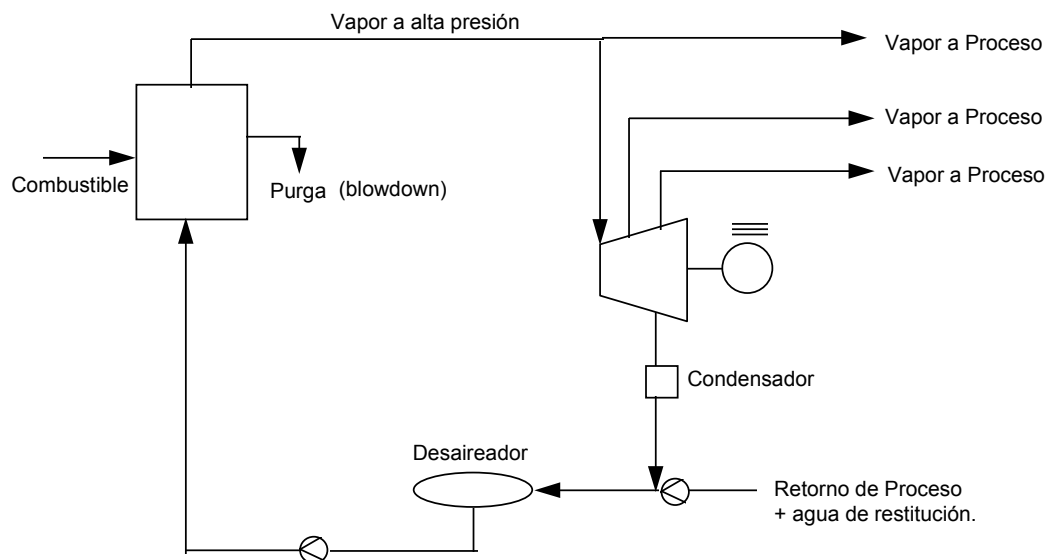
5.4.1 Cogeneración en la industria azucarera

La cogeneración es la generación combinada de electricidad (o fuerza mecánica) y calor de proceso, con el fin de aumentar la eficiencia de la utilización de los combustibles, que en el caso de la industria azucarera es bagazo de caña. Estos sistemas han sido tradicionales en la industria azucarera. En sus comienzos esta industria tenía que manejar grandes cantidades de desechos de bagazo y las calderas eran ineficientes para eliminar estos desechos. Más recientemente se ha mejorado la eficiencia de las calderas a fin de emplear el bagazo en otros usos alternativos y mejorar la cogeneración de electricidad para su inyección a la red.

5.4.1.1 Descripción del sistema

La unidad motriz en los sistemas de la industria azucarera es la turbina de vapor. En la cogeneración con turbinas de vapor, este es inicialmente producido en una caldera a condiciones de presión y temperatura determinadas, las cuales son mayores que las requeridas por el proceso. Posteriormente, el vapor a alta presión se expande en la turbina de vapor hasta llegar a los niveles de presión requeridos por el proceso, punto en el cual el vapor se extrae de la turbina. La. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta un ejemplo de esquema de cogeneración con turbina de vapor.

Figura 5-2. Esquema de cogeneración con turbina de vapor



En sistemas de cogeneración, se pueden utilizar básicamente dos tipos de turbina de vapor: (i) Turbinas de vapor de contrapresión y (ii) Turbinas de vapor de condensación. En las turbinas de contrapresión el vapor es descargado a una presión considerablemente superior a la presión atmosférica, y no existe condensador. En las turbinas de condensación el vapor que no es enviado al proceso sigue su expansión en la turbina hasta presiones de vacío, resultando en una mayor generación de potencia.

En cuanto a la potencia de las turbinas de vapor se refiere, éstas se encuentran disponibles desde unos pocos kilovatios, hasta potencias del orden de 1300 MW. Por otra parte, dependiendo de las condiciones y requerimientos del vapor de proceso, se pueden obtener valores de energía cargable a potencia del orden de 4200 a 4800 kJ/kWh basados en el poder calorífico superior del combustible.

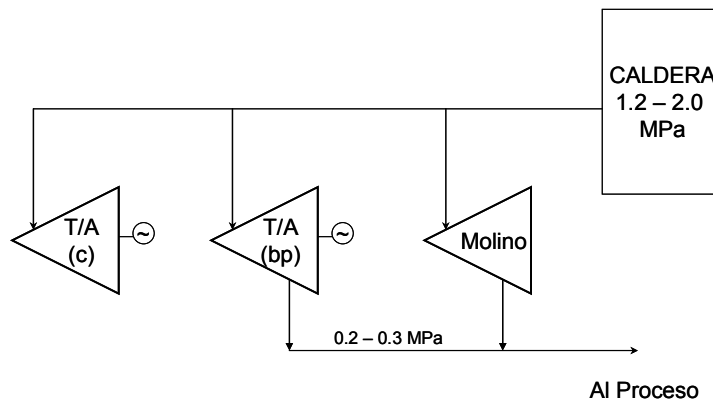
En la generación con turbinas de vapor los gases de combustión no entran en contacto directo con la turbina de vapor razón por la cual se pueden utilizar una gran variedad de combustibles que van desde carbón hasta gas natural e inclusive biomasa como es el bagazo de caña en la industria azucarera.

Los sistemas con turbina de vapor difieren de las turbinas de gas y motores reciprocantes en que las dos formas de energía no son producidas en una relación fija de potencia / calor. Es decir, se puede variar la producción de energía eléctrica y producción de energía térmica de una manera amplia.

5.4.1.2 Capacidades y Aplicaciones

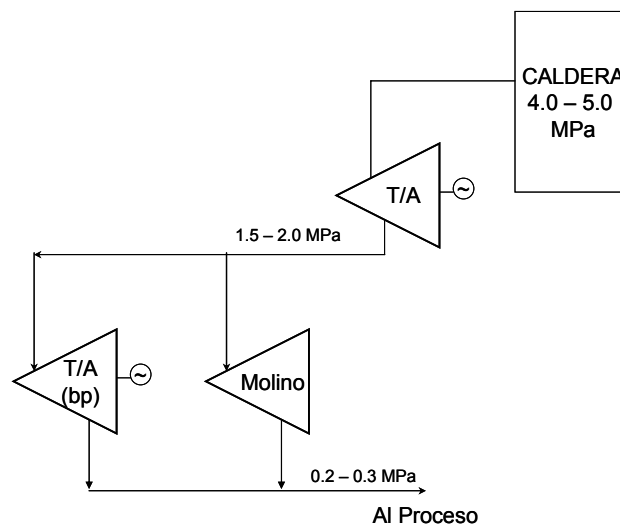
Con el fin de utilizar un esquema particular de cogeneración en un ingenio este debe satisfacer las demandas de vapor y electricidad del mismo. La Figura siguiente muestra la configuración típica de las turbinas de vapor en un ingenio corriente. Es de observar que la presión es moderada y está en el rango de 1,2 a 2 MPa para el molino de contrapresión y las turbinas de generación. El vapor de baja presión (0.15 a 0.25 MPa) se emplea para suministrar calor de proceso.

Figura 5-3. Turbinas de vapor convencionales típica en la industria azucarera



La figura siguiente muestra ahora un sistema de cogeneración con turbina de vapor de condensación/extracción que operando a más alta presión permite producir una cantidad de vapor entre 350-500 kg/t caña, mas 70 a 120 kWh/t caña liberando entre 50 a 100 kWh/t caña para inyección a la red.

Figura 5-4. Turbina de vapor de condensación/extracción en la industria azucarera



En el periodo de molienda, las calderas son alimentadas con bagazo de los molinos y por fuera del periodo de molienda, las unidades pueden operarse en el modo de condensación produciendo solamente electricidad, alimentándose la caldera con otros materiales de biomasa (por ejemplo, barbujo) o combustibles.

La modernización de los ingenios para mejorar la cogeneración cuando se piensa en entregar electricidad a la red requiere de estudios técnicos apropiados y los estimados de costos varían en una gama muy amplia que depende de muchas consideraciones particulares para cada ingenio de tal suerte que solamente se puede dar un rango de costos. Los costos para turbinas de contrapresión o extracción/condensación se ubican en el rango 1100 a 1400 US\$/kW⁶¹.

5.4.1.3 *Caracterización Ambiental*

Los problemas medioambientales para la bio-energía incluyen la tierra y el uso de la tierra, transporte, particulados y emisiones.

Emisiones y particulados. El ciclo de vida de la biomasa es neutro en relación con las emisiones de CO₂, incluso cuando se usan combustibles fósiles para la maquinaria agrícola y el transporte de la biomasa a la planta de procesamiento. Con la biomasa también es posible cerrar los ciclos de minerales y nitrógeno. Las emisiones de SO₂ que se producen durante la combustión de combustibles fósiles es inferior en los sistemas de biomasa debido al bajo contenido de azufre en la biomasa (< 1% comparado a 1-5% para carbón). La combustión incompleta de biomasa produce la emisión de particulados orgánicos, monóxido de carbono y otros gases orgánicos. Si la combustión de biomasa ocurre a alta temperatura, se producen óxidos de nitrógeno.

Cultivos energéticos. Es necesaria la investigación en cultivos energéticos no solamente para determinar sus rendimientos sino también sus efectos sobre los suelos y el de los fertilizantes.

Desechos. En la industria del alcohol a partir de caña de azúcar, debe darse un manejo apropiado a la vinaza producida. Usos alternativos de la vinaza son como fertilizantes o en la producción de biogás. Otros usos alternativos se encuentran/han desarrollado en Brasil y Colombia.

Transporte y balance de energía. La biomasa tiene una densidad de energía relativamente baja comparada con la de los combustibles fósiles. El transporte de biomasa hasta las plantas de procesamiento reduce la producción neta de energía. Por lo tanto la localización de las plantas de procesamiento de caña de azúcar y

⁶¹ Betancourt, F. y C. García (2003). Cogeneración para el sector azucarero introduciendo y aplicando el enfoque ESCO. Proyecto PNUD / COL / 99G41. Bogotá, Colombia

destilerías cerca de los centros de producción de caña, disminuye la distancia de transporte y su costo. La producción y el procesamiento de la caña pueden requerir de cantidades importantes de energía y combustibles, para fertilizantes y maquinaria agrícola. Los procesos con biomasa deben minimizar el consumo de combustibles y otros productos procesados a partir o con combustibles de origen fósil y maximizar la conversión de sus desechos y la recuperación de la energía, con esquemas como la cogeneración.

Uso de la tierra y recursos hídricos. El uso de tierra y el agua para la producción de biomasa puede competir con otros usos de estos recursos. La competencia con alimentos debe evitarse.

En las diferentes fases de un proyecto es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

En la fase de construcción, los impactos son los comunes a cualquier instalación industrial de pequeña extensión, tal como sería el caso de la planta de cogeneración. Igualmente y considerando que los ingenios cuentan con los permisos otorgados por la autoridad ambiental para la captación de agua, y siempre y cuando no se superen los niveles autorizados en la concesión, en esta etapa no habría aprovechamiento, uso o afectación de recursos naturales y por ende, no se requeriría gestionar permisos, autorizaciones o concesiones adicionales ante las autoridades ambientales.

En la fase de operación, los impactos más destacados se limitan a ruido, emisiones de fuentes fijas, lodos de caldera y residuos industriales; sin embargo, y teniendo en cuenta que este tipo de plantas se consideran como de tecnología limpia no sólo por el uso de biomasa como fuente energética, sino también por los sistemas de control ambiental que conllevan, es de esperarse que los impactos no sean significativos.

En conclusión, el desarrollo de una planta de Cogeneración, entendiendo por ello la incorporación de procesos tecnológicos así como el desarrollo de obras civiles y montajes de equipos entre otras innovaciones, tiene, desde la perspectiva del consultor, factibilidad ambiental por cuanto los impactos que se producirán son, en términos generales, de baja magnitud además de la existencia de mecanismos y sistemas que permiten prevenir, mitigar, corregir y compensar los impactos y efectos negativos que se puedan derivar de su localización, construcción y operación.

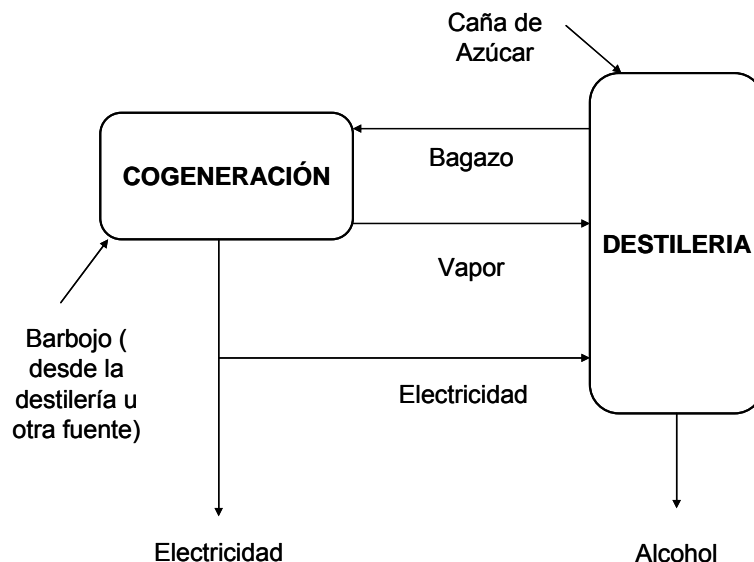
5.4.2 Cogeneración en la industria del etanol

5.4.2.1 Descripción del sistema

La figura siguiente muestra un posible esquema de cogeneración en la industria del alcohol a partir de caña de azúcar. En este esquema se considera una destilería autónoma y una planta de cogeneración, en el cual durante el periodo de molienda el

cogenerador emplea bagazo de caña de la destilería y le suministra a la destilería vapor y electricidad, mientras entrega a la red el excedente de energía generado. La destilería procesa la caña de azúcar y produce alcohol y entrega bagazo al cogenerador. En el periodo fuera de zafra, el cogenerador podría emplear barbojo o en su defecto otros residuos de biomasa o combustibles.

Figura 5-5. Flujo de materia y energía en una destilería/planta de cogeneración



Dependiendo del esquema de operación de una planta de esta naturaleza, se pueden tener varios escenarios de generación de electricidad. En una destilería que procese 125 t caña/hora y que produzca 80 l alcohol/t caña, es posible suministrar a la red cerca de 90 kWh/t caña.

5.4.2.2 Caracterización Ambiental

Las consideraciones ambientales para la industria azucarera con cogeneración aplican también para estas destilerías con esquema de cogeneración (Ver 5.4.1.3).

5.4.3 Cogeneración en la industria del arroz

5.4.3.1 Descripción del sistema

Los sistemas de cogeneración para la industria del arroz se han desarrollado gracias a los requerimientos que tienen los molinos de arroz tanto de calor de proceso, para el secado del arroz, como de energía eléctrica para la operación del molino. El combustible a emplear es la cascarilla de arroz que se obtiene como resultado del proceso de molienda. Usualmente en los molinos se emplea esta cascarilla para la producción de calor de proceso mientras que la energía eléctrica se compra de la red o se autogenera con otro combustible. El esquema propuesto es utilizar la cascarilla de arroz para generar vapor que se emplea tanto para el secado del arroz como para la generación de energía eléctrica, parte de la cual se consumiría en el molino y la restante energía se vendería a la red. La Figura 5-6 muestra esquemáticamente un sistema de cogeneración general y la siguiente, el sistema de cogeneración para la industria arrocera.

Figura 5-6. Sistema de cogeneración

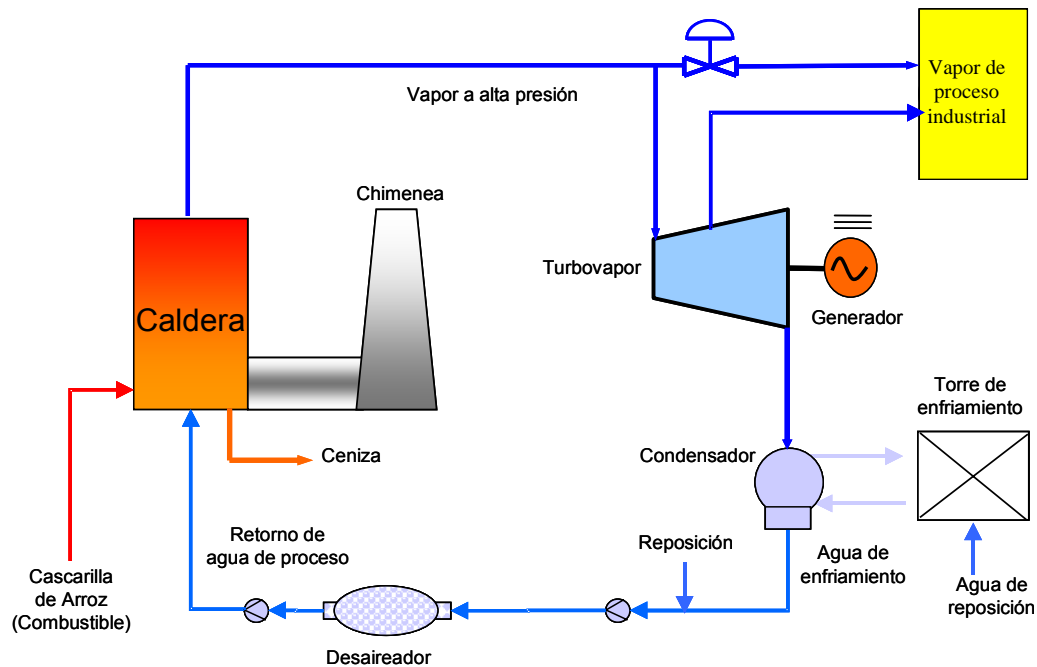
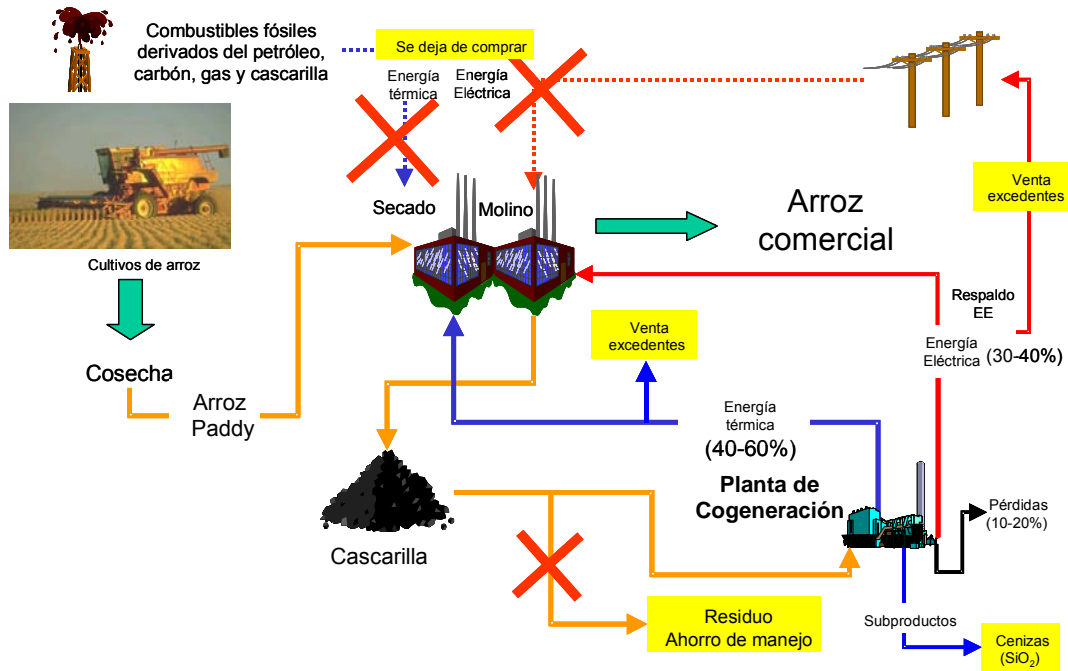


Figura 5-7. Esquema genérico de cogeneración en la industria molinera de arroz



La tabla siguiente muestra las características de un sistema cogeneración de 2.36 MW en un molino de arroz⁶².

Tabla 5-3. Características de un molino de arroz de 450 t/día.

Característica	Unidades	Magnitud
Capacidad del molino	t/día	450
Producción de cascarilla	t/día	100
Horas de operación del molino	h/año	6000
Horas de operación de secadoras de arroz paddy	h/año	7200
Demanda anual de energía (kWh)	kWh/año	4,943,000
Potencia promedio requerida	kW	675
Demanda térmica	MBtu/mes	2,000
Eficiencia de secado	%	58

⁶² APC, H. Finck y AENE (2004) Cogeneración. Alternativa rentable para la disposición de la cascarilla de arroz. Bogotá. Colombia

Tabla 5-4. Modelamiento térmico de un sistema de cogeneración para molino de 450 t/día

Característica	Unidades	Magnitud
Consumo de cascarilla	t/h	4
Consumo de cascarilla	kJ/s	12,541
Agua reposición	m ³ /h	7,07
Potencia bruta	kW	2,360
Potencia neta	kW	2,196
Potencia neta con secado	kW	2,048
Producción de ceniza	kg/h	780
Generación anual de electricidad	kWh/año	16,114,853

El modelamiento térmico de la planta de cogeneración indica que se requiere una potencia de 2.36 MW (brutos), con una generación anual de 16,115 MWh, cubriendo su demanda interna anual de 4,942 MWh (39% de la generación) y colocando el excedente de 11,172 MWh (61% de la generación), y cubriendo su demanda de calor para el secado del arroz.

El costo unitario de inversión de un sistema de cogeneración de 2.36 MW es del aproximadamente US\$1850/kW (incluye costo de prefactibilidad, costo de factibilidad, costos llave en mano –caldera, turbina vapor, otros equipos, ingeniería, construcción, permisos e imprevistos). Hacia el futuro se espera una disminución de los costos de capital generados debido al desarrollo de la tecnología y a la fabricación local de equipos. Teniendo en cuenta las tendencias al 2015 se espera una disminución de los costos de los equipos de hasta del 5% en relación al costo al 2005.

5.4.3.2 Capacidades y Aplicaciones

Entre las aplicaciones principales están la generación de calor de proceso y energía eléctrica. Las plantas de cogeneración se encuentran desde algunos centenares de kW hasta varias decenas de MW.

5.4.3.3 Caracterización Ambiental

Si bien la cascarilla de arroz tiene actualmente una variedad de usos en la avicultura y agricultura, la cogeneración representa un tratamiento alternativo para estos residuos, principalmente para obtener energía de forma eficiente.

Las principales ventajas del esquema de cogeneración propuestos son:

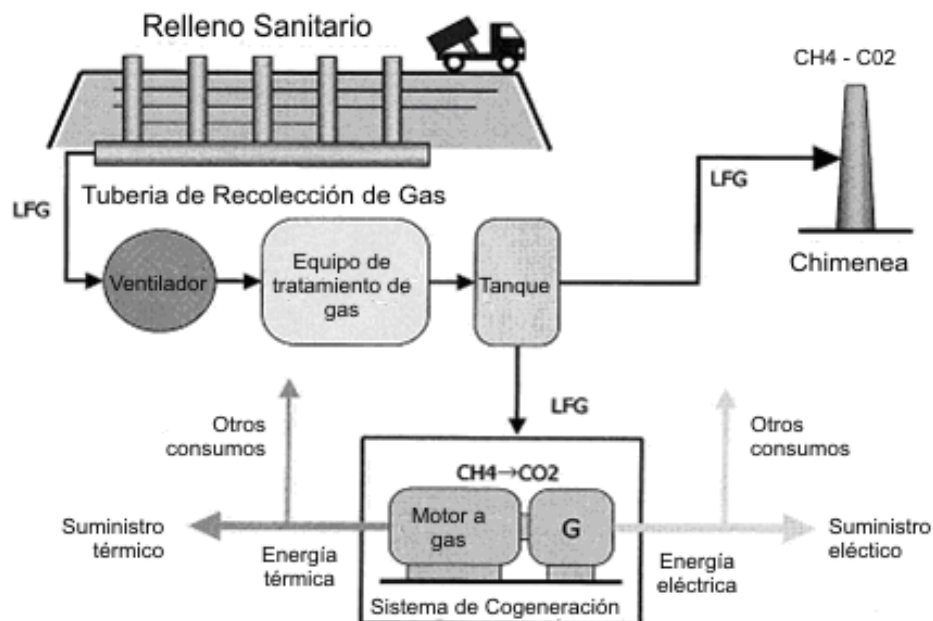
- Reducción de emisiones contaminantes por el uso de combustibles fósiles
- Reducción de emisiones de GEI
- Reducción de requerimientos ambientales por parte de la autoridad ambiental.

5.4.4 Sistemas de Digestión Anaeróbica en Rellenos Sanitarios

5.4.4.1 Descripción del sistema

Las basuras de los rellenos sanitarios se pueden convertir en energía eléctrica de dos maneras: (i) por combustión directa de las basuras, o (ii) por la digestión anaeróbica de la componente orgánica de las basuras ya sea in situ o en digestores cerrados en los rellenos sanitarios. El biogás producido por la digestión anaeróbica está compuesto por metano, dióxido de carbono, hidrógeno y restos de ácido sulfhídrico (metano 65-85%, dióxido de carbono 30-35%, algún hidrogeno, nitrógeno y acido sulfhídrico). El rendimiento del biogás y la concentración de metano dependen de la composición de las basuras y la eficiencia química y de recolección del digestor anaeróbico en el relleno sanitario. Después del tratamiento para remover los gases indeseables del biogás, este se puede utilizar en aplicaciones térmicas (combustión) o en la generación de energía eléctrica empleando motores. La Figura 5-8 muestra esquemáticamente un sistema anaeróbico en un relleno sanitario.

Figura 5-8. Sistema Anaeróbico de un relleno sanitario



La tabla siguiente muestra las características de un sistema de potencia de 5 MW de una planta de biogás interconectada a la red.

Tabla 5-5. Características de un sistema de potencia en un relleno sanitario.

Capacidad	5 MW
Factor de Capacidad (%)	80
Tipo de combustible	Residuos sólidos municipales
Vida Útil (años)	20
Electricidad Generada (GWh/año)	35

Hacia el futuro se espera una disminución de los costos de capital generados debido al desarrollo de la tecnología y a la fabricación local de equipos. Teniendo en cuenta las tendencias al 2015 se espera una disminución de los costos de los equipos de alrededor del 15%.

Los costos de un sistema de 300 kW son de aproximadamente \$1.800/kW. Para plantas de mayor capacidad (MW), los costos oscilan entre \$5.000/kW y \$6.000/kW. Sin embargo, se espera que la comercialización de la tecnología reduzca los costos de los sistemas a \$1.500/kW para plantas con capacidades entre 30 y 60 MW.

5.4.4.2 Capacidades y Aplicaciones

Entre las aplicaciones principales están la generación de energía eléctrica mediante motores, turbinas, o microturbinas, y la producción de gas para aplicaciones térmicas tales como cocción o calefacción. Existen actualmente microturbinas de 30kW hasta algunos MW especialmente desarrolladas para biogás de rellenos sanitarios.

5.4.4.3 Caracterización Ambiental

La generación de representa un tratamiento alternativo para los residuos urbanos, con un enorme potencial no sólo para evitar daños ecológicos sino para además obtener energía de forma eficiente. La utilización del biogás reduce las emisiones de metano (poderoso gas de efecto invernadero) y conlleva la disminución de las emisiones de amoniaco, así como de otros compuestos orgánicos volátiles no metánicos y de compuestos que causan malos olores.

5.4.5 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

5.4.5.1 Descripción del sistema

La superficie terrestre está cubierta en un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación solar calienta la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos,

provocando la evaporación del agua. El aire caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a distintos lugares del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia.

Las centrales y minicentrales hidroeléctricas transforman esa energía en electricidad, aprovechando la diferencia de nivel existente entre dos puntos.

Las hidroeléctricas, según el sitio de instalación se clasifican en:

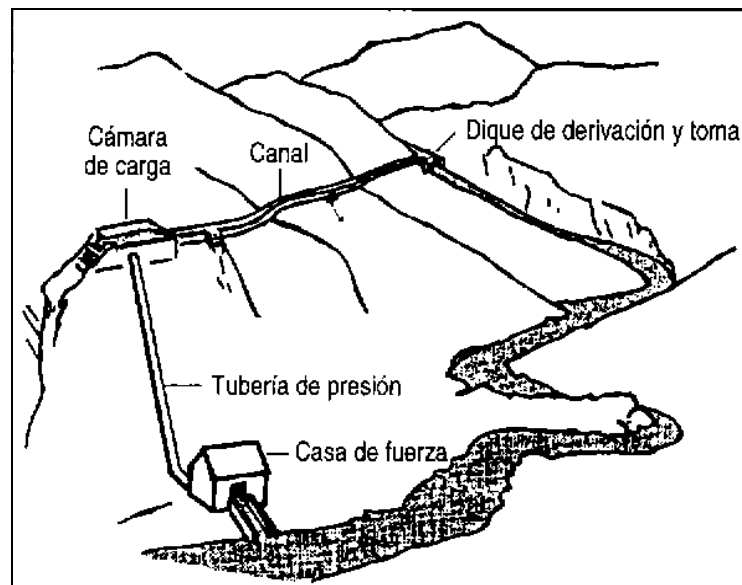
- Centrales de agua pasante (filo de agua). Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río.
- Centrales de pie de presa. Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento.

La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica, ésta mueve el generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. La energía del flujo de agua se genera al fluir de un nivel alto a uno bajo, en los casos de caídas de agua naturales ó artificiales. Los factores mas importantes en el calculo de la potencia son el caudal (Q), medida en m³ /s y la “cabeza” (h), medida en metros, siendo más importante un valor alto de cabeza que de flujo. Esta puede ser baja (< 10 m), media (de 10 m a 50 m.) ó alta (> 50 m). La potencia de la central se da como:

$$P_{disp} = \rho \times Q \times g \times h \quad \text{J/s o W}$$

La Figura 5-9 muestra las componentes principales de una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH). Se toma el agua del río por medio de un dique de derivación, en algunos casos de cabeza media ó alta, se lleva por un canal a una cámara de carga, en donde se reduce la velocidad del agua, se asientan residuos y se eliminan residuos propios del río. Una tubería de presión conduce el agua del tanque a la turbina en la casa de máquinas, en donde además se encuentran el generador, transformador y el equipo de control. A la salida de la turbina, el agua se descarga de nuevo al río.

Figura 5-9. Componentes de una PCH



Mercado Internacional

La generación hidroeléctrica actualmente está en un estado avanzado de desarrollado y hacia el futuro se prevé que los costos de los equipos permanecerán iguales a los actuales.

Costo de las PCH

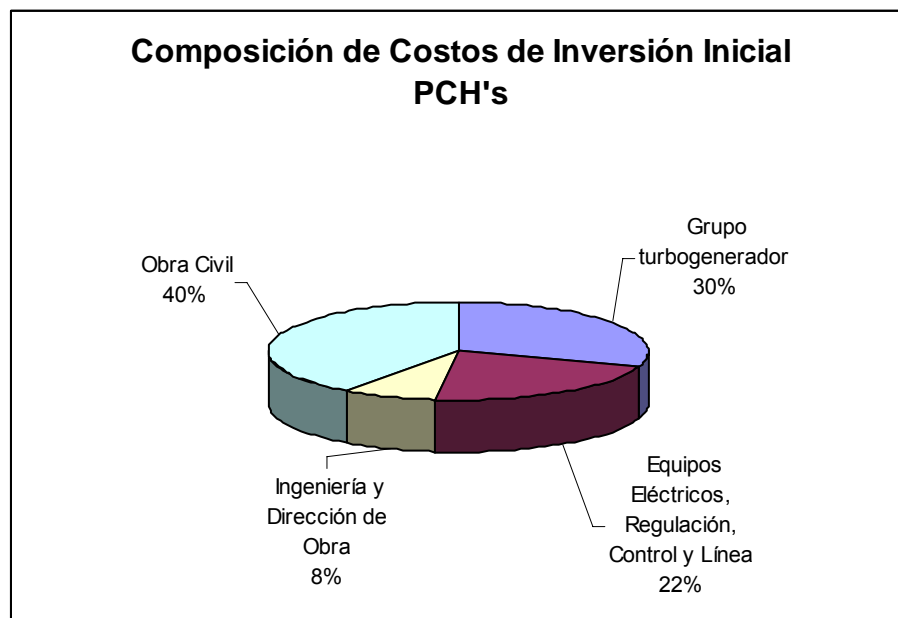
El costo de inversión y desarrollo de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como son la orografía del terreno, las vías de acceso, el tipo de instalación, la potencia instalada y la interconexión a la red. Además hay que tener en cuenta las diferentes fases del desarrollo de la central: primero está la fase de estudios del proyecto (volumen de obra, equipos y potencia a instalar), luego la fase de ejecución (se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el costo: obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y de control), y por último, la fase de operación (implica costos de operación y mantenimiento, y reparaciones).

Los costos de las centrales son de tres tipos: los costos de capital. En segundo lugar, los gastos de O&M que son del orden del 2 al 5% de la inversión y los costos variables de O&M (reemplazos mayores).

Los costos de capital de los proyectos de PCH son muy sitio específicos y varían de acuerdo a la literatura internacional entre US\$1400/kW y US\$2200/ kW. Sin embargo en el caso particular de RD, a partir de las informaciones levantadas, se estimó un costo promedio por kW instalado de RD\$130.000/kW (4.000 US\$/kW). Los gastos de

O&M son el 2.5% anual del costo de la obra⁶³. La figura siguiente muestra la composición de los costos de inversión de los proyectos de PCH's.

Figura 5-10. Composición de Costos de Inversión Inicial para PCH's



5.4.5.2 Capacidades y Aplicaciones

La aplicación principal de las PCH's es la generación de energía eléctrica ya sea interconectada a la red nacional, a una mini red o a un sistema individual aislado. Dependiendo del diseño de la PCH, en algunos casos el agua almacenada en los embalses de las PCH's, además se utiliza para acueductos, sistemas de riego y otras aplicaciones hidráulicas que se necesitan en las comunidades (proyecto multipropósito).

Las PCH's en el rango de 300 kW a 10 MW son una pequeña contribución a la red nacional. Los valores extremos de este rango suelen recibir el nombre de "generación a pequeña escala".

Los sistemas de pico y micro generación son aún más pequeños y, por lo general, no suministran energía eléctrica a las redes nacionales. Se usan en áreas apartadas a donde no llega la red y, en algunos casos, proveen de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales. Su rango en potencia varía desde 300 W

⁶³ Meneses, H.L., L.A. Guillermo, M. Silva y T. Scheutzlich (2006). Informe #13: Microcentrales hidroeléctricas para la electrificación rural. POFER. República Dominicana.

(suficientes para la provisión de iluminación domestica o a un grupo de casas mediante un sistema de carga de baterías), hasta 100 kW para pequeños talleres y/o mini redes aisladas sistema interconectado nacional. La tabla siguiente muestra una clasificación de las PCH's por capacidad.

Tabla 5-6. Clasificación de las PCH's por capacidad

Tipo	Pico	Pico	Micro	Mini
Capacidad	300 W	1kW	100kW	5000kW
Factor de Capacidad (%)	30	30	30	45
Fuente	Río	Río	Río	Río
Vida Útil (años)	5	15	30	30
Electricidad Generada (kWh/año)	788	2,628	262,800	19,710,000

5.4.5.3 Caracterización Ambiental

Las PCH's son ambientalmente viables en su operación, pero la implementación y ejecución de obras civiles generan varios problemas ambientales, los cuales se van acrecentando entre mayor sea la capacidad de la pequeña central. Algunos de los problemas ambientales son:

- La alteración que sufre el flujo natural del agua. La interrupción de la corriente de agua se traduce en una alteración directa sobre la población piscícola, disminuyendo además la capacidad de auto-depuración del cauce en el tramo interrumpido.
- Aguas arriba existirá una disminución de la velocidad de flujo que desencadenará la deposición de los materiales transportados en suspensión. Esto puede afectar incluso al nivel de la capa freática.
- Aguas abajo: el curso de agua tendrá una mayor capacidad erosiva.
- En el tramo donde se ha construido la minicentral: los efectos serían de menor importancia, pero alteran igualmente el ecosistema. Según la magnitud de la presa o los diques, se alterará el microclima por las aguas remansadas (estratificación de temperatura, evaporación, formación de neblinas, etc.).
- Pérdida de calidad de las aguas a consecuencia de vertidos accidentales al río como consecuencia de las labores de construcción, movimientos de tierra, etc. durante las obras o por la proliferación de algas en el embalse.
- Efecto de barrera para la población piscícola por la construcción de la presa o talud.
- Invasión del terreno al levantar las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la minicentral y al abrir los caminos de acceso.

- Erosión del suelo al desaparecer la cubierta vegetal en aquellas zonas donde ha habido movimiento de tierras para levantar el edificio principal, caminos de acceso, tuberías, canales, etc.
- Pérdida de cobertura vegetal por los movimientos de tierra que se derivan de las obras de construcción e inundación de márgenes por la construcción de presas y taludes.
- Pérdida del hábitat de algunas especies terrestres debido a la desaparición de parte de la cobertura vegetal durante la fase de construcción y por la inundación de zonas para la creación de la presa o talud.
- Dificultad en la movilidad de determinadas especies que no puedan cruzar la superficie de agua embalsada.
- Aumento de la mortalidad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.
- Polvo en suspensión provocado durante las tareas de construcción, movimiento de tierras, extracción de materiales, etc.
- Desaparición de algunos de los elementos que caracterizan la zona.
- Aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

5.5 POTENCIAL DE COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS FUENTES FÓSILES Y LAS RENOVABLES

Los sistemas de generación convencionales en RD consumen combustibles fósiles (carbón y derivados del petróleo como FO#2, FO#6 y gas natural) y los vehículos de transporte gasolina, GLP, diesel oil y en el futuro próximo, gas natural. Al considerar las FAER surge la pregunta de si estas podrían emplearse complementariamente a los combustibles actualmente utilizados en los sistemas de generación actuales y en los vehículos de transporte terrestre. Así también, considerar las posibilidades de nuevas tecnologías emergentes para ser utilizadas en RD.

El objetivo de esta sección es considerar la posibilidad de que los sistemas de suministro de energía actualmente en operación (plantas térmica a carbón y a fuel oil, motores de combustión interna estacionarios y móviles) y las desarrollables (gas natural vehicular y doméstico, electricidad de energías renovables) puedan aceptar otras formas de energía que sean complementarias a las formas de energía actualmente empleadas.

Las complementariedades posibles a considerarse son las siguientes:

- Que las plantas térmicas de carbón puedan operar con biomasa sólida y las térmicas de fuel-oil puedan hacerlo con fuel-oil vegetal (provenientes de

pirolisis a residuos biomásicos que aumentarán al desarrollarse la agroenergía).

- Que los motores de combustión interna que operan con hidrocarburos (estacionarios o móviles) puedan operar con bio-combustibles (etanol, biodiesel, e incluso biogases).
- Que la creación y expansión de infraestructuras de comercialización del uso del gas natural en el transporte y la cocción permita insertar los metanos provenientes de digestores en el sector agropecuario.
- Que la electricidad de fuentes renovables (hidráulicas, eólicas, solares) permita fabricar (por electrolisis y afines) combustibles para el transporte y la cocción (tipo aquafuel o hidrógeno).
- La generación de energía eléctrica con corrientes de aguas marinas.

5.5.1 Co-combustión de carbón y biomasa

5.5.1.1 Generalidades

Los equipos empleados para la generación de electricidad vienen generalmente diseñados para la operación con uno o varios combustibles de origen fósil. En RD en la actualidad, las centrales de generación emplean carbón, diese oil, fuel oil #6 y gas natural. En el caso particular de esta sección se considerará la co-combustión⁶⁴ de carbón con biomasa. Esta co-combustión ha sido experimentada en varios países y hay centrales que han operado y otras que operan con estos dos combustibles.

El término biomasa se refiere a los materiales derivados de plantas tales como árboles, residuos de los mismos, pastos y residuos agrícolas. Todos estos materiales se consideran renovables. Las empresas que queman carbón con biomasa se han manifestado en general satisfechas con el funcionamiento de la tecnología, una vez completados los ensayos iniciales y la comprobación del desempeño/eficiencia. Ellos mencionan la facilidad de hacer los ajustes necesarios de sus operaciones para integrar la biomasa y los beneficios derivados. Los dos principales beneficios son ahorro de combustibles y de disposición final de desechos.

La co-combustión de la biomasa se ha demostrado con éxito en USA y se ha practicado en calderas de carbón, en un rango amplio de tipos y capacidades, incluyendo calderas a carbón pulverizado, ciclones, stokers y calderas de lecho fluidizado. Por lo menos 182 calderas en los Estados Unidos han quemado conjuntamente biomasa con combustibles fósiles (no solamente con carbón)⁶⁵. Mucha de esta experiencia se ha ganado como resultado de la crisis de energía de los años setenta, cuando los operadores de calderas estaban buscando maneras de

⁶⁴ Co-Combustión es la combustión combinada de diferentes combustibles (por ejemplo, carbón mineral y biomasa) en un hogar de combustión o caldera.

⁶⁵ FEMP (2004). Biomass Cofiring in Coal-Fired Boilers. Federal Energy Management Program DOEE/EE-0288

reducir los costos de combustible. Sin embargo, un número importante de empresas ha continuado con la co-combustión como una manera para reducir sus costos de operación globales. De las 182 plantas de co-combustión antes mencionadas, 114 (o 63%) se encuentran en el sector industrial, 32 en empresas de generación eléctrica, 18 son calderas en servicios municipales, 10 en instituciones educativas y 8 en instituciones federales. Otro reporte de la IEA (International Energy Agency) menciona la experimentación con biomasa o desechos en más de 80 plantas a carbón⁶⁶. Las plantas típicas van desde 50 MWe hasta 700 MWe y la mayoría tienen quemadores de carbón pulverizado.

Una de las características principales de la mayoría de proyectos de co-combustión es que se han dado en empresas que generan sus propios desechos biomásicos y deben manejar la disposición final de estos residuos. Ejemplos de tales empresas son: industrias de productos de madera, industrias agrícolas, químicas y textiles en las que las compañías generan desechos de biomasa como el aserrín, trozos de madera o residuos agrícolas. Usando el material desechado como combustible, las compañías obtienen dos beneficios económicos: reducen las compras de combustibles fósiles y los costos de la disposición final de los residuos.

5.5.1.2 *Descripción de la tecnología*

La tecnología de utilización de la biomasa depende del tipo que equipo de combustión empleado en la caldera a carbón. Esencialmente hay 4 tipos de quemadores de carbón: parrillas estacionarias o móviles (vibrantes también), pulverizadores, lecho fluidizado y ciclónicos. La biomasa en regla general debe ser preparada, esto es, debe tener un cierto valor de humedad y debe ser físicamente “formada”, esto es, debe ser cortada en trozos. Para pulverizadores, el tamaño de la biomasa debe ser del orden de 1/4” o inferior, de 1/2” o menos para ciclónicos y de 3” o menos para parrillas y lechos fluidizados. Los quemadores de parrilla son los más fácilmente adaptables a la combustión de la biomasa.

En los quemadores de carbón pulverizado se presentan dos alternativas: una preparación de la biomasa previa y mezcla de ella con el carbón, o una inyección especial para la biomasa en el hogar de la caldera. En el primer caso, la cantidad de biomasa a mezclar con el carbón no puede exceder 3% o menos de la inyección térmica a la caldera por las limitaciones del pulverizador. En el segundo método, más costoso, se requiere de todo un sistema separado de preparación, almacenamiento e inyección al hogar. Se considera que se puede inyectar hasta 15% en base a calor de la potencia térmica de la caldera pero esta cifra puede ser mayor dependiendo de la relación de costos entre el sistema adicional a biomasa y el costo del carbón.

⁶⁶ Koppejan, J., 2004: Overview of experiences with cofiring biomass in coal power plants, IEA Bioenergy Task 32: Biomass Combustion and Cofiring, (in draft, 2004)

Debido a los altos parámetros de vapor y a las medidas técnicas para mejorar la eficiencia en las plantas a carbón, estas alcanzan 30-38% (en base al poder calorífico superior), excediendo fácilmente las eficiencias de los sistemas de biomasa especializados. La adición de biomasa a una caldera a carbón no reduce o reduce muy poco la eficiencia de generación. Los cambios menores en la eficiencia (positivos o negativos) pueden ocurrir debido a la preparación de combustible mientras que la presencia de humedad en la componente de biomasa puede reducir un poco la eficiencia global del sistema. Una operación apropiada disminuye las emisiones de contaminantes tradicionales (SOx, NOx, etc.) y de gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, etc.). Los beneficios adicionales incluyen una reducción de la dependencia de los combustibles importados y disminución de la demanda de disposición final de residuos. Estas ventajas pueden desarrollarse muy rápidamente con un riesgo técnico relativamente bajo⁶⁷.

5.5.1.3 *Barreras a la implementación de la co-combustión de biomasa en centrales eléctricas a carbón*

A nivel de centrales de generación eléctrica, generalmente es difícil la consecución permanente durante todo el año de residuos biomásicos baratos, mientras que no parece factible que se pueda emplear biomasa especialmente cultivada y cosechada para co-combustión con carbón.

La combustión de biocombustibles en una planta a carbón existente involucra riesgos tales como aumento de salidas de servicio de la planta, posible interferencia con el funcionamiento de los quemadores de la caldera, la caldera misma, la sección convectiva de la caldera y el equipo del control medioambiental. Los mayores desafíos técnicos asociados con la co-combustión de la biomasa son⁶⁸:

- la preparación del bio-combustible, su almacenamiento y suministro oportuno,
- la disposición de las cenizas,
- la combustión,
- la formación de contaminantes,
- aumento de la tasa de corrosión de componentes de alta temperatura,
- la utilización de las puzolanas.

Se tratan enseguida en particular los siguientes:

⁶⁷ Tillman, D. A., E. Hughes y B. A. Gold (1994), Cofiring of biofuels in coal fired boilers: Results of case study analysis., 1st Biomass Conference of the Americas, Burlington, VT

⁶⁸ Una discusión detallada Koppejan, Van Loo, S et. Al. (2002) Handbook of Biomass Combustion and Cofiring, IEA Bioenergy Task 32: Biomass Combustion and Cofiring, Twente University Press, 2002

Preparación de bio-combustible, su almacenamiento y entrega oportuna

La preparación, almacenamiento y propiedades del manejo de la biomasa son diferentes de las del carbón. La biomasa tiene una densidad de energía baja, tiene un contenido importante de humedad, es fuertemente hidrófilo, y no es fácil de quebrar. El poder calorífico de la biomasa es ligeramente superior a la mitad del poder calorífico del carbón, la densidad de las partículas son la mitad de las del carbón y las densidades a granel son aproximadamente un quinto de las del carbón. Como resultado de todo esto, la densidad de combustible es aproximadamente un décimo de la del carbón. Por consiguiente, si una planta hace co-combustión con un 10% de biomasa en términos de calor, el resultado es que los flujos volumétricos de carbón y de biomasa son comparables. Y entonces, los requerimientos de transporte, almacenamiento y manejo in situ resultan desproporcionadamente altas en relación a su contribución calorífica.

La biomasa produce un material fibroso y no quebrable. Es generalmente impracticable (e innecesario) reducir la biomasa al mismo tamaño o forma como la del carbón. En muchas plantas de la demostración, la combustión de la biomasa ocurre con partículas que atraviesan una malla de un ¼" (6.4 mm) lo que resulta en un tamaño dominante de menos de 3 mm. Dependiendo del tipo de biomasa y la técnica de su preparación, los altos factores de aspecto de estas partículas presentan problemas al almacenarlas (bajas densidades) y crean problemas en sistemas de transporte, por ejemplo neumático.

Combustión

Las partículas de biomasa, grandes y de forma no esférica, implican desafíos para la eficiente conversión del combustible. Partículas de carbón similares a las de biomasa no quemarían igual de bien en una caldera a carbón, pero hay propiedades que compensan estas dificultades de la biomasa. La biomasa volatiliza mucho más eficientemente que el carbón y por otro lado, la biomasa oxida más rápidamente que el carbón. Sin embargo, la humedad excesiva o el tamaño demasiado grande de las partículas de biomasa dificultan la combustión de la biomasa.

5.5.1.4 Mercado Internacional

Existe en el mercado internacional información sobre proyectos desarrollados en USA y en la Unión Europea, así como empresas del sector biomasa capaces proveer equipos para biomasa y de dar asistencia para el desarrollo de proyectos de co-combustión de biomasa con carbón.

5.5.1.5 Costos

Los siguientes aspectos favorecen el desarrollo de la co-combustión:

- Reducción del consumo de combustibles fósiles y de emisiones de GHG asociadas a ellos.
- Capitalización de las grandes inversiones en equipos e infraestructura asociadas con las plantas a combustibles fósil (por ejemplo, facilidades de almacenamiento, facilidades de limpieza de emisiones, etc.)
- Requiere de inversiones que fluctúan entre \$150 - \$300/kW de capacidad de biomasa (tipo ciclónico, los más bajos \$50/kW).

Sin embargo, como la co-combustión no aumenta la capacidad total, los costos del capital contra los que se debe comparar las cifras anteriores son \$0/kW en vez de \$900/kW típico para el carbón. En casos donde se prevé capacidad adicional, los costos de capital para la co-combustión resultan mayores porque se debe aumentar la capacidad de subsistemas o reemplazarse los existentes.

Los costos de operación son típicamente mayores para la biomasa que para carbón. El factor más sensible es el costo de la biomasa, sobretodo cuando se trata de cultivos energéticos y se le compara con el costo de residuos agrícolas. Aun en el caso en que el combustible biomásico sea gratis en el punto de producción, su manejo, transporte y preparación aumentan su costo efectivo por unidad de energía a un nivel comparable con el del carbón y a veces puede ser superior. Una conclusión general es que la co-combustión de la biomasa es normalmente un poco más cara que los sistemas especializados a carbón. Si no hay ninguna motivación para reducir las emisiones de CO₂, la racionalidad para la co-combustión es difícil establecer. Para sacar ventaja de la co-combustión se requiere de una estrategia muy robusta de utilización integral de la biomasa.

5.5.1.6 *Capacidades y Aplicaciones*

La co-combustión con biomasa solamente puede ser aplicada en plantas que tengan calderas a carbón⁶⁹. Las mejores oportunidades se presentan si se dan las siguientes o la mayoría de las siguientes condiciones: alto precio del carbón y alto consumo, suministro abundante de biomasa producida localmente o en la misma planta, elevados costos de disposición final de residuos biomásicos y personal de la planta altamente motivado para el proyecto.

5.5.1.7 *Caracterización Ambiental*

La co-combustión de biomasa-carbón representa una opción de corto plazo de energía renovable para complementar el carbón y resulta ser de bajo riesgo, bajo costo y sostenible, que permite la reducción eficiente de las emisiones de CO₂, de

⁶⁹ De acuerdo a la experiencia norteamericana, calderas que produzcan menos de 35.000 lb/hr de vapor resultan pequeñas para la realización de estos proyectos en la condiciones de USA

SO_x y a menudo las emisiones de NO_x, y además, varios beneficios sociales. Se prevé que los impactos ambientales por emisiones se reduzcan frente a la situación actual de utilización e carbón.

5.5.1.8 *Aplicabilidad de la tecnología a RD*

Esta tecnología requiere del interés de los generadores a utilizar biomasa que deberían estar motivados por los costos del carbón (que no parecen elevados en la actualidad ni en el mediano plazo) e incentivos como reducción de emisiones de GHG vía MDL, de la disponibilidad de la biomasa abundante y barata ex-planta, y de la compatibilidad de los equipos de combustión a carbón con la biomasa, esto es, de una *evaluación más apropiada para considerar su aplicación en las térmicas a carbón en RD.*

5.5.2 Fuel-oil vegetal en térmicas a fuel-oil

En esta sección se considera la utilización de un proceso de pirolisis para la producción de un cierto tipo de fuel-oil vegetal que podría emplearse en térmicas a fuel-oil.

5.5.2.1 *Descripción del sistema*

La compañía US Sustainable Energy Corporation – USSEC⁷⁰ ha desarrollado una tecnología basada en pirolisis de productos agrícolas tales como la soya y el maíz, para producir tres productos: biocombustible líquido, cenizas de carbón y biogás.

Las cenizas de carbón son un fertilizante natural rico ya que contiene nitrógeno, potasio y orto-fosfato, y pueden usarse en los cultivos para un mejor rendimiento de las cosechas. Este producto también puede ser la base para pigmentos de tinta. El biogás se usa para producir energía eléctrica o para cocción.

Los biocombustibles líquidos se usarán inicialmente para producir electricidad. Según la compañía mencionada, pruebas realizadas a este biocombustible muestran que este es superior al biodiesel tradicional que se encuentra en el mercado. Algunos de los beneficios del proceso empleado son:

- **Bajo Costo**

La producción del nuevo bio-combustible es inferior a US\$1/gal, en comparación de aproximadamente US\$2.50 por galón que cuesta el biodiesel en el mercado (se asume que el costo de la soya es US\$6/bushel). El costo de USSEC además incluye producción de biogás y ceniza de carbón.

⁷⁰ Fuentes: www.ussec.us , www.sustainablepower.com

- **Producción Eficaz**
El proceso para la producción del biocombustible es más eficiente por cosecha que los biodiesel tradicionales: 1 bushel de soya produce 5 galones de biocombustible mientras que esta misma produce 1.5 galones de biodiesel. Además la producción de este biocombustible toma aproximadamente 8 minutos para producir un galón comparado con las 24 horas para producir la misma cantidad de biodiesel.
- **Mayor Rendimiento Energético**
Pruebas independientes muestran un poder calorífico de 128.000 BTU por galón, equivalente al del diesel regular. Normalmente el biodiesel tiene un poder calorífico de 118.000 BTU por galón y la gasolina Premium tiene aproximadamente 116.000 BTU por galón.
- **Rendimiento Superior**
Pruebas muestran que el biocombustible producido por USSEC no se filtraba en las máquinas a bajas temperaturas (-70°F) y permanecía líquido y bombeable a temperaturas inferiores a -90°F. Estas son temperaturas por debajo de las que el diesel convencional o el biodiesel puedan soportar. Adicionalmente la combustión del biocombustible es limpia y no es probable que este degrade el rendimiento de la máquina.
- **Los motores no necesitan adecuaciones**
El biocombustible puede usarse a 100% en los motores diesel y con una mezcla 50/50 en motores de gasolina sin adecuaciones o modificaciones. Su más baja viscosidad elimina la formación de residuos pegajosos en partes del motor los cuales han sido un problema en las máquinas que se alimentan con biodiesel tradicional, los cuales son necesarios que sean mezclados con los combustibles derivados del petróleo.

5.5.2.2 *Mercado Internacional*

El mercado de producción de biocombustibles con este tipo de tecnología actualmente está en estado de desarrollo. Se menciona que algunos proyectos demostrativos están en marcha en USA pero se desconoce aún la penetración de este nuevo bio-combustible y sus derivados en el mercado.

5.5.2.3 *Costo de las Centrales de Producción*

Por no existir algún proyecto comercialmente desarrollado, se desconocen los costos asociados para la ejecución de este tipo de proyectos. No obstante USSEC sostiene que la producción de un galón de este nuevo biocombustible esta por debajo de US\$1 incluyendo los derivados.

5.5.2.4 Capacidades y Aplicaciones

No existe información disponible sobre las capacidades de las plantas de producción. El proceso está evidentemente en sus fases iniciales de desarrollo.

Las aplicaciones de este tipo de biocombustible y sus derivados son según los autores:

- Biocombustible líquido: Transporte y generación de energía eléctrica
- Cenizas de Carbón: Fertilizante y componente de tintes.
- Biogás: Generación de electricidad y cocción.

5.5.2.5 Caracterización Ambiental

Se desconoce algún tipo de estudio ambiental para la producción y uso de este biocombustible, pero USSEC afirma que su utilización es ambientalmente viable (similar al de los biocombustibles comercializados).

5.5.2.6 Aplicabilidad de la Tecnología a RD

Esta tecnología está aún en desarrollo y es necesario esperar hasta que sea comercializable. Se requiere también, antes de ser empleado en centrales a fuel-oil, de mayor información técnica y una caracterización de sus propiedades como combustible, así como una caracterización medioambiental de sus impactos. Generalmente se exige en una central que las propiedades del combustible sean garantizadas por el proveedor, de otra manera los equipos pierden las garantías, riesgo que un operador no está dispuesto a correr⁷¹.

Esta tecnología se debe seguir observando pero en el grado de desarrollo actual *no es posible considerar su aplicación como fuel-oil vegetal en las térmicas a fuel-oil en RD.*

5.5.3 Biocombustibles en motores de combustión interna

(Ver secciones 2.6.1 y 2.6.2).

⁷¹ Durante Septiembre de 2007 se trajo a RD una unidad de pirólisis tipo batch para realizar ensayos con materias primas del país. Esta unidad con una capacidad de 20 kg, produce gas combustible, líquidos livianos y pesados que deberían ser combustibles según el desarrollador, y residuos con contenidos altos de carbón y que podrían también emplearse como fertilizantes. Actualmente se están evaluando el rendimiento de productos de la pirólisis y las características de estos, principalmente como combustibles.

5.5.4 Biogás en redes de gas natural

5.5.4.1 Descripción del sistema

El biogás se produce por fermentación anaeróbica, proceso presente en las plantas de biogás o en rellenos sanitarios. La idea propuesta consiste en la utilización del biogás producido tanto en las plantas de biogás como en rellenos sanitarios, inyectándolo a una futura red de gas natural.

El biogás ha sido empleado desde épocas remotas para iluminación y calor de proceso. Reconocido como un gas producido en enormes cantidades en Europa, la Unión Europea ha considerado importante estudiar la introducción del biogás en el sistema de gas natural de la unión (Witthe Paper de la Unión Europea de 1997).

En varios países de la Unión Europea se ha hecho inyección de biogás enriquecido (ver más adelante, también llamado SNG: Synthetic Natural Gas) en redes locales, en pequeñas cantidades, a baja presión y para usuarios domésticos⁷². Sin embargo, inyectado en sistemas a mayor presión y para atender otros usuarios, las condiciones deben ser más exigentes. Hay tres preguntas fundamentales: Qué pasa con los componentes microbiológicos presentes en el biogás cuando este no se quema? Cómo afectan estos elementos la integridad de las redes? Cómo se afectan la llama y propiedades de combustión por la presencia de estos elementos?. La reacción de las compañías transportadoras es que son reacias a introducir el biogás en sus redes, mientras no existan estándares para este tipo de biogases.

La utilización del biogás en redes de gas natural enfrenta las siguientes dificultades:

- La utilización del biogás procedente de rellenos sanitarios puede ser objetado por parte de las empresas que operan la redes de distribución por sus componentes tóxicos y eventualmente microbiológicos, que en general son poco conocidos y están mal identificados, dada la variedad de residuos líquidos y sólidos del subsuelo del relleno de los que puedan proceder. De esta manera el gas distribuido podría tener estos elementos que podrían afectar las redes de distribución y a los usuarios.
- El biogás no puede mezclarse con el gas natural porque no son intercambiables (índices de Wobbe⁷³ diferentes) por lo que el biogás debería enriquecerse, esto es, debe convertirse a “grado gas natural”. Existen plantas de enriquecimiento que permiten extraer el CO₂ del biogás. Pero cuando el biogás procede de rellenos sanitarios, la recolección del biogás se logra por

⁷² M. van Burgel, M. et al. (2006). Biogas and others in natural gas operations (BONGO). A project under development. 23rd World Gas Conference, Amsterdam

⁷³ Índice de Wobbe (W): Cociente entre el PCS (Poder Calorífico Superior) del gas y la raíz cuadrada de su densidad relativa respecto al aire (r). Dos gases que tengan el mismo Índice de Wobbe proporcionan el mismo poder calorífico y por tanto son intercambiables. Para gas natural $W = 12.07$

succión (extracción forzada) lo que conlleva su mezcla con aire y por lo tanto con nitrógeno, que no pueden extraer estas plantas. Finalmente resulta que el biogás no alcanza un índice de Wobbe similar al del gas natural y al no ser intercambiable, probablemente será objetado por los operadores de la red de gas natural local.

5.5.4.2 *Caracterización Ambiental*

La utilización del biogás es una fuente de energía ambientalmente favorable porque reduce las emisiones de metano y en los rellenos sanitarios, su quema o utilización, mejoran la seguridad del relleno. En la utilización del biogás, principalmente cuando se presenta combustión incompleta, es necesario considerar la existencia de elementos patógenos de riesgo para la salud.

5.5.4.3 *Aplicabilidad de la tecnología a RD*

Como alternativa para el uso de estos biogases se presentan dos: la utilización directa del biogás ya sea en procesos de generación de electricidad empleando un turbogenerador a vapor (por ejemplo, para el caso de los rellenos sanitarios) o en procesos de combustión. La segunda alternativa es una red de biogás con una planta de aire metanado (gas natural+ aire). Para esta alternativa existen plantas que ayudan a monitorear el biogás e inyectar el aire metanado para darle a esta mezcla unas condiciones uniformes de poder calorífico, índice de Wobbe, etc, que permitan que el usuario final tenga unas condiciones estables para la operación de sus equipos.

Se considera que la utilización del biogás tiene plena validez en el sector rural a nivel de pequeñas haciendas y en otros procesos de descomposición anaeróbica que se puedan presentar en la agroindustria de la energía (destilerías de alcohol, plantas de extracción de aceite de palma africana). Igualmente es válida la utilización de biogás de rellenos sanitarios para la generación de energía eléctrica o la simple combustión no con fines energéticos sino con fines medioambientales como es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La inyección del biogás en futuras redes de gas natural no se puede considerar como alternativa para el futuro suministro de energía en RD en el horizonte 2008-2020.

5.5.5 Aquafuel

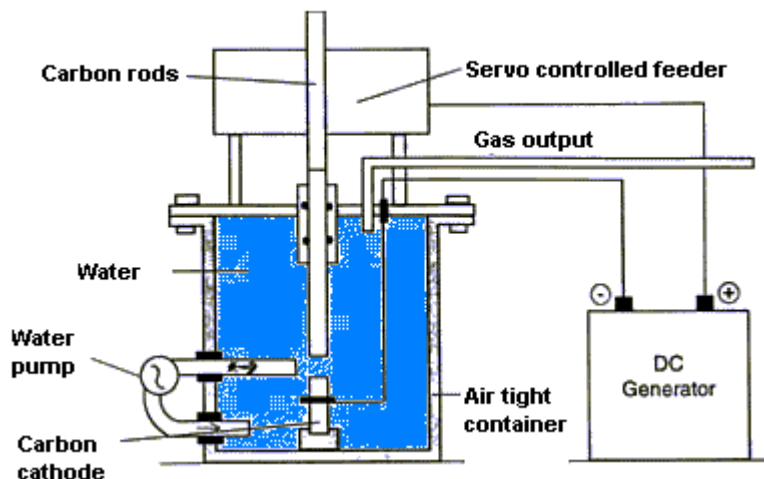
AquaFuel es la denominación dada a un nuevo gas combustible descubierto y patentado por William H. Richardson, Jr., cuyos derechos son poseídos ahora por TTL (Toups Technology Licensing, Inc. (TTL), of Largo, Florida). Esencialmente se

trata del gas que se forma cuando un arco eléctrico con electrodos de carbono opera sumergido en agua, a partir de agua y carbón⁷⁴.

5.5.5.1 Descripción del sistema

De acuerdo a la literatura, para producir COH_2 (como se especifica el gas) – se aplica un voltaje de 30 a 50 VDC con una alta corriente para producir un arco eléctrico entre las puntas de los electrodos de carbón común sumergido en agua. En estas puntas se forma un arco con una temperatura que oscila entre los 5,000 a 7,000 °F, en donde se separan las moléculas de agua cercanas en átomos de hidrógeno y de oxígeno. También se afirma que “los átomos de carbono se rompen en el electrodo positivo y forma uniones en una mezcla de plasma de alta energía”. Las moléculas resultantes de COH_2 , se enfrían y forman burbujas que suben a la superficie del agua circundante dónde son recolectadas para la combustión.

Figura 5-11. Reactor de AquaFuel



Fuente: <http://www.blazelabs.com/n-aquagen.asp>

Las reacciones químicas que producen el denominado AquaFuel no están completamente comprendidas al igual que la dinámica de la generación del gas. La composición del gas se da en la tabla siguiente.

⁷⁴ Santilli, R.M. (1998) Aquafuel: An example of the emerging new energies and the new methods for their scientific study. <http://arxiv.org/abs/physics/9805031>

Tabla 5-7. Composición del AquaFuel

Componente	%
Hidrógeno	46.483
Anhídrido carbónico	9.329
Etileno	0.049
Etano	0.005
Acetileno	1.164
Nitrógeno	0.616
Oxígeno	3.818
Metano	0.181
Monóxido de carbono	38.370
Total	100.000

Fuentes: <http://jnlabs.online.fr/bingofuel/html/aquagen.htm>

Como puede observarse de la tabla de composición, se trata esencialmente de una mezcla de gases combustibles, siendo el hidrógeno y el monóxido de carbono sus principales componentes energéticos. Por lo tanto, es posible utilizar el combustible en motores de explosión y en combustión directa. Sin embargo, no hay un balance energético y una relación energía liberada/energía consumida en el proceso para determinar la eficiencia energética del proceso.

También se menciona en la literatura que se han conducido pruebas en motores Briggs & Stratton de pequeña potencia (2 HP) con una disminución de 10% de la potencia comparada cuando se emplea gasolina y con emisiones más bajas de NO_x que cuando se opera con gasolina. Como era de esperarse por la composición del gas, los principales productos de combustión son vapor de agua y CO₂.

5.5.5.2 *Mercado Internacional*

No se encontró información comercial sobre generadores de AquaFuel.

5.5.5.3 *Costo de los generadores de AquaFuel*

Tampoco se encontró información de costos de los generadores de AquaFuel.

5.5.5.4 *Capacidades y Aplicaciones*

No se obtuvo información comercial sobre estos generadores de combustible.

5.5.5.5 *Caracterización Ambiental*

A partir de la información disponible se puede concluir que tanto la producción del AquaFuel como su combustión no representan riesgos ambientales.

5.5.5.6 *Aplicabilidad de la tecnología a RD*

En Junio de 1999 se anunció un joint venture de empresas para introducir esta tecnología en el país, con la participación de las siguientes empresas⁷⁵:

- AquaFuel - Dominicana (AFD)
- Compañía de Luz y Fuerza de las Terrenas
- Troups Technology Licensing, Inc. (OTC BB:TOUP) ("TTL"),

Se anunciaba la instalación de numerosas plantas de AquaFuel, lo cual no se ha logrado hasta la fecha, desconociéndose el estado actual de este proyecto en RD.

Esta tecnología patentada la década pasada no ha tenido desarrollo significativo, carece de soporte científico y técnico, y por tanto si bien se considera que puede ser objeto de proyectos investigativos a nivel de laboratorios, por su poco grado de desarrollo no se puede considerar como alternativa para el futuro suministro de energía en RD en el horizonte 2008-2020.

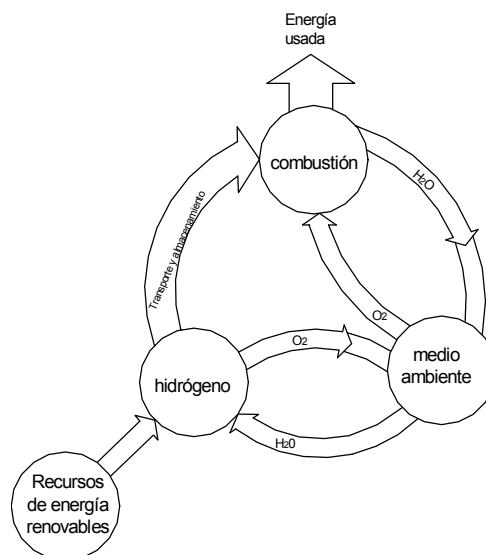
5.5.6 Hidrógeno a partir de energía eléctrica de FAER

5.5.6.1 *Generalidades*

El sistema de suministro de energía en la actualidad está fundamentado en el ciclo del carbono. El ciclo del hidrógeno es un ciclo alternativo con la diferencia esencial de que mientras el carbono se explota (petróleo, carbón) o se cultiva (biocombustibles), el hidrógeno es necesario producirlo a partir de otras formas de energía (no hay minas de hidrógeno ni por el momento un proceso biológico que produzca hidrógeno, aunque es posible). La figura siguiente muestra el ciclo del hidrógeno.

⁷⁵ http://findarticles.com/p/articles/mi_m0EIN/is_1999_Jan_12/ai_53553824

Figura 5-12. Ciclo del hidrógeno.



Fuente: Rodríguez, H. (1998). Tecnología de utilización del hidrógeno. Manuscrito U. Nacional. Bogotá. Colombia

En este ciclo, la energía proveniente de los recursos renovables se emplea para producir hidrógeno, empleándose del medio ambiente, agua. Al quemar el hidrógeno en el transporte y otros usos, la combustión libera calor/energía y agua que retorna al medio ambiente. La cantidad de oxígeno liberado en la descomposición del agua es igual a la empleada en la combustión del hidrógeno.

El hidrógeno es un excelente combustible como se deduce de la siguiente tabla comparativa con otros combustibles.

Tabla 5-8 .Densidad de energía de diferentes combustibles

COMBUSTIBLE	DENSIDAD VOLUMÉTRICA DE ENERGÍA MJ/litro		DENSIDAD MÁSCICA DE LA ENERGÍA MJ/kg		DENSIDAD COMBUSTIBLE kg/m ³
	HHV	LHV	HHV	LHV	
Gasolina	34.5	32.3	45.9	43.0	720
LPG (100 psia)	25.5	23.6	50.0	46.3	510
Gas metano (2400 psia)	6.16	5.51	55.5	50.0	111
Gas metano líquido (-161°C)	23.9	21.5	43.4	39.1	550
Metanol	18.1	15.9	22.7	19.9	791
Etanol	24.0	21.6	30.2	27.2	790
Hidrógeno gaseoso (2400 psia)	2.09	1.76	142.4	120.2	14.7
Hidrógeno gaseoso (8000 psia)	6.97	5.87	142.4	120.2	71.0
Hidruro metálico	5.8	4.9	2.13	1.80	2706
Batería de plomo-ácido	0.42		0.144		2900
Batería avanzada	0.90		0.324		2778

Nota: La densidades incluyen solamente el combustible, no el recipiente contenedor

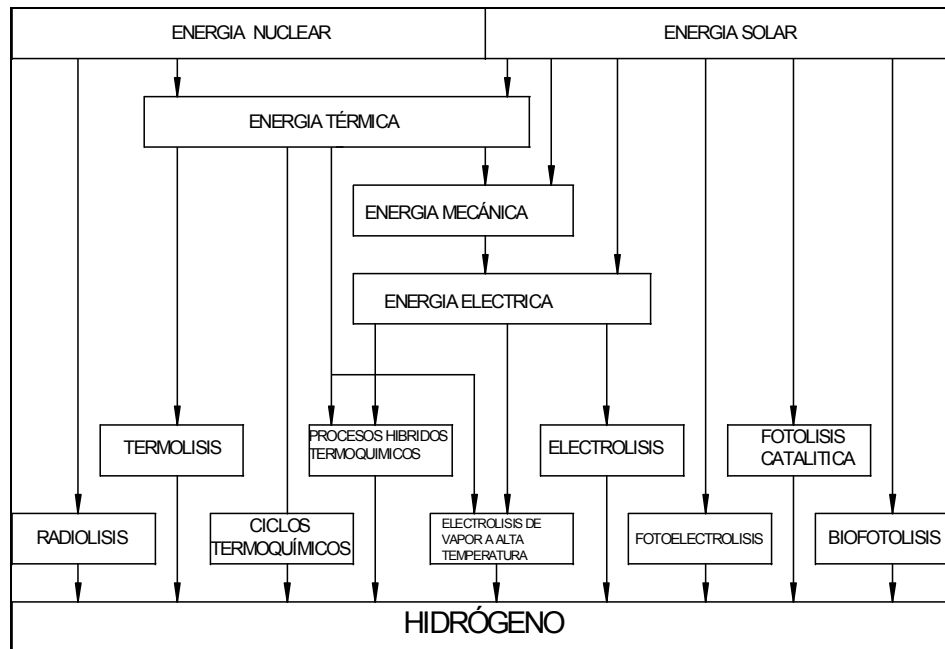
HHV (Higher Heating Value) y LHV (Lower Heating Value); psia: pounds per square inch atmospheric (presión).

Fuente: Rodríguez, H. (1998). Tecnología de utilización del hidrógeno. Manuscrito U. Nacional. Bogotá. Colombia

5.5.6.2 Descripción del sistema

Los procesos para la producción de hidrógeno se muestran en la Figura 5-13

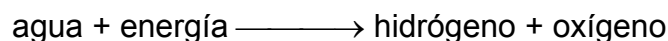
Figura 5-13. Métodos de producción de hidrógeno sin combustibles fósiles.



Fuente: Rodríguez, H. (1998). Tecnología de utilización del hidrógeno. Manuscrito U. Nacional. Bogotá. Colombia

Si el hidrógeno ha de desarrollarse como un sistema en el cual se convierte en portador de energía y si la meta a largo plazo es la utilización de fuentes de energía descarbonizadas (que prescindan del carbono), entonces las fuentes de energía son las fuentes de energía nuevas y renovables y la energía nuclear, y la fuente del hidrógeno, el agua.

La reacción es:

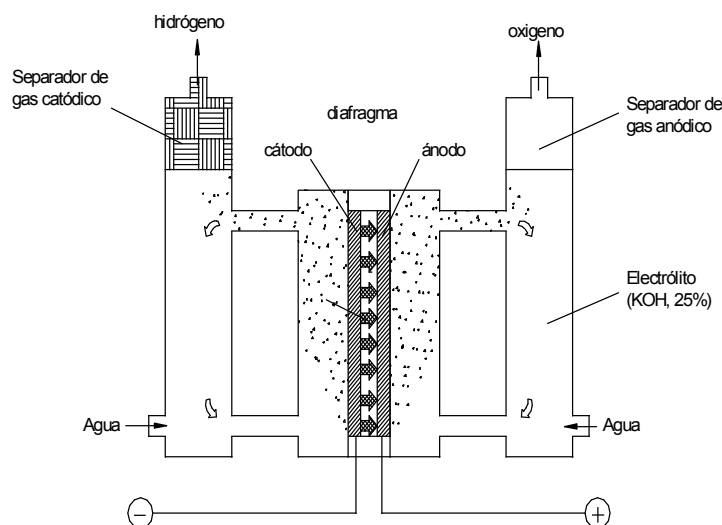


Como puede observarse en esta figura, hay varios procesos de producción directa de hidrógeno pero todos se encuentran en diferente estado de desarrollo. Varios de ellos, como son la radiólisis, fotoelectrólisis, fotólisis catalítica y la biofotólisis, son procesos aún en una etapa muy inicial de investigación. De todos estos procesos, la electrólisis tiene las mejores perspectivas y es técnicamente factible y eficiente.

Producción de hidrógeno por electrólisis⁷⁶

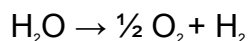
El método más eficiente para la producción de hidrógeno es la electrólisis. Para la electrólisis hay esencialmente dos tecnologías. La Figura 5-14 muestra el diagrama de una celda (alcalina) de electrólisis. La función de esta celda es descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno mediante la energía eléctrica DC. El hidrógeno se forma en el cátodo y el oxígeno en el ánodo de la celda electrolítica cuando se aplica en sus electrodos un voltaje de 1.6 V.

Figura 5-14. Diagrama de una celda de electrólisis alcalina



Fuente: Rodríguez, H. (1998). Tecnología de utilización del hidrógeno. Manuscrito U. Nacional. Bogotá. Colombia

El segundo tipo de sistema para la electrólisis es un electrolizador de electrolito de polímero sólido (SPE: Solid Polimer Electrolyte). Este sistema también es llamado electrolizador de membrana intercambiadora de protones PEM (Proton Exchange Membrane). En esta unidad el electrolito es un ión sólido que conduce la membrana como opuesto a la solución acuosa en el electrolizador alcalino. La membrana permite que el ión de H⁺ para transferir del lado del ánodo de la membrana al lado del cátodo dónde forma el hidrógeno. La membrana SPE también sirve para separar los gases de hidrógeno y oxígeno, cuando se produce el oxígeno al ánodo de una parte de la membrana e hidrógeno se produce en el lado opuesto de la membrana. Independiente de la tecnología, la reacción de la electrólisis es la misma:

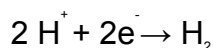


Sin embargo, la reacción a cada electrodo difiere entre PEM y los sistemas alcalinos. En un sistema de PEM las reacciones de los electrodos son:

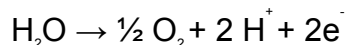
⁷⁶ McAuliffe, Ch.A. (1990) *Hydrogen and Energy*, The Macmillan Press. London, U.K.

REPÚBLICA DOMINICANA

PEM Producción de Hidrogeno al cátodo

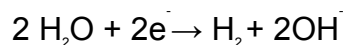


PEM Producción de oxígeno al ánodo

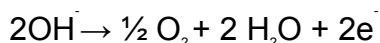


En un sistema alcalino la reacción de cada electrodo es:

Alcalino Producción de Hidrogeno al cátodo



Alcalino Producción de oxígeno al ánodo



Eficiencia de conversión

En la tabla siguiente se muestra la eficiencia de la conversión del agua hidrógeno. En la tabla siguiente se muestra la eficiencia de la conversión de agua en hidrógeno. En conjunto, la eficiencia de la conversión es alta, la cual oscila entre un 80 a 95%.

Tabla 5-9. Eficiencia de la Conversión

Electrolizadores comerciales	Reactantes	Producción H ₂	Producción O ₂	Eficiencia de conversión
	kg/h	kg/h	kg/h	%
Stuart: IMET 1000	60	5.4	43	80
Teledyne: EC - 750	42	3.8	30	80
Proton: HOGEN 380	8.4	0.9	7.1	95
Norsk Hydro: Atmospheric Type No. 5040 (5150 Amp DC)	485	434	347	80
Avalence: Hydrofiller 175	4.5	0.45	3.6	89

Fuente: Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production. NREL. USA.

Eficiencia Energética

La eficiencia energética está definida como el poder calorífico superior (HHV) del hidrógeno dividido por la energía consumida por el sistema para la electrólisis de un kilogramo de hidrógeno producido. En la Tabla 5-10 se muestra la eficiencia energética del proceso de la electrólisis. La eficiencia energética va de 56 a 73%. El proceso PEM tiene la eficacia más baja de 56% y las eficiencias de los dos sistemas alcalinos polares están alrededor del 73 %. Una meta futura de eficiencia energética para los sistemas de electrolizadores puede estar en el rango de los 50 kWh/kg o una eficiencia del sistema de 78 %. Sin embargo, este 78 % incluye condensación

del gas de hidrógeno a 6000 psi. Actualmente, los electrolizadores diferentes del Avalence, alcanzan presiones que van desde los 60 a 435 psig para los requerimientos de potencia presentados. Estas eficiencias disminuirían si se incluye la energía requerida para la condensación a los 6000 psig como en el sistema de Avalence.

Tabla 5-10. Eficiencia energética de la electrólisis

Electrolizador comercial	Energía requerida (kWh/kg)	Poder Calorífico Superior del H ₂ (equiv. a 142 MJ/kg) (kWh/kg)	Eficiencia del sistema (%)	Presión de producción (psig)
Stuart: IMET 1000	53.4	39	73	360
Teledyne: EC - 750	62.3	39	63	60-115
Proton: HOGEN 380	70.1	39	56	200
Norsk Hydro: Atmospheric Type No. 5040 (5150 Amp DC)	53.5	39	73	435
Avalence: Hydrofiller 175	60.5	39	64	Superior a 10000

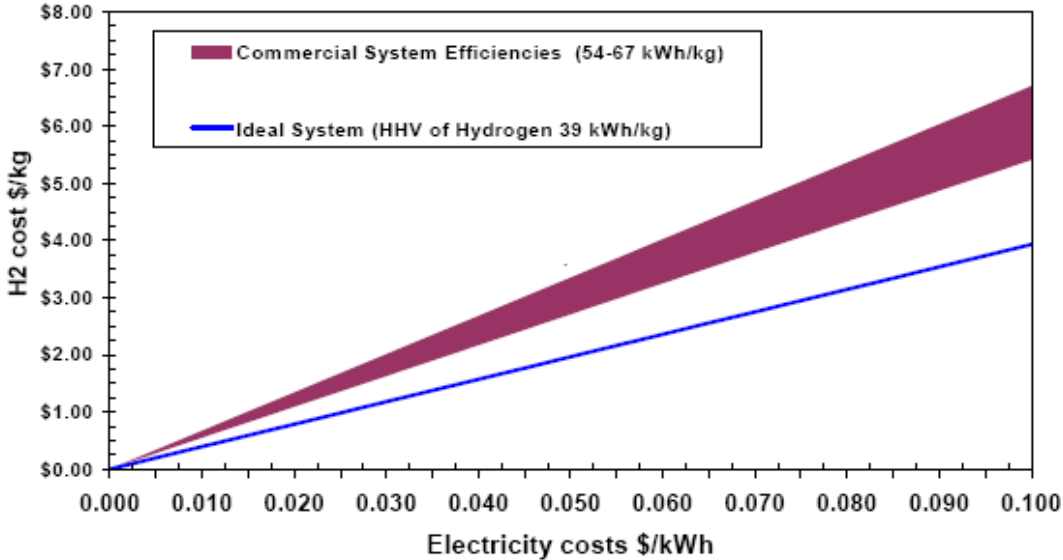
Fuente: Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production. NREL. USA.

Es importante observar que en este estudio se emplea la energía total demandada por el sistema de electrólisis y no solamente la del electrolizador para calcular la eficiencia.

Costo del hidrógeno producido por electrólisis

La Figura 5-15 muestra los efectos que tiene el precio de la electricidad en los costos del hidrógeno. Para cada electrolizador, se da la demanda de electricidad para producir el hidrógeno; habiéndose excluido los costos de capital, operación y mantenimiento en el cálculo. La demanda de electricidad del sistema empleada es la cifra más baja dada por cada fabricante. La gráfica muestra que para producir hidrógeno a \$3.00/kg con los electrolizadores actuales, los costos de electricidad deben estar entre 4 y 5.5¢/kWh. Para producir hidrógeno a menos de \$3.00/kg con un sistema que sea 100% eficiente, los precios de electricidades deben ser inferiores a 7.5¢/kWh. Este análisis muestra que sin tener en cuenta cualquier otro costo adicional, los costos de la electricidad pesarán de manera importante en el precio de la producción de hidrógeno.

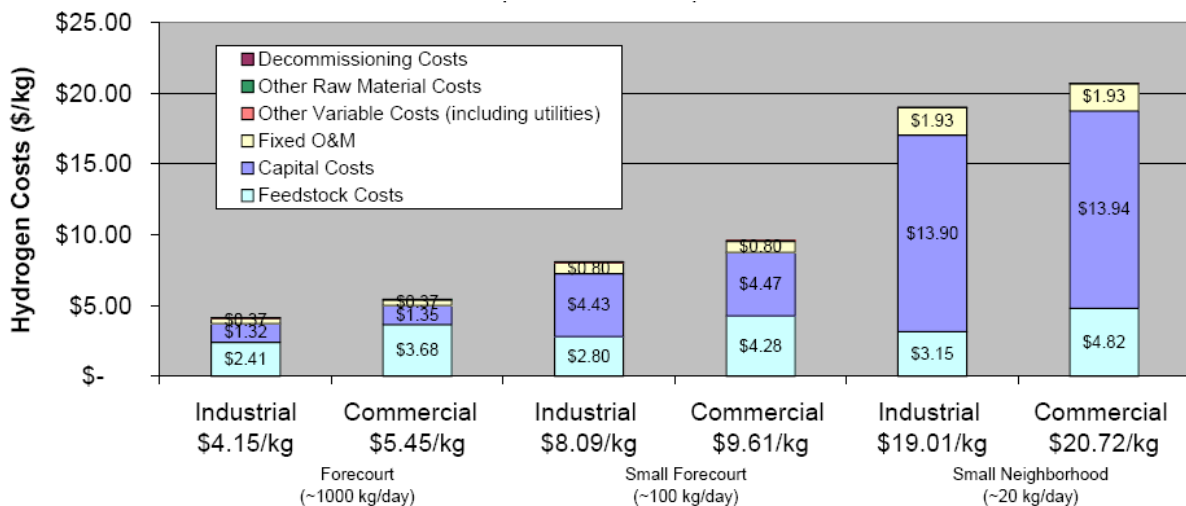
Figura 5-15. Dependencia del costo del hidrógeno únicamente del costo de la electricidad.



Fuente: Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production. NREL. USA.

Al considerar los costos de capital, materias primas, costos fijos de O&M, costos variables de O&M y costos de desmantelamiento de las plantas, y al hacer este ejercicio para tres plantas de capacidades de producción de 20, 100 y 1000 kg/día de hidrógeno, los costos alcanzan desde US\$4.15/kg hasta US\$20.72/kg dependiendo de la tarifa de energía eléctrica (industrial: 4.83 ¢/kWh; comercial: 7.89 ¢/kWh),

Figura 5-16. Efectos de las tarifas eléctricas sobre los costos del hidrógeno (dólares del 2000)



Fuente: Ivy, J. 2004. Summary of Electrolytic Hydrogen Production. NREL. USA.

CONCLUSIONES

El costo de hidrógeno producido con los procesos electrolíticos actuales depende principalmente del costo de la electricidad, las eficiencias de los sistemas y los costos de capital de los sistemas.

El costo de electricidad y la eficiencia de los sistemas están interrelacionados porque un aumento en la eficiencia o una disminución de los costos de electricidad disminuyen la contribución del costo global de la electricidad. Sin embargo, la eficiencia del sistema solo puede aumentarse de manera limitada y las metas actuales de la industria son reducir la demanda de energía del sistema a alrededor de 50 kWh/kg de hidrógeno (una eficiencia del sistema de 78%), incluyendo la condensación del gas de hidrógeno a 6000 psig. Mientras que este aumento de la eficiencia disminuirá la contribución del costo de la electricidad, no reducirá tanto el costo de producción como una reducción significativa del precio de la electricidad.

5.5.6.3 Capacidades y aplicaciones

Las plantas de electrólisis comerciales se pueden obtener desde algunos kg/hr hasta toneladas por hora (aún de mayor capacidad).

El hidrógeno se puede emplear en múltiples aplicaciones:

- Quemadores catalíticos para calefacción y cocción alimentos
- Generación de vapor
- Generación de potencia pico en centrales a vapor
- Generación de electricidad (vía celdas de combustible) y calor (cogeneración)
- Motores de vehículos

entre otras.

5.5.6.4 Aplicabilidad de la tecnología a RD

El almacenamiento de energía eléctrica en hidrógeno vía el proceso de electrólisis es una tecnología conocida y probada. El costo del hidrógeno depende fuertemente del costo de la electricidad y esta tecnología será aprovechada en los países donde la electricidad sea barata. La utilización del hidrógeno ya mismo conlleva desafíos en el almacenamiento y transporte así como en su utilización.

Si bien se considera que el hidrógeno será el combustible del futuro, falta aún mucho desarrollo y *no se puede considerar como alternativa para el futuro suministro de energía en RD en el horizonte 2008-2020.*

5.5.7 Energía de las Corrientes Oceánicas

5.5.7.1 Descripción del sistema

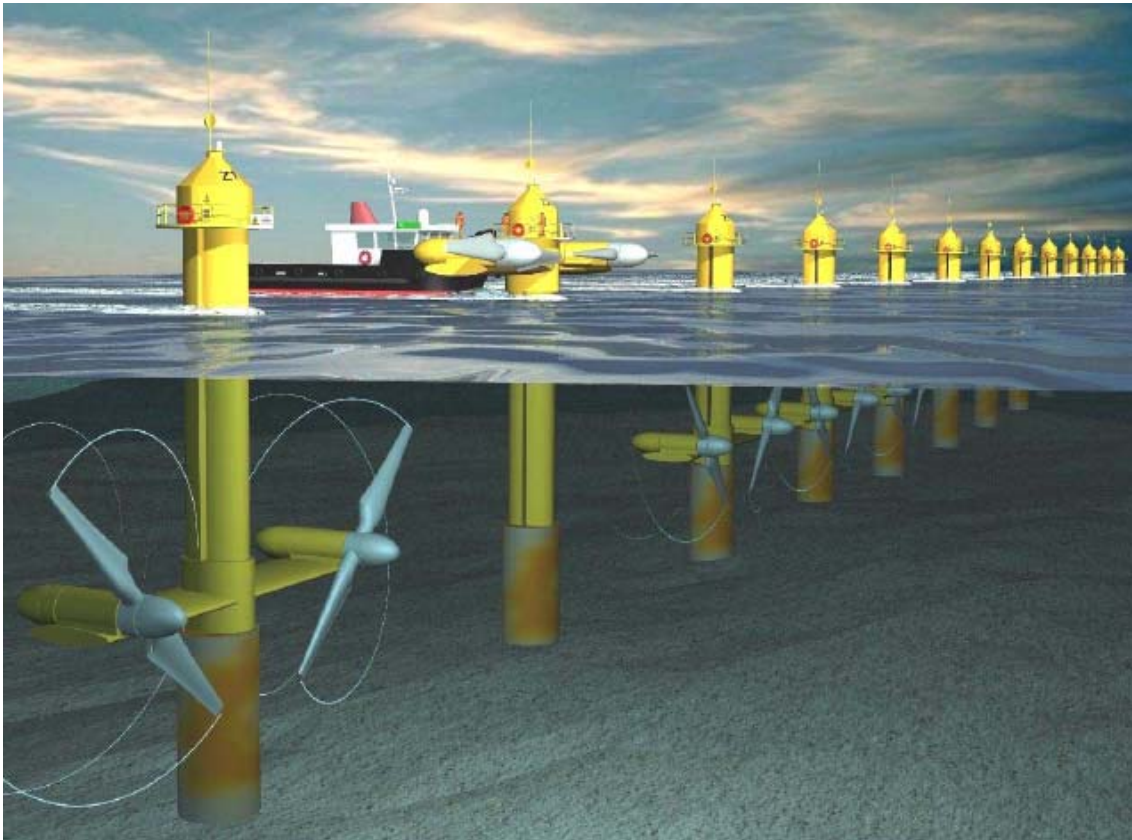
Las corrientes marinas son grandes masas de agua que como consecuencia de su calentamiento por la acción directa y exclusiva del sol, se desplazan horizontalmente. En su formación influye también la salinidad de las aguas. La anchura y profundidad de las corrientes marinas son a veces considerables, llegando la profundidad a alcanzar en algunos casos centenares de metros. El sentido en que avanzan es diferente en los hemisferios, boreal y austral. Algunas corrientes pasan de uno a otro hemisferio, otras se originan, avanzan, se mueven y se diluyen o mueren en el mismo hemisferio en que nacieron.

La energía puede ser extraída a partir de las corrientes oceánicas mediante turbinas sumergibles las cuales tienen un principio de funcionamiento similar a los aerogeneradores. Estas turbinas están constituidas por aspas unidas a un rotor, un generador que transforma la energía rotacional en electricidad y un sistema de interconexión a la red eléctrica. Actualmente existen dos tipos de turbinas: de eje horizontal y de eje vertical, las cuales se seleccionan dependiendo de las condiciones de las corrientes oceánicas. Las turbinas prototipo de eje horizontal son similares a las turbinas eólicas y estas serán las más utilizadas en un horizonte de 5 a 7 años. El agua marina es cerca de 800 veces más densa que el viento y las corrientes fluyen con una velocidad de 5.6 km/h aproximadamente en comparación con la velocidad del viento la cual es fluctuante durante el día y para que un aerogenerador genere a plena capacidad, la velocidad del viento debe alcanzar alrededor de 40 km/h. Las corrientes oceánicas son relativamente constantes en velocidad y localización, por lo que el factor de capacidad de las plantas es elevado (encima del 80%) en contraposición a los aerogeneradores que tienen factores de capacidad del orden de 40% y menos.

Los problemas potenciales de la generación de energía eléctrica a partir de las corrientes marinas son:

- Resistencia a las cavitaciones (formación de burbujas de aire que crean turbulencia y disminuye sustancialmente la eficiencia de las corrientes).
- Prevención del crecimiento de material orgánico sobre el equipo
- Control de la corrosión
- Mantenimiento total del sistema.

Figura 5-17. Central de generación de corrientes marinas



Fuente: Whittaker, T. (2004). The potential for the use of marine current energy in Northern Ireland⁷⁷

5.5.7.2 *Mercado Internacional*

El mercado de la generación de energía eléctrica con este tipo de fuente actualmente está en estado de desarrollo, ya que los proyectos instalados actualmente son de carácter demostrativo, pero esta etapa de pruebas ya está siendo superada y existen planes de desarrollo en Inglaterra, Irlanda, Filipinas y Estados Unidos, entre otros, con parques de este tipo de varias decenas MW de potencia instalada.

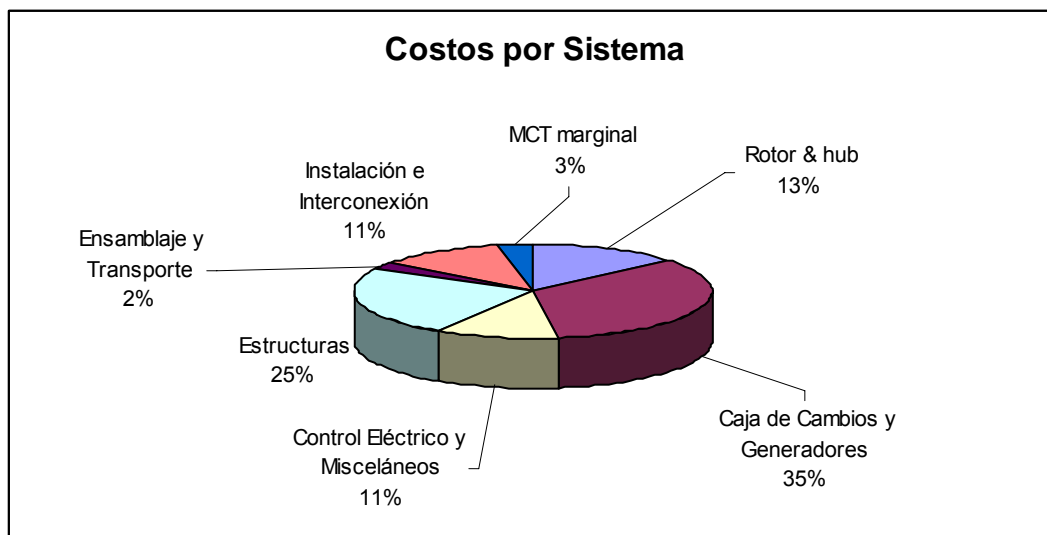
5.5.7.3 *Costo de las Centrales de Generación*

Por no haber ningún proyecto comercialmente desarrollado, los costos solamente pueden provenir de estudios como el realizado por el Department of Trade and Industry, Department of Enterprise, Trade and Investment; and Northern Ireland Electricity⁷⁷.

⁷⁷ Whittaker, T. (2004). The potential for the use of marine current energy in Northern Ireland. Department of Trade and Industry; Department of Enterprise, Trade and Investment; and Northern Ireland Electricity.

De acuerdo a el, el costo instalado es 5450 US\$/kW para una turbina de 1650 kW. La figura siguiente muestra la descomposición de este costo de inversión.

Figura 5-18. Composición de Costos de Inversión Inicial ⁷⁷



Fuente: Whittaker, T. (2004). The potential for the use of marine current energy in Northern Ireland

La figura anterior muestra que los mayores costos están en la caja de cambios y generadores, y en las estructuras. También se estima que los costos de operación y mantenimiento oscilan alrededor del 2% anual sobre el total de los costos de inversión inicial.

En este mismo estudio se indica que existe una economía de escala para proyectos mayores: para un parque de 33.5 MW el costo instalado sería de 1680 US\$/kW.

5.5.7.4 Capacidades y Aplicaciones

La aplicación principal las corrientes oceánicas es la generación de energía eléctrica interconectada a la red nacional.

5.5.7.5 Caracterización Ambiental

La generación de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas es ambientalmente viable en su implementación y operación. Los problemas ambientales (aunque falta estudiar más este tipo de generación) son mínimos entre los cuales están:

- La alteración que sufre el flujo natural del agua. La interrupción de la corriente de agua se puede traduce en una alteración directa sobre la población piscícola.
- Aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

5.5.7.6 *Aplicabilidad de la tecnología a RD*

Esta tecnología está aún en desarrollo y es necesario esperar hasta que esta ya sea comercializable⁷⁸, y los proyectos de generación a gran escala en otros países funcionen satisfactoriamente para que así puedan considerarse para RD. Se espera que esta tecnología sea comercial hacia el 2012. Por otro lado sería necesario establecer las características de las corrientes marinas utilizables en RD y demás estudios requeridos para esta tecnología.

Con la información actual *no se puede considerar esta tecnología como alternativa para el futuro suministro de energía en RD en el horizonte 2008-2020.*

5.5.8 Conclusiones

De acuerdo a las posibilidades de complementariedad evaluadas anteriormente, podemos concluir:

- La co-combustión de biomasa con carbón si es posible y requiere del estudio específico en cada planta a carbón, de la disponibilidad casi permanente de abundantes residuos de biomasa próximos a las plantas y compatibles con los quemadores de carbón de la planta, y de costos de los residuos que resulten convenientes frente a los costos del carbón.
- Los motores de combustión interna sean estos estacionarios o móviles si permiten la utilización de mezclas de alcohol-gasolina y biodiesel-diesel oil, en proporciones que deben seguir los lineamientos de las empresas fabricantes de los mismos (Ver Anexo 3).
- Hay un grupo de tecnologías que se encuentran en desarrollo, como son: pirólisis, adición de biogas de rellenos sanitarios redes de gas natural, hidrógeno, aquafuel y energía de las corrientes marinas. Estas tecnologías no son por lo tanto tecnologías maduras que permitan considerarse como alternativas para el suministro de energía en este estudio. Se recomienda que se observe su desarrollo y se reconsideren para el suministro de energía cuando hayan alcanzado un grado suficiente de madurez tecnológica, demostración y sean comerciales.

⁷⁸ SeaGen, <http://www.seageneration.co.uk/default.asp>; Marine Current Turbines Ltd (MCT), <http://www.marineturbines.com/home.htm>; The OCS Alternative Energy Programmatic EIS sera preparado por el Minerals Management Service con apoyo de Argonne National Laboratory. USA <http://ocsenergy.anl.gov/index.cfm>; Ocean Renewable Power Company, LLC (ORPC), <http://www.oceanrenewablepower.com/index.htm>

5.6 POTENCIAL DE DESARROLLO

Para estimar el potencial de desarrollo con Otras Fuentes de Energía se ha encontrado la limitante de información básica desactualizada en cuanto a proyectos en desarrollo, que al menos estén registrados ante la SIE. Este registro no es garantía alguna para su desarrollo pero indica por lo menos algún trabajo preliminar sobre el proyecto.

La SIE ha concesionado hasta la fecha 5 proyectos para la generación de energía eléctrica a partir de la biomasa con un total de 173.5 MW (Ver Tabla 5-11).

5.6.1 Potencial de cogeneración en la industria azucarera

El único proyecto de biomasa, con concesión definitiva ya en febrero de 2002, fue otorgada a la Central azucarera El Consuelo, en la provincia de San Pedro de Macorís, para la cogeneración de 73.5 MW en a partir de residuos de bagazo. Según información personal⁷⁹, este proyecto finalmente consideró fue la instalación de una caldera con una capacidad de producción de 250.000 lb vapor/hora, con la cual se esperaba generar 23 MW, 8 para uso interno y 15 para la red. El proyecto instaló la caldera pero no se desarrolló.

Los proyectos de cogeneración en la industria azucarera para inyección a la red son de vieja data pero no ha habido desarrollos en la práctica (siempre han cogenerado para su consumo interno). Para que estos ingenios cogeneraran con destino a la red del SENI, habría que desarrollar un programa específico que elevara las presiones de trabajo en las calderas, introdujera turbinas de vapor modernas e implementara medidas de uso racional y eficiente de vapor y energía en los ingenios. Si bien se desconoce el estado actual de los ingenios⁸⁰ pero suponiendo que ellos también podrían entregar de manera conservadora 92 kWh/tcaña procesada, que solamente hasta el 60% del potencial de cogeneración de los ingenios actuales podría desarrollarse por limitaciones técnico-económicas (no todos los ingenios cogeneran para la red), que este desarrollo sería gradual durante 3 años a partir de 2010, la cogeneración inyectada a la red podría alcanzar 265 GWh/año a partir del 2013.

⁷⁹ Comunicación personal del Ing. F. Folch de Central Azucarera El Consuelo.

⁸⁰ La información disponible secundaria es muy limitada.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 5-11. Concesiones para la generación de electricidad a partir de la biomasa registrados ante la SIE

No. Resolución	Fecha Emisión	Tipificación de la Resolución	Tipo	Empresa	Capacidad (MW)	Sitio	Concepto	Observaciones
SIE-16-2003	11-Feb-02	Concesión Definitiva	Cogeneración con bagaso de caña	Central Azucarera Consuelo	73.5	Ingenio Consuelo - San Pedro de Macoris	Recomendación p/Otorgamiento Concesión Definitiva Explotación Obra Generación Eléctrica a Central Azucarera Consuelo	Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas de Generación y se circunscribe a la instalación y operación de Obras Eléctricas de Generación para una capacidad conjunta de 73.2 MW, mediante: i) recuperación y ampliación de las instalaciones del Ingenio Consuelo de San Pedro de Macoris, para una capacidad nominal de 36.4 MW (rehabilitación de 6.4 MW existentes y nuevas instalaciones de hasta 30 MW en base a caldera que queman bagazo de caña y fuel oil No. 6); ii) recuperación y ampliación de las instalaciones del Ingenio Boca Chica, Municipio de Boca Chica, para una capacidad nominal de 36.8 MW (rehabilitación de 6.8 MW existentes y nuevas instalaciones de hasta 30 MW en base a caldera que queman bagazo de caña y fuel oil No. 6).
Sie-59-2006	25-Oct-06	Concesión Provisional	Generación Eléctrica a partir de Biogas de desechos solidos	Taylor Energía de Biomasa SA	25	San Cristóbal	Otorga a la empresa TAYLOR ENERGÍA DE BIOMASA, S. A. (CPP-03-06), Concesión Provisional para la instalación de un Parque para Generación de Electricidad de una capacidad de hasta 25 MW, Provincia de San Cristóbal.	Otorgar a la empres Taylor Energía de Biomasa SA, la correspondiente concesión provisional para la realización de estudios y evaluaciones relacionados con la explotación de 1 parque instalado en la provincia de San Cristóbal. Los trabajos deberán circunscribirse en los estudios pertinentes para instalación de 1 parque para generación de electricidad con capacidad hasta 25 MW, el plazo de la licencia es de 18 meses a partir de la fecha de notificación de la presente resolución.
Sie-60-2006	23-Oct-06	Concesión Provisional	Generación Eléctrica a partir de desechos solidos	Taylor Energía de Biomasa SA	25	Bonao - Monseñor Noel	Otorga a la empresa TAYLOR ENERGÍA DE BIOMASA, S. A. (CPP-02-06), Concesión Provisional para la instalación de un Parque para Generación de Electricidad de una capacidad de hasta 25 MW, Provincia de Monseñor Noel.	Otorgar a la empres Taylor Energía de Biomasa SA, la correspondiente concesión provisional para la realización de estudios y evaluaciones relacionados con la explotación de 1 parque instalado en el municipio de Bonao, provincia de Monseñor Noel. Los trabajos deberán circunscribirse en los estudios pertinentes para instalación de 1 parque para generación de electricidad con capacidad hasta 25 MW, el plazo de la licencia es de 18 meses a partir de la fecha de notificación de la presente resolución.
Sie-62-2006	25-Oct-06	Concesión Provisional	Cogeneración tratamiento de desechos organicos	Inversiones Salamanca SA	25	Santo Domingo Oeste	Otorga a la empresa INVERSIONES SALAMANCA, S. A. (CP-06-05), Concesión Provisional para la instalación de un Parque para Generación de Electricidad de una capacidad de hasta 25 MW, Municipio Santo Domingo Oeste.	Otorgar a la empresa Inversiones Salamanca SA, la correspondiente concesión provisional para la realización de estudios y evaluaciones relacionadas con la explotación de una planta para procesar desechos líquidos y sólidos municipales y cogeneración de energía eléctrica utilizando turbinas de vapor, en base a combustible alternativo CFx, material manufacturado en polvo con base de carbón (75%), para un régimen de producción modular de 25 MW capaz de permitir expansiones futuras de hasta un total de 100 MW, en el municipio de Santo Domingo Oeste. el plazo de la licencia es de 18 meses a partir de la fecha de notificación de la presente resolución.
Sie-63-2006	25-Oct-06	Concesión Provisional	Cogeneración tratamiento de desechos organicos	Inversiones Salamanca SA	25	La Romana	Otorga a la empresa INVERSIONES SALAMANCA, S. A. (CP-07-05), Concesión Provisional para la instalación de un Parque para Generación de Electricidad de una capacidad de hasta 25 MW, Provincia La Romana.	Otorgar a la empresa Inversiones Salamanca SA, la correspondiente concesión provisional para la realización de estudios y evaluaciones relacionadas con la explotación de una planta para procesar desechos líquidos y sólidos municipales y cogeneración de energía eléctrica utilizando turbinas de vapor, en base a combustible alternativo CFx, material manufacturado en polvo con base de carbón (75%), para un régimen de producción modular de 25 MW capaz de permitir expansiones futuras de hasta un total de 100 MW, en el municipio de Santo Domingo Oeste. el plazo de la licencia es de 18 meses a partir de la fecha de notificación de la presente resolución.
Total					173.5			

Fuente: SIE, DE2F, Concepto o tipificación de las Resoluciones del SIE, y elaboración propia

5.6.2 Potencial de cogeneración en la industria alcoholera

Esta generación de electricidad está relacionada con el incremento de la producción de caña de azúcar para la producción de alcohol en el escenario bajo (Sección 2.2). A pesar de que la producción de caña de azúcar para este escenario debe alcanzar un máximo de siembra de 129.935 ha para el 2012, se ha supuesto que el desarrollo es gradual a partir del 2009 y que las destilerías de alcohol generarían 183 GWh/año de excedentes inyectables a la red del SENI a partir del 2009 en un escenario bajo. Para estimar esta cifra, se ha partido de una productividad de 38.35 t caña/ha (como promedio de los últimos años) y un excedente de 92 kWh/tcaña procesada en las destilerías, suponiendo que todas las destilerías cogeneran para la red.

5.6.3 Potencial de generación con desechos

Actualmente 4 proyectos tienen concesiones provisionales otorgadas en Septiembre de 2006 (Ver tabla anterior). La compañía Taylor Energía de Biomasa se propone desarrollar dos plantas para la generación eléctrica de 25 MW cada una, en dos lugares el país, con biogás generado a partir de desechos sólidos. Inversiones Salamanca ha obtenido concesión provisional para dos unidades de cogeneración cada una con una capacidad de 25 MW a partir de desechos sólidos y líquidos. Suponiendo que estos proyectos entran a partir del 2010 y se desarrollan gradualmente hasta el 2012, ya a partir de 2013 generarían 350 GWh/año.

5.6.4 Potencial de cogeneración en la industria arrocera

El potencial de cogeneración en la industria arrocera de RD se puede estimar a partir de la producción de arroz, de la producción de cascarilla obtenida en el proceso de secado y molienda, y de las características de la cascarilla como combustible.

En RD el área cultivada con arroz aumentó de 1.6 Millones tareas en 1995 hasta 2.1 millones tareas en 2001. En 2006 se sembraron alrededor de 2.4 Millones de tareas de arroz (150.000 hectáreas). El rendimiento de arroz blanco ha fluctuado entre 3.79 qq/ta y 5.05 qq/ta, siendo en 2006 de 4.2 qq/ta (3,05 tm/ha).

Puesto que 60 a 62% del arroz paddy se transforma en arroz blanco, entonces la producción estimada de arroz paddy fue de 5 tm/ha. Así entonces, la producción de paddy a nivel nacional fue de aproximadamente 750.000 tm para el año 2006.

Tomando como base para los estimados el año 2006, la producción de cascarilla y ceniza de la cascarilla se dan en la tabla siguiente.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 5-12. Potencial de producción de cascarilla de arroz RD 2006

Producción Nacional 2006		750,000	ton/año
Producción de Cascarilla	25%	187,500	ton/año
Potencial Producción de Ceniza	20%	37,500	ton/año

La siguiente tabla muestra las características de la cascarilla de arroz como combustible⁸¹.

Tabla 5-13. Características de la cascarilla de arroz

Poder Calorífico de la Cascarilla	13.9	MJ/kg
Densidad (suelta/compactada)	100 a 180	kg/m ³
Carbono	39-42	%
Oxígeno	32-34	%
Cenizas	14-24	%
Hidrógeno	4-5	%
Nitrógeno	0,3-2	%

Suponiendo una eficiencia de generación eléctrica de 30%, el potencial de cogeneración de la cascarilla de arroz es de 29 MW a nivel nacional, y una eficiencia de generación térmica de 50%, para un total de eficiencia del sistema de cogeneración de 80%. El sistema es entonces capaz de cubrir la demanda de calor (48.61 MW térmicos) y generar electricidad para el autoconsumo y la venta a la red.

Tabla 5-14. Potencial de cogeneración de RD a partir de cascarilla de arroz (2006)

POTENCIAL DE COGENERACIÓN			
Producción de Cascarilla		187,500	ton/año
Poder Calorífico de la Cascarilla		13.9	MJ/kg
Eficiencia Eléctrica		30%	
Factor de utilización	85%	7446	horas
Capacidad de generación eléctrica		29.17	MW
Eficiencia Térmica		50%	
Capacidad de generación térmica		48.61	MWth

La generación anual de la cogeneración sería de 217 GWh. De acuerdo a estimados sobre el autoconsumo de molinos de arroz, este puede ser del orden de 31% de la energía generada, quedando 69% para inyección a la red (ap. 150 GWh/año).

⁸¹ APC, H. Finck y AENE (2004) Cogeneración. Alternativa rentable para la disposición de la cascarilla de arroz. Bogotá. Colombia.

Tabla 5-15. Energía eléctrica generada

Energía eléctrica generada		217.2	GWh/año
Autoconsumo	31%	67.33	GWh/año
Inyección a la red	69%	149.86	GWh/año

El potencial técnica y económicamente realizable depende de muchos factores tales como los equipos disponibles actualmente en los molinos de arroz, capacidad de los mismos, limitaciones técnicas propias de los molinos, y debe ser objeto de estudio específico en cada molino.

De este potencial desarrollable, se considera que solamente los molinos de mayor capacidad tendrían la posibilidad de la cogeneración, debido a la economía de escala que representan los proyectos de cogeneración. Suponiendo entonces que 1/3 de la potencia y la energía son desarrollables, entonces el potencial se reduce a 10 MW y una generación de 72 GWh/año, exportando a la red 50 GWh y autoconsumiendo 22 GWh/año.

6. PROGRAMAS DE FOMENTO DE LAS FAER

6.1 FOMENTO DE LAS FAER EN RD

6.1.1 Proyectos de energía renovables realizados

En RD se han desarrollado varios y diversos programas y proyectos para el fomento de la utilización de las energías renovables, desde hace varias décadas.

6.1.1.1 *Proyectos realizados por diversas agencias y organizaciones*

Los proyectos realizados son de diversos tipos (Ver Anexo en Sección 20.1 para listado de proyectos y actividades realizadas):

- estudios de recursos,
- estudios sobre tecnologías de energías renovables,
- proyectos piloto empleando diferentes tecnologías (solar fotovoltaica, refrigeración solar, bombeo solar, calentadores solares, PCH's, micro-turbinas, cogeneración en ingenios azucareros, especies forestales de rápido crecimiento, plantas de biogás, entre los principales),
- construcción y desarrollo de de capacidad (sistemas fotovoltaicos, pequeños sistemas eólicos, hidroelectricidad, entre los principales),
- sistemas de gestión (fondos rotatorios, apoyo a microempresarios y ONGs, cooperativas de electrificación rural, entre otros), y
- proyectos de Investigación y Desarrollo en instituciones universitarias y estatales de desarrollo tecnológico (en recursos renovables, micro-turbinas hidroeléctricas, sistemas híbridos, biocombustibles, entre otros).

Se considerarán por separado los proyectos realizados por el PPS y el reciente programa PROFER.

6.1.1.2 *Proyectos realizados por el PPS*

El PPS (Programa de Pequeños Subsidios) del GEF (Global Environmental Facility) ejecutado por el PNUD (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo) ha participado en numerosos proyectos de desarrollo y fomento de las energía renovables desde 1994. El PPS ha participado en total en 49 proyectos hasta la fecha, de los cuales 14 corresponden a PCH's, 33 a SFV y 2 a biogás.

PCH's

La participación del PNUD en proyectos de PCH data de antes del 2000, cuando se habían ya ejecutado 2 proyectos que beneficiaron a 160 usuarios. En los años

REPÚBLICA DOMINICANA

siguientes ha aumentado el número de proyectos de PCH principalmente con sistemas centralizados para electrificación de viviendas, servicios comunitarios, acueductos y ecohoteles. Las potencias entregadas a las viviendas son de varias decenas de vatios (usuarios como familias) a algunos centenares de vatios para microempresas y centros comunitarios). La participación del PPS asciende en esta tecnología a 14 proyectos, por valor de US\$367.045 y beneficiando a más de 483 usuarios Tabla 6-1. Se desconoce la magnitud de aportes de los beneficiarios y otros. (Un listado con información más detallada sobre todos los proyectos se ha anexado en la Sección 20.2).

Tabla 6-1. Participación del PPS en proyectos de PCH's

Periodo	Beneficiarios	No. Proyectos	Aportes (US\$)	Aplicación
2005 a 2007	323 usuarios	3	108,332	Sistemas centralizados para electrificación de viviendas y servicios comunitarios.
2000 a 2005	10 comunidades	9	219,213	Sistemas centralizados para electrificación de viviendas, acueductos, ecohoteles y servicios comunitarios.
antes de 2000	160 usuarios	2	39,500	Sistemas centralizados para electrificación de viviendas y servicios comunitarios.
Total	> 483 usuarios	14	367,045	

Fuente: PPS y elaboración de este estudio

SFV

El PPS también ha participado en 33 proyectos beneficiando a más de 1523 familias y otro tipo de usuarios, principalmente con el suministro de energía eléctrica a viviendas, escuelas y otros servicios comunitarios, incluyendo un proyecto de bombeo e agua en un acueducto rural. Los sistemas instalados en los hogares tienen potencias de alrededor de 50 Wp y los de las otras aplicaciones son desconocidas. Las inversiones del PPS ascienden a US\$612.559 y se desconoce la magnitud de aportes de los beneficiarios y otros (Ver Tabla 6-2). (Un listado con información más detallada sobre todos los proyectos se ha anexado en la Sección 20.2).

Tabla 6-2. Participación del PPS en proyectos de SFV

Periodo	No. sistemas	No. Proyectos	Aportes (US\$)	Aplicación
2005 a 2007	> 51	2	41,399	SFV en viviendas, escuelas y centros comunitarios
2000 a 2005	> 832	27	512,822	SFV en viviendas, acueductos, escuelas y centros comunitarios
antes de 2000	640	4	58,338	SFV en viviendas
Total	> 1523	33	612,559	

Fuente: PPS y elaboración de este estudio

Biogás

El PPS también ha participado en dos proyectos para la generación de biogás y abono orgánico. Se ha buscado difundir la tecnología del digestor tipo tubo y se han instalado en total 60 plantas de biogás en dos proyectos para un monto total de US\$35.371 (Ver Tabla 6-3). Se desconoce la magnitud de aportes de los beneficiarios y otros. (Un listado con información más detallada sobre todos los proyectos se ha anexado en la Sección 20.2).

Tabla 6-3. Participación del PPS en proyectos de biogás

Periodo	No. sistemas	No. Proyectos	Aportes (US\$)	Aplicación
2005 a 2007	50	1	25,000	Abono orgánico
antes de 2000	10	1	10,371	Producción de metano
Total	60	2	35,371	

Fuente: PPS y elaboración de este estudio

Sin embargo, a pesar de la magnitud de los recursos invertidos y del número de proyectos, no se ha encontrado un estudio de evaluación expost de estos proyectos.

6.1.1.3 Programa PER de NRECA

NRECA desarrolló por encargo de USAID un Plan Nacional de Electrificación Rural (PER), destinado a la electrificación de los usuarios rurales y suburbanos⁸². La población que en 2002 carecía del servicio de electricidad era de 342.000 familias (20 % de la población del país en ese año). El proyecto desarrolló una metodología que empleó como fuentes de energía la extensión de redes y sistemas solares fotovoltaicos, no habiendo considerado ni la energía eólica ni las PCH's como alternativas de generación. Se consideraron como candidatos a Sistemas Fotovoltaicos las viviendas que se encontraban a más de 5 km de la red eléctrica. Se determinó que cerca de 83.000 viviendas podrían usar energía solar. Se seleccionaron dos tipos de sistemas solares fotovoltaicos, con potencias de 35 y 50 Wp (costos: US\$395 y US\$510, respectivamente), con 2 y 3 luminarias respectivamente, así como regulador de carga y batería.

Empleando la metodología desarrollada por el proyecto y montada sobre una plataforma SIG, se seleccionaron 19 proyectos solares fotovoltaicos que beneficiarían a 9902 familias, con un costo total de US\$2.620.000. El estudio formula también los criterios fundamentales que deben orientar el diseño e implementación del plan.

⁸² NRECA (2002). Plan Nacional de Electrificación Rural. Elaborado por NRECA para USAID/ RD. Santo Domingo, RD

Institucionalmente, la UERS es la unidad responsable de la electrificación rural y suburbana, división de la CDEEE (Corporación Dominicana de Empresas de Energía Eléctrica). Actualmente, se ha iniciado para la UERS el proceso de independencia administrativa y operativa de la CDEEE.

6.1.1.4 *Proyecto PROFER*

PROFER ha sido un programa de la GTZ desarrollado durante 4 años (03/03 hasta 02/07), cuyo objetivo principal era lograr que los decisores políticos tuvieran condiciones apropiadas para el fomento de las energías renovables. El proyecto actuó en dos niveles: el nivel gubernamental y a nivel de proyectos.

A nivel gubernamental, el proyecto apoyó a la SEIC y a la CNE en la formulación de los objetivos políticos y estratégicos para la promoción de las ER así como en la formulación de los marcos legales y regulatorios que facilitarían la promoción del uso de las energías renovables. La asistencia provista a ambas instituciones les facilitó su participación en los procesos de planificación, legales y regulatorios con diversos actores entre ellos, el legislativo.

A nivel de proyectos, el PROFER asistió a actores tanto privados como del sector público en la identificación de proyectos de ER, principalmente en la utilización de PCHs en proyectos de electrificación rural, y en la producción y utilización de aceites vegetales a partir de la jatropha.

6.1.2 **Proyectos desarrollados**

En cuanto a los proyectos ya desarrollados, no existe un inventario consolidado de los sistemas de energía renovable instalados en el país (clasificados por nombre del proyecto, nombre del usuario, desarrollador, donantes o entidades financiadoras, costos de instalación, costos de O&M, responsable actual de O&M, localización, año de instalación, tecnología, sistema instalado, capacidad, aplicación, estado actual, fallas, reclamaciones, garantías, etc.) que permita hacer una evaluación de las tecnologías desde el punto de vista del servicio prestado al usuario (satisfacción de la demanda de energía, calidad de la energía suministrada y del servicio), costos reales del suministro del servicio, y otras bondades y problemas de los sistemas. Por lo tanto, no existen evaluaciones expost de los proyectos de energía renovable y no se puede juzgar si las tecnologías son sustentables o no en el largo plazo en el país.

El PEN 2004-2015 informa de la existencia de los siguientes proyectos, dentro de los cuales no se cuantificaron los del PPS y del Programa PROFER:

- En adición a las 25 micro turbinas eólicas del EESRP (Programa de Reestructuración del Sector Eléctrico desarrollado por Winrock con recursos

USAID), existe un número no definido de instalaciones privadas en diferentes lugares del país.

- PCH's instaladas, 6 minicentrales con una capacidad agregada de 930 kW y 15 pico-centrales.
- Más de 20.000 sistemas fotovoltaicos en zonas rurales principalmente para uso residencial.
- Sistemas de calentamiento de agua con energía solar en residencias en número no definido.
- Sistemas de recuperación de calor en plantas diesel en el sector hotelero.
- Capacidad local para fabricar micro-centrales eléctricas adaptando generadores automotrices.

6.1.3 Participación de actores institucionales

En desarrollo de las actividades de fomento, especial atención merece la labor del IIBI (Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria, anteriormente INDOTEC) en:

- Investigación en potencial eólico del país, biomasa, biocombustibles y combustibles sintéticos,
- Participación activa con otros actores en la formulación del Anteproyecto de Ley de Estímulo a las Energías Renovables,
- Propuesta en 1998 de la creación de un fondo para la promoción del ahorro de energía y fuentes alternas de energía que dio origen a Ley Tributaria de Hidrocarburos (Ley 112-00).

La SEIC (Secretaría de Estado de Industria y Comercio) creó en el 2000 un departamento de promoción de fuentes alternas de energía, ha administrado y dado ejecución al "Fondo Estratégico" creado por la Ley 112-00. El fondo se ha empleado para el uso de la energía solar fotovoltaica en zonas rurales (servicios comunitarios como escuelas, clínicas, instalaciones militares, bombeo de agua y recientemente viviendas) y uso de etanol como sustituto de GLP.

7. POLITICAS VIGENTES Y MARCO REGULATORIO PARA LAS FAER

7.1 POLÍTICAS VIGENTES PARA LAS FAER

Las FAER como tales han recibido reconocimiento especial recientemente y por tanto, las leyes que conforman el marco legal y regulatorio del sector eléctrico, el sector ambiental y la utilización de las aguas terrestres no hacen alusión específica a las FAER. La LGE (Ley General de Electricidad) es una ley orientada esencialmente al sector eléctrico convencional y la ley de Medio Ambiente no está relacionada con el desarrollo de las FAER sino que considera un marco general para el desarrollo de proyectos de diversa índole, dentro de los que se incluyen los proyectos con PCH's. El desarrollo de proyectos precisa de Estudios de Impacto Ambiental de diferentes categorías dependiendo del sector y del tipo específicos de actividad.

En el PEN 204-2015, la mayor parte de las pautas van en el sentido de incrementar la penetración de los recursos renovables, entre otros, destinados a aumentar el nivel de electrificación, y la cantidad y calidad de la energía para la población rural.

Al estado se le asigna un papel muy activo, reforzando su función reguladora y promotora, así como se espera la participación del capital privado.

Ya más específicamente, en el Escenario I para el periodo 2001-2015, las FAER se consideran así:

- La energía eólica puede contribuir al suministro eléctrica en sistemas aislados
- Energía solar para calentamiento de agua en los sectores residencial y servicios (intensificación del uso actual), doblando al 2010 y triplicando al 2025 su utilización en los mencionados sectores.
- Bagazo de caña de azúcar debería abastecer la totalidad de la demanda de calor y buena parte de la fuerza motriz en los ingenios.
- Alcohol etílico a partir de caña de azúcar para mezcla con gasolina
- Cáscara de arroz aumento de su utilización
- Biogás: consumo marginal
- Leña y Carbón de Leña: se debe procurar su sustitución en hogares rurales.

Como políticas vigentes para el sector energía, se considera como un logro crucial, el desarrollo de los recursos energéticos nacionales, haciendo especial énfasis en la promoción de las energías renovables. De esta manera, las acciones de política energética hacia las FAER están principalmente orientadas hacia las actividades de fomento, basadas en la siguiente racionalidad:

- Disminución de la dependencia de fuentes de energía importadas,
- Beneficio ambiental por su carácter de energía limpia y renovable
- Solución tecnológica y económica para el suministro de energía eléctrica en zonas aisladas

Esta racionalidad sigue siendo válida en la actualidad, pero el rápido desarrollo y la acelerada utilización de las FAER en los años recientes en el mundo han introducido nuevos criterios de racionalidad que propician aun más el desarrollo de estas fuentes, como son:

- Aumento de la autosuficiencia energética y oportunidad de desarrollo del sector agroenergético
- Producción local de biocombustibles tanto para el consumo interno como para la exportación
- Generación eléctrica a partir de recursos renovables (eólica, cogeneración, residuos sólidos urbanos, residuos agroindustriales).

Por lo tanto puede considerarse que la racionalidad que sustenta su desarrollo es pertinente y relevante en la actualidad para RD.

7.1.1 Objetivos subsectoriales

Como objetivos subsectoriales se plantearon:

- Áreas de trabajo relacionadas con fuentes específicas y una posibles metas de desarrollo;
- Metas relacionadas con el Marco Legal para las FAER, principalmente la Ley de Incentivo a las Fuentes Renovables de Energía y su respectiva reglamentación, así como buscar la aprobación de la Ley de Promoción y Mezcla del Etanol Carburante y su reglamentación, y finalmente, propuestas de legislación para nuevas tecnologías emergentes;
- Necesidad de formulación de políticas de desarrollo de recursos humanos empresariales;
- Posibilidad de obtener recursos para el financiamiento de proyectos vía MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio asociado al Protocolo de Kyoto); y
- Necesidad de la reglamentación de la Ley de Hidrocarburos (Ley 112-00) que creó un fondo para la promoción de las FAER.

7.1.2 Metas de desarrollo

Como posibles metas de desarrollo se han propuesto:

- 500 MW de energía eólica al año 2015
- 10% de etanol en la gasolina al año y mayores porcentajes posteriormente, hasta alcanzar 25%
- Energía eléctrica de residuos agroindustriales vía plantas de biogás vendiendo excedentes a la red (alrededor de 50 MW al 2015 pero podría ser mayor si se consideran residuos de vinaza en las destilerías de etanol)
- Energía eléctrica de residuos y basuras urbanas (60 MW al 2015 para Santo Domingo y el doble para el 2020)
- Biodiesel (B5) por 25 millones galones al 2015
- Investigación y evaluación de tecnologías emergentes.

7.1.3 Pertinencia de objetivos

Todos estos objetivos formulados en el PEN 2004-2015 son pertinentes al desarrollo de las fuentes alternas y a las necesidades del país, y mantienen su vigencia en el 2007.

7.1.4 Cumplimiento de objetivos

En cuanto al cumplimiento de estos objetivos a Julio 2007, es necesario hacer las siguientes observaciones:

- Ley 57-07 de Incentivo a las Fuentes de Energía Renovables. Esta ley fue aprobada en Mayo de 2007 y se encuentra en fase de reglamentación. Se considera un *logro sobresaliente* ya que se convertirá en un factor dinamizador del mercado de las energías renovables en el país.
- Ley de Promoción y Mezcla de Etanol Carburante: En la ley 57-07 se ha elaborado un 'régimen especial para los biocombustibles.
- Políticas de desarrollo humano. Se desconoce información sobre su formulación y estado de desarrollo'
- Recursos del MDL. No se ha desarrollado hasta Julio 2007 ningún proyecto que haya empleado este mecanismo.
- Reglamentación del fondo para las energías renovables creado a través Ley de Hidrocarburos 112-00.

Es necesario observar que el desarrollo de proyectos de energía renovable se encontraba a la espera de la Ley de Incentivos, de tal suerte que la ausencia de esta ha producido un retraso en el desarrollo de los mismos. Sin embargo, hay fuentes que como la energía eólica, disponen de un portafolio de proyectos con licencias definitivas y parciales por 418 MW que son posibles de realizar hasta el 2015 (y es probable que antes).

7.1.5 Proyectos demostrativos

Se han realizado numerosos proyectos, principalmente en el sector rural, empleando diferentes tecnologías de energía renovable, realizados por organizaciones nacionales y con la participación de organismos internacionales tanto en la asistencia técnica como en su cofinanciación. Pero no existe un inventario consolidado de los sistemas de energía renovable instalados en el país que permita hacer una evaluación de las tecnologías desde el punto de vista del servicio prestado al usuario (satisfacción de la demanda de energía, calidad de la energía suministrada y del servicio), costos reales del suministro del servicio, y otras bondades y problemas de los sistemas⁸³. Por lo tanto, no existen evaluaciones expost de los proyectos y no se puede juzgar con certidumbre si las tecnologías son sustentables o no en el largo plazo en el país.

7.2 MARCO LEGAL Y REGULATORIO

En RD no existe una ley de Energías Renovables como tal. Sin embargo, varios aspectos relacionados con ellas y su desarrollo se encuentran en el marco legal y regulatorio establecido en la actualidad.

Esta sección tiene como objeto retomar de las leyes que conforman el marco legal y regulatorio los apartados y considerandos relacionados con las energías alternativas así como los aspectos institucionales derivados de ellas.

El marco legal y regulatorio examinado está constituido por:

- Ley 112-00 -Hidrocarburos
- Ley 125-01- Ley General de Electricidad, su Reglamento (Decreto 555-02) y su modificación (Decreto 749-02).
- Ley 64-00-Ley de Medio Ambiente.
- Ley 5852-64 Ley sobre Dominio de Aguas Terrestres y Distribución de Aguas Públicas, y la Ley 6-65 de Creación del INDRHI.
- Ley 57-07-Ley de Incentivo a las Energía Renovables y Regímenes Especiales

Ley 112-00 Hidrocarburos

En esta ley se establecen los impuestos sobre los combustibles fósiles y derivados del petróleo, política de precios, fiscalización y sanciones.

⁸³Proyectos demostrativos clasificados por nombre del proyecto, nombre del usuario, desarrollador, donantes o entidades financiadoras, costos de instalación, costos de O&M, responsable actual de O&M, localización, año de instalación, tecnología, sistema instalado, capacidad, aplicación, estado actual, fallas, reclamaciones, garantías, etc.

En cuanto a las energías renovables, establece un fondo especial para el a) Fomento de programas de energía alternativa, renovables o limpias, y .b) Programa de ahorro de energía (Art. 1, PARRAFO IV). El Poder Ejecutivo coordinará la asignación de los recursos afectados a este fondo entre las instituciones públicas responsables de perseguir los objetivos antes señalados. Dicho fondo será constituido a partir del 1° de enero del año 2002 con el dos por ciento (2%) de los ingresos percibidos, en virtud de la aplicación de la presente ley, con un incremento anual de uno por ciento (1%) hasta alcanzar el cinco por ciento (5%) de dichos ingresos.

Es importante anotar que *este fondo no ha sido reglamentado hasta la fecha*. También, que no existe en esta ley ninguna otra alusión a las fuentes de energía renovables ni tampoco a los biocombustibles.

Ley 125-01 Ley General de Electricidad, su Reglamento (Decreto 555-02) y su modificación (Decreto 749-02).

La Ley General de Electricidad de (LGE 125-00) establece el marco regulatorio del subsector eléctrico en lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y a las funciones de los organismos del Estado relacionados con estas materias. **(Art. 3).**

El objetivo de la ley es fortalecer el desarrollo del subsector eléctrico al a) Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, b) Promover la participación privada en el desarrollo del subsector; c) Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, d) Regular los precios e) Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación; y f) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

La LGE no constituye impedimento alguno para la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables. En particular se tienen los siguientes artículos pertinentes a la generación con renovables:

- Las actividades de generación de electricidad y la transmisión no requieren concesión en sistemas interconectados o aislados cuando la demanda máxima en potencia sea inferior a la establecida en el reglamento, pudiendo ser realizada libremente cumpliendo las normas técnicas y de operación contenidas en esta ley y en su reglamento (Párrafo I, Art. 41).
- Queda establecido que el sistema de transmisión y la generación eléctrica por cualquier medio hidráulico, sólo podrán ser establecidos y operados por el Estado Dominicano. Entendiéndose que estas actividades se mantienen totalmente estatales (Art. 131).

- Se dan a las energías renovables las siguientes *preferencias*:
 - Las empresas distribuidoras y comercializadoras en igualdad de precios y condiciones, les darán preferencia en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa y marina y otras fuentes de energía renovable (Art. 112).
 - Las empresas que desarrollen de forma exclusiva la generación de energía renovable, tales como: eólica, solar, biomasa, marina y otras fuentes alternativas, estarán exentas de todo pago de impuestos nacionales o municipales durante cinco (5) años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (Art. 112, Párrafo).
 - Las empresas de generación eléctrica, autogeneradores y cogeneradores que vendan sus excedentes pueden conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al SENI (Sistema Eléctrico Nacional Interconectado). Los tramos serán operados por la empresa de transmisión y pueden ser parte de las propiedades de las empresas una vez sean adquiridos con quienes los hayan construido (Art. 11). Excepcionalmente, cada una de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad podrán ser propietarias directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado. (Art. 11, Párrafo I). La energía renovable proveniente del viento, el sol, agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente ley en relación a la generación de energía eléctrica (Art. 11, Párrafo III).

La LGE también establece la creación por el Poder Ejecutivo la creación de varias empresas (ETED y EGEHID) entre las que se cuenta la Unidad de Electrificación Rural y Sub-urbana (UERS), para asegurar la electrificación de las zonas pobladas de familias de escasos recursos económicos, la cual funcionará bajo la dirección de la CDEEE (Art. 138).

Decreto 555-02 y 749-02.

El reglamento de la LGE establece que “Todas las personas jurídicas que intervienen en la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la operación y mantenimiento de instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, ya sea en el SENI o en Sistemas Aislados se sujetarán a lo dispuesto en

la Ley y este Reglamento. Así mismo se sujetarán a la Ley y a este Reglamento los Clientes o Usuarios Regulados y No Regulados” (ART. 4).

Este reglamento, en cuanto a las FAER se refiere, solamente hace mención a los cogeneradores en relación a su interconexión al SENI.

Ley 64-00 Ley de Medio Ambiente.

La Ley del Medio Ambiente tiene por objeto establecer las normas para la conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y los recursos naturales, asegurando su uso sostenible (Art. 1).

De acuerdo a esta ley, los proyectos, como los de energía, requieren de estudios de impacto ambiental. Según el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental del SEMAREN (2002) existen 3 categorías de actividades (A, B, C), de las cuales B y C no necesariamente requieren de un estudio de impacto ambiental. Los proyectos de FAER se encuentran clasificados como sigue:

- Las actividades relacionadas con energía renovable que pertenecen a la categoría A son Presas y Embalses, centrales hidroeléctricas (>20 MW), ingenios azucareros y proyectos en áreas protegidas.
- Actividades en las categorías B y C: todas las actividades del sector agropecuarias y forestales y la generación de energía a partir de residuos sólidos, hidroeléctricas (<20 MW), parques eólicos y subestaciones.
- No hay alusión explícita a las destilerías de alcohol pero pueden estar cobijadas bajo actividades en los ingenios azucareros.
- Las plantas de refinación de biodiesel tampoco están explícitamente cobijadas por los procedimientos de evaluación de impacto ambiental.

Ley 5852-64 Ley sobre Dominio de Aguas Terrestres y Distribución de Aguas Públicas, y la Ley 6-65 de Creación del INDRHI.

Esta ley establece la utilización de los recursos hídricos para la generación de electricidad y las condiciones en las cuales estos proyectos se pueden realizar (Capítulo II).

Ley 57-07. Ley de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales

Esta Ley promulgada el 7 de Mayo de 2007, es un logro sobresaliente de la CNE y se constituye en un factor decisivo en el desarrollo de estas fuentes. Esta Ley se encuentra a Agosto de 2007 en proceso de reglamentación⁸⁴. La Ley constituye el

⁸⁴ La Ley está siendo reglamentada por el CENER (Centro Nacional de Energías Renovables de España). Según comunicación personal de su Director General, J.M. Ormazabal, hacia mediados de Septiembre serán entregadas las

REPÚBLICA DOMINICANA

marco legal básico más la reglamentación resultará al final ser decisiva para el desarrollo de las energías renovables en el país.

A continuación se retoma el articulado considerado esencial de la Ley sin menoscabo de importancia del articulado restante.

La ley constituye el marco normativo y regulatorio básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional, para incentivar y regular el desarrollo y la inversión proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable y que procuren acogerse a dichos incentivos (Art. 2, alcance de la Ley).

A la ley podrán acogerse a los incentivos establecidos en esta ley, previa demostración de su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera, todos los proyectos de instalaciones públicas, privadas, mixtas, corporativas y/o cooperativas de producción de energía o de producción de bio-combustibles, de las fuentes cuyos tipos de proyectos y capacidades (Art. 5, ámbito de aplicación) se dan en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1. Capacidades de los proyectos de energía renovable – Ley 57-07

Tipo de Proyecto	Capacidad Instalada
Parques Eólicos	hasta 50 MW
Instalaciones Hidroeléctricas	hasta 5 MW
SFV interconectados a la red	Cualquier potencia
Energía Solar Concentrada	Hasta 120 MW
Centrales Eléctricas a base de Biomasa	Hasta 80 MW por unidad
Plantas de producción de Biocombustibles	Cualquier volumen
Cultivos energéticos para producción aceite	Cualquier volumen
Energías Oceánicas	Cualquier potencia
Instalaciones Termo solares	Cualquier potencia

Las capacidades de los proyectos pueden duplicarse si su desarrollo inicial alcanza el 50% del propuesto. Los proyectos hidroeléctricos con capacidades inferiores a 5 MW podrán ser concesionados a empresas privadas o particulares.

La CNE es la institución encargada de de dar seguimiento al cumplimiento de esta Ley (Art. 6).

La ley también crea un Organismo Asesor como organismo consultivo y da su composición. La Ley también da atribuciones a la CNE (Art. 8), dándole también atribuciones sobre el FIN (Fondo de Interés Nacional) constituido en virtud de la Ley 112-00 (Párrafo I).

reglamentaciones de energía de la biomasa y energía eólica. A finales del mismo mes, las reglamentaciones de las restantes energías renovables.

Dentro del marco, se encuentra también los incentivos a la producción y uso de la energía renovable. La Ley define los diferentes tipos de incentivos, de equipos amparados por ella (Artículos 9 a 12). Estipula también que los reglamentos incluirán los límites de incentivos aplicables a cada tecnología (Art. 12, Párrafo II). Da un incentivo especial a los proyectos de origen comunitario y estipula que estos podrán acceder a fondos de financiamiento a las tasas más bajas del mercado y hasta por 75% de total de la obra y su instalación (Art. 13). Finalmente entre los incentivos, se destaca que los Certificados por reducción de emisiones pertenecerán a los proyectos de los proyectos (Art. 14).

La Ley establece también el Régimen Especial de Producción Eléctrica (Cap. IV). Se desarrollará un reglamento para este régimen especial de generación (Art.15). Se establecerá el régimen especial y el procedimiento para recibir los beneficios de esta ley. Se establecen los derechos y atribuciones de los productores de energía, así como la retribución mas una prima o incentivo de compensación (Art. 18). La Tabla 7-2 resume los incentivos a la generación de energía eléctrica.

Se establece también un Régimen especial de los Biocombustibles (Capítulo V), relacionado con el alcohol carburante y el bio-diesel. Se establece que las proporciones de mezclas deben ser establecidas por la CNE en consonancia con la capacidad de oferta del país (Art.22). El régimen será reglamentado y se establecerán las normas y estándares de calidad y los procedimientos de mezcla y comercialización, como competencias de las CNE junto al Organismo Asesor (Art. 22, Párrafo). La Tabla 7-3 muestra los incentivos de acuerdo al Art. 23 y el régimen retributivo (Art. 24).

El capítulo VI (Art. 30 en adelante) versa sobre las sanciones y disposiciones generales.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 7-2. Incentivos para la generación eléctrica con fuentes renovables – Ley 57-07

Tipo de Incentivo		Monto	Observaciones
Exención de Impuestos	Impuestos de Importación	100%	A los equipos, maquinarias y accesorios importados por las empresas o personas individuales, necesarios para la producción de energía de fuentes renovables. También la importación de los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI para los proyectos basados en fuentes renovables.
	Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) y de todos los impuestos a la venta final.	100%	A los equipos, maquinarias y accesorios importados por las empresas o personas individuales, necesarios para la producción de energía de fuentes renovables. También la importación de los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI para los proyectos basados en fuentes renovables.
	Impuesto sobre la Renta.	Minimo de 35 %	Se liberan por un período de diez años (10) años a partir del inicio de sus operaciones, y con vigencia máxima hasta el año 2020, del pago del impuesto sobre la renta sobre los ingresos derivados de la generación y venta de electricidad, agua caliente, vapor, fuerza motriz, biocombustibles o combustibles sintéticos señalados, generados a base de fuentes de energía renovables, así como de los ingresos derivados de la venta e instalación de los equipos, partes y sistemas que se describen en el artículo 8, párrafo II de la presente ley.
Reducción de Impuestos	Impuestos al financiamiento externo	5%	Se reduce a 5% el impuesto por concepto de pago de intereses por financiamiento externo establecido en el artículo 306 del Código Tributario, modificado por la ley de Reforma Tributaria No.557-05, del 13 de diciembre del 2005, para aquellos proyectos desarrollados bajo el amparo de la presente ley.
Incentivo fiscal a los autoprodutores.		Hasta 75%	En función de la tecnología de energías renovables asociada a cada proyecto, se otorga hasta un 75% del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los propietarios o inquilinos de viviendas familiares, casas comerciales o industriales que cambien o amplíen para sistemas de fuentes renovables en la provisión de su autoconsumo energético privado y cuyos proyectos hayan sido aprobados por los organismos competentes. Dicho crédito fiscal será descontado en los tres (3) años siguientes al impuesto sobre la renta anual a ser pagado por el beneficiario del mismo en proporción del 33.33%.
Incentivo a proyectos comunitarios.		Hasta 75%	Todas aquellas instituciones de interés social (organizaciones comunitarias, asociaciones de productores, cooperativas registradas e incorporadas) que deseen desarrollar fuentes de energía renovables a pequeña escala (hasta 500 kW) y destinado a uso comunitario, podrán acceder a fondos de financiamientos a las tasas más bajas del mercado para proyectos de desarrollo, por un monto de hasta el 75% del costo total de la obra y su instalación.
Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes.			Los certificados o bonos por reducción de emisiones (secuestro de carbono) canjeables según el llamado "Acuerdo de Kyoto" y que puedan derivarse de los proyectos de Energía renovables, pertenecerán a los propietarios de dichos proyectos para beneficio comercial de los mismos.

Fuente: elaboración de este estudio

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 7-3. Incentivos a la producción de biocombustibles – Ley 57-07

Tipo de Incentivo		Monto	Observaciones
Exención de Impuestos	Impuestos sobre la renta, tasas, contribuciones, arbitrios, aranceles, recargos cambiarios y cualquier otro gravamen	100%	<p>Quedan exentas del pago de impuestos sobre la renta, tasas, contribuciones, arbitrios, aranceles, recargos cambiarios y cualquier otro gravamen por un período de diez (10) años, a partir del inicio de producción y máximo hasta el año 2020, las empresas o industrias dedicadas de modo específico y exclusivo a la producción de bioetanol y de biodiesel y de cualquier combustible sintético de origen renovable que resulte equivalente a los biocombustibles en cuanto a sus efectos medioambientales y de ahorro de divisas, tal como establecen los artículos 9, 10 y 11 de la presente ley.</p> <p>Los biocombustibles o combustibles sintéticos de origen renovable estarán exentos de los impuestos aplicados a los combustibles fósiles, mientras dichos biocombustibles no alcancen un volumen de producción equivalente al veinte por ciento (20%) del volumen del consumo nacional en cada renglón, en cuyo caso podrán ser sujetos de un impuesto diferencial a determinarse entonces y sólo cuando se apliquen al consumo interno.</p> <p>Las exenciones de tasas indicadas en este artículo incluyen maquinarias y demás componentes específicos necesarios para la producción de biocombustibles, por las destilerías y/o bio-refinerías y/o por las plantas hidrolizadoras de celulosas, sean éstas autónomas o acopladas a las destilerías o a los ingenios azucareros u otras plantas industriales.</p>
	Todas las exenciones fiscales establecidas en la ley 57-07	100%	Quedan excluidos de todas las exenciones fiscales establecidas en esta ley, todos los biocombustibles, alcoholes, aceites vegetales y licores azucarados con fines no carburantes y los no destinados para el mercado energético local. La producción de biocombustibles destinados al mercado externo podrá gozar de dichas exenciones sólo si compra o adquiere la materia prima local básica (biomasa sólida o líquida: caña de azúcar, licores azucarados, biomasa oleaginosa o aceites vegetales etc.) en moneda dura, similar a como opera una zona franca industrial.
Régimen Retributivo de los Biocombustibles			Se establecen y garantizan precios solamente de los biocombustibles sujetos a ser mezclados con los combustibles fósiles de consumo local y regulados por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) y para los porcentajes o volúmenes de mezclas establecidas para cada tipo de combustible del mercado local.
			Mientras el volumen de producción local de biocombustibles no sobrepase el diez por ciento (10%) del consumo nacional para cada renglón, la mezcla con los hidrocarburos será obligatoria en la proporción disponible al volumen de producción y siempre que cumplan con las normas de calidad en todos los expendios. Sobrepasada la capacidad del diez por ciento del volumen del mercado nacional, los expendios podrán discriminar la oferta, vendiendo por separado combustible mezclado y no mezclado, sólo cuando el mezclado con biocombustible resulte en un precio menor que el de los hidrocarburos por separado y en beneficio del consumidor.

Fuente: elaboración de este estudio

8. ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE OTRAS FAER

8.1 ESCENARIOS DE DESARROLLO EN EL PEN 2004-2015

El PEN 2004-2015 establece dos escenarios energéticos, de los cuales se derivan sendos escenarios de demanda para todas las fuentes de energía. Puesto que la participación de las FAER (solar, eólica, alcohol, etc.) en la canasta energética del país es realmente mínima en el 2007, las menciones o alusiones que se hacen a ellas en el PEN son meramente indicativas y reflejan el interés que hay por desarrollarlas. Con certeza las FAER volverán a ser consideradas con mayor participación y relevancia en el nuevo estudio de prospectiva que se realizará para el PEN 2005-2020

El escenario I (alto) del PEN 2004-2015) supone un crecimiento anual promedio del PIB nacional de 3.2 %. En el escenario II (bajo) el crecimiento anual promedio del PIB se estima en 1.1%. Debe indicarse que el escenario I se corresponde a un crecimiento económico mayor que el del escenario II y por tanto, es más dinámico en relación a sustituciones y cambios estructurales, lo cual incide en el comportamiento de la demanda de energía. (Para una visión de la prospectiva del periodo 2004-2015 en relación específica a los biocombustibles, Ver Sección 2.2).

Los siguientes son los resultados obtenidos para las Otras FAER en el Escenario I (alto) del PEN 2004-2015⁸⁵:

- La energía eólica puede contribuir al suministro eléctrica en sistemas aislados
- Energía solar para calentamiento de agua en los sectores residencial y servicios (intensificación del uso actual), doblando al 2010 y triplicando al 2025 su utilización en los mencionados sectores.
- Bagazo de caña de azúcar debería abastecer la totalidad de la demanda de calor y buena parte de la fuerza motriz en los ingenios.
- Alcohol etílico a partir de caña de azúcar para mezcla con gasolina
- Cáscara de arroz, aumento de su utilización
- Biogás: consumo marginal
- Leña y Carbón de Leña: se debe procurar su sustitución en hogares rurales.

En el escenario II (bajo), no se da información alguna sobre las Otras FAER. Por lo tanto se puede afirmar que los escenarios prevén un desarrollo muy limitado de las FAER.

⁸⁵ CNE (2004) PEN 2004-2015. Santo Domingo, RD, Página 193

En relación al escenario I (alto), la CNE se ha propuesto dentro de sus actividades de fomento más específicamente el desarrollo de seis áreas de trabajo⁸⁶:

- 500 MW de energía eólica al año 2015
- 10% de etanol en la gasolina al año y mayores porcentajes posteriormente, hasta alcanzar 25%
- Energía eléctrica de residuos agroindustriales vía plantas de biogás vendiendo excedentes a la red (alrededor de 50 MW al 2015 pero podría ser mayor si se consideran residuos de viñaza en las destilerías de etanol)
- Energía eléctrica de residuos y basuras urbanas (60 MW al 2015 para Santo Domingo y el doble para el 2020)
- Biodiesel (B5) por 25 millones galones al 2015
- Investigación y evaluación de tecnologías emergentes.

8.2 DESARROLLO DE UN ESCENARIO ALTERNATIVO PARA LA ENERGÍA EÓLICA, SOLAR Y OTRAS FAER

En este estudio hemos dividido las FAER en Biocombustibles, cuyo desarrollo temático y estratégico se encuentra en el capítulo 2, la energía eólica, solar y las restantes, como otras FAER. Puesto que no hay disponibles escenarios de demanda futura de energía o servicios energéticos provistos por la energía eólica, solar y otras FAER, entonces se han construido proyecciones de generación o desplazamiento de energía eléctrica. Estos escenarios se han denominado Escenario Bajo y Escenario Alto cuyas características se dan a continuación.

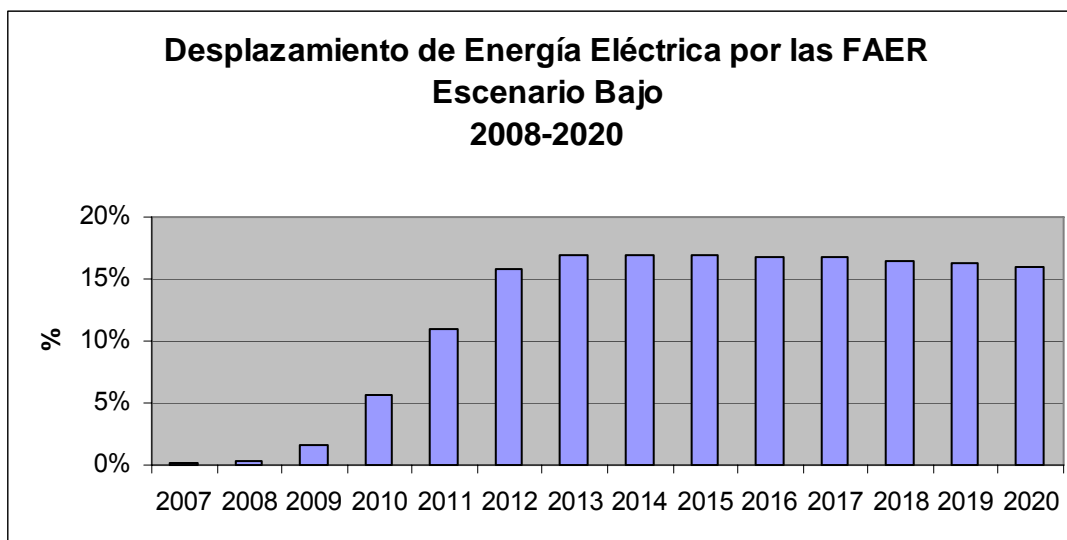
Escenario Bajo

La figura siguiente muestra el desplazamiento de la generación de energía eléctrica por las FAER. Nótese que entre 2013 y 2014 se daría la máxima penetración de las FAER en el sistema de generación eléctrica en el país con un 17%, estabilizándose hacia 2020 en un 16%.

Este desplazamiento de energía eléctrica se ha calculado teniendo en cuenta la proyección de la generación de energía estimada por el estudio del sector eléctrico, la cual se muestra en la tabla siguiente y bajo los siguientes supuestos para las FAER:

⁸⁶ CNE (2004) PEN 2004-2015. Santo Domingo, RD, Página 312

Figura 8-1. Desplazamiento de Energía Eléctrica por las FAER – Escenario Bajo – 2008-2020



Fuente: Resultados este estudio

Tabla 8-1 Proyección de la generación de energía eléctrica por combustible – Escenario medio

Año	Generación (GWh)						Total
	Carbón	Fuel oil No.2	Fuel oil No.6	GN	Mixto	Hidro	
2005	1,302.0	520.0	4,216.0	1,009.0	869.0	1,750.0	9,666.0
2006	1,787.0	391.0	4,183.0	1,697.0	901.0	1,750.0	10,709.0
2007	1,731.2	108.6	6,913.0	3,341.6	258.0	1,750.0	14,102.4
2008	1,731.2	201.3	7,166.9	3,392.3	362.0	1,750.0	14,603.7
2009	1,731.2	-	6,253.4	5,427.2	166.1	1,750.0	15,327.9
2010	3,652.8	-	5,489.0	4,948.2	9.5	1,750.0	15,849.5
2011	5,579.2	-	4,202.6	4,840.8	-	1,750.0	16,372.6
2012	11,283.2	-	943.3	3,278.8	-	1,750.0	17,255.3
2013	14,094.6	-	267.8	1,953.9	-	1,750.0	18,066.3
2014	16,528.2	-	170.2	724.6	-	1,750.0	19,173.0
2015	16,804.2	-	223.6	1,429.9	-	1,750.0	20,207.7
2016	16,910.6	-	487.3	2,140.4	-	1,750.0	21,288.3
2017	16,972.3	-	1,008.9	2,665.5	-	1,750.0	22,396.7
2018	16,979.2	-	1,428.4	3,561.7	-	1,750.0	23,719.3
2019	16,979.2	-	1,969.3	4,369.3	-	1,750.0	25,067.8
2020	16,979.2	-	2,962.7	4,755.3	62.0	1,750.0	26,509.2

Fuente: Dussan, M.I. (2007) Estudio del sector eléctrico. CNE. Santo Domingo

- Energía Eólica

Para estimar la oferta de energía eléctrica de parques eólicos, se ha tomado la información disponible de posibles parques a desarrollar (Ver. Sección 3.5)

hasta el año 2013. La energía eólica entraría en el año 2010 con una capacidad de 100 MW y una generación de 332.9 GWh y se incrementaría hasta el año 2013 alcanzando una capacidad total de 560 MW y una generación 1793 GWh. A partir de 2014, se supone un incremento anual de 50 MW con un factor de capacidad de 34%, para un incremento anual de la generación de 148.9 GWh.

- Cogeneración en plantas etanol
Esta generación de electricidad está relacionada con el incremento de la producción de caña de azúcar para la producción de alcohol en el escenario bajo (Sección 2.2). A pesar de que la producción de caña de azúcar para este escenario debe alcanzar un máximo de siembra de 129.935 ha para el 2012, se ha supuesto que el desarrollo es gradual a partir del 2009 y que las destilerías de alcohol generarían 183 GWh/año de excedentes inyectables a la red del SENI. Para estimar esta cifra, se ha partido de un excedente de 92 kWh/tcaña procesada en las destilerías y un rendimiento de 38.35 t/ha de caña de acuerdo al promedio de los últimos años.
- Cogeneración en los ingenios azucareros
Los ingenios azucareros cogenan para su consumo interno y no inyectan excedentes al SENI. Para que estos ingenios si cogeneraran con destino a la red, habría que desarrollar un programa específico que incluyera mejoras técnicas en los ingenios (mayores presiones de trabajo en las calderas, turbinas modernas de vapor e implementara medidas de uso racional y eficiente de vapor y energía). Si bien se desconoce el estado actual de los ingenios⁸⁷ pero suponiendo que ellos también podrían entregar 92 kWh/tcaña procesada, que solamente hasta el 60% de la capacidad de cogeneración de los ingenios actuales podría desarrollarse por limitaciones técnico-económicas, que este desarrollo sería gradual durante 3 años a partir de 2010, la cogeneración inyectada a la red podría alcanzar 265 GWh/año.
- Generación con desechos biomasa
En la actualidad se encuentran en la SIE registrados 4 proyectos que emplean desechos orgánicos para la generación de electricidad. Suponiendo que estos proyectos entran en operación a partir de 2010, se adicionarían al 2013 en total 100 MW y una generación de 350 GWh/año para este mismo año.
- Calentadores solares
Según el PROFER, al año 2006 hay instalados 15.000 calentadores solares. Habiendo considerado viable la introducción de 9.000 calentadores solares

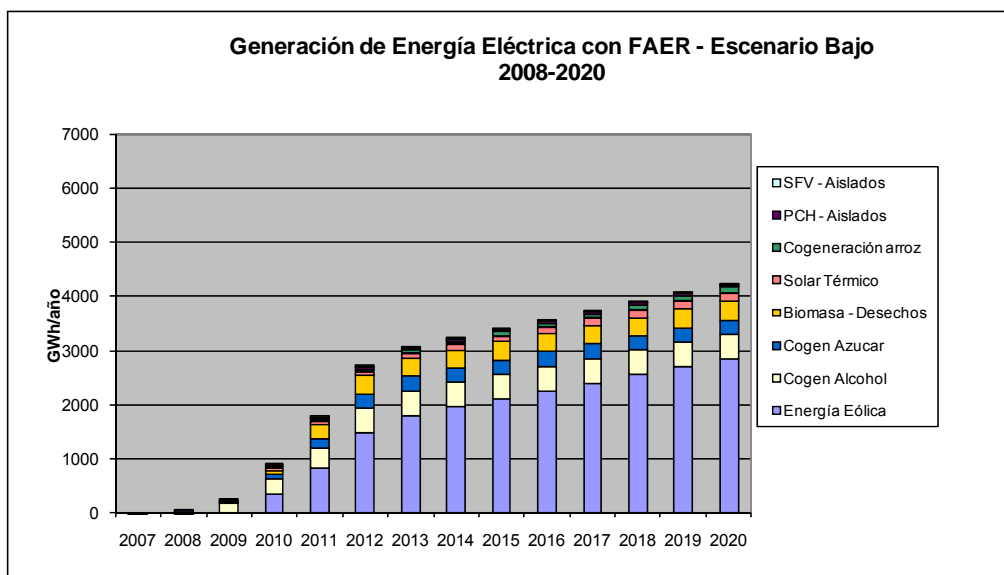
⁸⁷ La información disponible secundaria es muy limitada.

/año de los de 1 solo colector (Ver Sección 4.2), estos calentadores evitarían 11.1 GWh/año de electricidad.

- Cogeneración con cascarilla de arroz**
 Los molinos de arroz no cogeneran en la actualidad y emplean la cascarilla de arroz solamente como combustible para los secadores. Se asume que para el año 2010 se empiece a implementar este tipo de cogeneración alcanzando para el 2013, 10 MW instalados y generando 50 GWh/año, y para el 2020 existiría una potencia instalada de 17.5 MW y una generación de 87.5 GWh/año.
- PCH's**
 La generación con PCH's es para sistemas aislados en zonas rurales y no inyectarían energía al SENI. Según datos de proyecciones de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas se estima que a 2012 se instalarían 9 MW, generando 63.9 GWh/año.
- SFV**
 El PEN 2004-2015 menciona que en el país se han instalado alrededor de 20.000 SFV, y se estima la introducción de 10.000 sistemas por año. Estos sistemas son aislados del SIE y alcanzarían a generar 1.19 GWh/año al 2020.

La figura siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020. En la figura se observa que la energía con mayor penetración sería la energía eólica seguida de la cogeneración en las destilerías de alcohol.

Figura 8-2. Generación de energía eléctrica con FAER – Escenario bajo – 2008-2020



Fuente: Resultados este estudio

REPÚBLICA DOMINICANA

La tabla siguiente muestra los estimados realizados en base a las suposiciones anteriores

Tabla 8-1. Contribución a la generación de electricidad de las fuentes de energía renovable – Escenario bajo (2010-2012)

Año	Energía Eólica		Cogeneración arroz		Cogen Alcohol	Cogen Azucar	PCH - Aislados		SFV - Aislados		Solar Térmico		Biomasa - Desechos	
	Energía		Energía		Escenario Bajo	Escenario Bajo	Energía		Energía		Energía		Energía	
	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Total	Acumulada	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Adiciones	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	2.37	2.37	18.5	18.5	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	5.7	5.7	1.19	3.56	11.1	29.6	0	0
2009	0	0	0	0	183	0	13.5	19.2	1.19	4.75	11.1	40.7	0	0
2010	332.9	333	12.5	12.5	275	88	23	42.2	1.19	5.93	11.1	51.7	87.6	87.6
2011	492.2	825	12.5	25.0	367	176	21.09	63.3	1.19	7.12	11.1	62.8	175.2	262.8
2012	639.4	1465	12.5	37.5	458	265	0	63.3	1.19	8.30	11.1	73.9	87.6	350.4
2013	328.1	1793	12.5	50.0	458	265	0	63.3	1.19	9.49	11.1	85.0	0	350.4
2014	148.9	1942	0	50.0	458	265	0	63.3	1.19	10.68	11.1	96.1	0	350.4
2015	148.9	2091	12.5	62.5	458	265	0	63.3	1.19	11.86	11.1	107.2	0	350.4
2016	148.9	2239	0	62.5	458	265	0	63.3	1.19	13.05	11.1	118.3	0	350.4
2017	148.9	2388	12.5	75.0	458	265	0	63.3	1.19	14.24	11.1	129.3	0	350.4
2018	148.9	2537	0	75.0	458	265	0	63.3	1.19	15.42	11.1	140.4	0	350.4
2019	148.9	2686	12.5	87.5	458	265	0	63.3	1.19	16.61	11.1	151.5	0	350.4
2020	148.9	2835	0	87.5	458	265	0	63.3	1.19	17.79	11.1	162.6	0	350.4
Total	2835.1	21133.8	87.5	625.0	4951.5	2646.2	63.3	700.0	17.8	141.2	162.6	1267.6	350.4	3504.0

Fuente: elaboración propia

Escenario Alto

La tabla siguiente muestra los estimados realizados en base a las suposiciones que siguen a continuación.

Tabla 8-2. Contribución a la generación de electricidad de las fuentes de energía renovable – Escenario alto (2010-2012)

Año	Energía Eólica		Cogeneración arroz		Cogen Alcohol	Cogen Azucar	PCH - Aislados		SFV - Aislados		Solar Térmico		Biomasa - Desechos	
	Energía		Energía		Escenario Alto	Escenario Alto	Energía		Energía		Energía		Energía	
	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Total	Acumulada	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Adiciones	Total	Adiciones	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	2.37	2.37	18.5	18.5	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	5.7	5.7	1.19	3.56	11.1	29.6	0	0
2009	0	0	0	0	183	0	13.5	19.2	1.19	4.75	11.1	40.7	0	0
2010	332.9	333	12.5	12.5	275	95	23	42.2	1.19	5.93	11.1	51.7	87.6	87.6
2011	492.2	825	12.5	25.0	367	195	21.09	63.29	1.19	7.12	11.1	62.8	175.2	262.8
2012	639.4	1465	12.5	37.5	458	298	0	63.29	1.19	8.30	11.1	73.9	87.6	350.4
2013	328.1	1793	12.5	50.0	710	304	0	63.29	1.19	9.49	11.1	85.0	0	350.4
2014	148.9	1942	0	50.0	961	310	0	63.29	1.19	10.68	11.1	96.1	0	350.4
2015	148.9	2091	12.5	62.5	1213	316	0	63.29	1.19	11.86	11.1	107.2	0	350.4
2016	148.9	2239	0	62.5	1464	323	0	63.29	1.19	13.05	11.1	118.3	0	350.4
2017	148.9	2388	12.5	75.0	1716	329	0	63.29	1.19	14.24	11.1	129.3	0	350.4
2018	148.9	2537	0	75.0	1967	336	0	63.29	1.19	15.42	11.1	140.4	0	350.4
2019	148.9	2686	12.5	87.5	2218	342	0	63.29	1.19	16.61	11.1	151.5	0	350.4
2020	148.9	2835	0	87.5	2470	349	0	63.29	1.19	17.79	11.1	162.6	0	350.4
Total	2835.1	21133.8	87.5	625.0	14002.4	3197.1	63.3	700.0	17.8	141.2	162.6	1267.6	350.4	3504.0

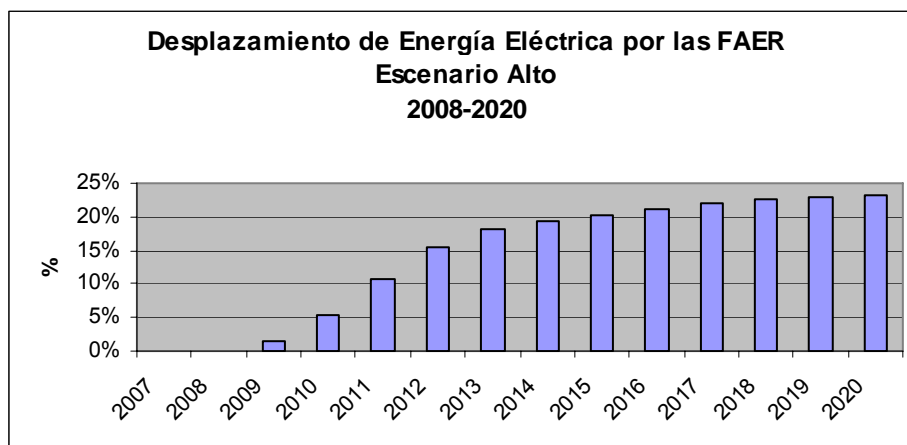
Fuente: elaboración propia

La figura siguiente muestra el desplazamiento de la generación de energía eléctrica por las FAER en el escenario alto. Se alcanzaría un desplazamiento cercano al 24%.

Este desplazamiento de energía eléctrica se ha calculado bajo las siguientes suposiciones y condicionamientos:

- Energía Eólica
Escenario alto es igual al escenario bajo.
- Cogeneración en plantas etanol
Esta generación de electricidad depende del incremento de la producción de caña de azucarera para la producción de alcohol en el escenario alto (Sección 2.2). Se espera alcanzar 129.935 ha de caña de azúcar cultivadas para el 2012, se ha supuesto que el desarrollo es gradual a partir del 2009 y que las destilerías de alcohol generarían 183 GWh/año de excedentes inyectables a la red del SENI. Para estimar esta cifra, se ha partido de un excedente de 92 kWh/tcaña procesada en las destilerías. Para el año 2020 se espera alcanzar 700.000 ha de cultivos de caña de azúcar para así generar en esa fecha 2470 GWh/año.

Figura 8-3. Desplazamiento energía eléctrica de las FAER – Escenario Alto – 2008-2020



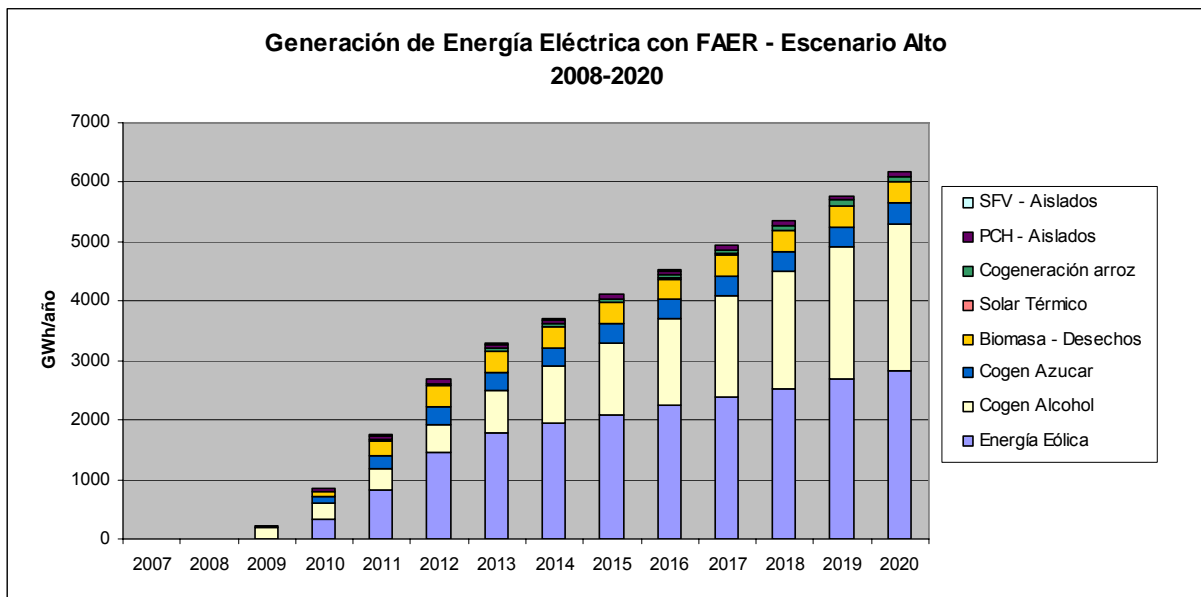
Fuente: Resultados este estudio

- Cogeneración de los ingenios azucareros
En el escenario alto se espera que los cultivos de caña en la industria azucarera aumenten a una razón de 2% anual iniciando en 2006 con 125.000 ha y llegando a 164.935 ha en 2020; la cogeneración en este año alcanzaría los 349 GWh/año para inyectarlos al SENI.

- Generación con desechos biomasa
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.
- Calentadores solares
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo
- Cogeneración con cascarilla de arroz
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.
- PCH's
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo
- SFV
El escenario alto se ha considerado igual al escenario bajo.

La figura siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020. En la figura se observa que la energía renovable de mayor penetración en la generación de electricidad sería la energía eólica.

Figura 8-4. Generación de energía eléctrica con FAER – Escenario alto – 2008-2020



Fuente: Resultados este estudio

8.3 LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS

Las FAER en general, como ya se mencionó específicamente en los lineamientos de estrategia de los biocombustibles, deben contribuir al logro de una economía más competitiva, con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más

confiable y más limpia. En consecuencia, implica que las líneas estratégicas de las aquí denominadas otras fuentes alternas de energía, estarán concentradas en buscar el logro de cuatro objetivos:

- Reducir el costo de la energía;
- Incrementar la oferta de energía doméstica;
- Incrementar la eficiencia energética y;
- Construir una infraestructura energética más segura y confiable.

De esta forma, las estrategias subsectoriales para las FAER se encaminarán a:

- Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, sustituyendo importaciones y diversificando las fuentes de energía, principalmente utilizando las FAER de disponibilidad local.
- Identificar potencial de producción de energía para el mercado interno.
- Desarrollar la actividad agroindustrial y generar empleo.
- Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.
- Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).

De manera general resulta conveniente iniciar un programa de I&D (Investigación y Desarrollo) de estas fuentes de energía con la participación del sector universitario, institutos de investigación y otras instituciones similares que bajo el liderazgo de la CNE en cuanto a prioridades, metas y objetivos, y su apoyo, permita mejorar la evaluación de los recursos de FAER, evaluar las tecnologías disponibles localmente y seguir los desarrollos tecnológicos del exterior, desarrollar y probar conceptos de sostenibilidad para el sector rural, evaluar el comportamiento de los proyectos desarrollados en el país y desarrollar toda una capacidad nacional para el desarrollo de las energías renovables.

Considerando lo anterior, el PEN 2005-2020 establece las siguientes líneas de acción estratégicas específicas para la Energía Eólica, Energía Solar y Otras FAER.

8.3.1 Energía Eólica

Si bien el PEN 2004-2015 en el Escenario I (Alto) “considera que la energía eólica podría desempeñar un rol importante en el abastecimiento eléctrico, especialmente en sistemas aislados”⁸⁸, este estudio muestra que existe un potencial importante por desarrollar no solamente para sistemas aislados sino para la generación al SENI, y

⁸⁸ CNE (2004). Plan Energético Nacional 2004-2015. Santo Domingo, República Dominicana. Pág 193 y siguientes

que el aporte de la generación eléctrica al SENI puede ser significativa. Este estudio también muestra que la energía eólica se puede constituir en la FAER de mayor penetración en el sector eléctrico. En consecuencia:

- Iniciar el programa de desarrollo de energía eólica para la generación de electricidad para el SENI. Si bien no se ha construido el primer parque eólico en el país, si hay numerosos desarrolladores que tiene sus proyectos en diferentes grados de desarrollo cuyas actividades deben ser fortalecidas y estimuladas por el programa.
- Desde el punto de vista institucional, es necesario desarrollar los instrumentos y mecanismos que faciliten a los desarrolladores el logro de sus objetivos para así poder alcanzar en el 2010 una generación de 100 MW y 560 MW en el 2013.
- El programa de energía eólica constituye así también un reto institucional importante al poner a prueba el ordenamiento legal, técnico y reglamentario surgido como consecuencia de la Ley 57-07

8.3.2 Energía Solar

En cuanto a la energía solar, el PEN 2004-2015 indica para el escenario I (Alto) “que la energía solar debería doblar para el 2010 y triplicar para el 2015 su participación en el calentamiento de agua en los sectores residencial y de servicios”⁸⁹, este estudio muestra que se debería:

- Iniciar un programa de Calentadores solares para el sector residencial y de servicios. La bondad de estos sistemas como equipos que reducen la demanda de energía eléctrica o de otros combustibles, se ha demostrado en este estudio sino también en otros que al igual que este han recomendado la realización de este programa. El programa debe incluir no solamente las nuevas vivienda en el sector residencial sino también los remodelamientos de las mismas, así como el sector servicios (hoteles, hospitales y similares).
- El programa podría establecer una Línea de Crédito a partir del fondo para la promoción de las FAER.

En cuanto a los SFV (Sistemas Fotovoltaicos):

- Comenzar un Programa de Electrificación Rural con SFV, dentro de los lineamientos de los programas de Electrificación Rural. Este estudio muestra que los pequeños SFV son una alternativa para el suministro de energía eléctrica para los servicios básicos de los usuarios rurales (como también lo

⁸⁹ Ver nota pié de página 88.

ha demostrado anteriormente NRECA) frente a la extensión de red o autogeneración con plantas eléctrica.

- El reto consiste no solamente en estructurar, gestionar los recursos y ejecutar las obras, sino en establecer y desarrollar mecanismo de gestión del programa que aseguren la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo.
- La meta de un programa de esta naturaleza dentro de un programa de electrificación rural debe ser una República Dominicana totalmente electrificada.

8.3.3 Otras FAER

8.3.3.1 *Cogeneración en las destilerías de alcohol*

El desarrollo de un Programa de Etanol es la condición básica para este programa de cogeneración. Por el hecho de tratarse de un nuevo programa es posible entonces la introducción de modernas destilerías de alcohol que permitan la cogeneración bajo un esquema de “Energía Total”. Es importante anotar que esta es dentro de los escenarios elaborados en este estudio la segunda FAER en orden de importancia, después de la energía eólica.

- Iniciar un Programa de Cogeneración para el SENI en las futuras destilerías de alcohol propuestas en este estudio. Las nuevas destilerías dedicadas a la producción de alcohol carburante deben ser industrias modernas concebidas para “Energía Total”, esto es, para la utilización prácticamente total de la energía del bagazo y desechos de estas plantas.
- Este programa de cogeneración está íntimamente ligado a la estrategia de etanol, siendo una actividad de generación fundamental hacia una agroindustria energética eficiente y ambientalmente sostenible.

8.3.3.2 *Cogeneración en la industria azucarera*

- Iniciar un Programa de Cogeneración en la industria azucarera para el SENI. A esta industria se le reconoce desde hace más de una década su interés en el desarrollo de proyectos de cogeneración para la red ⁹⁰.
- El reto en este programa es la viabilidad técnica, económica, financiera y operativa de realización en cada ingenio.
- Sin embargo, la realización de estos proyectos Es bien conocido que

⁹⁰ Guilamo-Peguero, N.J. Dominican Republic: Outlook for Cogeneration en OLADE, CONAE y GTZ (1992). Regional Seminar on Legal Framework and Economic Characteristics of Cogeneration in Latin America and the Caribbean. Quito. Ecuador

8.3.4 Demás FAER

La participación de las demás FAER en la generación de energía eléctrica para el SENI o para la producción de combustibles no resulta tan importante como las anteriormente discutidas, pero si lo son por otras razones y deben ser por lo tanto promovidos y beneficiados como lo indica la Ley de Incentivo las FAER:

- Desechos de biomasa. La utilización de desechos de biomasa vía combustión, plantas de biogas o rellenos sanitarios debe realizarse principalmente por razones de índole sanitario y ambiental.
- PCHs. Cuando son viables técnica, económica, financiera y ambientalmente, frente a la electrificación vía red o SFVs, deben ser igualmente promovidas dentro de las actividades de electrificación rural propias del estado, de ONGs o programas de cooperación internacional.
- Co-combustión de biomasa y carbón. Si bien existe una amplia experiencia en otros países, su utilización merece ser estudiada por cada planta a carbón porque depende de características propias de las plantas y de condiciones de la biomasa local.
- Pirólisis, introducción de biogas en redes de gas natural, aquafuel, hidrógeno y corrientes marinas. Estas tecnologías se encuentran en desarrollo y antes de ser empleadas en el suministro de energía de RD deben alcanzar su madurez tecnológica, ser comerciales y haber demostrado su viabilidad técnica, económica y ambiental.

Además,

- Se considera que la Ley de Incentivo a las FAER (Ley 57-07) constituye un logro importante en el desarrollo de las mismas. La reglamentación de esta ley es decisiva para el desarrollo de las FAER.
- Para asegurar el éxito de los proyectos relacionados con energías renovables se requiere de un programa de desarrollo institucional principalmente en la CNE. Paralelo a el, un programa de capacitación en FAER que incluya aspectos técnicos, económicos, financieros, legales, regulatorios, fiscales, ambientales y sostenibilidad, que debe extenderse a otras instituciones que participan en el desarrollo de las FAER.
- Dada la importancia que tienen los biocombustibles, la energía eólica y la cogeneración, la CNE debería concentrar sus capacidades en estas fuentes. Lo anterior no quiere decir que las restantes no sean importantes sino que se debe adelantar es una tarea de observación de su desarrollo a nivel mundial.

- Por lo tanto, la formulación y el desarrollo de un Programa de Agroenergía surge como una prioridad que debe centrarse en los biocombustibles y en la búsqueda de los beneficios que se pueden derivar de un programa de esta naturaleza que debería ser un objetivo nacional y contar con el apoyo de las autoridades al más alto nivel.

9. EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA DE LA LEY DE INCENTIVOS A LAS FAER

9.1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA INCIDENCIA DE LA LEY DE INCENTIVOS

Esta Ley promulgada el 7 de Mayo de 2007, es un logro sobresaliente de la CNE y se constituye en un *factor decisivo en el desarrollo de las FAER*. Esta Ley se encontraba a Julio de 2007 en proceso de reglamentación⁹¹. La Ley constituye el marco legal básico y la reglamentación resultará al final ser decisiva para el desarrollo de las energías renovables en el país.

La incidencia de esta ley puede observarse desde diferentes aspectos. Desde el marco legal, la ley es el marco legal básico para las FAER. Se define entonces gracias a la ley el marco normativo y regulatorio básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional, para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable y que procuren acogerse a dichos incentivos (Art. 2, alcance de la Ley).

La ley también muestra su ámbito de aplicación, las condiciones para cogerse a los incentivos, el tipo de proyectos y sus capacidades.

Institucionalmente delega en la CNE el seguimiento al cumplimiento de esta Ley (Art. 6). La ley también crea un Organismo Asesor como organismo consultivo y da su composición. La Ley también confiere atribuciones a la CNE (Art. 8), dándole también atribuciones sobre el FIN (Fondo de Interés Nacional) constituido en virtud de la Ley 112-00 (Párrafo I).

La ley también concede incentivos a la producción y uso de la energía renovable, definiendo los diferentes tipos de incentivos, los diferentes tipos de equipos cobijados (Artículos 9 a 12). Estipula también que los reglamentos incluirán los límites de incentivos aplicables a cada tecnología (Art. 12, Párrafo II). Da un incentivo especial a los proyectos de origen comunitario y estipula que estos podrán acceder a fondos de financiamiento a las tasas más bajas del mercado y hasta por 75% de total de la obra y su instalación (Art. 13). Finalmente, entre los incentivos se destaca que los CER (certificados por reducción de emisiones) del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) pertenecerán a los proyectos de los proyectos (Art. 14).

⁹¹ La Ley está siendo reglamentada por el CENER (Centro Nacional de Energías Renovables de España). Según comunicación personal de su Director General, J.M. Ormazabal, hacia mediados de Septiembre serán entregadas las reglamentaciones de energía de la biomasa y energía eólica. A finales del mismo mes, las reglamentaciones de las restantes energías renovables.

La Ley establece también el Régimen Especial de Producción Eléctrica (Cap. IV). Se desarrollará un reglamento para este régimen especial de generación (Art.15). Se establecerá el régimen especial y el procedimiento para recibir los beneficios de esta ley. Se establecen los derechos y atribuciones de los productores de energía, así como la retribución mas una prima o incentivo de compensación (Art. 18). La Tabla 7-2 resume los incentivos a la generación de energía eléctrica.

Se establece también un Régimen especial de los Biocombustibles (Capítulo V), relacionado con el alcohol carburante y el bio-diesel. Se establece que las proporciones de mezclas deben ser establecidas por la CNE en consonancia con la capacidad de oferta del país (Art.22). El régimen será reglamentado y se establecerán las normas y estándares de calidad y los procedimientos de mezcla y comercialización, como competencias de las CNE junto al Organismo Asesor (Art. 22, Párrafo). La Tabla 7-3 muestra los incentivos de acuerdo al Art. 23 y el régimen retributivo (Art. 24).

El capítulo VI (Art. 30 en adelante) versa sobre las sanciones y disposiciones generales.

En resumen, la ley 57-07 es el marco legal y reglamentario para el desarrollo de las FAER y constituye un paso positivo hacia el desarrollo de las FAER en RD.

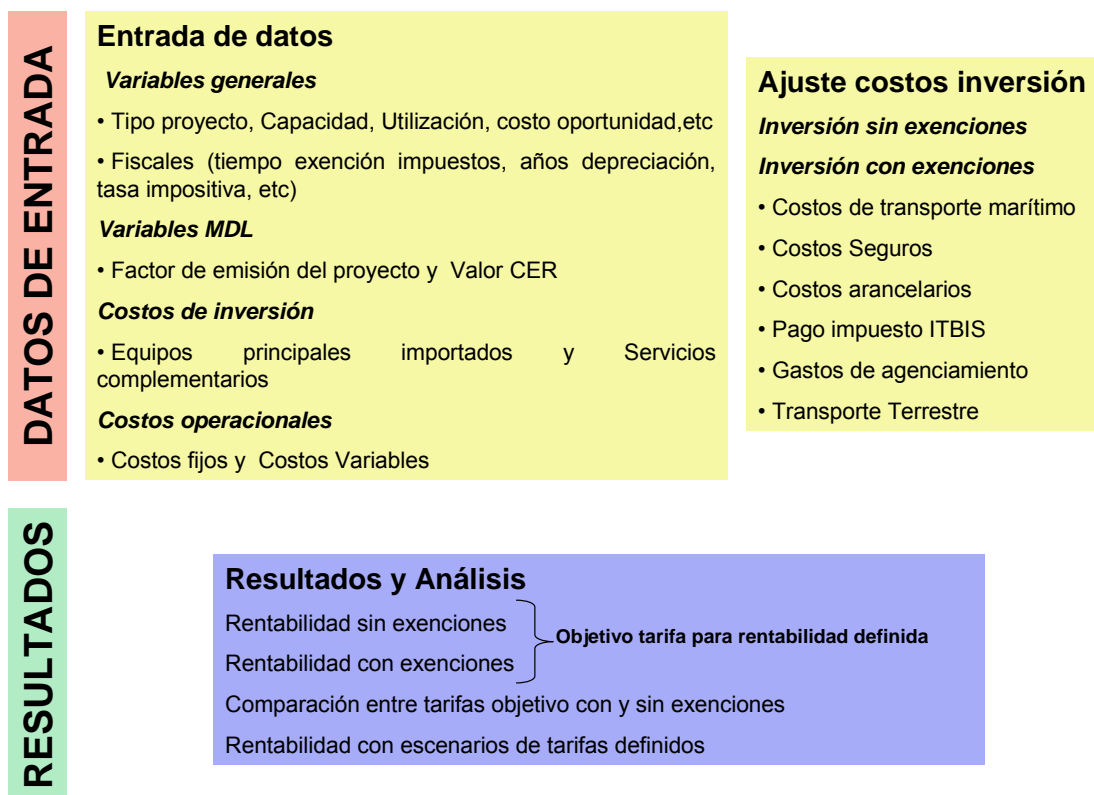
9.2 PROGRAMA DE EVALUACIÓN LA LEY DE INCENTIVOS

El objetivo de la presente sección es realizar una descripción de un programa para la evaluación económica de proyectos en el sector de energía, teniendo en cuenta los últimos incentivos adoptados por las autoridades de la República Dominicana de acuerdo a Ley 57-07 para promocionar proyectos basados en recursos renovables, incluyendo, entre otros, el MDL (Mecanismo de Desarrollo) Limpio establecido en el Protocolo de Kyoto.

9.2.1 Descripción del Programa

El programa está diseñado para la determinación de las tarifas con y sin exenciones de impuestos, teniendo en cuenta los parámetros de entrada definidos por el usuario para el periodo de inversión y de operación del proyecto. En general el programa se puede resumir en la siguiente figura.

Figura 9-1. Descripción del programa



9.2.1.1 *Entrada de Datos*

En la hoja de entrada de datos se introducen los parámetros generales del proyecto como son los siguientes:

- Tipo de proyecto: Producción de Energía (o Biodiesel)
- Capacidad del proyecto: Se introduce la capacidad del proyecto, ya sea en potencia (kW) o capacidad de producción de combustible (Gal/día)
- Utilización de la planta: se introduce el factor de capacidad o de despacho para proyectos de energía o el factor de utilización para proyectos de biodiesel, medido como un porcentaje de uso sobre el total de las horas del año
- Tasa de oportunidad del dinero
- Periodo de depreciación de la planta
- Tiempo de exención de impuestos: es el tiempo en el cual no se calculará el impuesto a la renta contado a partir del primer año de operación del proyecto
- Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS)
- Tasa de impuesto a la renta

En cuanto a los costos de inversión, estos básicamente están divididos en costo de los equipos principales y otros servicios necesarios para la ejecución del proyecto, tales como ingeniería, montajes, asesorías, etc. Al programa se le pueden establecer, para los rubros denominados equipos importados y otros servicios, unos ítems predeterminados los cuales ya tienen asociados dos variables que ayudan a establecer el costo total de la inversión, como son el arancel aduanero y el transporte de los equipos, y para el caso de los servicios, el porcentaje gravable sobre el cual se liquida el impuesto del ITBIS. Para el caso de los equipos y servicios que no estén preestablecidos en la base de datos, se pueden introducir en los apartados de otros equipos y otros servicios, los cuales en las celdas subyacentes se pueden determinar los parámetros de arancel, transporte y base gravable para el caso de los servicios.

Los costos de inversión se introducen como montos totales y el programa calcula el costo índice de inversión por unidad de producción, sin tener en cuenta los factores de ajuste a la inversión por efectos de transportes, seguros, aranceles, ITBIS y gastos de nacionalización.

9.2.1.2 *Inversión sin exenciones y con exenciones*

En estas dos hojas de cálculo se determinan los costos de inversión teniendo en cuenta factores tales como transportes, seguros y gastos de agenciamiento aduanero. Básicamente la diferencia entre las dos hojas radica en la aplicación de los aranceles e impuesto ITBIS a los diferentes rubros de inversión. La metodología general para el cálculo de los costos de nacionalización de los equipos se resume en la tabla siguiente.

Tabla 9-1. Cálculo de los costos de nacionalización de los equipos

1) Costo FOB	Valor puerto FOB
2) Transporte marítimo	% del valor FOB
3) Seguro	0,10% valor FOB
4) CIF	FOB + Transporte + Seguro = (1+ 2 + 3) % de valor CIF acorde a la Base de datos hoja inputs o valor especificad
5) Arancel aduanero	por el usuario
6) ITBIS	% de (CIF + Arancel) = ITBIS * (5 + 6)
7) Agenciamiento	1,2% de valor CIF
8) Transportes locales	2% de valor CIF

FOB: Free on board

CIF: Cost, insurance, freight (included in the price)

De acuerdo a la anterior metodología, se obtiene el monto de la inversión con y sin aranceles e impuesto ITBIS.

9.2.1.3 Rentabilidad del proyecto con y sin exenciones

Con los montos de inversión con y sin exenciones, los costos de operación y mantenimiento, así como con las variables de capacidad, producción y generación de CERs (Certificados de Emisiones Reducidas), se procede a calcular el flujo de fondos en moneda constante del proyecto, a través de tres indicadores económicos como lo son el VPN (valor presente neto), la TIR (tasa interna de retorno) y el periodo simple de repago, para un horizonte de 20 años.

Para cada uno de los escenarios se pueden observar las rentabilidades del proyecto dada una tarifa establecida por el usuario para el horizonte de evaluación, o utilizando una macro se puede determinar la tarifa para una rentabilidad predeterminada por el modelo. Para cada uno de los casos estudiados, con y sin exenciones de impuestos, se puede determinar la composición de los ingresos y costos por unidad de producción, además de un análisis de sensibilidad para las variables más importantes del proyecto como son la inversión, producción, costos de operación y mantenimiento y el valor de venta de los CERs.

De una forma particular, para el caso sin exenciones, en una hoja aparte, se puede realizar un análisis utilizando diferentes escenarios de tarifas, con los cuales se pueden establecer los indicadores económicos para cada uno de los escenarios predeterminados.

9.2.2 Caso Parque Eólico de 50 MW

A continuación se presentan los resultados del modelo para un parque eólico de 50 MW, con las siguientes características:

- Capacidad : 50MW
- Factor de despacho: 37%
- Factor de reducción de emisiones : 0,745 kg CO₂/kWh
- Valor venta CER: 15 US\$/CER o 15US\$/t CO₂
- Costo de inversión: US\$ 82.681.461
- Tasa de descuento del proyecto: 10% US\$/año, en términos constantes

El costo de la inversión desagregado del proyecto, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9-2. Costos de inversión desagregados del proyecto

Descripcion	Monto US\$	%	US\$/kW
Equipos principales importados	78.436.461	94,9%	1.569
Turbinas Eolicas	62.222.500	75,3%	1.244
Miscelaneos	8.713.961	10,5%	174
Equipos de balance de planta	7.500.000	9,1%	150
Otros servicios	4.250.000	5,1%	85
Asesorias	250.000	0,3%	5
Ingeniería	2.000.000	2,4%	40
Licencias y Permisos	2.000.000	2,4%	40
Total Inversion	82.686.461	100,0%	1.654
Costo especifico de la inversion	1.654	US\$/kW	

Una vez aplicado los factores de transportes marítimos, seguros, gastos de nacionalización y aranceles e ITBIS, según sea el caso, se obtienen los siguientes montos de inversión, cuya composición se puede ver en la Tabla 9-8 y Tabla 9-9. De este análisis se observa que la introducción de los incentivos de la disminución de aranceles e ITBIS en la inversión, consecuencia de la Ley 57-07, se refleja en una disminución de aproximadamente del 15.9 % del costo de inversión total del proyecto referido al costo sin exenciones. Los costos de inversión se presentan en la siguiente tabla.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 9-3. Costos de inversión sin y con exenciones

Descripción	Sin exenciones		Con exenciones	
	US\$	US\$/kW	US\$	US\$/kW
Equipos principales importados	101,291,647	2,026	85,074,696	1,701
Turbinas Eólicas	80,353,186	1,607	67,488,515	1,350
Miscelaneos	11,253,076	225	9,451,441	189
Equipos de balance de Planta	9,685,385	194	8,134,740	163
Otros servicios	4,930,000	99	4,250,000	85
Asesorías	290,000	6	250,000	5
Ingeniería	2,320,000	46	2,000,000	40
Licencias y Permisos	2,320,000	46	2,000,000	40
Total Inversión	106,221,647	2,124	89,324,696	1,786

Analizando la composición de ingresos y costos para cada análisis, con y sin exenciones⁹², se tienen las siguientes estructuras de ingresos y costos unitarios, que se dan en la Tabla 9-4.

El anterior análisis se ha realizado teniendo en cuenta una rentabilidad objetivo de proyecto del 10%, de la cual se puede observar que desde punto de vista de los ingresos, la componente de ventas de CERs, originados por la implementación de un proyecto MDL, aportarían entre el 10.40% al 14.06% de los ingresos, dependiendo el caso, de lo cual se concluye que en esta clase de proyectos *el incentivo debido a la venta de emisiones juegan un rol importante* para la rentabilidad del proyecto.

En el caso de tener en cuenta las exenciones, se obtiene que con una tarifa de 0,06830 US\$/kWh se tendría la rentabilidad objetivo del 10%, mientras si no se consideran las exenciones se obtendría una tarifa de 0,9632 US\$/kWh, lo que refleja que *el impacto en la tarifa originado en el incentivo tributario otorgado tanto en la inversión como en el impuesto a la renta por 10 años, tiene un efecto de una disminución del 29.1% en la tarifa*. En el caso que los clientes finales no puedan descontar el ITBIS de su impuesto recaudado, y este se convierta en costo para el usuario final, el impacto de la tarifa sería del 36.3% entre el caso con y sin exenciones de impuestos.

⁹² Ver Tabla 9-10 y Tabla 9-11

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 9-4. Estructura de ingresos y costos unitarios

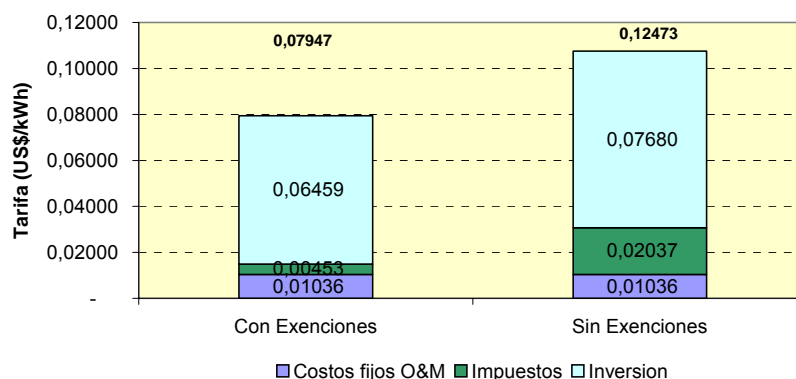
ANÁLISIS COMPARATIVOS

Composicion de ingresos	Con Exenciones		Sin Exenciones		%
	US\$/kWh	%	US\$/kWh	%	
Ventas operacionales	0,06830	85,94%	0,09632	89,60%	-29,1%
Ventas certificados	0,01118	14,06%	0,01118	10,40%	0,0%
Total ingresos	0,07947	100,00%	0,10750	100,00%	-26,1%

Composicion por egresos	Con Exenciones		Sin Exenciones		%
	US\$/kWh	%	US\$/kWh	%	
Costos fijos O&M	0,01036	13,04%	0,01036	9,63%	0,0%
Impuestos	0,00453	5,70%	0,02037	18,94%	-77,8%
Inversion	0,06459	81,27%	0,07680	71,42%	-15,9%
Total egresos	0,07947	100,00%	0,10753	100,00%	-26,1%

ITBIS	0,0000	0,01720
Tarifa incluida ITBIS	0,07947	0,12473
		-36,3%

Comparativo Tarifas



En el aspecto de los costos, se observa que la mayoría de la estructura corresponde a la recuperación de la inversión del proyecto, mientras que *cuando se cobra el impuesto de renta a la operación del proyecto, este tributo alcanza a tener casi una participación cercana al 20% dentro de la estructura de costos del mismo.*

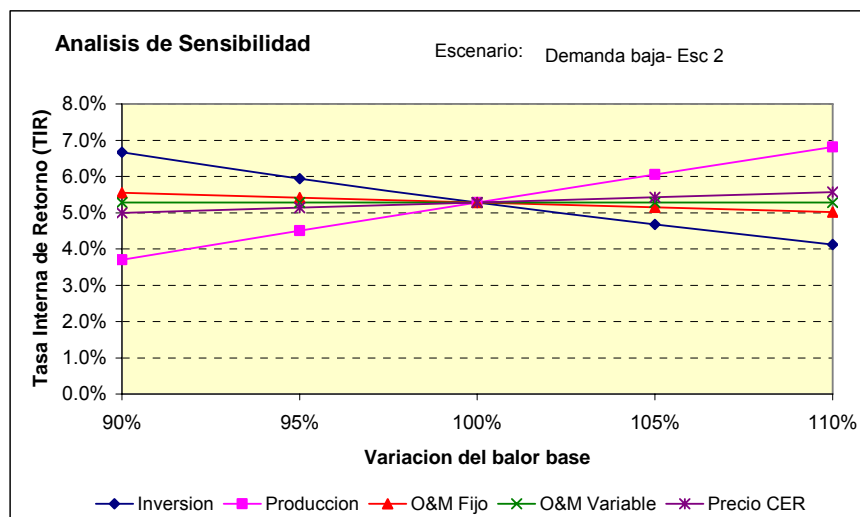
En cuanto a las variables críticas para el desempeño del proyecto, y tal como se ha podido observar en la estructura de costos del mismo, *la inversión es la variable que tiene mayor incidencia* para los indicadores económicos. Igual que la inversión, y sobre todo en el caso de la energía eólica, *el factor de capacidad o de despacho de la planta, o lo que es lo mismo, la producción de energía del parque, es la segunda variable de mayor incidencia.* Los costos de mantenimiento y el precio de los CERs tienen impactos mucho menores sobre la rentabilidad del proyecto.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 9-5. Análisis de sensibilidad con exenciones – Demanda Baja- Esc. 2

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Variable base	Tasa interna de Retorno del Proyecto (TIR)				
	Inversion	Produccion	O&M Fijo	O&M Variable	Precio CER
90%	6.7%	3.7%	5.6%	5.3%	5.0%
95%	5.9%	4.5%	5.4%	5.3%	5.1%
100%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%
105%	4.7%	6.1%	5.2%	5.3%	5.4%
110%	4.1%	6.8%	5.0%	5.3%	5.6%



Por último, para este parque eólico se simularon las rentabilidades del proyecto teniendo en cuenta los siguientes escenarios de costos marginales de energía, que serían un buen indicador del precio en el mercado spot de energía, y serían los posibles ingresos a los que podría acceder una planta de las características estudiadas.

Tabla 9-6. Escenarios de costos marginales de energía

ESCENARIOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA		1	2	3	4	5	6	7	8
Costo marginal promedio		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda media-Esc 1	US\$/MWh	79.5	61.4	57.3	59.3	52.0	41.2	47.3	51.3
Demanda baja- Esc1	US\$/MWh	71.4	58.4	58.6	59.1	50.1	51.5	52.6	53.9
Demanda media-Esc 2	US\$/MWh	61.6	47.5	48.1	49.2	51.8	55.7	58.9	46.7
Demanda baja- Esc 2	US\$/MWh	55.5	45.1	44.7	45.1	45.8	46.6	46.9	47.3

Fuente: M.I. Dussán, Estudio del sector eléctrico

Teniendo en cuenta los anteriores escenarios, se obtuvieron los siguientes indicadores de rentabilidad del proyecto:

Tabla 9-7. Indicadores de rentabilidad del proyecto

Escenario	VPN	TIR	Payback
Demanda media-Esc 1	-11,402,127	7.7%	9.12
Demanda baja- Esc1	-12,026,907	7.7%	9.20
Demanda media-Esc 2	-19,088,951	6.2%	10.51
Demanda baja- Esc 2	-24,267,195	5.3%	11.64

De lo anterior se concluye, que aunque *el impacto logrado con los incentivos tributarios otorgados para el desarrollo de esta clase de proyectos es importante (casi una disminución de la tarifa del 29%), estos incentivos no alcanzan a ser suficientes si se tiene en cuenta la operación de esta planta eólica dentro de un contexto de la oferta de energía a nivel nacional*, por lo que si se quiere impulsar esta clase de tecnologías y proyectos, *se debería pensar en medidas adicionales para lograr llevar a cabo los objetivos propuestos en la política energética del país.*

Tabla 9-8. Determinación Inversión sin Exenciones

Metodología Calculo para costos de importacion y nacionalizacion de equipos

1)	Costo FOB		Valor puerto FOB
2)	Transporte marítimo		% del valor FOB
3)	Seguro	0,10%	% valor FOB
4)	CIF		FOB + Transporte + Seguro = (1+2 +3)
5)	Arancel		% de valor CIF acorde a la Base de datos hoja inputs o valor especificado por el usuario
6)	ITBIS		% de (CIF + Arancel) = ITBIS * (5 + 6)
7)	Agenciamiento	1,20%	% de CIF*(1+ ITBIS)
8)	Transportes locales	2,00%	% de valor CIF

Total costo de equipos nacionalizados en sitio

Referencia Proyecto: Guzmancitos 2

Descripción	1)	2)	3)	4)	5)	6)	7)	8)	TOTAL	TOTAL /
	FOB (US\$)	Tpte Marítimo	Seguro	CIF	Arancel	ITBIS	Agenciamiento	Tpte Local	US\$	FOB o CD
Equipos principales importados	78.436.461	3.921.823	78.436	82.436.721	2.473.102	13.585.572	1.147.519	1.648.734	101.291.647	1,29
Turbinas Eolicas	62.222.500	3.111.125	62.223	65.395.848	1.961.875	10.777.236	910.310	1.307.917	80.353.186	1,29
Miscelaneos	8.713.961	435.698	8.714	9.158.373	274.751	1.509.300	127.485	183.167	11.253.076	1,29
Equipos de balance de planta	7.500.000	375.000	7.500	7.882.500	236.475	1.299.036	109.724	157.650	9.685.385	1,29
Otros servicios	4.250.000			4.250.000		680.000			4.930.000	1,16
Asesorias	250.000			250.000		40.000			290.000	1,16
Ingenieria	2.000.000			2.000.000		320.000			2.320.000	1,16
Licencias y Permisos	2.000.000			2.000.000		320.000			2.320.000	1,16
Total Inversion	82.686.461	3.921.823	78.436	86.686.721	2.473.102	14.265.572	1.147.519	1.648.734	106.221.647	1,28
Composicion de la inversion	77,84%	3,69%	0,07%	81,61%	2,33%	13,43%	1,08%	1,55%	100,00%	

Tabla 9-9. Determinación Inversión con Exenciones

Metodología Calculo para costos de importacion y nacionalizacion de equipos

1)	Costo FOB		Valor puerto FOB
2)	Transporte maritimo		% del valor FOB
3)	Seguro	0,10%	% valor FOB
4)	CIF		FOB + Transporte + Seguro = (1+ 2 + 3)
5)	Arancel		% de valor CIF acorde a la Base de datos hoja inputs o valor especificado por el usuario
6)	ITBIS		% de (CIF + Arancel) = ITBIS * (5 + 6)
7)	Agenciamiento	1,20%	% de CIF
8)	Transportes locales	2,00%	% de valor CIF
Total costo de equipos nacionalizados en sitio			

Referencia Proyecto: Guzmancitos 2

Descripcion	1)	2)	3)	4)	5)	6)	7)	8)	TOTAL	TOTAL /
	FOB (US\$)	Tpte Maritimo	Seguro	CIF	Arancel	ITBIS	Agenciamiento	Tpte Local	US\$	FOB o CD
Equipos principales importados	78.436.461	3.921.823	78.436	82.436.721			989.241	1.648.734	85.074.696	1,08
Turbinas Eolicas	62.222.500	3.111.125	62.223	65.395.848			784.750	1.307.917	67.488.515	1,08
Miscelaneos	8.713.961	435.698	8.714	9.158.373			109.900	183.167	9.451.441	1,08
Equipos de balance de planta	7.500.000	375.000	7.500	7.882.500			94.590	157.650	8.134.740	1,08
Otros servicios	4.250.000			4.250.000					4.250.000	1,00
Asesorias	250.000			250.000					250.000	1,00
Ingenieria	2.000.000			2.000.000					2.000.000	1,00
Licencias y Permisos	2.000.000			2.000.000					2.000.000	1,00
Total Inversion	82.686.461	3.921.823	78.436	86.686.721	0	0	989.241	1.648.734	89.324.696	1,08
Composicion de la inversion	92,57%	4,39%	0,09%	97,05%	0,00%	0,00%	1,11%	1,85%	100,00%	

REPÚBLICA DOMINICANA

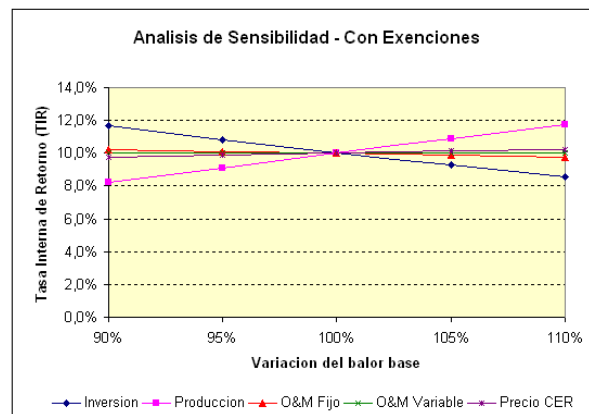
Tabla 9-10. Flujo de caja con exenciones tributarias

Descripción	Unidad	0	1	2	3	4	19	20
Capacidad	kW		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Producción	kWh		162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000
Tarifa	US\$/kWh		0,0683	0,0683	0,0683	0,0683	0,0683	0,0683
Reducción emisiones GEI	Ton CO2e		121.027	121.027	121.027	121.027	121.027	121.027
Tarifa venta CERs	US\$/Ton CO2e		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Ingresos								
Ventas operacionales	US\$		11.095.070	11.095.070	11.095.070	11.095.070	11.095.070	11.095.070
Ventas CERs	US\$		1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412
Total Ingresos	US\$		12.910.482	12.910.482	12.910.482	12.910.482	12.910.482	12.910.482
Egresos								
Costos fijos								
Servicios operación	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
Servicios mantenimiento	US\$		0	0	0	0	0	0
Servicios asesorías y consultorías	US\$		0	0	0	0	0	0
Gastos administrativos	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos fijos	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
Costos Variables								
Consumibles	US\$		0	0	0	0	0	0
Combustible	US\$		0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	US\$		0	0	0	0	0	0
Provision Repuestos	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos Variables	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
"= Margen Operacional"	US\$		11.227.482	11.227.482	11.227.482	11.227.482	11.227.482	11.227.482
"- Depreciación	US\$		5.954.980	5.954.980	5.954.980	5.954.980	0	0
"= Utilidad antes de impuestos	US\$		5.272.503	5.272.503	5.272.503	5.272.503	11.227.482	11.227.482
"- Provision de impuestos	US\$		0	0	0	0	3.929.619	3.929.619
"= Utilidad despues de impuestos	US\$		5.272.503	5.272.503	5.272.503	5.272.503	7.297.863	7.297.863
Flujo de caja								
"= Utilidad despues de impuestos	US\$		5.272.503	5.272.503	5.272.503	5.272.503	7.297.863	7.297.863
"- Depreciación	US\$		5.954.980	5.954.980	5.954.980	5.954.980	0	0
"- Inversión	US\$	-89.324.696						
Flujo de caja neto	US\$	-89.324.696	11.227.482	11.227.482	11.227.482	11.227.482	7.297.863	7.297.863
Valor presente neto al 10,0%	US\$	-1.917						
Tasa interna de retorno	%	10,0%						
Periodo de repago	años	8,0						

Oprima este boton para obtener una rentabilidad igual al 10%

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Variable base	Tasa interna de Retorno del Proyecto (TIR)				
	Inversion	Produccion	O&M Fijo	O&M Variable	Precio CER
90%	11,7%	8,2%	10,2%	10,0%	9,8%
95%	10,8%	9,1%	10,1%	10,0%	9,9%
100%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
105%	9,3%	10,9%	9,9%	10,0%	10,1%
110%	8,6%	11,7%	9,8%	10,0%	10,2%



REPÚBLICA DOMINICANA

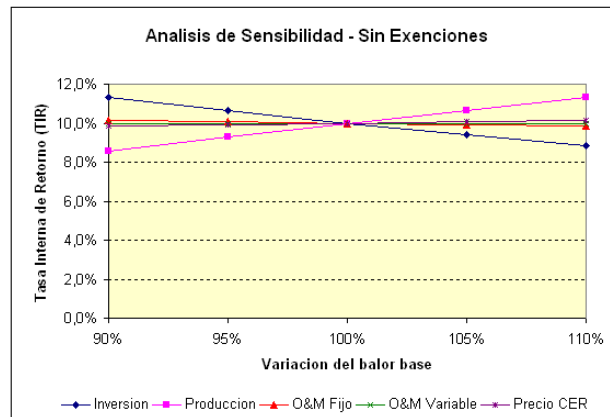
Tabla 9-11. Flujo de caja sin exenciones tributarias

Descripción	Unidad	0	1	2	3	4	19	20
Capacidad	kW		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Produccion	kWh		162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000	162.453.000
Tarifa	US\$/kWh		0,0963	0,0963	0,0963	0,0963	0,0963	0,0963
Reduccion emisiones GEI	Ton CO2e		121.027	121.027	121.027	121.027	121.027	121.027
Tarifa venta CERs	US\$/Ton CO2e		15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Ingresos								
Ventas operacionales	US\$		15.647.741	15.647.741	15.647.741	15.647.741	15.647.741	15.647.741
Ventas CERs	US\$		1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412	1.815.412
Total Ingresos	US\$		17.463.153	17.463.153	17.463.153	17.463.153	17.463.153	17.463.153
Egresos								
Costos fijos								
Servicios operación	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
Servicios mantenimiento	US\$		0	0	0	0	0	0
Servicios asesorías y consultorías	US\$		0	0	0	0	0	0
Gastos administrativos	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos fijos	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
Costos Variables								
Consumibles	US\$		0	0	0	0	0	0
Combustible	US\$		0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	US\$		0	0	0	0	0	0
Provision Repuestos	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos Variables	US\$		0	0	0	0	0	0
Total Costos	US\$		1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000	1.683.000
"= Margen Operacional"	US\$		15.780.153	15.780.153	15.780.153	15.780.153	15.780.153	15.780.153
- Depreciacion	US\$		7.081.443	7.081.443	7.081.443	7.081.443	7.081.443	0
"= Utilidad antes de impuestos	US\$		8.698.710	8.698.710	8.698.710	8.698.710	8.698.710	15.780.153
- Provision de impuestos	US\$		3.044.549	3.044.549	3.044.549	3.044.549	5.523.054	5.523.054
"= Utilidad despues de impuestos	US\$		5.654.162	5.654.162	5.654.162	5.654.162	10.257.100	10.257.100
Flujo de caja								
"= Utilidad despues de impuestos	US\$		5.654.162	5.654.162	5.654.162	5.654.162	10.257.100	10.257.100
- Depreciacion	US\$		7.081.443	7.081.443	7.081.443	7.081.443	0	0
- Inversion	US\$	-106.221.647						
Flujo de caja neto	US\$	-106.221.647	12.735.605	12.735.605	12.735.605	12.735.605	10.257.100	10.257.100
Valor presente neto al 10,0%	US\$	-45.470						
Tasa interna de retorno	%	10,0%						
Periodo de repago	años	8,3						

Oprima este boton para obtener una rentabilidad igual al 10%

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Variable base	Tasa interna de Retorno del Proyecto (TIR)				
	Inversion	Produccion	O&M Fijo	O&M Variable	Precio CER
90%	11,3%	8,6%	10,1%	10,0%	9,9%
95%	10,6%	9,3%	10,1%	10,0%	9,9%
100%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
105%	9,4%	10,7%	9,9%	10,0%	10,1%
110%	8,8%	11,3%	9,9%	10,0%	10,1%



10. FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL Y MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Objetivo de esta sección es la identificación de las fuentes de financiamiento externo para el desarrollo de proyectos de FAER y el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), incluyendo el MDL y su incidencia en posibilitar el desarrollo de las FAER.

10.1 FUENTES DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL

Las fuentes de financiamiento internacionales para proyectos de energía renovable son las siguientes:

- Financiación multilateral de fomento.
- Ayuda internacional oficial bilateral.
- ONG's y el sector privado
- Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Estas fuentes serán examinadas a continuación, para determinar su factibilidad para ser usados en el desarrollo de las FAER en RD.

10.2 FINANCIACIÓN MULTILATERAL⁹³

10.2.1 El Grupo del Banco Mundial

De 1990 a 2004, el Grupo del Banco Mundial ha comprometido \$1,8 billones a nuevas fuentes renovables, los cuales, junto con recursos de co-financiación por \$450 millones del Global Environmental Facility (GEF), resultan en una financiación combinada de \$2,3 billones para energía renovable. El Banco Mundial también comprometió \$3,9 billones para grandes hidroeléctrica (>10MW) durante este período. Por lo tanto, el promedio de financiación del Grupo del Banco Mundial para fuentes renovables ha sido históricamente alrededor de \$120 millones por año, excluyendo la financiación del GEF. Este promedio ha permanecido en años recientes.

Durante el período 2002-2004, el Grupo del Banco Mundial ha comprometido un promedio de \$113 millones por año en fuentes renovables (\$338 comprometidos por IBED, MIGA, IFC, IDA y financiación de emisión de carbono en 2002-2004), los cuales están asociados con la co-financiación del GEF, promediando \$43 millones por año durante el mismo período. El Grupo del Banco Mundial también comprometió un promedio de \$166 millones por año en el mismo período, sin co-financiación del

⁹³ La descripción de las líneas de créditos y los requisitos que se deben cumplir para aplicar a ellas se encuentran en los websites de las organizaciones.

GEF. Entonces, en total la financiación combinada Banco Mundial/GEF para todas las renovables promedio \$320 millones por año para el período 2002-2004⁹⁴. (Nota: “Compromisos del Grupo del Banco Mundial”, como es usado en 2005, incluye asignaciones hechas por el GEF).

Aunque la mayoría de los recursos del Grupo Banco Mundial/GEF para fuentes renovables se orientan hacia grandes hidroeléctricas, cada vez hay más un margen mayor para proyectos pequeños o de fuentes renovables no hídricas, lo cual debe considerarse como una oportunidad de financiación para electrificación en ZNI (Zonas No Interconectadas). La ventaja de este tipo de financiación es el largo período de pago que normalmente se pacta con la banca multilateral, lo cual facilita moderar el esquema tarifario para los usuarios finales.

10.2.2 El FOMIN (BID)

Otra fuente multilateral importante es el BID a través del FOMIN, el cual aporta a la protección del medio ambiente y al desarrollo de la pequeña y mediana empresa por intermedio de donaciones no reembolsables. Las condiciones del FOMIN se adaptan muy bien a programas de FAER, porque se fundamenta en introducir enfoques nuevos y eficaces para promover el desarrollo del sector privado y las comunidades y se realizan con socios locales. Los recursos del FOMIN deben ser de importancia decisiva para el resultado de un proyecto y la opción más adecuada para financiar una iniciativa específica.

10.2.3 El PNUD

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) como parte del sistema de las Naciones Unidas. A través del Programa de Pequeñas Donaciones, el apoyo financiero y técnico que brinda el PNUD se otorga a grupos organizados de la sociedad civil, comunidades de base y organizaciones no gubernamentales o académicas, las cuales ejecutan los proyectos y el Programa da seguimiento y evalúa los resultados.

10.2.4 La Comisión Europea

La Comisión Europea (CE) ha comprometido 100 millones de euros para proyectos de Energía Limpia, a través del Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund (GEERED). Este fondo estará disponible para los próximos 4 años como un paso para incentivar la inversión privada en energía limpia en países en vías de desarrollo.

⁹⁴ Los proyectos del Banco Mundial y GEF a menudo incluyen componente no renovable o se mezclan con componente de eficiencia energética, haciendo difícil separar la financiación de Fuentes Renovables de otra componente. Además, las cifras reportadas por GEF para fuentes renovables, del orden de \$100 millones, incluyen comisiones pagadas a agencias encargadas de la implementación, por lo cual la financiación para este rubro sería cerca de un 10% menor.

La CE ha nombrado a Triodos Investment Management BV en cooperación con E+Co, para estructurar el fondo, hacer el cierre financiero y diseñar el mecanismo de inversión. Triodos Investment Management BV será el administrador del fondo una vez se termine el cierre financiero a mediados de 2007.

GEEREF es un “fondo de fondos” que facilita el desarrollo de fondos regionales de energía limpia en África, Asia y Latinoamérica para hacer una mezcla amplia de proyectos y empresas de pequeña y mediana escala. GEEREF aporta capital “paciente” para mitigar el riesgo a cofinanciadores de fondos regionales. Adicionalmente a capital de inversión, el GEEREF puede aportar fondos para apoyar la creación y la operación de fondos regionales con el propósito de estimular proyectos y empresas⁹⁵.

10.2.5 Programa de Pequeñas Donaciones del FMAM (PPD)⁹⁶

El Programa de Pequeñas Donaciones (PPD) o Programa de Pequeños Subsidios (PPS) como se le conoce en RD, del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) fue establecido en 1992, el año de la Cumbre de la Tierra celebrada en Río de Janeiro y representa la esencia misma del desarrollo sostenible. Mediante la prestación de apoyo financiero y técnico a proyectos que conservan y restauran la naturaleza a la vez que mejoran el bienestar y el sustento humano, el PPD demuestra que la acción comunitaria puede mantener el delicado equilibrio entre las necesidades humanas y la protección del Medio Ambiente.

El PPD vincula las cuestiones mundiales, nacionales y locales mediante la utilización de un enfoque descentralizado, transparente y participativo en la planificación, el diseño y la ejecución de los proyectos. Las donaciones se otorgan directamente a organizaciones no gubernamentales y organizaciones comunitarias en reconocimiento de la función clave que desempeñan como fuentes de conocimiento y como grupos de presión a favor de los intereses ambientales y del desarrollo. Si bien las donaciones del PPD son pequeñas, su impacto es grande.

El PPD parte de la premisa de que los problemas ambientales mundiales pueden ser enfrentados adecuadamente sólo si las propias comunidades se involucran en su solución. Asume que con pequeños recursos económicos estas comunidades pueden realizar actividades que causarán un impacto significativo en el mejoramiento

95 Para oportunidades de inversión y fondos regionales:

Triodos Investment Management BV E+Co (Europe) Bas Rekveld Paul van Aalst

Phone: + 31 30 693 6541 + 31 20 47 15 257

bas.rekveld@triodos.nl

paul.van-aalst@EandCo.net

www.triodos.com

www.EandCo.net

96 En RD se conoce como PPS (Programa de Pequeños Subsidios)

de su calidad de vida y el ambiente, para lo cual canaliza recursos directamente a las comunidades.

El PPD tiene como propósito contribuir a generar beneficios ambientales globales en las áreas de biodiversidad, cambio climático, aguas internacionales, contaminantes orgánicos persistentes y degradación de tierras, por medio de la identificación y apoyo a iniciativas comunitarias de conservación y uso sostenible de los recursos naturales que también generan beneficios locales, al mismo tiempo que mejoran las condiciones.

En el tema del Cambio climático, el PPD demuestra que las fuentes de energía renovables, las alternativas sostenibles de transporte y la eliminación de los obstáculos locales a la conservación y el uso eficiente de la energía pueden ser eficaces en función de los costos y ambientalmente racionales.

El Programa de Pequeñas Donaciones se compromete con los Objetivos de Desarrollo del Milenio que la comunidad internacional adoptó en el año 2000. Se trata de ocho objetivos dirigidos a la reducción de la pobreza, el acceso a educación, la equidad de género y la sostenibilidad ambiental. El PPD con su accionar diario trata de contribuir directamente sobre la meta No. 7, que se refiere a la sostenibilidad del medio ambiente. No obstante, las acciones que se fortalecen en el nivel local tienen también una incidencia en la superación de la condición de pobreza, el acceso a oportunidades educativas, la equidad de género y el empoderamiento de la mujer, así como aspectos de salud relacionados con un medio ambiente más sano.

Dentro de la "población meta" del Programa, se incluyen las comunidades en estado de exclusión social, tanto urbanas como rurales, sobre todo aquellas que se ubican en las zonas aledañas a las áreas protegidas (públicas o privadas). Desde esta perspectiva, los grupos indígenas y los de mujeres se constituyen en dos sectores de vital relevancia debido a que, en el primer caso, la vida cotidiana de estas poblaciones se relaciona directa y permanentemente con el entorno natural.

Los objetivos del Programa son:

Objetivo No. 1:

Contribuir en el fortalecimiento Organizacional, capacidad técnica y administrativa de las organizaciones no gubernamentales y los grupos de base comunal, para que puedan mejorar sus condiciones de vida por medio de la acción ambiental.

Objetivo No. 2:

Contribuir a la protección del ambiente mediante el apoyo a iniciativas de la sociedad civil que llevan a la conservación in situ y ex situ de la diversidad biológica, la utilización sostenible de sus componentes y la participación y distribución justa y

equitativa en los beneficios que derivan del uso de los recursos genéticos y bioquímicos.

Objetivo No. 3:

Contribuir a reducir y mitigar la producción de los gases de efecto invernadero mediante el apoyo a iniciativas de la sociedad civil que promueven la adopción de tecnologías de energía renovable y la reducción de emisiones de CO₂.

Objetivo No.4:

Contribuir a la protección de aguas internacionales y la colaboración para resolver asuntos críticos en esta área, que trascienden las fronteras.

Objetivo No.5:

Contribuir a la reducción de contaminantes orgánicos persistentes, compuestos químicos de carbono y mezclas, potencialmente tóxicos para la vida silvestre y el ambiente.

Objetivo No. 6:

Contribuir a la prevención y Mitigación de las causas y efectos negativos de la degradación de tierras, en el ecosistema y en los medios de vida y el bienestar de las poblaciones afectadas

- Promover el diálogo sobre políticas sectoriales que afectan la solución de problemas ambientales en las áreas de biodiversidad, cambio climático y aguas internacionales, especialmente aquellas que obstaculizan la acción comunal y de la sociedad civil en general.
- Documentar y compartir experiencias y estrategias exitosas replicables que puedan ser útiles para otros actores dedicados a promover la conservación del medio ambiente y el desarrollo sostenible y que reflejen el accionar del Programa en las áreas de biodiversidad, cambio climático, aguas internacionales, contaminantes orgánicos persistentes y degradación de tierras .
- Apoyar las estrategias para la protección del medio ambiente, tanto las de carácter global del PPD como las convenciones internacionales en los ámbitos regional, nacional y local.
- Promover la participación de las comunidades y organizaciones con el fin de obtener una mayor gama de conocimientos y experiencias acerca de los problemas socio-ambientales y de cómo solucionarlos por medio de la acción local en las áreas de biodiversidad, cambio climático, y aguas internacionales.
- Integrar esfuerzos y experiencias con los proyectos y programas del PNUD y del FMAM para alcanzar un mayor impacto, es decir, que pase de lo local a lo global.
- Implementar alianzas con otras fuentes de financiamiento nacional e internacional con el fin de incrementar el apoyo a las iniciativas de las

organizaciones comunales del país y permitir la captación de recursos, mediante la asignación de un porcentaje de los fondos, para que el Programa cubra los gastos de administración respectivos.

- Buscar alianzas estratégicas con instituciones educativas y otros programas y proyectos para complementar los recursos y para fortalecer las capacidades técnicas y administrativas de las personas de las entidades de la sociedad civil que enfrentan retos ambientales
- Fortalecer una red de comunicación e intercambio entre las organizaciones con proyectos aprobados en algunas de las fases
- Establecer un sistema de seguimiento y evaluación que permita suministrar información eficiente y oportuna de cada uno de los proyectos.
- Apoyar las diversas iniciativas que se presenten para la protección y conservación de la biodiversidad mediante los certificados de protección de bosques y pagos por servicios ambientales.

Áreas de trabajo en RD

El PPD está promoviendo y apoyando el uso de las energías renovables en diferentes proyectos en el país (Ver Sección 6.1.1.2).

¿Quién puede participar en el PPD?

El apoyo financiero y técnico que brinda el PPD se otorga a grupos organizados de la sociedad civil, comunidades de base y organizaciones no gubernamentales o académicas, las cuales ejecutan los proyectos y el Programa da seguimiento y evalúa los resultados.

10.3 AYUDA INTERNACIONAL OFICIAL BILATERAL

En este numeral se examinará la Asistencia para el Desarrollo de Fuentes Públicas proveniente de gobiernos de países industrializados.

El Comité de Asistencia para el Desarrollo⁹⁷, DAC por sus siglas en inglés, es el foro que convoca a los mayores donantes bilaterales. A través del DAC, los donantes se coordinan para incrementar la efectividad de sus esfuerzos comunes para apoyar el desarrollo sostenible.

Los miembros del DAC tienen ciertos objetivos comunes en relación a los programas de ayuda. De esta forma, El DAC se concentra en dos áreas claves: a) como la cooperación internacional contribuye a la capacidad de los países en desarrollo a participar en la economía global, y b) la capacidad de los pueblos para superar la pobreza y participar ampliamente en sus respectivas sociedades.

⁹⁷ Para más información puede consultarse <http://www.oecd.org/dac>.

REPÚBLICA DOMINICANA

De 1999 a 2003, la asistencia para el desarrollo de los países del DAC del OECD promedió cerca de \$130 millones por año para renovables diferentes a energía hídrica y cerca de \$400 millones por año para hidroenergía. La Asistencia Oficial para el Desarrollo (ODA, por las siglas en inglés) total para hidroenergía promedió cerca de \$420 millones por año durante el periodo de cinco años entre 1999 y 2003.⁹⁸

Tabla 10-1. Asistencia para Energía Renovable, 1999-2003

(Millones de Dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003
Hydro	244	368	584	694	239
Geotérmica	33	0,3	0	1,7	0,2
Solar	8	13	197	32	50
Eólica	33	3	31	53	151
Oceánica	0	0,003	0	0	0
Biomasa	0,9	8,4	3,8	10,4	1,5
Total no hidro	75	25	232	97	203

Nota: El promedio para renovables no hidro es \$130 millones/año y \$420 millones/año para hidro.

Fuente: OECD DAC 2005

Es claro que mientras la hidroenergía absorbe la mayoría de los recursos de ayuda oficial, la energía solar ha venido creciendo de manera importante. El mayor crecimiento lo ostenta la ayuda para la energía eólica.

La financiación pública para países en desarrollo solo incluye fondos públicos para proyectos: donaciones, préstamos y otras formas de financiamiento de gobiernos, agencias internacionales y otras fuentes públicas. Estos son a menudo llamados “fondos presupuestales”. Las cifras no incluyen financiamiento privado atado a los proyectos, también llamados “financiamiento privado” o “fondos del mercado”.

10.3.1 KfW

De las cifras anteriores, en 2004, KfW de Alemania aprobó cerca de €151 millones para energía renovable, de los cuales € 81,6 millones eran “fondos presupuestales” y €69,3 millones eran “fondos de mercado” (1 € = \$1,30). KfW se muestra como la fuente de financiación pública más destacado en fuentes renovables en el contexto de ayuda bilateral oficial.

KfW actúa a nivel mundial y facilita recursos y asesoramiento para promover el desarrollo en los países meta. Por encargo y cuenta del Gobierno alemán, el KfW financia proyectos de infraestructura económica y social, y también brinda apoyo en

⁹⁸ . Las estadísticas son de OECD DAC (2005) e incluyen todas las formas de asistencia reportadas por los donantes a países en desarrollo.

los ámbitos de protección ambiental y recursos naturales. Para el año en curso, el programa de pequeños proyectos dispone nuevamente de fondos por un total de 69.000 Euros en RD.

10.3.2 JICA

La ayuda de Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) se enmarca dentro del tipo de Asistencia Oficial para el Desarrollo (ODA) no reembolsable, cuyo objetivo es contribuir al desarrollo social y económico de las regiones en vías de desarrollo, y así, coadyuvar al fomento de la cooperación Internacional.

A lo largo de más de veinticinco años, la Agencia ha demostrado reiteradamente en RD y países latinos, la buena voluntad del Gobierno y del pueblo de Japón, mediante múltiples vías. Características tales como un nivel educativo alto, un sistema desarrollado de seguridad social y la democracia más arraigada entre todos los países centroamericanos, han hecho posible el desarrollo de importantes proyectos de JICA en RD.

Aunque la ayuda no está dirigida específicamente a financiar proyectos de energía renovable o electrificación rural, un programa de FAER se inscribe dentro del objetivo general, el cual básicamente es la contribución al desarrollo económico y/o de bienestar social del país receptor.

El requisito más relevante se refiere a que el “Grant Element” (medición de la ayuda reembolsable) debe alcanzar más del 25% del total de la ayuda financiera.

10.3.3 The Inter-American Foundation (IAF)

The Inter-American Foundation (IAF) es una agencia independiente del gobierno de los Estados Unidos, que otorga donaciones a ONGs y organizaciones comunitarias en Latinoamérica y el Caribe.

IAF financia los esfuerzos de autoayuda de grupos de base en América Latina y el Caribe que buscan mejorar las condiciones de vida de los desfavorecidos y los marginados, incrementar su capacidad para tomar decisiones y autogobernarse, y crear alianzas con el sector público, el sector empresarial y la sociedad civil. La IAF no identifica problemas ni sugiere proyectos, sino que responde a las iniciativas que le son presentadas. Los proyectos no se seleccionan por sector sino por su valor intrínseco.

La evaluación inicial de propuestas toma cinco meses, y dará como resultado un pequeño número de proyectos que serán analizados en más detalle mediante visitas al lugar. Se notificará a aquellos proponentes que ya no estén en consideración. La evaluación de las propuestas ganadoras puede tomar hasta 12 meses, según la complejidad del proyecto y el número de visitas que sean necesarias.

NO APRUEBA PROYECTOS CON LAS CARACTERÍSTICAS DE:

- las propuestas presentadas o dirigidas por entidades gubernamentales;
- las propuestas presentadas por individuos;
- las propuestas presentadas o dirigidas por entidades domiciliadas fuera del país en el que se llevará a cabo el proyecto;
- las propuestas presentadas por grupos que no contribuyen recursos financieros ni en especie a las actividades propuestas;
- las propuestas relacionadas con partidos políticos o movimientos partidistas;
- las actividades puramente religiosas o sectarias;
- la investigación pura;
- los proyectos de asistencia social de cualquier tipo, las instituciones benéficas ni las propuestas de proyectos de construcción y/o equipamiento exclusivamente;
- las solicitudes de donaciones inferiores a los US\$25.000 o superiores a los US\$400.000;
- los proyectos cuyos objetivos no estimulan una capacidad compartida de autoayuda.

APRUEBA PROYECTOS CON LAS CARACTERÍSTICAS

- soluciones innovadoras a problemas de desarrollo;
- uso creativo de recursos de la comunidad;
- una gran diversidad de voces comunitarias en la elaboración y ejecución del proyecto;
- una participación considerable de los beneficiarios en (a) la identificación del problema objeto del proyecto, (b) la estrategia elegida para resolverlo, (c) el diseño del proyecto y (d) la administración y evaluación de las actividades;
- alianzas con gobiernos locales, la comunidad empresarial y otras organizaciones de la sociedad civil;
- el potencial de fortalecer a todas las organizaciones participantes y sus alianzas;
- viabilidad;
- indicios de sostenibilidad futura;
- contribuciones de contrapartida por parte del proponente, los beneficiarios y otras fuentes;
- el potencial de generar conocimiento;
- resultados susceptibles de medición;
- evidencia de una mejorada capacidad de los beneficiarios para el autogobierno.

10.4 LAS ONG'S Y EL SECTOR PRIVADO ⁹⁹

10.4.1 Contexto Histórico

Desde sus orígenes, el papel tradicional de las ONG's en la financiación de la electrificación rural, ha sido el de expandir las fuentes renovables.

Empresas privadas en los 80 hasta mediados de los 90 tendieron a desarrollar sus negocios de contado o con créditos de corto plazo a los estratos más ricos de la población rural o con base en recursos de donantes en proyectos de ayuda ocasionales.

Sin embargo, estas ONGs pioneras demostraron que los hogares pobres rurales estaban dispuestos a mantener pagos sobre periodos largos de tiempo, desarrollaron la percepción sobre los beneficios de la energía renovable e identificaron muchas de las necesidades críticas en infraestructura para un mejor apoyo costo-efectivo de los sistemas en ZNI. Los primeros fondos rotatorios para electrificación rural introdujeron tecnología relativamente desconocida para los usuarios en áreas remotas y dispersas con esquemas de pagos no probados y, a menudo, clientes escépticos.

No obstante, a pesar de algunos éxitos, una crítica recurrente a muchos esfuerzos de electrificación impulsados por ONG's, es que éstas, como organizaciones sin ánimo de lucro, se apoyan financieramente en donantes externos que aportan usualmente recursos modestos para iniciar los proyectos. Como consecuencia, después de gastos iniciales de movilización de la comunidad, planeación del proyecto y costos de entrenamiento, los fondos disponibles para créditos o para servir de garantía para créditos bancarios eran mínimos. Siempre se ha asumido que la expansión del sistema se haría con recursos que vendrían de otros donantes o del propio gobierno, imprimiéndole gran incertidumbre a los proyectos o simplemente su fracaso.

Así mismo, una debilidad de los proyectos impulsados por las ONG's, ha sido el mantenimiento de los sistemas a cargo de los usuarios, lo cual le quita atractivo y lleva, casi sin excepción, al deterioro de los equipos. Usualmente, los usuarios no tienen la capacidad técnica, ni la disposición para hacer el mantenimiento.

A mediados de la década de los 90's, pequeñas firmas privadas empezaron a introducirse en el mercado de electrificación rural (RESCOs o *rural energy service companies*). En muchos casos, estas firmas eran los descendientes directos de ONG's. En cualquier caso, el concepto era similar: las RESCOs usarían capital de riesgo o de donaciones para comprar los sistemas renovables de energía y ponerlos a disposición de los consumidores sobre la base de un acuerdo de *leasing*, con o sin

⁹⁹ Consultar el documento: Jamal Gore, NGO-Private Sector Partnerships for Rural Energy Finance. Winrock International Institute for Agricultural Development. jgore@winrock.org.

derecho de compra. Esta aproximación extiende de manera importante el período de pago, en algunos casos de manera indefinida, y, consecuentemente, disminuye el costo mensual del servicio para el consumidor. En la medida que la RESCO es “propietaria” del sistema, el mantenimiento deja de estar a cargo del usuario, haciendo la adopción mas atractiva.

Las organizaciones donantes, deseosas de fortalecer el papel del sector privado en el muy costoso mercado de electrificación rural, reorientaron sus recursos propios escasos hacia cubrir los costos iniciales de estas firmas o capitalizar fondos especiales que movilicen el mercado de capitales. Estos fondos son vistos como la inversión inicial que ayudaría a las firmas a lograr una masa crítica y rentabilidad sostenible, simultáneamente al logro de los objetivos sociales y ambientales de los donantes.

Sin embargo, hacia finales de la década de los 90, se llegó a la conclusión que la aproximación RESCO era solo marginalmente rentable para las firmas privadas, si no existe algún nivel de subsidio inicial o recurrente.

También, hacia finales de la década de los 90, por múltiples factores de orden geopolítico, aparecen grandes instituciones especializadas en financiar el desarrollo de energía renovable, tales como: the Solar Development Group, Global Environment Fund, Impax Capital, Triodos Solar Investment Fund y Photovoltaic Market Transformation Initiative. Estos financiadores apoyan la electrificación rural, pero enfocados en proyectos mucho más grandes de lo que la mayoría de las ONG's y RESCOs pueden implantar.

Sin ninguna duda, es un avance importante la llegada a los programas de electrificación rural de firmas profesionalmente administradas, con capacidad técnica y con significativo aporte de fondos privados. Sin embargo, en estas grandes firmas está ausente un ingrediente necesario para el éxito: una fuerte presencia rural. Como es bien conocido, la combinación de baja densidad de población, bajo consumo de electricidad y altos costos de operación y mantenimiento, hacen muy costoso el KWh de electricidad en ZNI. El éxito a largo plazo depende de la capacidad de la organización para desarrollar una infraestructura de comercialización, servicio y mantenimiento de bajo costo y flexible.

A modo de comentario final, podría pensarse que la opción óptima para un programa de electrificación rural en ZNI es una combinación -no fácil de obtener- entre las características de una ONG y las de una RESCO.

De una parte, la ONG opera con propósitos relacionados con el beneficio de la comunidad y el ambiente y, en todo caso, ajeno al lucro o beneficio económico. Para tal propósito, desarrolla una fuerte relación con la comunidad y depende para su reputación y financiamiento el mantener esa asociación y una mutua confianza. Sin

duda, un socio potencial del sector privado dudará antes de confiar su futuro financiero a una organización cuyo compromiso hacia la viabilidad financiera no está garantizado.

La RESCO, de otra parte, debe operar para obtener una utilidad, orientado a los miembros de la comunidad más ricos y dispuestos a pagar por el servicio y muchas veces sin consideraciones respecto a las necesidades financieras de la comunidad. Esta orientación es lo que eventualmente permite a una RESCO obtener suficientes recursos financieros. Sin embargo, al dar pasos impopulares la RESCO puede dañar su reputación y efectividad y perder los lazos con la comunidad, especialmente importantes en zonas rurales aisladas y de baja capacidad de pago.

En programas similares de mayor magnitud se han logrado combinaciones interesantes, bajo un esquema de *Asociación ONG-Sector Privado para Inversión Institucional*, en las cuales la ONG opera como un agente que facilita la relación con la comunidad. Bajo este escenario, la ONG actúa como un intermediario, ayudando a sensibilizar a sus colegas en el plano internacional sobre las realidades de la energía renovable, al mismo tiempo que trabaja con la RESCO en diseñar el plan de negocios que refleje las realidades de la vida cotidiana de la comunidad.

Un segundo rol de la ONG es la asociación con instituciones financieras internacionales que han aparecido en el último quinquenio para fondar proyectos privados de energía renovable. Para ofrecer recursos financieros a tasas atractivas, las instituciones financieras deben identificar, investigar y administrar sus inversiones de manera efectiva y barata. Sin embargo, en la mayoría de los casos los proyectos son de pequeña y mediana escala que no justifican el estudio de mercado y la diligencia debida con sus propios recursos. Para superar esta barrera, los inversionistas institucionales pueden apoyarse en ONG's locales para desarrollar los estudios de mercado y establecer las relaciones con instituciones locales¹⁰⁰.

En conclusión, mientras que las ONGs han estado involucradas desde la década de 1980, su rol se ha ido modificando de un *proveedor* de recursos financieros sin ánimo de lucro a uno de *facilitador* para la obtención de financiación orientada a generar rentabilidad.

En el contexto de la solución organizativa, es posible incluir organizaciones privadas que ayuden a financiar el proyecto, siempre y cuando su enfoque tenga en cuenta las condiciones de ingreso de las comunidades. La encuesta demostró que la capacidad

¹⁰⁰ Por ejemplo, Winrock Internacional, con oficinas de apoyo en proyectos de energía renovable en diez mercados energéticos importantes está trabajando activamente en establecer este tipo de asociaciones. Winrock International Institute for Agricultural Development - 1611 North Kent Street - Suite 600 - Arlington -Virginia 22209 - USA - Tel +1 703.525.9430 - Fax +1 703.243.1175.

de pago de la población objetivo no permite un enfoque hacia la generación de utilidades de corto plazo. A continuación se describen algunas de ellas.

10.4.2 E+CO

E+Co es una empresa privada que invierte en empresas de energía limpia en países en desarrollo con el propósito de obtener una triple rentabilidad: financiera, social y ambiental.

Para ese propósito, atrae capital de varias fuentes y ofrece una mezcla de servicios, tales como capital semilla, desarrollo de empresas de servicios y créditos mezanine. Las compañías en las que invierte E+Co's proveen servicios energéticos a cerca de 3 millones de personas. Las inversiones totalizan €16,7 millones en 35 países y han apalancado €130 millones de cofinanciadores. Con oficinas en Bolivia, Brasil, China, Costa Rica, Ghana, South Africa, Thailand, the Netherlands and the United States, E+Co está incrementando sus inversiones y sus fondos de inversión regional. E+Co planea alcanzar 100 millones de personas con servicios de energía limpia.

E+Co ha invertido en Latinoamérica desde 1995, con oficinas en Costa Rica, Bolivia y Brasil, el equipo se concentra en proveer apoyo al desarrollo de negocios y capital en los siguientes países: Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Bolivia y Brasil.

La visión de E+Co es la de Energía Sostenible Universal y su misión es crear negocios viables y sostenibles. El propósito subyacente de E+Co es estimular canales de inversión institucionalizadas y a largo plazo en uso y producción de energía en los países en desarrollo. E+CO ve estos negocios como agentes de cambio auto sostenidos.

El objetivo son los 1.6 billones de personas que viven sin electricidad y los 2.4 billones que usan combustibles sucios y peligrosos para cocinar.

Para E+CO la causa del problema no es:

- La incapacidad de los pobres para pagar energía moderna.
- La no disponibilidad de tecnologías o modelos de negocios confiables para suministrar energía pagable.
- La poca voluntad de los diseñadores de las políticas.

La causa del problema yace en la falta de una infraestructura humana local basada en el mercado que provea acceso a alternativas energéticas viables. Propone, entonces, cambiar el viejo paradigma de grandes proyectos de generación centralizada, orientados por la oferta, con retornos de 15-20%, por sistemas

pequeños descentralizados, orientados por la demanda, financiado con capital “paciente” y riesgos crediticios compartidos. Busca cambiar la perspectiva filantrópica de corto plazo por construcción de capacidad a largo plazo y creación de mercado.

El reto asumido por E+Co es crear los medios para que los negocios de energía limpia se expandan a una escala suficiente para dar solución a las necesidades energéticas masivas de los países en desarrollo de una forma que sean financiera, social y ambientalmente sostenible.

Basado en lo anterior, es claro que E+CO puede ser una fuente de financiación importante del sector privado.

10.4.3 E+CO Capital

Es un fondo con participación de E+CO, que se enfoca en la actualidad al manejo del fondo mezanine **Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility (CAREC)**¹⁰¹ y como tal concentra sus capacidades en la identificación de oportunidades de inversión en los sectores de energía renovable y eficiencia energética en Centro América, incluyendo la producción más limpia. La participación de CAREC se da solo en la fase de implementación de los proyectos y no en sus etapas previas de preinversión.

CAREC no es un fondo de capital privado, sino que se estructuró para utilizar mecanismos de financiamiento mezanine tales como deuda subordinada, deuda convertible y acciones preferentes.

La misión de CAREC es la promoción del uso de tecnologías de energía renovable para la generación eléctrica. CAREC cuenta con un capital de US \$ 20 millones y el apoyo financiero e institucional del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN)¹⁰² del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

En el área energética el fondo está enfocado a la inversión en plantas hidroeléctricas entre 1 MW a 15 MW, proyectos eólicos, plantas geotérmicas, biomasa y biogás.

10.4.4 SHELL FOUNDATION

Por estar involucrada en algunos proyectos ambientales en países en vías de desarrollo, se solicitó a Shell Foundation que describiera sus actividades y la posibilidad de participar en la financiación de programas de FAER.

¹⁰¹ En español su significado es: La Facilidad Centroamericana de Energía Renovable y Producción mas Limpia

¹⁰² El FOMIN se analiza en el apartado de financiamiento multilateral.

10.5 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

El desarrollo de los acontecimientos desde la presentación de la Convención de Cambio Climático, demostró que eran necesarias medidas más decididas para enfrentar el problema. Fue así como en 1997 se redactó el Protocolo de Kyoto, en donde se establecen compromisos cuantificados de reducción de gases de efecto invernadero para los países industrializados. Los compromisos de reducción establecidos suponen una disminución del 5.2% respecto a las emisiones de 1990, efectiva en el periodo 2008-2012. Para que el Protocolo entre en vigor debe ser ratificado por al menos 55 Partes, incluidas aquellas Partes que contribuyan con al menos el 55% de las emisiones de CO₂ de los países desarrollados en 1990. Hasta agosto de 2003 117 Partes han ratificado el Protocolo, incluyendo 32 países industrializados que contribuyen con un 44.29% de las emisiones. Los gases controlados por el Protocolo de Kyoto son 6: dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), hidro fluorocarbonos (HFC), perfluoro carbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

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

- **Comercio de emisiones:**
Bajo este esquema los países con compromisos de reducción podrán intercambiar entre sí sus cuotas asignadas de emisión.
- **Implementación conjunta (JI: Joint Implementation):**
Este mecanismo permite la participación de varios países en proyectos de reducción de emisiones. Las reducciones de emisiones que da a lugar el proyecto en cuestión pueden ser distribuidas entre los países que toman parte en el proyecto.
- **Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM: Clean Development Mechanism):**
El MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) permite la ejecución de proyectos de reducción de emisiones en el territorio de países que no tienen compromisos de reducción de emisiones. Las reducciones de emisiones resultantes del proyecto pueden ser adquiridas por un país o una empresa con compromisos de reducción de emisiones.

¿Qué es el MDL?

El MDL es, junto con el comercio de emisiones y la implementación conjunta, uno de los tres mecanismos de flexibilidad establecidos por el Protocolo de Kyoto. Dichos

mecanismos fueron creados para permitir a los países industrializados cumplir de manera costo-efectiva sus compromisos de reducción de gases de efecto invernadero. Bajo el esquema del MDL definido en el Artículo 12 del Protocolo, las Partes no incluidas, es decir los países no industrializados, podrán alojar proyectos de reducción o captura de gases de efecto invernadero, que generen reducciones de emisiones certificadas. Dichas reducciones certificadas pueden ser adquiridas por aquellas Partes que cuentan con compromisos de reducción de emisiones y ser contabilizadas con el fin de contribuir al logro de sus metas.

El Protocolo de Kyoto establece que los objetivos del MDL son: i) ayudar a las Partes no incluidas lograr un desarrollo sostenible; y, ii) contribuir al objetivo último de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático; y iii) ayudar a las Partes a lograr sus compromisos de reducción de emisiones.

Existen múltiples oportunidades para que actores públicos y privados participen en proyectos que reduzcan o capturen las emisiones de GEI. Estas actividades pueden ser: energía renovable, transporte, generación, uso y distribución eficiente de energía, cambio a combustibles alternativos, manejo de residuos sólidos y actividades forestales.

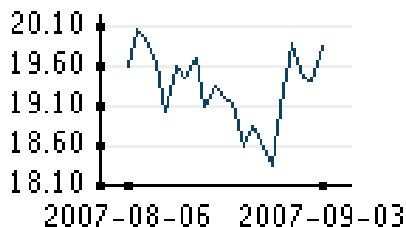
Es claro que un programa de desarrollo de FAER en RD produce una reducción de emisiones y el MDL pueden ser empleado como fuente de recursos.

Sin embargo, la aplicación práctica no es sencilla, dado que los CER¹⁰³ (o también llamados bonos de carbono), a través de los cuales se tranzan las reducciones de emisiones, se comportan como un “commodity”, sujeto a la oferta y la demanda. De esta forma, existe un proceso de negociación y el valor final acordado depende del proyecto y del comprador. En general, la tonelada equivalente de CO₂ (tCO₂e) se tranzaban entre 4 y 9 dólares/t (2004-2005) pero alcanza valores hoy en día valores de US\$15/CER.

La figura siguiente muestra el comportamiento de la EUA en el mercado, cerrando el 03 de Septiembre de 2007 a €19.85 con tendencia al alza (aumentó del día anterior € 0.45)

¹⁰³ CER (Certified Emission Reductions: Certificados de Reducción de Emisiones). Éstas son unidades comerciales generadas por los proyectos de los países no-Anexo 1 (países en desarrollo). Los CER pueden ser contabilizados por las naciones del Anexo 1 (naciones industrializadas, actualmente excluyendo entre otros a USA) para el cumplimiento de sus compromisos de emisiones frente a las Naciones Unidas y la Unión Europea, y son iguales a una tonelada de CO₂equivalente.

Figura 10-1. Comportamiento de la EUA durante el mes de agosto de 2006 (Valor en €)



Fuente: <http://www.pointcarbon.com/category.php?categoryID=364>

El precio del CER está ligado a la EUA y resulta ser de aproximadamente 70% del de la EUA. Hacia el futuro, es muy probable que el valor del CER se encuentre así:

Tabla 10-2. Rango estimado de precios para el CER – Periodo cumplimiento 2008-2012

Rango de Precios	Probabilidad	Valor
Bajo	15%	Entre €12.6 y €15.0 por CER
Probable	60%	Entre €15.0 y €22.88 por CER
Alto	25%	Entre €22.88 y €29.0 por CER

Fuente: Panel de Expertos Internacionales, CAEMA (Agosto 2007)

Una de las posibles causas de aumento del valor del CER radica en que los costos de cumplimiento de las naciones industrializadas se eleven (probablemente primero sea Japón, luego Canadá y USA, para los cuales se estima en 200 US\$/ton CO₂ eq. los costos de cumplimiento).

Un resultado muy importante de la valorización del CER es que mientras que en el 2004 a un precio de US\$4/tCO₂ eq, el impacto que los CERs tenían en un proyecto eran marginales, el precio actual y la tendencia de precio futuro si tienen ya un impacto importante en los proyectos.

Tres puntos deben tenerse en cuenta al momento de negociar:

- Hay compradores de bonos de carbono que les interesa financiar el proyecto como un adelanto o cuota inicial. Sin embargo, en la medida que el comprador participa en la financiación y los riesgos del proyecto, menos está dispuesto a pagar por tCO₂e.
- Hay compradores que no solo tienen interés comercial y están dispuestos a pagar un valor mayor si perciben que el proyecto está enmarcado en un proceso de desarrollo sostenible.
- Los pequeños proyectos son castigados en el precio pagado por la tCO₂e, por los altos costos transaccionales y administrativos. En proyectos muy pequeños puede no justificarse el proceso de monitoreo y control. Esta es una razón de peso para tener un esquema organizacional agrupado de todas las comunidades participando en el proyecto de electrificación rural.

Como ilustración, The World Bank Carbon Finance Unit (CFU) tiene como requisito mínimo, una reducción de emisiones (RE) adecuada. La RE debe ser suficientemente grande para hacer viable el proyecto bajo el MDL: por ejemplo, un proyecto de escala pequeña debe generar un mínimo de 50,000 tCO₂e/año.

Sin embargo, hay excepciones: 2E CARBON ACCESS es el primer servicio financiero del carbón desarrollado exclusivamente para los proyectos limpios de la energía debajo de 15MW y emisiones menores a 15.000 tCO₂e/año.

Actualmente existen en el mercado de emisiones los EUA¹⁰⁴ (European Union Allowances) y los CER. El CER es ciertamente un derivado del mercado dominante que son las EUA. A medida que el mercado se ha estructurado mejora, el CER también paralelamente se ha desarrollado muy bien pues el CER es un sustituto perfecto de las EUA pero presenta una serie de ventajas sobre las EUA: El CER sirve para el cumplimiento en la Unión Europea (mientras que la EUA está restringida al mercado europeo) y el CER se puede catalogar como el bien de cumplimiento más importante en el mercado de reducción de emisiones. El CER es un commodity.

Existen numerosas organizaciones que actúan el mercado de los CER desde las diferentes posibilidades que ofrece un mercado de esta naturaleza. Dentro del enorme listado de organización que participan del mercado reemisiones, se consideraran algunas pocas por su trayectoria, magnitud, volumen de actividades y vecindad regional.

¹⁰⁴ EAUs. Estas unidades son específicas del esquema comercial de emisiones de GEI de la EU que empezó en el 2005 y es igual a una tonelada equivalente de CO₂. Estas concesiones solamente son válidas para dentro del esquema de la Comunidad.

En concordancia con los [Acuerdos de Marrakech](#), el ciclo de los proyectos MDL de la CAF tiene siete etapas: 1) Diseño y Formulación del Proyecto, 2) Aprobación Nacional del país donde se realizará el proyecto por la autoridad competente, 3) Negociación del contrato de Compra/venta de las reducciones de gases de efecto invernadero generadas por el proyecto, 4) Validación y Registro de la actividad del proyecto, 5) Monitoreo del Proyecto, 6) Verificación/Certificación de la actividad del proyecto, y 7) Transferencia de las reducciones de emisiones. Las cuatro primeras etapas son desarrolladas previa implementación del proyecto. Las últimas tres, son desarrolladas durante todo período de acreditación o vida útil del proyecto MDL.

10.5.1 El MDL en República Dominicana

RD ha adelantado las siguientes etapas frente a la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas:

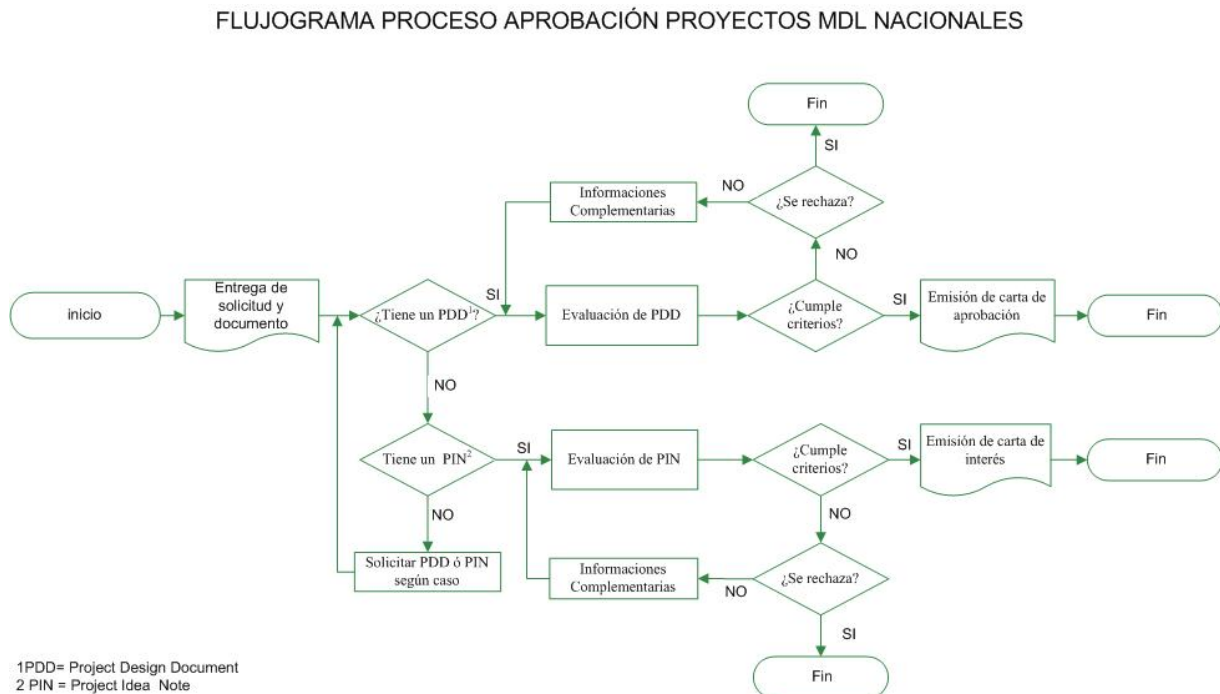
- RD ratificó la el 7 de Octubre de 1998 la Convención y entró en vigor el 5 de Enero de 1999
- RD ratificó el Protocolo de Kyoto el 12 Febrero de 2002 y entró en vigor el 16 de Febrero de 2005.
- RD ha designado a la Secretaria de Estado del Medio Ambiente y Recursos Naturales como autoridad nacional para el MDL.

Los requisitos para que un país no industrializado participe en el MDL son: 1) ser Parte del Protocolo de Kyoto y 2) haber designado una autoridad nacional para el mecanismo. RD ha cumplido con ambos requisitos y puede por tanto participar en el MDL.

La Secretaría de Estado del Medio Ambiente y Recursos Naturales ha implementado el proceso el proceso de aprobación de proyectos nacionales al MDL tanto para el PIN (Project Idea Note) como para el PDD (Project Design Document) (Ver Figura 10-2. Flujograma del proceso de aprobación de proyectos MDL en RD Figura 10-2). El proceso termina para cada uno de estos documentos con la expedición de la carta de aprobación o de la nota de interés según sea el tipo de documento.

En la actualidad, solamente el parque eólico El Guanillo se encuentra registrado ante la UNFCC (aunque no se encuentra registrado en la Superintendencia de Electricidad). Según información verbal de la oficina de MDL, hay manifestaciones de interés de otras empresas de iniciar el proceso de otros proyectos.

Figura 10-2. Flujograma del proceso de aprobación de proyectos MDL en RD



10.5.2 The World Bank Carbon Finance Unit (CFU)¹⁰⁵

La CFU (Carbon Finance Unit) del Banco Mundial implementa un modelo para la viabilización de los negocios que ayuda a reducir los costos transaccionales mediante una escala adecuada de los proyectos. De esta forma, incentiva la agregación de proyectos mediante la participación de intermediarios locales que invierten en proyectos relacionados con MDL.

El CFU usa dinero de los gobiernos y compañías en los países de OCDE para comprar reducción de emisiones de GEI en los países en desarrollo y países con las economías en la transición. Las reducciones de la emisión se compran a través de uno de los fondos de carbono del CFU a nombre del aportante y dentro del marco del MDL o de la JI (Joint Implementation).

Requisitos y características:

- Ratificación del Protocolo de Kyoto por parte del país receptor.
- El proyecto debe estar en condiciones operativas antes de enero de 2008.

¹⁰⁵ <http://carbonfinance.org/>

- Debe mostrar beneficios ambientales adicionales a la línea base, la cual representa un escenario de statu quo para el país.
- El CFU no provee recursos para la línea base del proyecto. La línea base debe ser financiada por otros recursos.
- Pagos atados a reducción de emisiones.
- Estructura financiera sólida del proyecto y adecuada salud financiera de los patrocinadores y cofinanciadores.
- Entre más rápido se logre el cierre financiero, mas oportunidad tiene de ser seleccionado.
- El proyecto debe ser replicable y/o facilitar la transferencia tecnológica para el país.
- La tecnología a ser aplicada debe estar bien establecida y ser comercialmente factible.
- La propuesta debe contener ejemplos de casos de la aplicación de la tecnología para demostrar su factibilidad comercial.
- El proyecto debe contribuir al desarrollo sostenible.

10.5.3 ECOSECURITIES

EcoSecurities es una empresa líder en el negocio de la generación, desarrollo y comercialización de créditos de carbono. EcoSecurities estructura y lidera proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través del Protocolo de Kyoto, actuando como intermediario principal entre los proyectos y los compradores de estos créditos. EcoSecurities trabaja junto con compañías de países en vías de desarrollo e industrializados para crear créditos de carbono de proyectos que reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. EcoSecurities cuenta con experiencia en proyectos en diversos sectores entre los que se incluyen energías renovables, agricultura, gestión de residuos urbanos, eficiencia industrial y silvicultura. Con una red de oficinas y representantes en más de 20 países en los cinco continentes, EcoSecurities tiene una de las carteras más grandes y diversificadas de proyectos de reducción de emisiones de carbono.

EcoSecurities también trabaja con empresas del mundo desarrollado para ayudarles a cumplir sus metas de emisión de gases de efecto invernadero. Al utilizar una diversificada cartera de créditos de carbono, EcoSecurities es capaz de estructurar las transacciones de estos créditos ajustándose a las necesidades de cumplimiento de los compradores, realizando transacciones con compradores del sector público y privado en Europa, América del Norte y Japón. Al encontrarse a la vanguardia desde el nacimiento de los mercados de carbono, EcoSecurities ha participado en el desarrollo de muchos de los hitos más importantes del mercado global de carbono, entre los que se incluyen el desarrollo del primer proyecto MDL a nivel mundial registrado de acuerdo con los requisitos del Protocolo de Kyoto y el primero en recibir créditos emitidos. En el mes de febrero de 2006, EcoSecurities fue reconocido como

el “Mejor Promotor de Proyectos MDL y JI” por Point Carbon. La División de Consultores de EcoSecurities ha estado a la vanguardia de todos los proyectos importantes de desarrollo científico y de definición de políticas en este campo y ha sido mundialmente reconocido como una compañía líder en asesoría de gases de efecto invernadero durante los últimos cinco años en las encuestas a lectores dirigidas por la revista “Environmental Finance”.

EcoSecurities cuenta con un vasto equipo experimentado, dedicado a la creación de créditos de carbono de proyectos de mitigación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero permitiendo a los promotores de proyectos garantizar ingresos y acompañándolos a través de todo el proceso de créditos de carbono desde su creación hasta su venta. Con oficinas alrededor del mundo, el equipo de EcoSecurities trabaja sobre el terreno, identificando los posibles proyectos, evaluando su factibilidad comercial y suscribiendo contratos para el desarrollo de su potencial de reducción de emisiones de carbono. Nuestras oficinas operan a nivel local, hablan el idioma local y se encuentran debidamente al corriente de los requerimientos legales de los créditos de carbono a nivel local e internacional. EcoSecurities ofrece a los promotores de proyectos la oportunidad de fijar precios para sus créditos al inicio del proceso de desarrollo del proyecto, protegiéndolos así de fluctuaciones a largo plazo. Esto se puede lograr acordando la venta a futuro de créditos de carbono mediante Contratos de Compraventa de Reducción de Emisiones (ERPA) a largo plazo a precios fijos (contratos *forward*).

Una vez que un proyecto se ha evaluado, se ha considerado viable y se ha firmado un contrato, nuestro equipo de expertos guiará el proyecto a través de un complejo proceso regulatorio, que incluye evaluaciones iniciales, toda la documentación del proyecto, validación, aprobación, seguimiento y verificación de las reducciones de gases de efecto invernadero y finalmente la emisión de los créditos. Nuestro equipo cuenta con una experiencia inigualable en el proceso de creación de créditos de carbono, donde ha generado una amplia gama de metodologías, desarrollado el primer proyecto registrado por el Comité Ejecutivo MDL en el mundo (el proyecto de Relleno Sanitario NovaGerar) y estructurado uno de los primeros proyectos a nivel mundial en recibir créditos de carbono emitidos (La Esperanza). Al contratar a nuestro equipo, los promotores de proyectos recibirán los beneficios de contar con un grupo de expertos, aumentando así las posibilidades de registrar exitosamente un proyecto y de reducir el marco de tiempo involucrado en dicho registro.

Qué ofrece EcoSecurities:

- Evaluar la factibilidad comercial de usar los activos existentes para crear un proyecto de créditos de carbono
- Desarrollar todos los componentes MDL o IC y guiar el proyecto a través del complejo proceso regulatorio y administrativo de la ONU

- Comprar los créditos de carbono a través del Contrato de Compraventa de Reducción de Emisiones (ERPA)

Para un promotor de proyectos esto implica:

- Garantizar ingresos adicionales provenientes de los créditos de carbono
- Inicio inmediato del desarrollo del proyecto
- EcoSecurities asume el riesgo financiero relacionado con la creación de créditos de carbono dedicando tiempo y experiencia previo a la emisión de los créditos de carbono, reduciendo así los riesgos para los promotores de proyectos

10.5.4 2E CARBON ACCESS

2E CARBON ACCESS resulta de la integración de E+CO y EcoSecurities. 2E CARBON ACCESS financia proyectos con las siguientes características:

- Proyectos de energía renovable con capacidad instalada 15 MW o menos.
- Proyectos del rendimiento energético que reducen la consumo de energía por hasta el equivalente de 15 GWh por año.
- Proyectos que logren reducir las emisiones y emitir menos de 15.000 toneladas de CO₂ de equivalente por año.

Dadas estas condiciones, no queda duda que 2E CARBON ACCES es la institución adecuada para negociar los bonos de carbono asociados con programas de energía renovable de pequeña y mediana escala.

10.5.5 MGM International¹⁰⁶

MGM International es una empresa de desarrollo de proyectos, inversión y de comercialización cuyos objetivos son la identificación, diseño, la negociación, así como la ejecución y apoyo de proyectos que contribuyan a reducir las emisiones de GEI.

Dispone de personal multidisciplinario localizado en Argentina, Brasil, Chile, China, Colombia, Egipto, India, México, Suecia, Ucrania y los Estados Unidos, reuniendo a menudo la combinación ideal de altas credenciales académicas y años de experiencia práctica.

¹⁰⁶ <http://www.mgminter.com/>

10.5.6 CAEMA¹⁰⁷

CAEMA (Centro Andino para la economía en el Medio Ambiente) es una empresa cuyo slogan es la optimización de los beneficios para el dueño de proyecto. Es una empresa líder en la Región Andina pero con operación internacional. Ofrece a sus clientes los servicios de: Análisis de Pre-factibilidad MDL, Diseño y Formulación de los componentes MDL, Programa de comercialización del Proyecto MDL, Acompañamiento técnico y profesional durante la Fase de Implementación del proyecto MDL, Automatización de los procesos de monitoreo. Actualmente tiene 6 proyectos registrados ante la UNFCC y aprobados dos, entre ellos uno de reducción de metano en cultivos de palma africana y varios de rellenos sanitarios.

Durante 2007 desarrolló un evento supremamente importante sobre el MDL que incluyó ronda de negocios entre los participantes, fabricantes de equipos, desarrolladores de proyectos, funcionarios gubernamentales, organizaciones financieras, etc.¹⁰⁸ El próximo evento se desarrollará nuevamente en Cartagena Colombia, en Marzo de 2008.

10.5.7 CAF¹⁰⁹

La CAF (Corporación Andina de Fomento) tiene actualmente en desarrollo el PLAC (Programa Latinoamericano del Carbono).

EI PLAC promueve el desarrollo de proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y que contribuyan al desarrollo sostenible, desde la identificación de la oportunidad hasta la comercialización de las reducciones de emisiones.

EI PLAC mantiene su enfoque en América Latina y el Caribe y cuenta con un portafolio de proyectos diversificado, recibiendo proyectos del sector público y privado para su evaluación y seguimiento.

En la actualidad, ésta trabajando en proyectos de energía renovable, eficiencia energética, transporte masivo, captura de metano, entre otros. A la fecha ha desarrollado dos proyectos: El parque eólico Wigton de 20.7 MW en Jamaica y el STMT (Sistema de Transporte Masivo de Transmilenio) en Bogotá.

¹⁰⁷ www.andeancenter.com

¹⁰⁸ www.cdmtech2007.com

¹⁰⁹ <http://www.mgminter.com/>

10.6 EMISIONES DE GEI DE RD

10.6.1 Elegibilidad de proyectos para el MDL

Para que un proyecto formulado sea considerado elegible dentro del MDL es necesario que satisfaga dos condiciones fundamentales descritas en el Protocolo de Kyoto:

- Que la reducción de emisiones sea real, medible y certificable, esto es, que el proyecto sea adicional (Art. 12, Nr. 5b y 5c).
- Que el proyecto propicie el desarrollo sostenible.

Para los efectos de este estudio, la adicionalidad medioambiental de un proyecto debe tener las siguientes tres componentes independientes:

- Formulación y justificación de la Línea Base
- Formulación y justificación del proyecto
- Determinación de la reducción de emisiones

10.6.2 Línea base

Por Línea Base (Base Line) se entiende un escenario virtual de emisiones que se producirían, de acuerdo con las proyecciones del sector energía, en el caso en que no hubiera intervención mediante la realización de proyectos dirigidos a reducirlas (específicamente proyectos MDL). Para determinar la línea base de un proyecto específico se debe estimar el escenario de emisiones en el caso de "no-proyecto". Este escenario se toma como base para calcular la reducción de emisiones a certificar.

10.6.3 Emisiones actuales de GEI del sistema de generación eléctrica de RD

Para considerar las emisiones actuales de GEI del sistema de generación eléctrica de RD en base a combustibles fósiles y así poder estimar las emisiones específicas de CO₂ eqv. (eqv.: equivalente) por kWh generado, se procede de la siguiente manera:

- Información de la generación anual de cada planta, en donde se da el nombre, la capacidad, la energía anual generada, el consumo específico de combustible

- Información sobre los coeficientes de emisiones del IPCC
- Información sobre los factores de GWP (Global Warming Potential) de los diferentes GEI para calcular las emisiones de CO₂eqv.

10.6.3.1 *Emisiones del sector energía eléctrica del año 2005*

La Tabla 10-3 se muestra el nombre de cada central, consumo específico de combustible (kg/kWh o MMBtu/MWh), el tipo de combustible empleado y el consumo anual de combustibles. La metodología del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) requiere que la información de consumo de energía se exprese en TJ y para este efecto se emplean los coeficientes dados en la Tabla 10-4. En la misma tabla se encuentran los coeficientes de emisiones de GEI con los cuales se han calculado las emisiones respectivas de cada planta en RD.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 10-3. Emisiones del sector eléctrico año 2005

Central	Energía Generada	Consumo Específico	Consumo Específico	Tipo de Combustible	Consumo de Combustible	Consumo de Combustible	Consumo de Combustible	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eq	kg CO ₂ eq /kWh	CO	NOx	
	GWh/año	kg/kWh	MMBTU/MWh		kTon/año	MMBTU/año	TJ/año	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton	Ton
HAINA 1	51.4	0,339		Fuel Oil No. 6	17		704	54.486	2,11	0,42	54.660	1,06	11	141	
HAINA 2	65,6	0,345		Fuel Oil No. 6	23		914	70.769	2,74	0,55	70.995	1,08	14	183	
HAINA 4	358,3	0,324		Fuel Oil No. 6	116		4.690	363.006	14,07	2,81	364.163	1,02	70	938	
SAN PEDRO VAPOR	37,7	0,339		Fuel Oil No. 6	13		516	39.963	1,55	0,31	40.091	1,06	8	103	
PUERTO PLATA 1	0,2	0,365		Fuel Oil No. 6	0		3	228	0,01	0,00	229	1,14	0	1	
PUERTO PLATA 2	98,3	0,337		Fuel Oil No. 6	33		1.338	103.587	4,02	0,80	103.917	1,06	20	268	
HAINA TG	0,0	0,311		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
BARAHONA TG	0,0	0,435		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
BARAHONA CARBON	286,3	0,519		Carbón	149		3.834	362.660	3,83	5,75	364.450	1,27	35	1.457	
SAN PEDRO TG	0,0	0,429		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
MANZANILLO 3	0,0	0,196		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
SULTANA DEL ESTE	885,8	0,206		Fuel Oil No. 6	182		7.372	570.591	22,12	4,42	572.409	0,65	111	1.474	
Itabo I	545,5	0,418		Carbón	228		5.883	556.521	5,88	8,82	559.269	1,03	53	2.235	
Itabo II	470,3	0,437		Carbón	206		5.302	501.611	5,30	7,95	504.087	1,07	48	2.015	
Higuamo I	0,0	0,299		Fuel Oil No. 6	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Higuamo II	0,0	0,299		Fuel Oil No. 6	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Itabo I TG	0,0	0,300		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Itabo II TG	0,0	0,300		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Itabo III TG	0,0	0,300		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Falcon I	80,4	0,299		Fuel Oil No. 6	24		971	75.171	2,91	0,58	75.410	0,94	15	194	
Falcon II	0,0	0,299		Fuel Oil No. 6	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Falcon III	0,0	0,299		Fuel Oil No. 6	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Smith	868,5	0,237		Fuel Oil No. 2 y	206		8.316	643.636	24,95	4,99	645.687	0,74	125	1.663	
Montecristi	0,1	0,258		Fuel Oil No. 2	0		1	82	0,00	0,00	82	0,82	0	0	
A. Barril	0,3	0,258		Fuel Oil No. 2	0		4	263	0,01	0,00	264	0,82	0	1	
La Isabela	0,0	0,276		Fuel Oil No. 2	0		0	18	0,00	0,00	18	0,88	0	0	
Dajabon	0,1	0,276		Fuel Oil No. 2	0		1	88	0,00	0,00	88	0,88	0	0	
Dies. Pimentel	0,1	0,296		Fuel Oil No. 2	0		1	94	0,00	0,00	95	0,95	0	0	
Oviedo	0,0	0,276		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
S.G. de Boyá	0,0	0,276		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Yamasá	0,0	0,276		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Maxon	0,0	0,234		Fuel Oil No. 2	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
Sabana de la Mar	0,0	0,276		Fuel Oil No. 6	0		0	0	0,00	0,00	0	0,00	0	0	
CESPM - I	201,5	0,185		Fuel Oil No. 2	37		1.603	118.777	4,81	0,96	119.173	0,59	26	353	
CESPM - II	196,8	0,185		Fuel Oil No. 2	36		1.566	116.007	4,70	0,94	116.393	0,59	25	344	
CESPM - III	121,1	0,185		Fuel Oil No. 2	22		963	71.384	2,89	0,58	71.622	0,59	15	212	
Palamara	457,8	0,227		Fuel Oil No. 6	104		4.198	324.956	12,60	2,52	325.991	0,71	63	840	
La Vega	374,6	0,231		Fuel Oil No. 6	87		3.496	270.584	10,49	2,10	271.446	0,72	52	699	
CEPP-I	52,7	0,257		Fuel Oil No. 6	14		547	42.351	1,64	0,33	42.486	0,81	8	109	
CEPP-II	230,4	0,242		Fuel Oil No. 6	56		2.253	174.349	6,76	1,35	174.905	0,76	34	451	
Seaboard EDN	246,1	0,233		Fuel Oil No. 6	57		2.317	179.304	6,95	1,39	179.875	0,73	35	463	
Seaboard EDM	562,5	0,214		Fuel Oil No. 6	120		4.863	376.408	14,59	2,92	377.607	0,67	73	973	
Monte Rio	560,7	0,220		Fuel Oil No. 6	123		4.984	385.723	14,95	2,99	386.952	0,69	75	997	
Los Mina V	16,7		13,11	Gas Natural			218.920	231	12.958	0,23	0,00	12.963	0,78	11	44
Los Mina VI	0,0		13,11	Gas Natural			0	0	0	0,00	0	0,00	0	0	
AES Andres	992,1		7,68	Gas Natural			7.623.296	8.043	451.214	8,04	0,00	451.399	0,45	370	1.528
Metaldom	153,8	0,213		Fuel Oil No. 6	33		1.323	102.437	3,97	0,79	102.764	0,67	20	265	
Totales					1.886		7.842.217	76.238	5.969.229	182	54	5.989.490	1.314	17.951	

Fuente: Organismo Coordinador (2005) Informe de Operación Real. OC. República Dominicana

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 10-4. Coeficientes del IPCC (2006)

Factores de emision	Poder Calorífico	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Observaciones
	TJ/kton	ton/TJ	kg/TJ	kg/TJ	
Carbon	25.8	94.60	1	1.5	Quemador para carbón bituminoso pulverizado
Gas Natural	48	56.10	1	0.1	Turbinas de más de 3 MW
Fuel Oil # 2	43	74.10	3	0.6	Combustión normal
Fuel Oil # 6	40.4	77.40	3	0.6	Combustión normal

Fuente: IPCC V2, 1-18, 2006 V2, 2-16, 2006 V2, 2-16, 2006 V2, 2-16, 2006

Para la reducción de las emisiones de cada uno de los 3 GEI emitidos por las plantas, se tiene en cuenta el GWP (Global Warming Potencial) de cada gas referido al CO₂, que se da en la Tabla 10-5 y con cuyos valores se calcula las emisiones CO₂eqv.

Tabla 10-5. Factores GWP

Factores de GWP	
CO ₂	1
Metano	23
N ₂ O	296

La Tabla 10-6 muestra las emisiones totales de GEI para el sistema de generación térmica de RD (2005), por tipo de combustible (ver Figura 10-3). También se dan las emisiones en ton de CO₂ eqv así como las emisiones específicas por GWh por tipo de combustible.

Tabla 10-6. Emisiones totales de GEI del sistema de generación térmica de RD (2005)

Emisiones de GEI para RD - 2005

Combustible	Energía Generada GWh/año	Consumo Total de Combustible kton/año	Consumo Total de Combustible MMBTU/año	Gases de Efecto Invernadero				Factor de Emisión ton CO ₂ eqv/GWh
				CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eqv	
				ton	ton	ton	ton	
Carbón	1.302	582		1.420.793	15	23	1.427.806	1.097
Fuel Oil No. 6	4.216	1.002		3.133.915	121	24	3.143.900	746
Gas Natural	1.009		7.842.217	464.172	8		464.362	460
Fuel Oil No. 2	520	96		306.713	12	2	307.734	592
Fuel Oil No. 2 y 6	869	206		643.636	25	5	645.687	743
Totales	7.916			5.969.229	182	54	5.989.490	

La Tabla 10-7 muestra entonces el coeficiente de emisión para el sector térmico de la generación. Si se tiene en cuenta la composición de la generación (Ver Tabla 10-8), entonces el coeficiente de emisión específica se reduce como consecuencia de la generación hidráulica, cuyas emisiones son cero.

Figura 10-3. Emisiones de GEI del sistema de generación térmica de RD (2005)

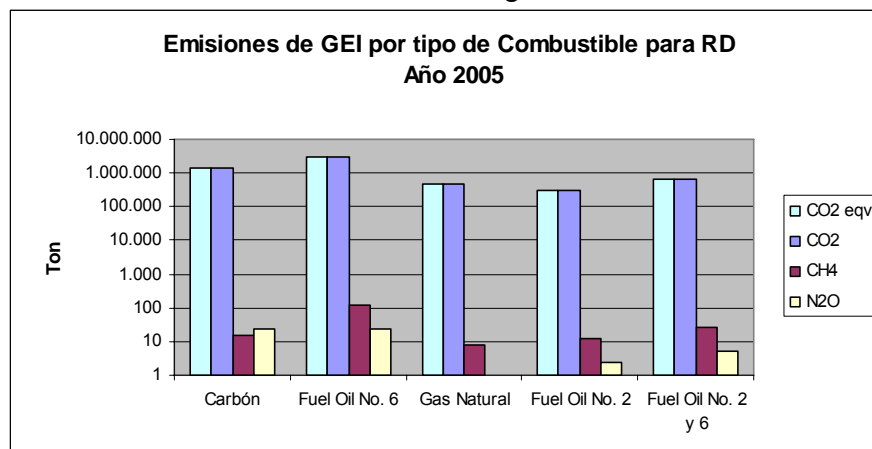


Tabla 10-7. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2005)

Factor de Emisión para RD - 2005

Total de Emisiones de CO ₂	756,66 ton CO ₂ eqv/GWh	Solo sector térmico
Total de Emisiones de CO ₂	619,67 ton CO ₂ eqv/GWh	Todo el sector eléctrico

Fuente: Cálculos propios a partir de información del OC

Tabla 10-8. Composición de la generación eléctrica de RD (2005)

Composición de la Generación 2005 de RD

Total Termica	7916	GWh
Total Hidroelectrica	1750	GWh
Total Generación	9666	GWh

Fuente: Cálculos propios a partir de información del OC

Adicionalmente se presentan en la Tabla 10-9, las emisiones de otros dos gases que acompañan a los GEI (Ver Figura 10-4). Para este cálculo se han empleados los coeficientes de la Tabla 10-10.

Tabla 10-9. Emisiones totales de otros gases del sistema de generación térmica de RD (2005)

Emisiones de Otros Gases para RD - 2005

Combustible	Energía Generada GWh/año	Consumo Total de Combustible kton/año	Consumo Total de Combustible MMBTU/año	Otros Gases	
				CO	NOx
				ton	ton
Carbón	1.302	582		135	5.707
Fuel Oil No. 6	4.216	1.002		607	8.098
Gas Natural	1.009		7.842.217	381	1.572
Fuel Oil No. 2	520	96		66	911
Fuel Oil No. 2 y 6	869	206		125	1.663
Totales	7.916			1.314	17.951

Fuente: Cálculos propios

Figura 10-4. Emisiones de otros gases del sistema de generación térmico de RD (2005)

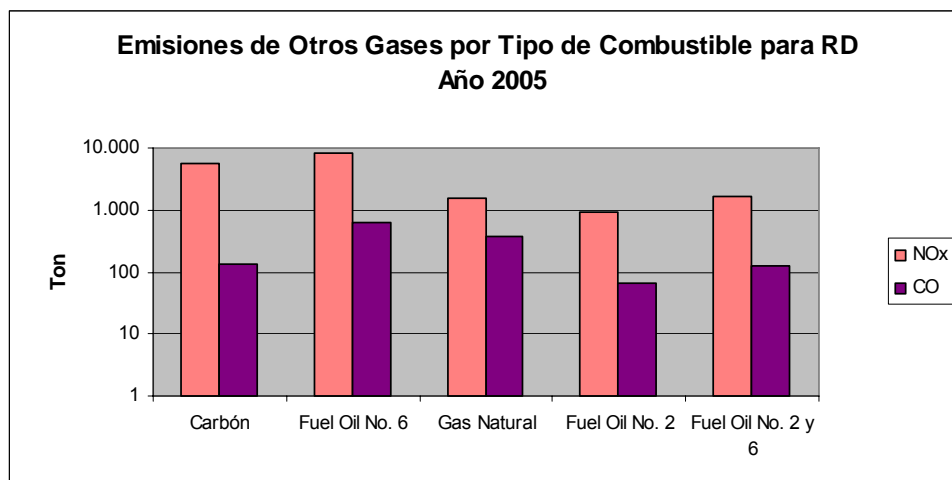


Tabla 10-10. Coeficientes de emisiones de otros gases

Factores de emisión	CO	NOx
	kg/TJ	kg/TJ
Carbón	9	380
Gas Natural	46	190
Fuel Oil # 2	16	220
Fuel Oil # 6	15	200

Fuente: IPCC

V3, 1-53,1997

V3, 1-53,1997

10.6.3.2 Emisiones del sector energía eléctrica del año 2006

Siguiendo la misma metodología de la sección anterior, la Tabla 10-11 se muestra el nombre de cada central, consumo específico de combustible (kg/kWh o MMBtu/MWh), el tipo de combustible empleado y el consumo anual de combustibles para el año 2006. La metodología del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) requiere que la información de consumo de energía se exprese en TJ y para este efecto se emplean los coeficientes dados en la Tabla 10-4. En la misma tabla se encuentran los coeficientes de emisiones de GEI con los cuales se han calculado las emisiones respectivas de cada planta en RD.

Para la reducción de las emisiones de cada uno de los 3 GEI emitidos por las plantas, se tiene en cuenta el GWP (Global Warming Potencial) de cada gas referido al CO₂, que se da en la Tabla 10-5 y con cuyos valores se calcula las emisiones CO₂eqv.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 10-11. Emisiones del sector eléctrico año 2006

Central	Energía Generada GWh/año	Consumo Especifico kg/kWh	Consumo Especifico MMBTU/MWh	Tipo de Combustible	Consumo de Combustible kTon/año	Consumo de Combustible MMBTU/año	Consumo de Combustible TJ/año	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero					Emisiones otros gases	
								CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eq	kg CO ₂ eq /kWh	CO	NOx
								Ton	Ton	Ton	Ton	kg/kWh	Ton	Ton
HAINA 1	84.6	0.339		Fuel Oil No. 6	28.68		1,159	89,679	3.48	0.70	89,965	1.06	17	232
HAINA 2	2.0	0.345		Fuel Oil No. 6	0.69		28	2,158	0.08	0.02	2,164	1.08	0	6
HAINA 4	296.1	0.324		Fuel Oil No. 6	95.94		3,876	299,989	11.63	2.33	300,945	1.02	58	775
SAN PEDRO VAPOR	10.6	0.339		Fuel Oil No. 6	3.59		145	11,236	0.44	0.09	11,272	1.06	2	29
PUERTO PLATA 1	8.5	0.365		Fuel Oil No. 6	3.11		125	9,713	0.38	0.08	9,744	1.14	2	25
PUERTO PLATA 2	18.7	0.337		Fuel Oil No. 6	6.30		255	19,706	0.76	0.15	19,789	1.06	4	51
HAINA TG	15.5	0.311		Fuel Oil No. 2	4.82		207	15,360	0.62	0.12	15,411	0.99	3	46
BARAHONA TG	0.0	0.435		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
BARAHONA CARBON	253.6	0.519		Carbón	131.62		3,396	321,238	3.40	5.09	322,824	1.27	31	1,290
SAN PEDRO TG	0.0	0.429		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
MANZANILLO 3	0.0	0.196		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
SULTANA DEL ESTE	1068.4	0.206		Fuel Oil No. 6	220.09		8,892	688,214	26.67	5.33	690,407	0.65	133	1,778
Itabo I	738.2	0.418		Carbón	308.57		7,961	753,115	7.96	11.94	756,833	1.03	72	3,025
Itabo II	795.5	0.437		Carbón	347.63		8,969	848,462	8.97	13.45	852,651	1.07	81	3,408
Higuamo I	0.0	0.299		Fuel Oil No. 6	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Higuamo II	0.0	0.299		Fuel Oil No. 6	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Itabo I TG	0.5	0.300		Fuel Oil No. 2	0.15		6	478	0.02	0.00	480	0.96	0	1
Itabo II TG	0.2	0.300		Fuel Oil No. 2	0.06		3	191	0.01	0.00	192	0.96	0	1
Itabo III TG	0.0	0.300		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Falcon I	99.4	0.299		Fuel Oil No. 6	29.72		1,201	92,935	3.60	0.72	93,231	0.94	18	240
Falcon II	0.0	0.299		Fuel Oil No. 6	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Falcon III	0.0	0.299		Fuel Oil No. 6	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Smith	901.2	0.237		Fuel Oil No. 2 y 6	213.58		8,629	667,870	25.89	5.18	669,998	0.74	129	1,726
Montecristi	0.0	0.258		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
A. Barril	0.0	0.258		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
La Isabela	0.0	0.276		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Dajabon	0.0	0.276		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Dies, Pimentel	47.8	0.296		Fuel Oil No. 2	14.15		608	45,082	1.83	0.37	45,232	0.95	10	134
Oviedo	0.0	0.276		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
S.G. de Boyá	0.0	0.276		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Yamasá	0.0	0.276		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Maxon	0.0	0.234		Fuel Oil No. 2	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
Sabana de la Mar	0.0	0.276		Fuel Oil No. 6	0.00		0	0	0.00	0.00	0	0.00	0	0
CESPM - I	112.5	0.185		Fuel Oil No. 2	20.81		895	66,321	2.69	0.54	66,541	0.59	14	197
CESPM - II	114.3	0.185		Fuel Oil No. 2	21.14		909	67,346	2.73	0.55	67,571	0.59	15	200
CESPM - III	100.1	0.185		Fuel Oil No. 2	18.52		796	59,011	2.39	0.48	59,208	0.59	13	175
Palamara	465.1	0.227		Fuel Oil No. 6	105.58		4,265	330,137	12.80	2.56	331,189	0.71	64	853
La Vega	317.8	0.231		Fuel Oil No. 6	73.41		2,966	229,556	8.90	1.78	230,287	0.72	44	593
CEPP-I	69.1	0.257		Fuel Oil No. 6	17.76		717	55,531	2.15	0.43	55,708	0.81	11	143
CEPP-II	272.8	0.242		Fuel Oil No. 6	66.02		2,667	206,434	8.00	1.60	207,092	0.76	40	533
Seaboard EDN	253.8	0.233		Fuel Oil No. 6	59.14		2,389	184,914	7.17	1.43	185,503	0.73	36	478
Seaboard EDM	538.8	0.214		Fuel Oil No. 6	115.30		4,658	360,548	13.97	2.79	361,697	0.67	70	932
Monte Rio	499.0	0.220		Fuel Oil No. 6	109.78		4,435	343,278	13.31	2.66	344,371	0.69	67	887
Los Mina V	24.6		12.80	Gas Natural		314,978	332	18,643	0.33	0.00	18,651	0.76	15	63
Los Mina VI	69.7		12.83	Gas Natural		894,251	943	52,930	0.94	0.00	52,951	0.76	43	179
AES Andres	1602.2		7.69	Gas Natural		12,324,122	13,003	729,451	13.00	0.00	729,750	0.46	598	2,471
Metaldom	178.7	0.213		Fuel Oil No. 6	38.06		1,538	119,022	4.61	0.92	119,401	0.67	23	308
Totales					2,054	13,533,352	85,974	6,688,549	189	61	6,711,037		1,614	20,779

Fuente: Organismo Coordinador (2005) Informe de Operación Real. OC. República Dominicana

REPÚBLICA DOMINICANA

La Tabla 10-12 muestra las emisiones totales de GEI para el sistema de generación térmica de RD (2006), por tipo de combustible (ver Figura 10-5). También se dan las emisiones en ton de CO₂ eqv así como las emisiones específicas por GWh por tipo de combustible.

Tabla 10-12. Emisiones totales de GEI del sistema de generación térmica de RD (2006)

Combustible	Energía Generada GWh/año	Consumo Total de Combustible kton/año	Consumo Total de Combustible MMBTU/año	Gases de Efecto Invernadero				Factor de Emisión ton CO ₂ -eqv/GWh
				CO ₂ ton	CH ₄ ton	N ₂ O ton	CO ₂ eqv ton	
Carbón	1,787	788		1,922,815	20	30	1,932,307	1,081
Fuel Oil No. 6	4,183	973		3,043,050	118	24	3,052,746	730
Gas Natural	1,697		13,533,352	801,024	14		801,352	472
Fuel Oil No. 2	391	80		253,790	10	2	254,634	651
Fuel Oil No. 2 y 6	901	214		667,870	26	5	669,998	743
Totales	8,959			6,688,549	189	61	6,711,037	

Fuente: Cálculos propios

La Tabla 10-13 muestra entonces el coeficiente de emisión para el sector térmico de la generación. Si se tiene en cuenta la composición de la generación (Ver Tabla 10-14), entonces el coeficiente de emisión específica se reduce como consecuencia de la generación hidráulica, cuyas emisiones son cero.

Figura 10-5. Emisiones de GEI del sistema de generación térmico de RD (2006)

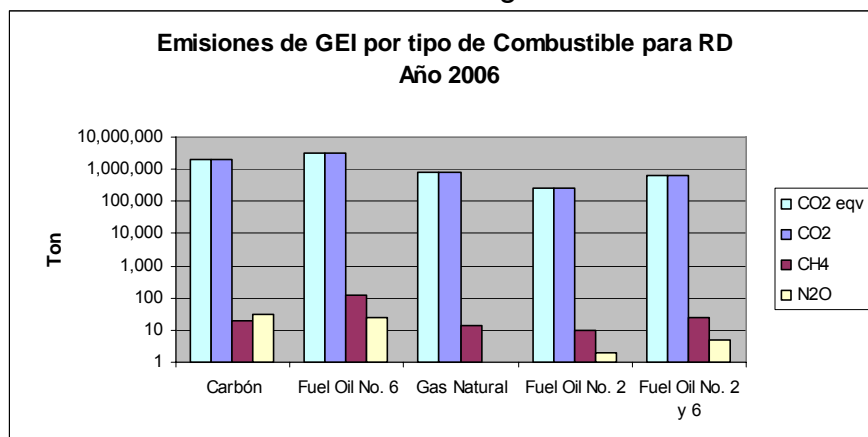


Tabla 10-13. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2006)

Factor de Emisión para RD - 2006

Total de Emisiones de CO ₂	749.06 ton CO ₂ eqv/GWh	Solo sector térmico
Total de Emisiones de CO ₂	626.67 ton CO ₂ eqv/GWh	Todo el sector eléctrico

Fuente: Cálculos propios a partir de información del OC

Tabla 10-14. Composición de la generación eléctrica de RD (2006)

Composición de la Generación 2006 de RD

Total Térmica	8959	GWh
Total Hidroeléctrica	1750	GWh
Total Generación	10709	GWh

Fuente: Cálculos propios a partir de información del OC

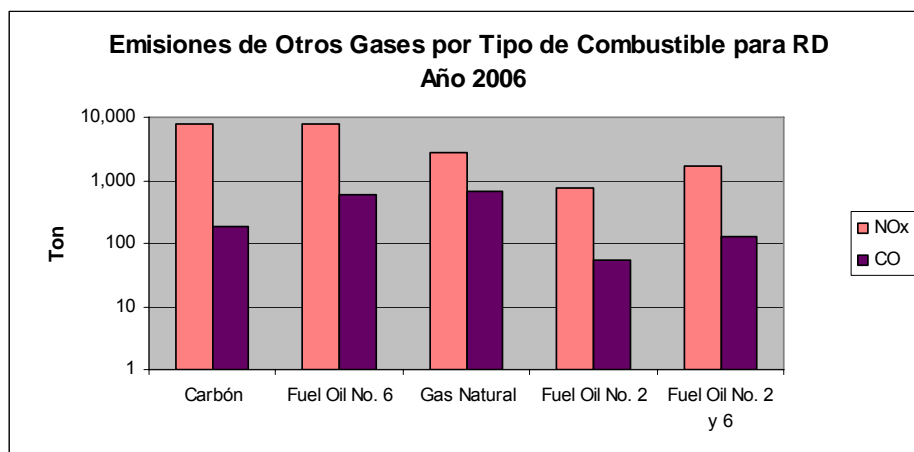
Adicionalmente se presentan en la Tabla 10-15, las emisiones de otros dos gases que acompañan a los GEI (Ver Figura 10-6). Para este cálculo se han empleados los coeficientes de la Tabla 10-10.

Tabla 10-15. Emisiones totales de otros gases del sistema de generación térmica de RD (2006)

Combustible	Energía Generada GWh/año	Consumo Total de Combustible kton/año	Consumo Total de Combustible MMBTU/año	Otros Gases	
				CO ton	NOx ton
Carbón	1,787	788		183	7,724
Fuel Oil No. 6	4,183	973		590	7,863
Gas Natural	1,697		13,533,352	657	2,713
Fuel Oil No. 2	391	80		55	753
Fuel Oil No. 2 y 6	901	214		129	1,726
Totales	8,959			1,614	20,779

Fuente: Cálculos propios

Figura 10-6. Emisiones de otros gases del sistema de generación térmico de RD (2006)



10.6.3.3 Emisiones promedio del sector energía eléctrica años 2005 y 2006

Los factores de emisión de GEI para los años 2005 y 2006 se resumen en la tabla siguiente.

Tabla 10-16. Factores de emisión de GEI del sistema eléctrico de RD (2005-2006)

Factor de Emisión para RD - 2005, 2006

Sector	2005	2006
	ton CO ₂ eqv/GWh	ton CO ₂ eqv/GWh
Solo sector térmico	756,66	749,06
Todo el sector eléctrico	619,67	626,67

Fuente: Cálculos propios a partir de información del OC

Como puede observarse en la tabla anterior, las emisiones de CO₂ eqv. del sector térmico para el periodo 2005-2006 son muy similares y alrededor de 750 tCO₂eqv/GWh, mientras que las de todo el sector son de alrededor de 620 tCO₂eqv /GWh.

11. IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS FAER

El objetivo de este capítulo es caracterizar, analizar y valorar los impactos ambientales positivos y negativos asociados al desarrollo del subsector de las FAER, haciendo especial énfasis en las tecnologías consideradas. También considerar los factores y riesgos ambientales que caracterizan el desarrollo de cada tipo de proyecto, considerando medidas de prevención, mitigación, compensación y emergencia.

El análisis se realizó mediante un estudio general de las tecnologías, teniendo en cuenta los diferentes componentes ambientales, para luego identificar las posibles entradas y salidas del sistema en las etapas de construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de los proyectos.

A través de la matriz de interacción, se identifican los efectos ambientales, se describen impactos que se pueden desarrollar en los componentes atmosférico, hídrico, suelos, fauna, flora, socioeconómico y paisajístico entre otros, en las diferentes etapas del proyecto.

Se establecen las posibles medidas de manejo para cada efecto identificado, nombrando los planes o programas a aplicar para prevenir o mitigar el impacto.

Finalmente, se presentan los riesgos que involucra la tecnología y la síntesis beneficio - costo ambiental, se enuncian las ventajas y desventajas del sistema frente al ambiente, concluyendo el grado del costo ambiental y su dependencia a la definición de aspectos para analizar.

Los resultados del análisis son generales, ya que la determinación del impacto ambiental real está delimitada por los ecosistemas propios a intervenir. Es necesario definir las características de localización del proyecto, las restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales y el dimensionamiento específico, entre otros. La información requerida, se consigue durante las diferentes etapas del desarrollo del proyecto.

Las tecnologías consideradas son energía eólica, pequeños sistemas fotovoltaicos, biogás, PCH's y calentadores solares.

Las plantas de etanol y de biodiesel deben estar sometidas a los mismos estudios de impacto ambiental que tienen los ingenios azucareros y las plantas extractoras de aceite de palma actualmente en RD teniendo en cuenta que estas plantas producen vinazas (alcohol) y efluentes (plantas de biodiesel).

11.1 ENERGÍA EÓLICA

11.1.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Energía Eólica

DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS			CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO
SISTEMA	COMPONENTE	ALTERACIÓN				
FISICO	ATMOSFERICO	Incremento de niveles de ruido Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero				
	HÍDRICO					
	GEOLOGÍA					
SUELOS		Contaminación por disposición final de las turbinas				
		Permite un uso alterno de la tierra				
BIOTICO	COBERTURA	Eliminación de cobertura vegetal				
	VEGETAL					
	FAUNA	Mortalidad de aves e insectos				
SOCIOECONOMICO CULTURAL	SOCIO-ECONÓMICO	Interferencia de señales electromagnéticas de comunicación				
		Incremento en el nivel de vida				
	CULTURAL					
	PAISAJE	Modificación del paisaje				

Convenciones

 Negativo
  Positivo
  Neutro
  No determinado

11.1.2 Descripción de Interacción Ambiental

11.1.2.1 *Componente Atmosférico*

La operación de los aerogeneradores incrementa los niveles de ruido generado por la rotación de los equipos que componen la tecnología.

Los niveles de ruido son altos en el campo de generadores, alteran las zonas adyacentes, más aun cuando estas zonas son rurales o de tranquilidad o turísticas. Esto se elimina previendo áreas de aislamiento para amortiguación del ruido hasta niveles aceptables, según el uso de áreas adyacentes. Sin embargo, los niveles de ruido han disminuido con cambios y mejoras en la caja de cambios, en particular la eliminación de esta caja algunos diseños de aerogeneradores.

11.1.2.2 *Componente Suelos*

En la etapa de desmantelamiento, los componentes propios de la tecnología se deben manejar como residuo sólido. Muchas partes del sistema son reciclables y otras se disponen en un relleno sanitario.

11.1.2.3 *Componente Cobertura Vegetal*

En la fase de construcción, se retira parte de la cobertura vegetal para iniciar las obras civiles necesarias.

El retiro de material vegetal tiene una incidencia negativa, alteran los ciclos ecológicos por desaparición del hábitat, también puede modificar el régimen hídrico por posible la pérdida de especímenes que retienen humedad. Solamente afecta parte del área del proyecto principalmente los sitios de ubicación de los aerogeneradores y transformadores de baja tensión, los cerramientos de estos equipos, las vías de acceso y la edificación de la sala de control, bodegas y parque de transformadores de alta tensión.

Se debe realizar un programa de reforestación y de revegetalización, a manera de compensación de manera que no afecta la operación de la planta. La remoción de cobertura vegetal y la instalación del proyecto dependerán de restricciones ambientales del área a intervenir y las características de su ecosistema.

11.1.2.4 *Componente Fauna*

Con la operación, se genera un efecto negativo, por la colisión de aves e insectos, por el movimiento de los alabes de las turbinas a alta velocidad, alterando el

equilibrio del ecosistema. El impacto depende del tipo de especies sensibles que se encuentren en el área del proyecto.

Se tiene estudios de colisiones en otros países que involucran especies propias del lugar del proyecto, por lo tanto su efecto puede ser diferente para cada ecosistema.

Se debe mitigar el efecto con un manejo de vegetación, creando micro ambientes alrededor del proyecto, para disminuir el grado de perturbación, o diseñar sistemas de ahuyentamiento, permitiendo la operatividad del sistema.

11.1.2.5 *Componente Socioeconómico*

Mejoramiento del nivel de vida

La realización del proyecto permite que la comunidad mejore su nivel de vida, al incrementar la capacidad de abastecimiento eléctrico de la población. Lo anterior es visiblemente más válido cuando se trata de sistemas aislados para suministro de electricidad en áreas no atendidas por el sistema de interconexión nacional.

La energía de los parques eólicos integrada a la red nacional sirve a una proporción más alta de usuarios (poblaciones, industria, comercio).

Interferencia de señales electromagnéticas de comunicación

Las señales electromagnéticas de comunicación (especialmente las de televisión) se afectan al existir en su contexto, elementos metálicos en rotación. El efecto se podría comparar al que causan las torres de una red de interconexión de alta tensión.

En la actualidad las aspas tienen una alta composición de fibra de vidrio y otros materiales sintéticos, por lo que la alteración de las señales electromagnéticas se ha reducido.

Uso alternativo de la tierra

La implementación de la tecnología permite utilizar la tierra, aprovechando su potencial en cultivos o cría de animales, una vez sea puesto en operación el sistema.

11.1.2.6 *Componente Paisajístico*

Las actividades de construcción y operación tienen un carácter negativo, ya que genera un nuevo escenario dentro del paisaje, con un carácter industrial, modificando morfológicamente visual y vivencialmente el área.

Las formas de esta tecnología son ajenas al contexto, cambiando la imagen y la espacialidad del lugar por la disposición de los elementos que componen la tecnología, se debe contar con un adecuado manejo paisajístico, donde se tenga en cuenta la vegetación.

11.1.3 Factores que Causan Incertidumbre

Para obtener un análisis ambiental detallado, se deben identificar y aclarar aquellos aspectos que puedan generar deterioro ambiental, los cuales se encuentran relacionados con las características del área de implantación del proyecto y su dimensionamiento específico. Entre otros factores se tienen los siguientes:

- Identificación de áreas potenciales para implantar el proyecto
- Características de localización que requiere el proyecto
- Restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales

11.1.4 Medidas de Manejo

Para mitigar o prevenir los impactos generados por la implantación de la tecnología, se han identificado a nivel general los siguientes planes o programas de manejo ambiental:

- Programa de salud ocupacional y seguridad industrial
- Programa de creación de zonas de amortiguamiento de ruido
- Programa de disposición final en relleno sanitario
- Programa de reforestación y/o revegetalización en el área del proyecto
- Programa de implementación de sistemas de ahuyentamiento de aves
- Programa de manejo paisajístico

11.1.5 Riesgos y Contingencias

En el sistema de generación eólica se pueden presentar los siguientes riesgos:

- Existen riesgos de destrucción de los aerogeneradores y demás componentes del parque eólico por encontrarse RD en una zona afectada por huracanes.
- Existe riesgo de descargas atmosféricas
- Accidentes por rotura de palas y otros elementos de la torres
- Riesgo para la aeronavegación
- Riesgo de mortandad de aves e insectos
- Riesgo de accidentes como caídas de personal durante las operaciones de mantenimiento

Los anteriores riesgos y contingencias se deben prever con un programa de manejo ambiental.

11.1.6 Síntesis de Beneficio/costo ambiental

La generación de energía eólica de acuerdo con el análisis ambiental presentado, posee las siguientes características:

- No hay consumo de combustibles, y no se requieren fuentes de agua de recursos naturales no renovables
- Permite el uso alternativo de la tierra
- Permite el mejoramiento del nivel de vida de la población.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

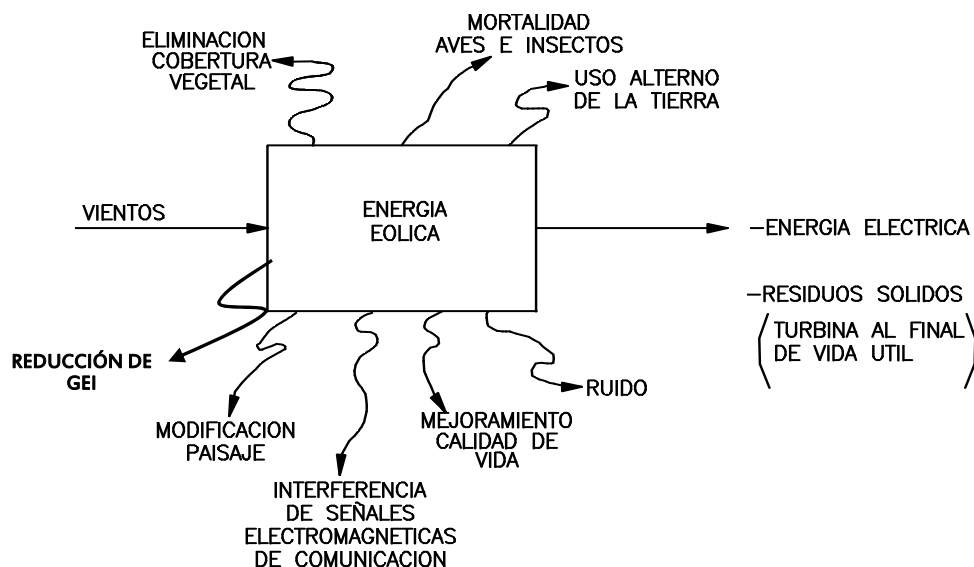
Presenta las siguientes desventajas:

- Riesgo de destrucción de los aerogeneradores o componentes del parque por la presencia de huracanes en RD.
- Generación de ruido
- Impacto visual
- Interferencia electromagnética
- Mortalidad de aves e insectos

Lo anterior indica que la tecnología se puede considerar de un costo ambiental bajo, condicionado a los estudios que determinen la influencia de la tecnología sobre el ecosistema a intervenir.

En la Figura 11-1 se muestra esquemáticamente el resultado del análisis ambiental general de la tecnología de generación eólica.

Figura 11-1. Flujograma de impactos ambientales sistema eólico



11.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

11.2.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Proyectos Fotovoltaicos

DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS			CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO
SISTEMA	COMPONENTE	ALTERACIÓN				
	ATMOSFERICO	NO HAY				
		Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero		■		
FISICO	GEOLOGIA		▨	▨	▨	▨
	SUELOS	Contaminación por la disposición final de módulos solares				▨
BIOTICO	COBERTURA VEGETAL	Eliminación de cobertura vegetal	▨			
	FAUNA	Migración de especies por incremento de actividades		▨		
SOCIOECONOMICO-	SOCIOECONOMICO	Incremento de población en cercanías del proyecto en caso de estaciones centrales	▨			
		Incremento en el nivel de vida		■		
	CULTURAL		▨	▨	▨	▨
	PAISAJE	Modificación del paisaje en caso de estaciones centrales		▨		

Convenciones

 Negativo
  Positivo
  Neutro
  No determinado

11.2.2 Descripción de Interacción Ambiental

11.2.2.1 *Componente Atmosférico*

Emisiones por venteo de las baterías de almacenamiento. (Plomo - ácido)

Cuando el sistema de generación fotovoltaico es del tipo interconectado, éste no tiene ningún agente que produzca emisiones nocivas al medio ambiente, pero cuando el sistema es autónomo (sistemas aislados) se requiere de banco de baterías que si pueden tener emisiones a la atmósfera.

Estas emisiones son de hidrógeno (en baterías abiertas de plomo-ácido), razón por la cual los bancos de baterías deben estar ubicados en lugares frescos y ventilados.

11.2.2.2 *Componente Suelos*

Para la utilización de pequeños SFV, los módulos solares se pueden instalar sobre la cubierta de las edificaciones o sobre postes. Cuando los sistemas son mayores, como por ejemplo para escuelas o puestos de salud, se puede instalar sobre el techo (si es suficientemente amplio y fuerte) o sobre el piso. En este último caso es necesario descapotar la pequeña área de terreno y rodearla de una cerca para evitar el contacto de las personas o animales con los módulos.

En relación con los módulos, si son de silicio, en la fase de desmantelamiento se pueden reciclar en áreas urbanas, sin ocasionar ningún tipo de contaminación. Existe un alto riesgo de contaminación, si se disponen los módulos fabricados con materiales como cadmio, cadmio - indio - selenio, cadmio – telurio, entre otros, pues son sustancias tóxicas.

Se requieren ciertas condiciones externas (incendios, explosiones) para que las celdas puedan liberar cantidades mínimas del compuesto tóxico, Esta situación se puede presentar inclusive antes de su disposición final. Para el manejo del residuo se debe disponer el material en un relleno sanitario especial en donde se deposita el vidrio con los residuos tóxicos en muy bajas concentraciones.

La disposición de módulos solares como residuo, no es frecuente debido a que su vida útil es alta y a que sus materiales son reciclables. Se requieren cantidades considerables de material para que exista un efecto contaminante, siendo solamente afectada el área local.

11.2.2.3 *Componente Cobertura Vegetal*

En la fase de construcción, si se instalan en el suelo, se retira la cobertura vegetal para iniciar las obras civiles necesarias.

El descapote de la cobertura vegetal tiene una incidencia negativa, alteran los ciclos ecológicos por desaparición del hábitat, también puede modificar el régimen hídrico por posible pérdida de especímenes que retienen humedad. Solamente afecta el área del proyecto, la cual, en el caso de los sistemas considerados es muy pequeña.

11.2.2.4 *Componente Fauna*

Con actividades como la construcción y la operación, se incrementa el movimiento de personal y maquinaria, generando ruido y perturbando el estado actual del lugar de forma temporal.

Se genera un efecto negativo, por el alejamiento de las especies más sensibles al reflejo de los módulos solares y en general a las actividades de construcción y operación

El impacto depende de la diversidad de especies, de su sensibilidad y fragilidad al proyecto.

Se debe mitigar el efecto con un manejo de vegetación, creando microambientes alrededor del proyecto, para la relocalización de la fauna y disminuir el grado de perturbación.

11.2.2.5 *Componente Socioeconómico*

Incremento de población en cercanías del proyecto

La ejecución de un proyecto en cualquier lugar genera expectativas sobre la comunidad. A causa de proyectos de esta naturaleza se pueden generar conflictos dentro de la comunidad por lograr algún beneficio particular, causando molestias en las estructuras sociales existentes.

Mediante una revisión histórica del lugar de implantación del proyecto, se puede establecer la fragilidad y sensibilidad de la estructura social frente al proyecto.

Para evitar este tipo de efecto, se deben realizar charlas informativas con la comunidad para responder a las inquietudes y expectativas generadas por la realización del proyecto y sentar bases para una relación cordial comunidad-proyecto, en donde se reconozcan y respeten los deberes y derechos de ambas partes.

Mejoramiento del nivel de vida

La realización de un proyecto solar fotovoltaico permite que la comunidad mejore su nivel de vida, al incrementar la capacidad de abastecimiento eléctrico de la población, especialmente en áreas no atendidas por el sistema de interconexión nacional.

La tecnología es aplicable tanto en una unidad de construcción como a un conjunto de construcciones con la interconexión a una red que sirve a una proporción más alta de usuarios (poblaciones, industria, comercio).

La vida útil de los módulos solares es bastante alta, no requiere de un mantenimiento especializado excepto cuando se incluye almacenamiento en baterías, no genera ruido y no hay consumo de agua pero si de pequeñas cantidades de agua destilada (para las baterías).

11.2.2.6 *Componente Paisajístico*

Las formas y disposición de esta tecnología son ajenas al contexto (en caso de implantarse en zonas no intervenidas), cambiando la imagen y la espacialidad del lugar por la disposición de los elementos que componen la tecnología. Se debe contar con un adecuado manejo paisajístico, donde se tenga en cuenta la vegetación en el contexto para mimetizar la instalación, sin impedir el funcionamiento del sistema

11.2.3 Factores que Causan Incertidumbre

Para obtener un análisis ambiental detallado se deben identificar y aclarar aquellos aspectos que puedan generar deterioro ambiental, los cuales se encuentran relacionados con las características del área de implantación del proyecto y su dimensionamiento específico. Entre otros los siguientes son aspectos a identificar en las etapas de prefactibilidad y factibilidad para proyectos de generación fotovoltaica con el fin de establecer el impacto ambiental del proyecto:

- Identificación de áreas potenciales para el desarrollo del proyecto
- Características de localización que requiere el proyecto
- Restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales, las cuales están ligadas a la limitación de ocupación por parte de los habitantes.

11.2.4 Medidas de Manejo

Para mitigar o prevenir los impactos generados por la implantación de la tecnología se han identificado a nivel general los siguientes planes o programas de manejo ambiental:

- Programa de entrenamiento y capacitación de los usuarios, con consideraciones sobre la salud ocupacional y la seguridad industrial
- Programa de reciclaje de baterías en las áreas urbanas (lo cual requiere que estas sean recogidas en las zonas rurales) y disposición en relleno sanitario especial para compuestos tóxicos
- Programa de información a la comunidad

11.2.5 Riesgos y Contingencias

En el sistema de generación fotovoltaica se pueden presentar los siguientes riesgos:

- Los riesgos de incendios y explosiones (equipo eléctrico auxiliar más no en los módulos solares)
- Existen riesgo de descargas atmosféricas.

Los anteriores riesgos y contingencias se deben prevenir con un programa de manejo ambiental.

11.2.6 Síntesis de Beneficio/Costo Ambiental

De acuerdo con el análisis ambiental presentado, la generación solar fotovoltaica posee las siguientes características principales:

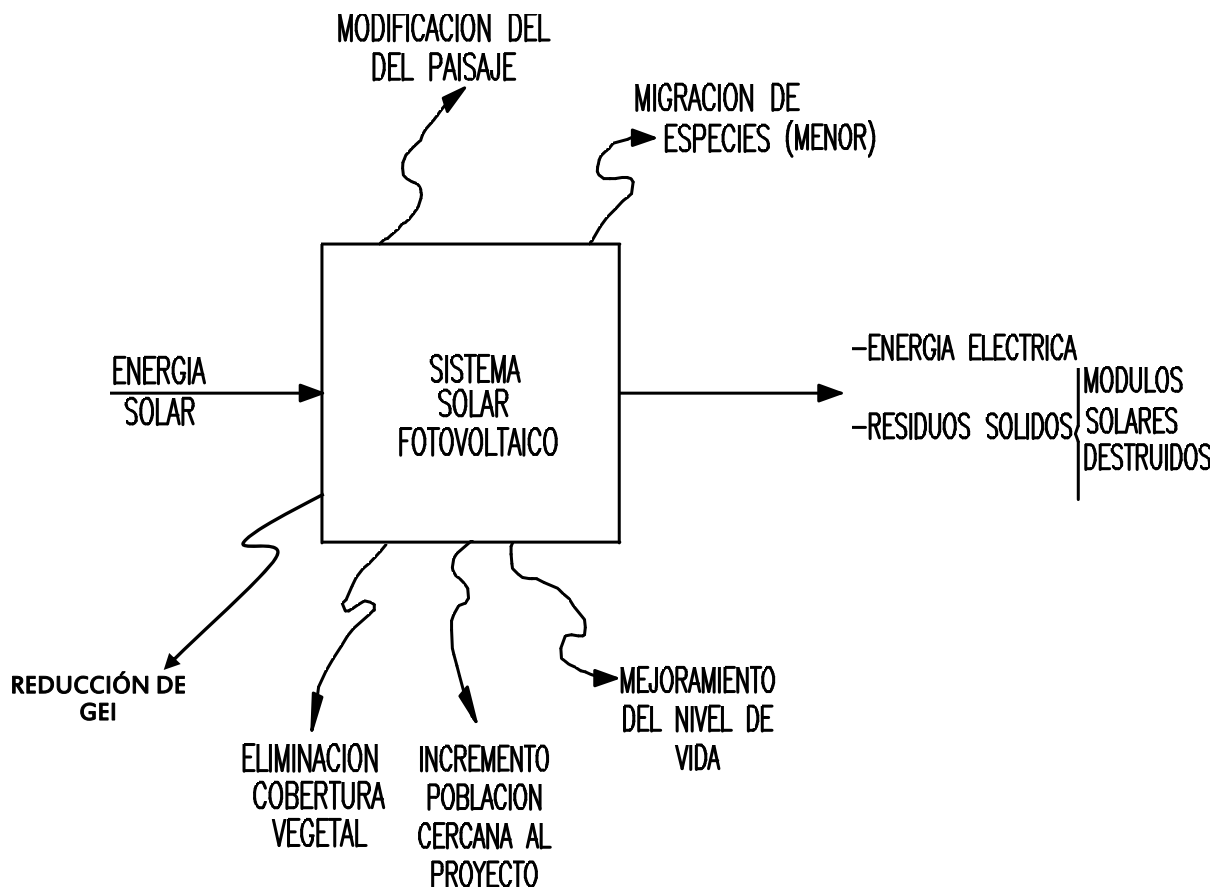
- No hay consumo de recursos naturales no renovables
- Los módulos solares comercialmente utilizados es decir, los de fabricación de silicio, son de larga duración y reciclables al final de su vida útil o inertes en la disposición final.
- Excepto por las baterías de almacenamiento, no se requiere de mantenimiento especializado.
- No hay generación de ruido
- No hay demanda de agua o producción de afluentes.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Todo lo anterior indica que la tecnología se puede considerar de muy bajo costo ambiental y alto beneficio, más aún cuando es aplicable tanto a una unidad de construcción como a un conjunto de construcciones, incidiendo en el mejoramiento del nivel de vida de la población.

Como se mencionó anteriormente, la magnitud de un impacto ambiental depende entre otros, del lugar en donde se intervenga, en este sentido, es importante destacar que la implantación de esta tecnología está condicionada a la no intervención en bosques primarios, parques naturales, o a cualquier otra restricción ambiental del orden natural, social o legal, lo cual deberá ser estudiado en detalle durante etapas del desarrollo de un proyecto.

En la Figura 11-2 se muestra de una manera resumida y esquemática el análisis ambiental de la tecnología de generación solar fotovoltaica.

Figura 11-2. Flujograma impactos ambientales de los sistemas solares fotovoltaicos







11.3 BIOGAS

11.3.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Biogás

SISTEMA	COMPONENTE		Construcción	Operación	Mantenimiento
FISICO	ATMOSFERICO	Deterioro de la calidad del aire por emisión de gases			
		Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero			
	HÍDRICO	Contaminación de los cuerpos de agua			
	SUELOS	Erosión del suelo			
		Contaminación de suelos			
		Sustitución de abonos químicos			
BIOTICO	Cobertura Vegetal	Eliminación de la cobertura vegetal			
SOCIOECONOMICO	SOCIO-	Mejoramiento de las condiciones sanitarias			
	ECONÓMICO	Mejoramiento nivel de vida			
	PAISAJE	Modificación del paisaje			

Convenciones

 Negativo
  Positivo
  Neutro
  No determinado

11.3.2 Descripción de Interacción Ambiental

11.3.2.1 *Componente atmosférico*

Los gases generados durante la digestión anaeróbica de los desechos orgánicos tienen como componentes principales metano y gas carbónico y, poseen además, un porcentaje significativo de ácido sulfídrico.

La combustión del biogás puede causar el deterioro de la calidad del aire por la emisión de los productos de la combustión: CO₂ y H₂O principalmente y, en muy baja proporción, CO, NO_x y SO₂. Sin embargo, dado que el volumen de producción es relativamente bajo, se puede considerar este impacto como de baja magnitud. Lo mismo se puede considerar con respecto a las emisiones a la atmósfera del gas durante el mantenimiento del digestor.

Por otra parte, el CO₂ se puede eliminar haciendo burbujear el biogás a través de agua y para la eliminación del ácido sulfídrico, se puede utilizar un método muy sencillo que consiste en la utilización de trampas con material de relleno a base de óxidos de hierro, antes de la combustión para que ésta sea más limpia.

Adicionalmente, otras fuentes de biogás son los rellenos sanitarios. La descomposición anaeróbica de las basuras orgánicas enterradas en un relleno producen biogás (CH₄), el cual ataca la capa de ozono y es considerado como coadyuvante del efecto invernadero.

La recuperación y utilización de este gas para fines de producción de energía, calefacción o como combustible, constituiría una medida de manejo de los rellenos sanitarios para evitar su efecto en la atmósfera y obtener, adicionalmente, ingresos económicos y beneficio social.

11.3.2.2 *Componente Hídrico*

Las actividades de construcción pueden ocasionar la contaminación de cuerpos de agua por la inadecuada disposición de los desechos o residuos de construcción.

En la etapa de operación puede existir contaminación por la inadecuada disposición del agua en las trampas (humedad del biogás), que con el ácido sulfídrico puede formar ácidos corrosivos. Este impacto es negativo pero de baja magnitud y prevenible con la eliminación del azufre por medio de un filtro de óxido de hierro colocado en las trampas.

También puede existir contaminación por la disposición directa del efluente del sistema en los cuerpos de agua. En este caso, es más conveniente la infiltración o disposición en el terreno como abono orgánico y riego.

En la fase de mantenimiento, el impacto es generado por las aguas de lavado del biodigestor. Como alternativa de manejo, se debe realizar un análisis de la calidad de estas aguas y diseñar los sistemas de tratamiento requeridos, después de lo cual se define su disposición. Si las condiciones del agua no generan ningún riesgo, se pueden verter en un cuerpo de agua superficial.

11.3.2.3 *Componente Suelos*

Erosión del suelo

En la etapa de construcción se realizarán actividades como el descapote, cortes, rellenos y excavaciones que exponen el suelo a la acción de los agentes erosivos (agua y viento) y modifican el régimen hídrico, además de problemas geotécnicos asociados a taludes y zonas de corte y relleno.

Aunque el impacto es negativo, es prevenible y mitigable, para lo cual se deberán diseñar las medidas de manejo para el control de la erosión durante la etapa de construcción y su seguimiento y monitoreo durante la etapa de operación.

Contaminación de suelos

La implantación de la tecnología del biogás permite la reducción de cargas contaminantes provenientes de excrementos animales, residuos vegetales y residuos agroindustriales. Esto se considera como un impacto positivo, pues soluciona problemas de contaminación, especialmente para la pequeña y mediana agroindustria a quienes se les dificulta la construcción de sistemas convencionales de tratamiento, generalmente costosos. Por el contrario, este tipo de sistemas genera ingresos o ahorros en consumo energético.

Sustitución de abonos químicos

El efluente de la planta de biogás es un abono, casi libre de olores y gérmenes patógenos. Aunque el contenido de nutrientes varía en un amplio rango, según el material original y la cantidad de agua que se agregue es considerado como un buen sustituto de los abonos químicos.

11.3.2.4 *Componente cobertura vegetal*

Eliminación de la cobertura vegetal

En la fase de construcción, se retira la cobertura vegetal para iniciar las obras necesarias.

La eliminación de la cobertura vegetal es mínima y se constituye en un impacto negativo de baja importancia.

11.3.2.5 *Componente socioeconómico*

Mejoramiento de las condiciones sanitarias

El proceso de biodegradación de la materia orgánica mejora la calidad sanitaria del predio ya que elimina fuentes de transmisión de enfermedades, olores y colonias de insectos, generados por la descomposición espontánea e incontrolada de los residuos vegetales y animales.

Por otra parte, de acuerdo con las investigaciones, se ha encontrado que durante la fermentación anaeróbica, con temperaturas cerca a los 35 °C y tiempos de retención de 14 días la mayor parte de los microorganismos patógenos son destruidos.

Mejoramiento del nivel de vida

La realización de un proyecto de generación, permite que la comunidad mejore su nivel de vida al incrementar la capacidad de abastecimiento eléctrico. En el caso de la tecnología del biogás, la riqueza en biomasa de los residuos de la actividad ganadera y agrícola permite que específicamente el área rural solucione necesidades básicas de suministro de energía, en forma autosuficiente.

Adicionalmente, el uso adecuado de los nutrientes reciclados (bioabono) puede ser un aporte importante para mejorar la situación económica y alimenticia de las familias, sobre todo para los pequeños propietarios pues muchos de ellos realizan una explotación de autosubsistencia, por lo que las entradas de dinero son reducidas, de tal manera que los recursos para comprar abonos son bajos o simplemente inexistentes

Este es un impacto positivo que se puede optimizar mediante la realización de un programa de información, participación comunitaria y transferencia de tecnología.

11.3.2.6 *Componente paisajístico*

Las actividades de construcción y operación del proyecto, son mínimas y se integran fácilmente a la infraestructura rural sin modificar el paisaje, ya que generalmente las plantas de biogás son estructuras enterradas.

11.3.3 Factores que causan incertidumbre

Para obtener un análisis ambiental detallado se deben identificar y aclarar aquellos aspectos que puedan generar deterioro ambiental, los cuales se encuentran relacionados con las características del área de implantación del proyecto y su dimensionamiento específico. Dentro de estos aspectos, los más importantes a tener en cuenta son los siguientes:

- Identificación de áreas potenciales para el desarrollo del proyecto
- Características de localización que requiere el proyecto
- Restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales
- Calidad de los efluentes de los digestores, para definir su disposición final
- Monitoreo y seguimiento del comportamiento de los digestores y su correcta operación.
- Estructura de los programas de capacitación y extensión tecnológica.

11.3.4 Riesgos y contingencias

El biogás es utilizado como cualquier otro combustible, por lo que durante su producción y utilización se corren los riesgos de explosión e incendio.

Mezclas de biogás con aire en una relación de 1:20 forman un detonante altamente explosivo, por tanto se deberán tener las medidas de seguridad pertinentes para su manejo.

11.3.5 Medidas de manejo

Para mitigar o prevenir los impactos generados por la implantación de la tecnología, se han identificado a nivel general los siguientes programas de manejo ambiental:

- Programa de control de emisión de gases (trampas)
- Programa de manejo y disposición de vertimientos líquidos
- Programa de información y participación comunitaria.

El almacenamiento y manipulación del biogás requiere la implementación de las siguientes medidas:

- Prevención de escapes
- Purgas de todos los tanques y equipos de manejo antes y después del uso del biogás
- Eliminación de confinamiento para grandes cantidades de biogás
- Evitar la contaminación con oxígeno o aire
- Eliminación total de todas las potenciales fuentes de ignición

11.3.6 Síntesis de beneficio/costo ambiental

El desarrollo de un proyecto de generación a partir de biogás presupone unos impactos ambientales, los cuales se han identificado de forma genérica. La

tecnología presenta un balance positivo, más aún, cuando se destacan las siguientes características, que la colocan como una tecnología de alto beneficio ambiental:

- La implantación de la tecnología permite la reducción de cargas contaminantes por la disposición final de los residuos orgánicos vegetales y animales
- Obtención de combustible utilizable en la generación de energía eléctrica, energía mecánica, iluminación, etc.
- Obtención de fertilizante (efluente planta de biogás)
- Mejoramiento del nivel de vida, especialmente para el sector rural en la pequeña y mediana agroindustria, compatible con la necesidad de la preservación productiva del medio ambiente.
- Sustitución de energéticos convencionales. La utilización del gas en el sector rural reduce la presión que se ejerce sobre el bosque para la obtención de leña usada como combustible.
- Eliminación de fuentes de transmisión de enfermedades, olores, colonias de insectos producto de la descomposición espontánea e incontrolada de la materia orgánica, lo que se traduce en el mejoramiento de las condiciones sanitarias del predio en donde se implante la tecnología.
- Reduce la contaminación de aguas superficiales con estiércol y otros desechos orgánicos, hecho muy común en áreas rurales que no poseen sistemas de disposición y tratamiento de residuos.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

11.4 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

La Ley General sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales (Ley 64 – 00) es la que controla ambientalmente el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, y se deben acatar los lineamientos de esta ley.

11.4.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS			CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO
SISTEMA	COMPONENTE	ALTERACIÓN				
	ATMOSFERICO	Incremento de niveles de ruido				
		Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero				
FISICO	HÍDRICO					
	GEOLOGÍA					
	SUELOS	Permite un uso alternativo de la tierra				
BIOTICO	COBERTURA VEGETAL	Eliminación de cobertura vegetal				
	FAUNA	Mortalidad de peces, aves y otras especies				
SOCIOECONOMICO CULTURAL	SOCIO-ECONÓMICO	Incremento en el nivel de vida				
	CULTURAL					
	PAISAJE	Modificación del paisaje				

Convenciones

 Negativo
  Positivo
  Neutro
  No determinado

11.4.2 Descripción de Interacción Ambiental

11.4.2.1 *Componente Atmosférico*

Se genera niveles de ruido altos en la etapa de construcción de la pequeña central. Además durante la operación genera ruido, principalmente en la sala de máquinas (turbina y el generador) y en el caso que el sistema emplee bandas de transmisión entre la turbina y el generador. Estos ruidos pueden perturbar tanto a humanos como animales. Además se crea polvo en suspensión provocado durante las tareas de construcción, movimiento de tierras, extracción de materiales, etc.

11.4.2.2 *Componente Suelos*

Para la ejecución de las obras existen pérdidas de suelo en la construcción del embalse y la presa, además en la construcción y aperturas de caminos e instalación de infraestructura del cuarto de máquinas y tubería requerida en la central. Además existen peligros de erosión por los movimientos de la tierra en las zonas aledañas que podrían conllevar a la desertificación del terreno.

11.4.2.3 *Componente Cobertura Vegetal*

En la fase de construcción, se retira parte de la cobertura vegetal para iniciar las obras civiles necesarias.

El retiro de material vegetal tiene una incidencia negativa, alteran los ciclos ecológicos por desaparición del hábitat, también puede modificar el régimen hídrico por posible la pérdida de especímenes que retienen humedad.

Se debe realizar un programa de reforestación y de revegetalización, a manera de compensación de manera que no afecta la operación de la planta. La remoción de cobertura vegetal y la instalación del proyecto dependerán de restricciones ambientales del área a intervenir y las características de su ecosistema. Por otro lado, es necesario un plan de gestión ambiental para el manejo de la cuenca hídrica.

11.4.2.4 *Componente Fauna*

En la construcción existe un alto impacto negativo debido a la migración de peces la cual varía dependiendo del tamaño del proyecto, se debe considerar las especies de peces existentes y otra vida acuática en los ríos que podrían migrar corriente abajo hacia estuarios o área marítimas, ya sea para procrear o con el fin de procurarse alimentos. Se debe decidir si es o no necesaria la instalación de escaleras para peces que permitan su retorno en la época de desove o la conveniencia o no, de la instalación de una estación de incubación aguas abajo de la presa. Es necesario realizar una investigación al respecto, principalmente para proyectos de tamaño

mediano o de menor escala que aprovechan un alto porcentaje del caudal promedio anual del río. Además en la construcción de la presa y carreteras se desplazan grupos de animales terrestres y aves de la zona los cuales pueden correr el riesgo de extinguirse debido al cambio del hábitat.

Se debe mitigar el efecto con un manejo de vegetación, creando micro ambientes alrededor del proyecto, para disminuir el grado de perturbación, o diseñar sistemas de ahuyentamiento, permitiendo la operatividad del sistema.

11.4.2.5 *Componente Socioeconómico*

Mejoramiento del nivel de vida

La realización del proyecto permite que la comunidad mejore su nivel de vida, al incrementar la capacidad de abastecimiento eléctrico de la población. Además crea fuentes de empleo para los residentes locales del proyecto.

Uso alternativo de la tierra

La implementación de la tecnología permite utilizar la tierra de los alrededores, aprovechando su potencial en cultivos o cría de animales. Esto es principalmente válido para proyectos multipropósito.

11.4.2.6 *Componente Paisajístico*

Las actividades de construcción y operación tienen un carácter negativo, ya que genera un nuevo escenario dentro del paisaje, con un carácter industrial, modificando morfológicamente visual y vivencialmente el área.

Existe la desaparición de alguno de los elementos que caracterizan la zona y la aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

11.4.3 Factores que Causan Incertidumbre

Para obtener un análisis ambiental detallado, se deben identificar y aclarar aquellos aspectos que puedan generar deterioro ambiental, los cuales se encuentran relacionados con las características del área de implantación del proyecto y su dimensionamiento específico. Entre otros factores se tienen los siguientes:

- Identificación de áreas potenciales para implantar el proyecto
- Características de localización que requiere el proyecto
- Restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales

11.4.4 Medidas de Manejo

Para mitigar o prevenir los impactos generados por la implantación de la tecnología, se han identificado a nivel general los siguientes planes o programas de manejo ambiental:

- Programa de salud ocupacional y seguridad industrial
- Programa de creación de zonas de amortiguamiento de ruido
- Programa de reforestación y/o revegetalización en el área del proyecto
- Programa de implementación de sistemas de ahuyentamiento de aves de las redes de distribución
- Programa de manejo paisajístico
- Revegetación de taludes y terraplenes, y enterramiento de tuberías y canales en la medida de lo posible.
- Creación de zonas alternativas al hábitat desaparecido.
- Creación de pasos alternativos.
- Instalar pasos de peces en la presa o azud

11.4.5 Riesgos y Contingencias

En las pequeñas centrales hidroeléctricas se pueden presentar los siguientes riesgos:

- Existe riesgo de que se derrumbe la presa o embalse en la construcción de este.
- Erosión y desertización del suelo.
- Riesgo de mortandad y migración de peces, animales terrestres y aves.
- Riesgo de accidentes de personal durante las operaciones de mantenimiento.
- Riesgo de desplazamiento de población
- Riesgo de pérdida de ecosistemas.

Los anteriores riesgos y contingencias se deben prever con un programa de manejo ambiental.

11.4.6 Síntesis de Beneficio/costo ambiental

La generación con pequeñas centrales hidroeléctricas de acuerdo con el análisis ambiental presentado, posee las siguientes características:

- No hay consumo de combustibles,

REPÚBLICA DOMINICANA

- Permite el uso alternativo de la tierra y en proyectos multipropósito, la extensión de las áreas cultivables.
- Permite el mejoramiento del nivel de vida de la población.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

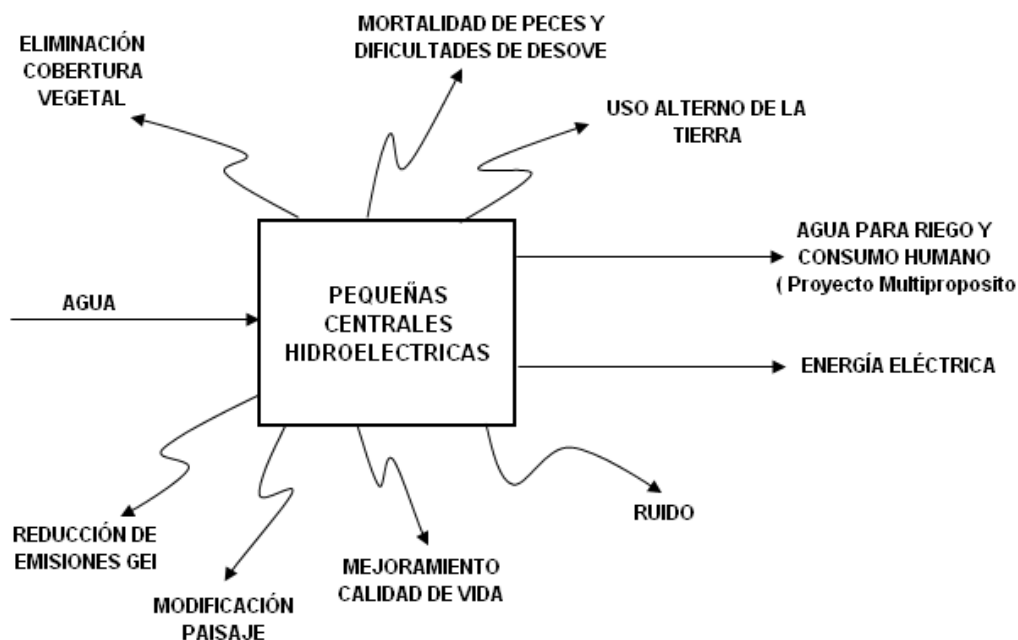
Presenta las siguientes desventajas:

- Generación de ruido
- Impacto visual
- Mortalidad y desplazamiento de peces, aves y otras especies

Lo anterior indica que la tecnología se puede considerar de un costo ambiental bajo, condicionado a los estudios que determinen la influencia de la tecnología sobre el ecosistema a intervenir.

En la Figura 11-3 se muestra esquemáticamente el resultado del análisis ambiental general de la tecnología de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Figura 11-3. Flujograma impactos ambientales de PCH's



11.5 CALENTADORES SOLARES

11.5.1 Matriz de Interacciones Ambientales – Calentadores Solares

DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS			CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	DESMANTELAMIENTO
SISTEMA	COMPONENTE	ALTERACIÓN				
	ATMOSFERICO	NO HAY				
		Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero				
FISICO	GEOLOGÍA					
BIOTICO	SUELOS	Contaminación por la disposición final de colectores solares y tanques de agua				
	FAUNA	No se presenta				
SOCIOECONOMICO-	SOCIOECONOMICO	Disponibilidad de agua caliente				
		Incremento en el nivel de vida				
	CULTURAL					
	PAISAJE	Modificación del paisaje en caso en caso de grandes estructuras				

Convenciones

 Negativo
  Positivo
  Neutro
  No determinado

11.5.2 Descripción de Interacción Ambiental

11.5.2.1 Componente Atmosférico

No hay alteraciones del componente atmosférico.

11.5.2.2 Componente Suelos

Para la utilización de calentadores solares, los colectores y el tanque de almacenamiento se pueden instalar sobre los techos de las viviendas o edificaciones, si es posible. Cuando el tanque de almacenamiento no puede estar ubicado en el techo de la vivienda, este se ubica en la parte más cercana al colector.

Cuando los colectores solares y el tanque de almacenamiento han cumplido su vida útil, es necesario que estos sean reciclados, sin ocasionar ningún tipo de contaminación.

11.5.2.3 Componente Cobertura Vegetal

En la fase de construcción, si se instalan en el suelo, se retira un poco de la cobertura vegetal para iniciar las obras civiles necesarias. Solamente afecta el área del proyecto, la cual, en el caso de los sistemas considerados el impacto es mínimo o nulo que estos ocasionan al medio ambiente.

11.5.2.4 Componente Fauna

No hay alteraciones del componente fauna.

11.5.2.5 Componente Socioeconómico

Mejoramiento del nivel de vida

La realización de un proyecto de calentadores solares permite que el usuario mejore su nivel de vida, al tener suministro de agua caliente. Este sistema no necesita ningún tipo de combustible fósil para el calentamiento de agua.

La tecnología es aplicable tanto en una unidad de construcción como a un conjunto de construcciones, centros de salud, escuelas y hoteles entre otros.

11.5.2.6 Componente Paisajístico

Los calentadores solares presentan un impacto visual sobre el paisaje, por lo que es conveniente tener especial cuidado en su integración en el entorno, así como en su adaptación a los edificios.

Dentro de un contexto urbano, la implantación de esta tecnología no tiene mayores efectos si se integran con los demás elementos que componen las unidades de construcción (cubiertas).

11.5.3 Factores que Causan Incertidumbre

Para obtener un análisis ambiental detallado se deben identificar y aclarar aquellos aspectos que puedan generar deterioro ambiental, los cuales se encuentran relacionados con las características del área de implantación del proyecto y su dimensionamiento específico. Entre otros los siguientes son aspectos a identificar en las etapas de prefactibilidad y factibilidad para proyectos de instalación de calentadores solares con el fin de establecer el impacto ambiental del proyecto:

- Identificación de áreas potenciales para el desarrollo del proyecto.
- Características de localización que requiere el proyecto.
- Restricciones y limitaciones ambientales de las áreas potenciales, las cuales están ligadas a la limitación de ocupación por parte de los habitantes.

11.5.4 Medidas de Manejo

Para mitigar o prevenir los impactos generados por la implantación de la tecnología se han identificado a nivel general los siguientes planes o programas de manejo ambiental:

- Programa de entrenamiento y capacitación de los usuarios, con consideraciones sobre la salud ocupacional y la seguridad industrial
- Programa de reciclaje de colectores y tanques de almacenamiento
- Programa de información a la comunidad

11.5.5 Riesgos y Contingencias

En los sistemas de calentadores solares se pueden presentar los siguientes riesgos ligados más con la operación de los sistemas:

- Los riesgos por fugas de agua
- Los riesgos por taponamiento de las tuberías

11.5.6 Síntesis de Beneficio/Costo Ambiental

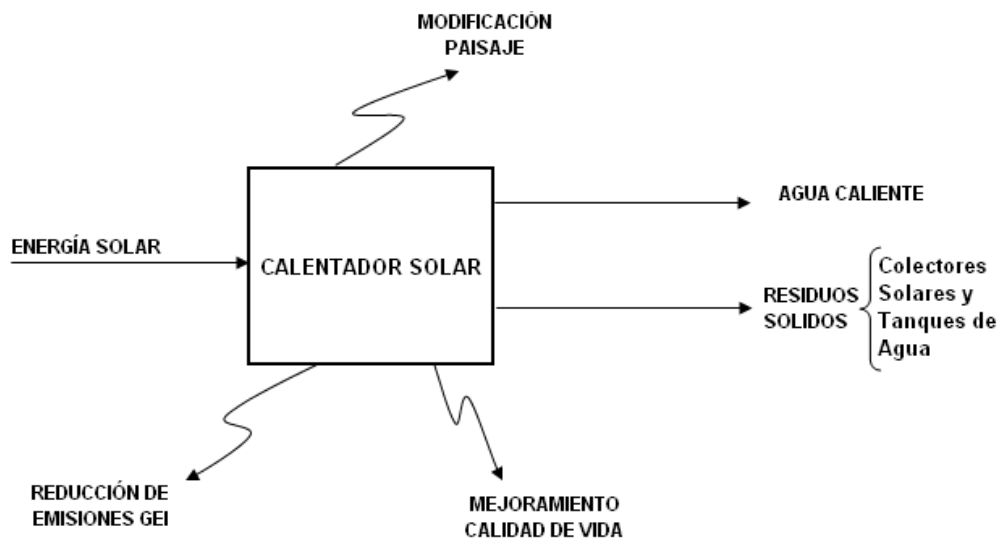
De acuerdo con el análisis ambiental presentado, los sistemas de calentamiento de agua con energía solar poseen las siguientes características principales:

- No hay consumo de recursos naturales no renovables
- Los colectores solares y los tanques de almacenamiento son reciclables al final de su vida útil.
- No hay generación de ruido
- Los usuarios tienen disponibilidad de agua caliente
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- El uso de la energía solar tiene impacto cultural al mostrar compromiso del usuario con el medio ambiente.

Todo lo anterior indica que la tecnología se puede considerar de muy bajo costo ambiental y alto beneficio, incidiendo en el mejoramiento del nivel de vida de la población.

En la Figura 11-4 se muestra de una manera resumida y esquemática el análisis ambiental de la tecnología de generación de calentadores solares.

Figura 11-4. Flujograma impactos ambientales de los calentadores solares



12. CRITERIOS PARA LA VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS DE FAER

Este capítulo presenta la temática del desarrollo sustentable y el crecimiento económico sustentable, y los criterios para la valoración de los proyectos de FAER.

12.1 ASPECTOS GENERALES

La energía es uno de los principales factores de producción en la economía moderna y el crecimiento de su demanda está relacionado con el desarrollo económico de las naciones. Durante las últimas décadas del siglo pasado las naciones han experimentado con el suministro de los combustibles derivados del petróleo problemas relacionados con precios, disponibilidad y efectos ambientales locales y globales por el uso de carbón y derivados del petróleo, despertando estos últimos una gran preocupación en la comunidad internacional y en las naciones por las consecuencias que su uso conlleva. Estos problemas están relacionados con la disponibilidad de los mismos, evolución de sus precios, dependencia energética de las naciones, emisión de gases contaminantes y de GEI (gases de efecto invernadero).

Pero no todas las fuentes de energía producen los mismos efectos medioambientales. La operación de sistemas de FAER no conlleva emisiones de CO₂ o reduce las emisiones de CO₂ (por ejemplo, en la utilización de metano de rellenos sanitarios para la generación de electricidad) y tampoco genera la mayoría de los contaminantes que preocupan a la opinión pública (lluvia ácida, particulados, etc.). Los impactos negativos de las FAER son muy inferiores y se producen casi exclusivamente en la etapa de fabricación de sus componentes. Puesto que emplea recursos energéticos disponibles localmente, su utilización conlleva a una reducción de la dependencia energética externa del país. Además, generan empleo en zonas rurales donde la demanda de empleo es mayor (por ejemplo, en la producción de etanol o biodiesel).

Sin embargo todos estos impactos positivos y negativos no están incorporados a la estructura de precios de la energía por lo que se denominan externalidades. Para que las externalidades puedan incluirse en el precio de la energía, deben evaluarse en las mismas unidades monetarias que el resto de los costos de generación. Existen metodologías para la evaluación económica de las externalidades que a pesar de presentar numerosas incertidumbres, especialmente en impactos tan controvertidos como el cambio climático, pueden ser muy útiles en la toma de decisiones y preparación de políticas energéticas y medioambientales. La Tabla siguiente muestra una comparación cualitativa de costos y beneficios sociales de varias fuentes de energía.

Tabla 12-1 Comparación cualitativa de los costos y beneficios sociales de varias fuentes de energía

	Energías fósiles	Fisión nuclear	Fusión nuclear	Solar térmica	Solar térmica	PV	Eólica	Residuos biomasa	Biomasa	Minihidráulica	Hidráulica
Disponibilidad ilimitada	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Reducción de CO ₂	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Conservación del suelo	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí, si se correctament	Sí	No
Accidentes severos evitados	No	No	Sí*	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí-	Sí	Sí
Reducción de administrativos	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	No
Favorables a la-balanza de pagos	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Reducción de conflictos internacionales	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Aceptación social	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí, si se correctament	No	No
Reducción de transporte público	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Creación de empleo	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Desarrollo de estructuras económicas descentralizadas	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Incremento en la independencia energética (países industrializados)	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Incremento en la independencia energética (países en desarrollo)	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Si-	Sí

Fuente: H. Scheer, H. (2005) A Solar Manifesto, Second Edition .James & James, London

La incorporación de las externalidades al coste de la energía, o internalización, podría cambiar el espectro actual de la estructura energética de los países por cuanto afectaría de manera significativa al precio total de las diferentes fuentes de energía, incrementando la competitividad de las no convencionales. Existen diferentes instrumentos económicos para lograr la internalización de las externalidades pero su aplicación debe ser gradual y acompañada de un análisis riguroso.

12.2 DESARROLLO SUSTENTABLE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO SUSTENTABLE

El término desarrollo sustentable fue introducido en el informe de la WCED (World Commission on Environment and Development de las Naciones Unidas). Esta comisión dirigida por Gro H. Brundtland de Noruega, definió desarrollo sustentable como “aquel desarrollo que satisface todas las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades...Como mínimo, el desarrollo sustentable no debe poner en riesgo los sistemas naturales que soportan la vida en la tierra”.

En la cumbre de la Tierra celebrada en Río en 1992, el desarrollo sustentable surgió como un tema común para las convenciones de gases de efecto invernadero UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) y la convención sobre biodiversidad (Convention on Biological Diversity). El concepto de sustentabilidad ha venido permeando diferentes áreas relacionadas con los proyectos y se puede hoy en día hablar de sustentabilidad técnica, económica, financiera, ambiental y ética de los proyectos. La sustentabilidad técnica de los proyectos es la convencional manera de juzgar la viabilidad técnica de los mismos. De manera similar se pueden considerar las viabilidades económica y financiera.

Hay sin embargo dos elementos nuevos en la sustentabilidad. El primero es el problema ambiental global de carácter adicional a las consideraciones que se adelantan a los estudios de impacto ambiental en el desarrollo de los proyectos. Y son las emisiones de GEI que son con bastante certeza responsables del cambio climático global y con ello del cambio global. Lo anterior implica la urgente necesidad de estabilizar las emisiones de GEI a nivel global, comenzando por la reducción de las emisiones con tecnologías que como las FAER en su operación o no tienen emisiones de GEI o las reducen significativamente. Como instrumento de implementación se ha desarrollado el MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) y como instrumento monetario de estímulo los CER (Certificados de Reducción de Emisiones) que se generan en los proyectos.

El segundo elemento está relacionado con el desarrollo de los biocombustibles y es la problemática de la competencia entre alimentos y biocombustibles, así como la destrucción de zonas de reserva natural y selvas tropicales para la introducción de

cultivos para la producción de biocombustibles. Se juzga entonces que a la pregunta alimentos o biocombustibles, la respuesta alimentos tiene un claro significado ético.

Es claro entonces que la respuesta es que los proyectos no deben significar un riesgo para la seguridad alimentaria de un país. Sin embargo es también claro, que la agroindustria de la energía representa una posibilidad de desarrollo del sector agrícola y por ende de las regiones rurales, con beneficios socio-económicos significativos para los países en vías de desarrollo. Este desarrollo de la agroenergía es una enorme oportunidad a la que vale la pena apostarle.

El desarrollo sustentable está íntimamente ligado con el principio del crecimiento económico sustentable introducido en 1992 en el Tratado de Maastricht de la Unión Europea, convirtiéndose en su principal objetivo. La evaluación de las externalidades es una herramienta muy valiosa para el cumplimiento de ese objetivo y el análisis beneficio/costo como instrumento estratégico de internalización de los costos externos. La UE se ha propuesto la preparación de un ambicioso régimen impositivo para la energía, en el que todos los costes externos deberían ser internalizados.

12.3 CRITERIOS PARA LA VALORACIÓN DE PROYECTOS DE FAER

La valoración de los proyectos de energía ha tenido una evolución importante impuesta principalmente por la interacción que tienen los sistemas de transformación de energía con los recursos energéticos primarios y del sistema de generación con el medio ambiente.

Los proyectos de FAER son de una naturaleza similar a cualquier otro proyecto de inversión en el sector energía y requieren por lo tanto de valoraciones y técnicas de valoración similares. Para la valoración de los proyectos convencionales, se realizan estudios de viabilidad técnico-económica y financiera, incluyendo además aspectos legales y regulatorios del negocio de la energía y estudios ambientales.

Entonces, si los criterios de valoración son para las fuentes convencionales conocidos, que hace que haya que considerar criterios adicionales para las FAER?. La respuesta se encuentra en la naturaleza misma de las FAER. Se pueden entonces considerar los siguientes criterios.

12.3.1 Reducción de importaciones de combustibles de origen fósil

Por tratarse de fuentes de energía disponibles en el país, se debe considerar como criterio de valoración el efecto que la producción local de energía con FAER tiene en la reducción de importaciones de combustibles de origen fósil, en la reducción de divisas, en la balanza de pagos del país y en la reducción de la dependencia y aumento de la autonomía energética de la nación.

12.3.2 Sustentabilidad del recurso

Ya que se trata de recursos de naturaleza renovable, entonces es necesario evaluar si el modo de explotación no representa un riesgo para la disponibilidad del recurso ya que un recurso renovable se puede transformar en agotable si se explota inadecuadamente, como por ejemplo por sobreexplotación o si las condiciones del entorno ambiental sufren deterioro y hacen agotable el recurso (por ejemplo, mal manejo de cuencas hidrográficas; mal manejo de suelos que conlleve a la pérdida de los mismos). Este criterio se encuentra íntimamente relacionado con la evaluación del impacto ambiental de los proyectos y las medidas de conservación de recursos naturales.

12.3.3 Reducción de emisión de contaminantes

Las FAER presentan emisiones bajas o nulas de contaminantes en contraposición a las que generalmente se tienen cuando se emplean combustibles de origen fósil, como son los derrames de petróleo (que pueden causar daños en áreas aledañas al mar y a los ríos), los finos del carbón que se presentan en el manejo del carbón en las centrales a carbón (polvillo que puede afectar el cultivo de productos agrícolas o la calidad de los mismos), la emisión de particulados, compuestos azufrados, entre otros, con impactos negativos en la salud. Este es un aspecto positivo de la utilización de las FAER.

12.3.4 Reducción de emisiones de GEI

Las FAER presentan emisiones bajas o nulas de GEI (gases de efecto invernadero) en su operación. Las emisiones de GEI por la operación de los sistemas fotovoltaicos o eólicos son por ejemplo nulas, mientras que las netas producidas en la utilización de biocombustibles son también prácticamente nulas ya que el CO₂ emitido en la combustión de biocombustibles es nuevamente capturado por el crecimiento de los cultivos. Por lo tanto, la utilización de sistemas de FAER presentan frente al desarrollo de las fuentes convencionales una fuente de reducción de emisiones. Este es también un aspecto positivo de las FAER que se está empleando dentro del mecanismo del Protocolo de Kioto para la generación de CER (Certificado de Emisiones Reducidas), que son bonos transables y representan un ingreso para los desarrolladores de proyectos.

12.3.5 Generación de empleo y desarrollo económico

Cuando se habla del beneficio social producido por la utilización de las energías renovables, este se centra en los beneficios netos medioambientales de estas fuentes energéticas. Sin embargo, las energías renovables pueden producir un claro beneficio social en la forma de generación de empleo. Este beneficio se presenta

principalmente en las áreas de desarrollo de las FAER. Lo anterior es particularmente importante en la producción de biocombustibles que por su naturaleza implica un uso bastante intensivo de fuerza laboral. La generación de empleo en las áreas rurales no solamente mejora los ingresos de los habitantes sino que posibilita el desarrollo económico del lugar, promueve el desarrollo de tejido social y reduce la migración rural hacia las deprimidas áreas urbanas.

Estudios desarrollados en Europa y para sus condiciones, muestran diferentes resultados diferentes para las diferentes fuentes renovables estudiadas. Un estudio desarrollado por la Asociación de la Industria Europea de Biomasa ha estimado que el nivel de empleo en actividades de producción de biomasa es cinco veces mayor que el ocupado en la producción de combustibles fósiles. En labores de generación eléctrica el nivel de empleo en biomasa es cuatro veces mayor que en la producción de electricidad con energías fósiles. En la industria eólica, según la EWEA (Agencia Europea de Energía Eólica), la instalación de un parque de 1 MW supone la creación de seis puestos de trabajo directos.

Estudios realizados recientemente en Colombia muestran que la producción de biocombustibles tiene un impacto enorme en el empleo y en la actividad agrícola¹¹⁰. La actividad de la agroenergía es efectivamente una oportunidad de reactivación agrícola y de (re)incorporación de tierras al sector productivo mientras no sean un desafío a la seguridad alimentaria de la nación.

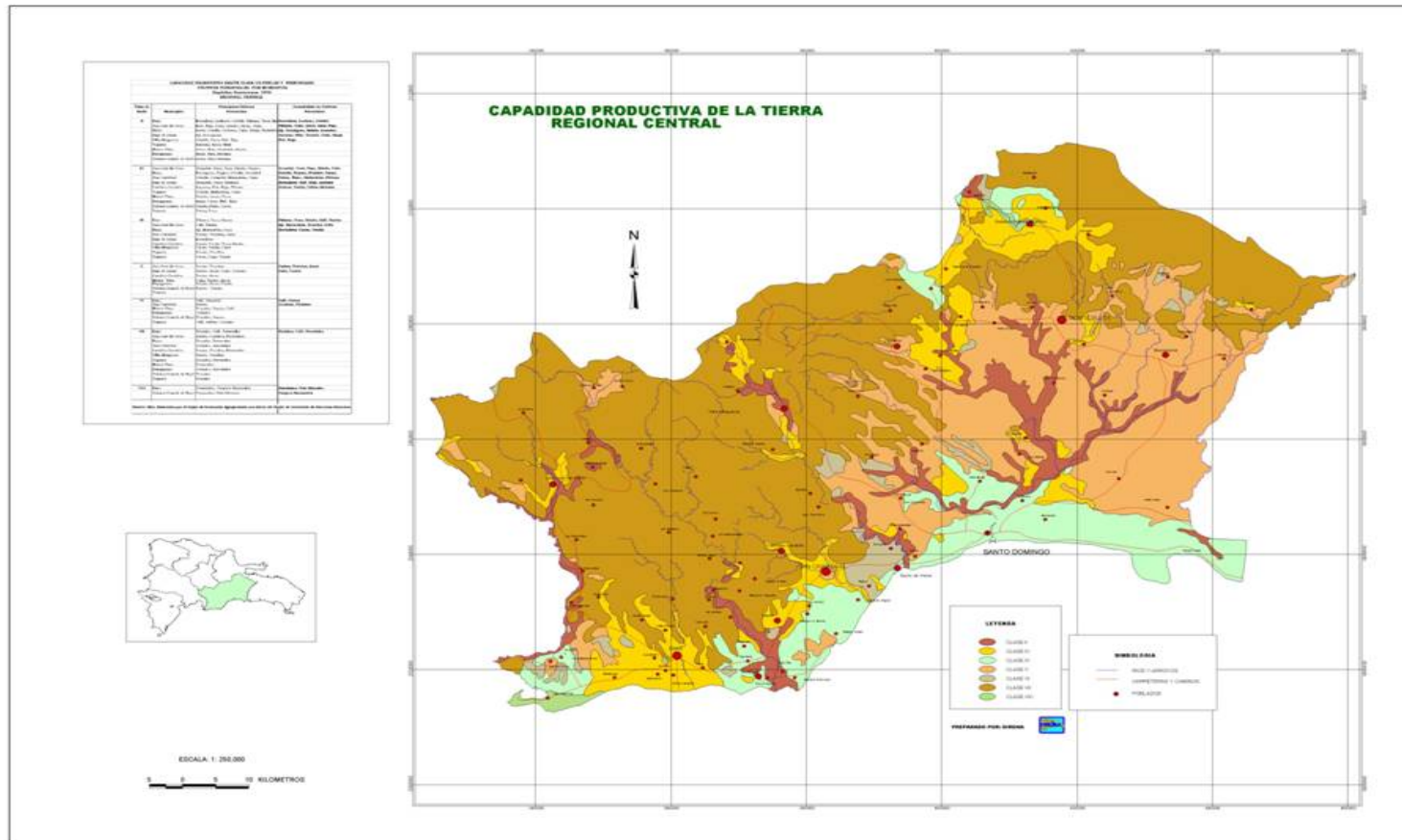
Indicadores de esta naturaleza para las energías renovables no existen en RD pero en el caso de los biocombustibles existen indicadores de empleo en la industria azucarera que son el punto de partida para los requeridos para los biocombustibles. Entera similitud se presenta en el caso del biodiesel.

Como instrumento importante desarrollado por la UE se tiene la metodología ExterneE desarrollada para la evaluación monetaria de las externalidades de las diferentes tecnologías de generación eléctrica. El proyecto se inició en 1991, en colaboración con el Departamento de Energía de EE. UU. y continuó su desarrollo en fases sucesivas por la Comisión Europea. Esta metodología constituye una pieza fundamental hacia la selección de alternativas para el desarrollo sostenible¹¹¹.

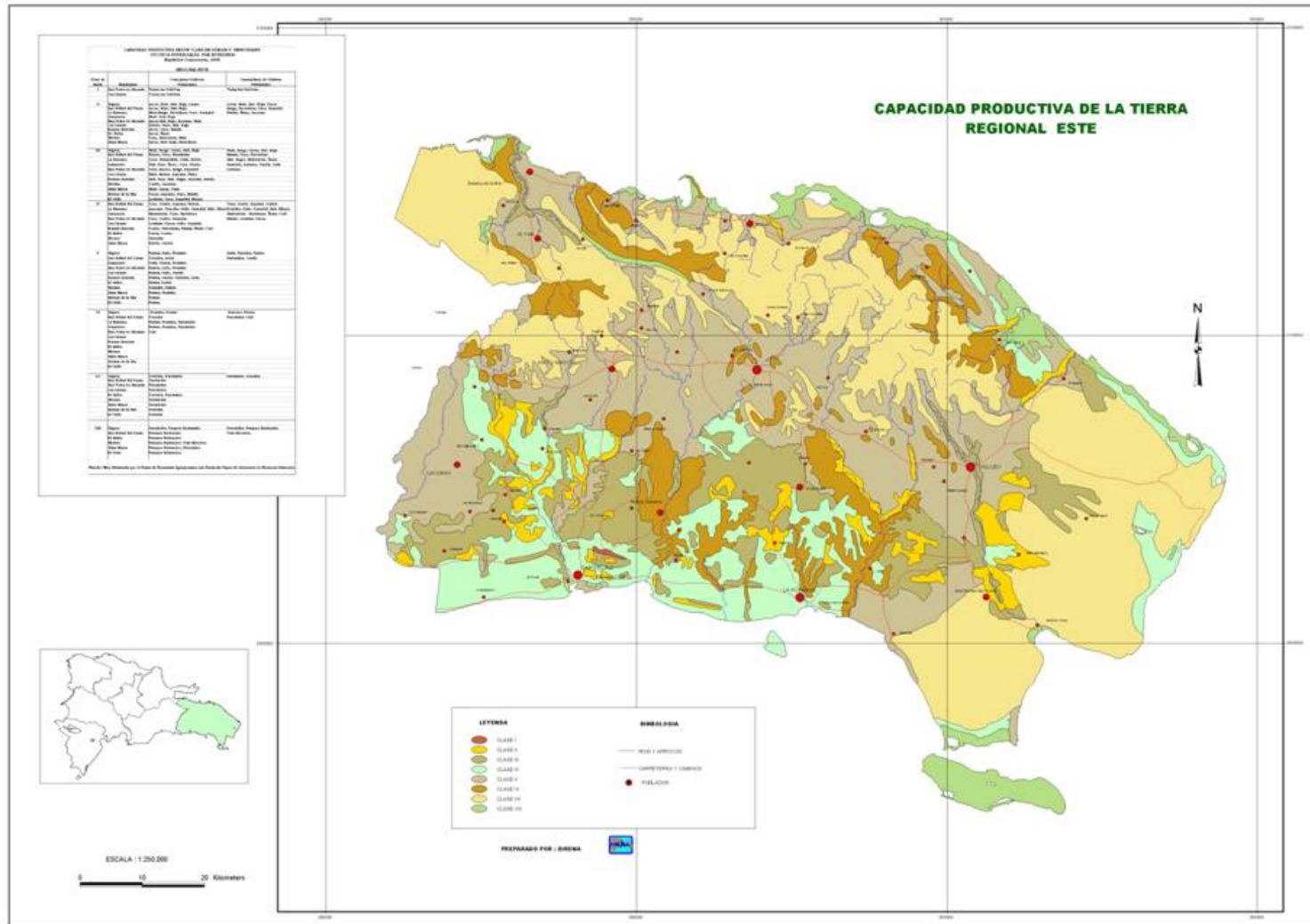
¹¹⁰ Arias, A.F. (2007, Septiembre). Declaraciones Ministro de Agricultura de Colombia a la prensa: *"Hoy existen 5 plantas de etanol que producen un millón de litros diarios que ayudan a retirar del mercado sedentario de azúcar 340 mil toneladas que sobran, cuando antes había que buscar mercados externos. Adicionalmente, el país cuenta con cuatro plantas de biodiesel que producirán un millón de litros de biodiesel. Estos biocombustibles sumados, generarán 24 mil empleos directos y absorberán la agricultura de unas 100 mil hectáreas"*.

¹¹¹ <http://www.externe.info/>

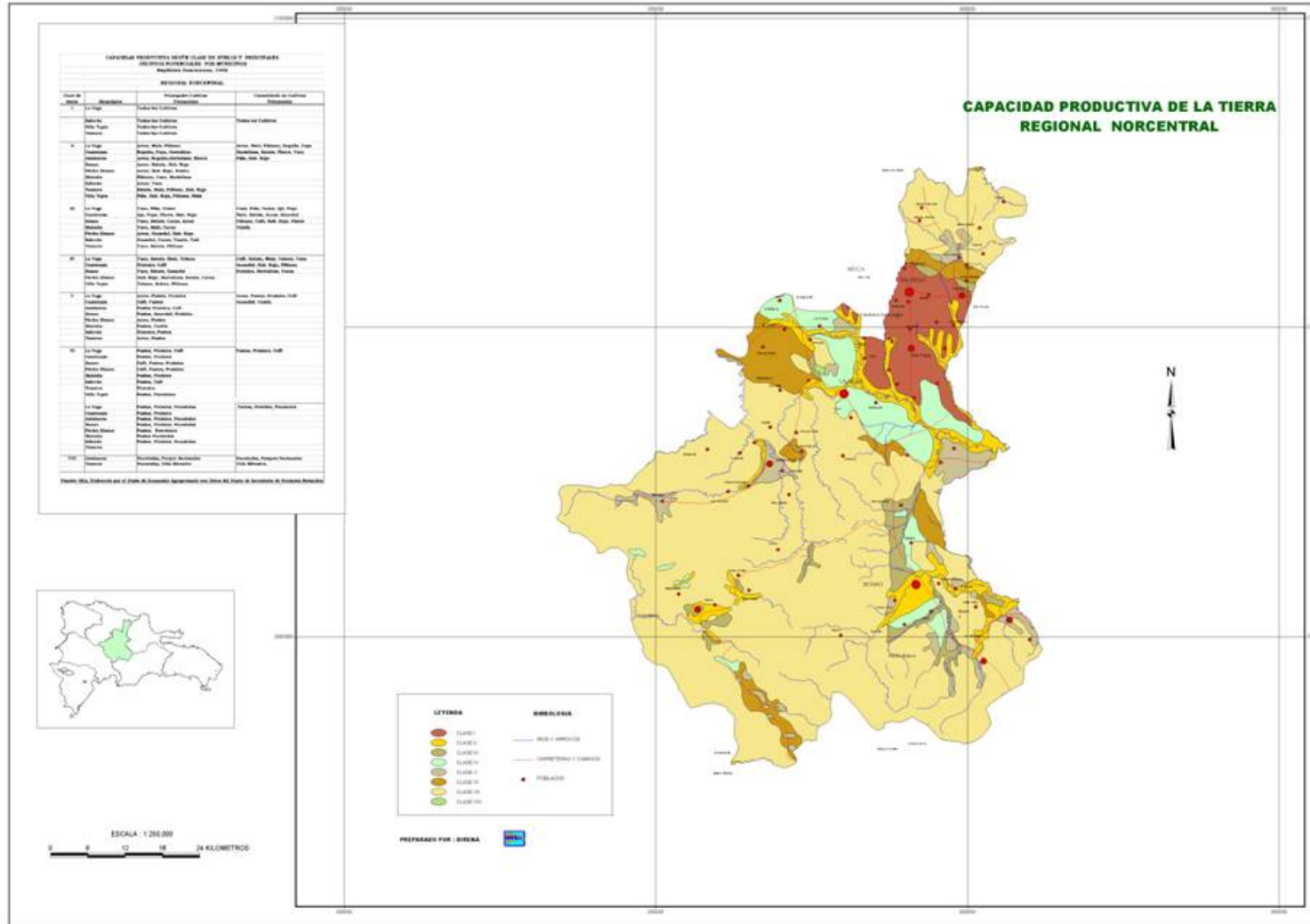
13. ANEXO 1. MAPAS REGIONALES POR CLASE DE SUELO



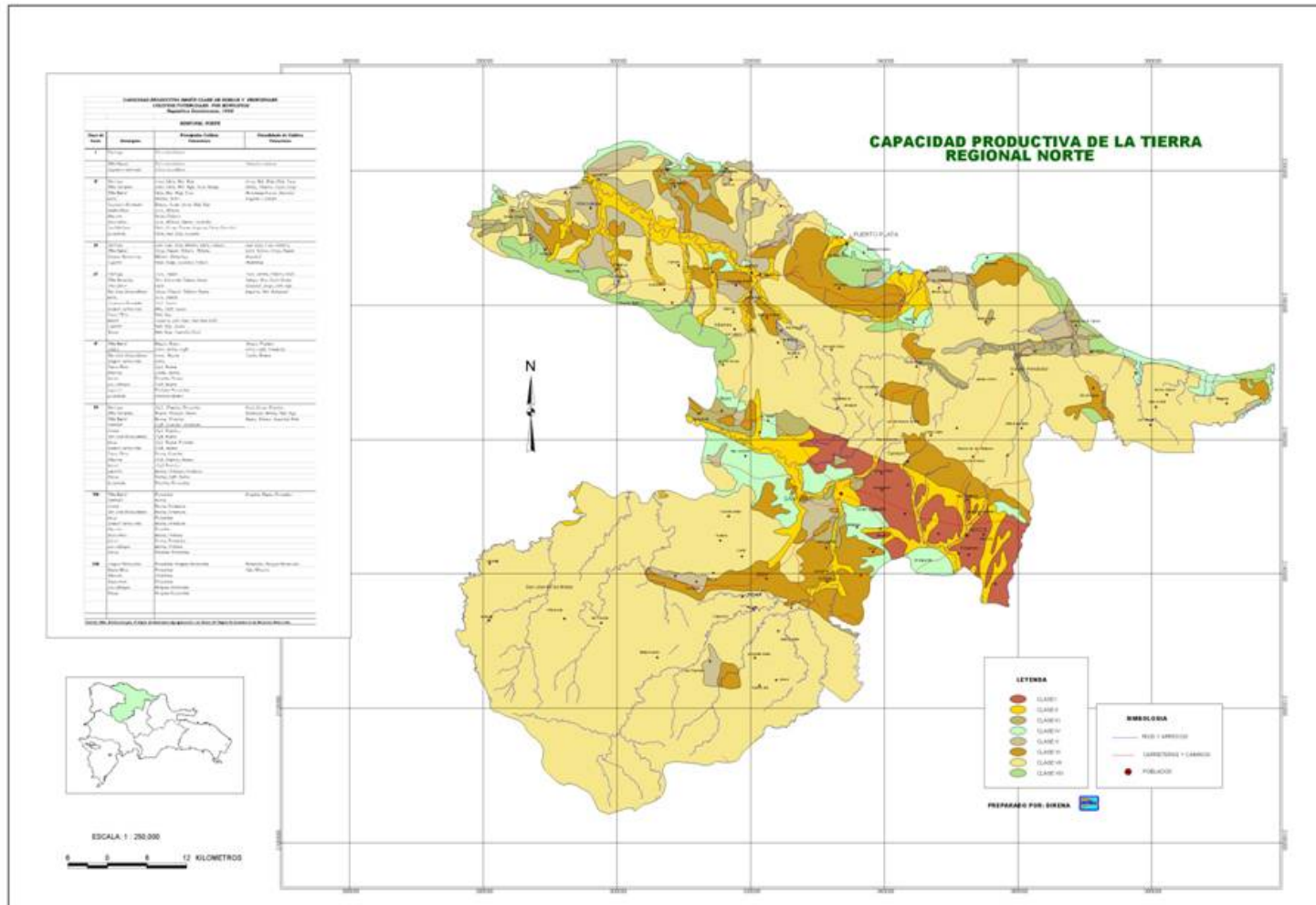
REPÚBLICA DOMINICANA



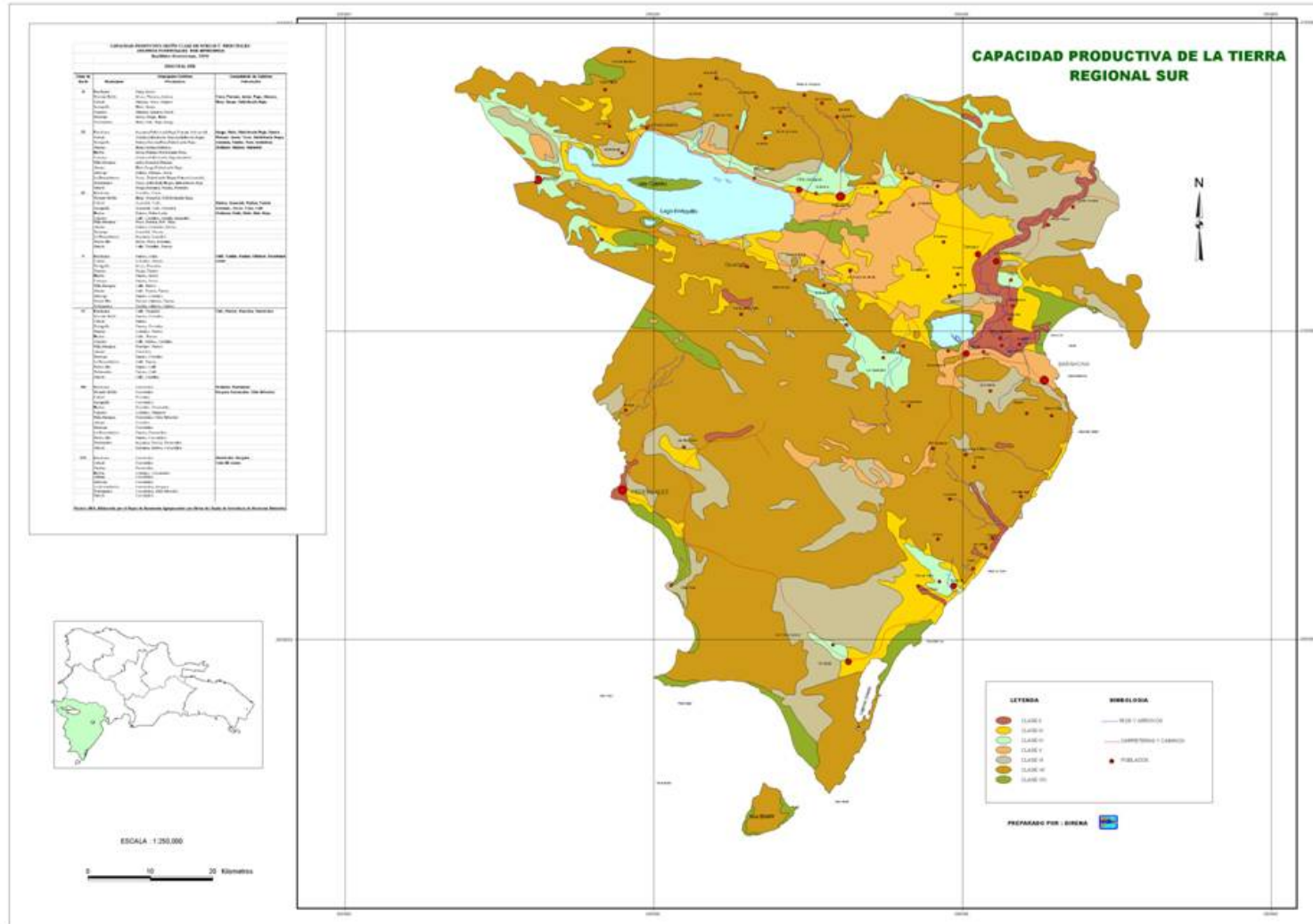
REPÚBLICA DOMINICANA



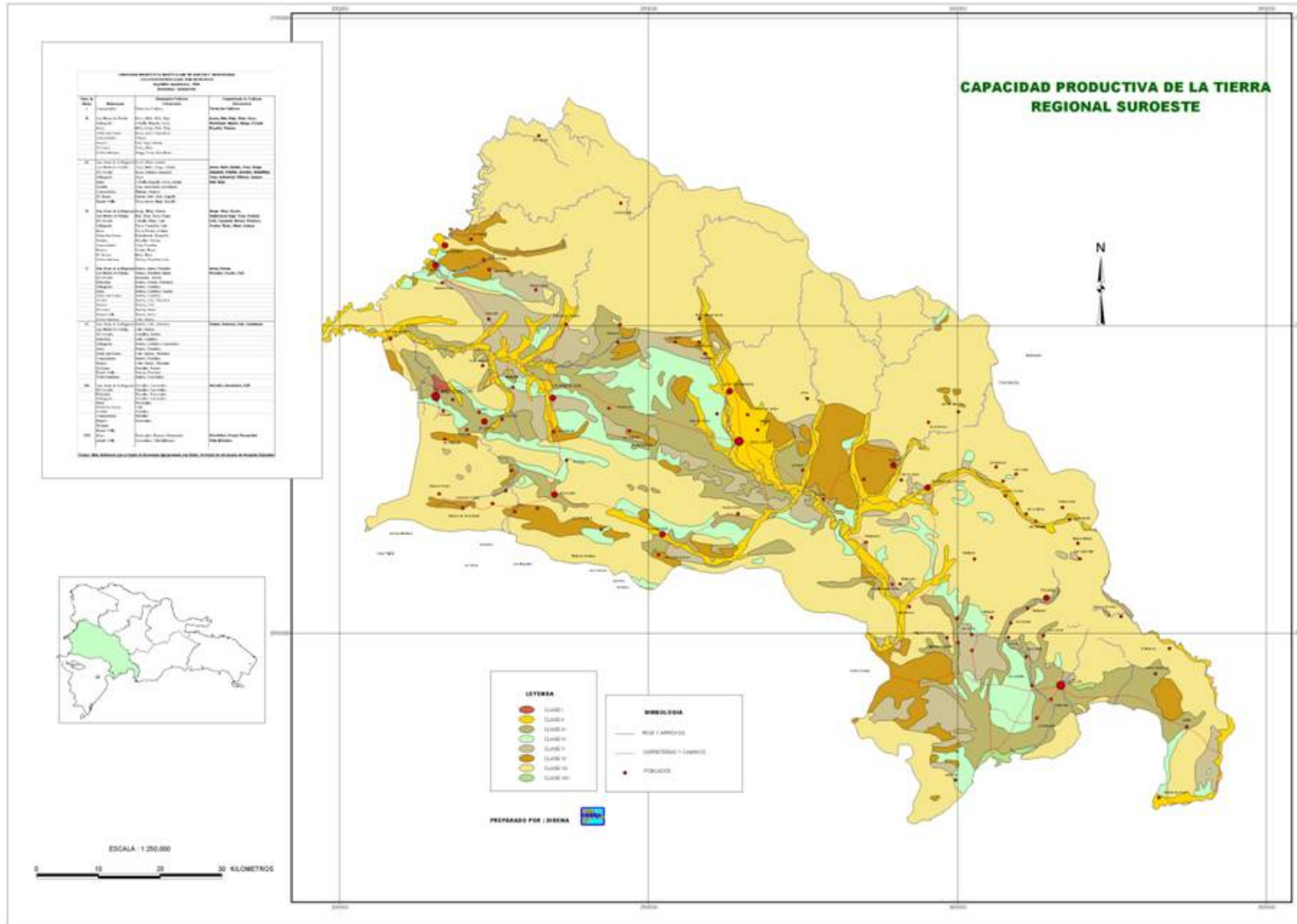
REPÚBLICA DOMINICANA



REPÚBLICA DOMINICANA



REPÚBLICA DOMINICANA



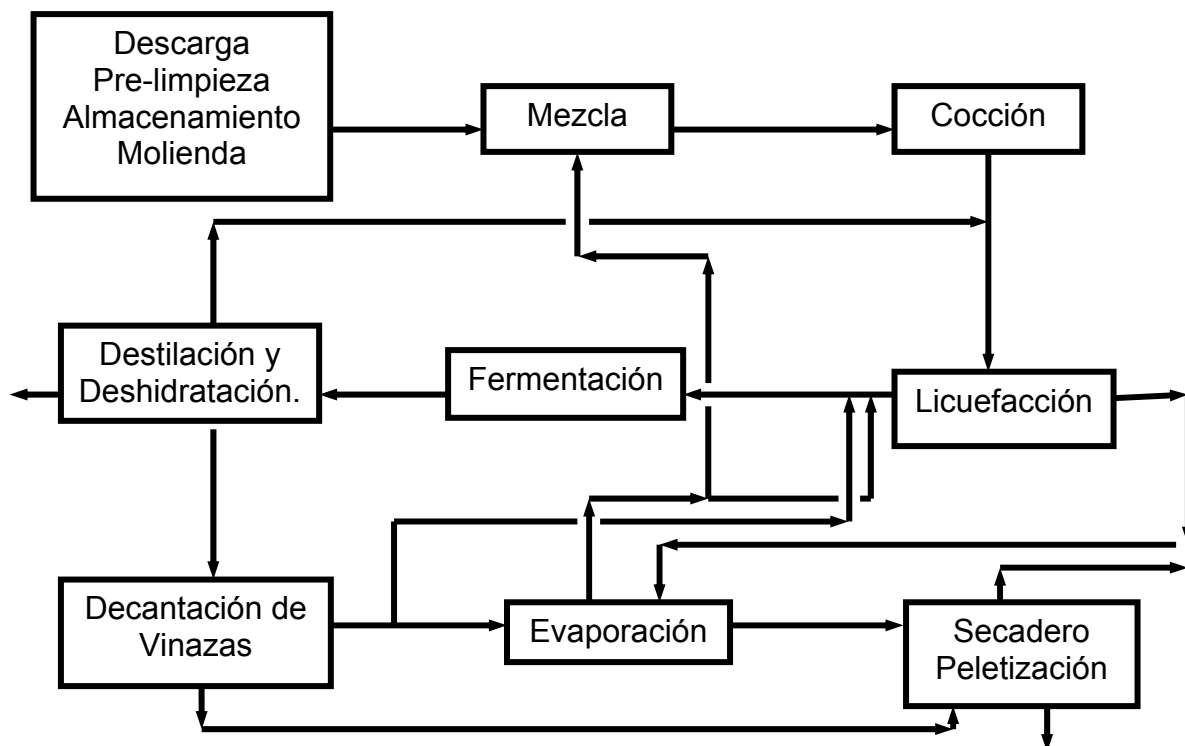
14. ANEXO 2. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE ETANOL

14.1 ASPECTOS GENERALES

Los alcoholes con cadenas cortas, de entre 1 a 5 átomos de carbono, y otros compuestos orgánicos de estructura relativamente simple (éteres) constituyen lo que se han venido llamando “compuestos orgánicos oxigenados”, que mezclados con gasolinas, con gasóleos o en estado puro, son susceptibles de ser quemados en motores de combustión interna.

Solamente el metanol y el etanol pueden ser obtenidos de la biomasa, siendo los demás compuestos oxigenados obtenidos de procesos petroquímicos. En la Figura 14-1 se presenta un diagrama simplificado de la producción de etanol.

Figura 14-1. Diagrama Simplificado de la Producción de Etanol



Fuente: Red temática en "Utilización de Combustibles Alternativos en Motores Térmicos". Módulo 1. Medellín (Colombia), Septiembre de 2 a 25 de 2002

El proceso básico es la fermentación alcohólica de los azúcares de la materia vegetal. La materia vegetal puede clasificarse en:

1. azucarada (alto contenido en mono y disacáridos: sacarosa, glucosa y fructosa),
2. amilácea (alto contenido en inulina y almidón,) y
3. lignocelulósica (hemicelulosa y celulosa).

Los vegetales con contenido en inulina y almidón (grupo 2: granos y cereales) precisan de un proceso de hidrólisis antes de la fermentación. La obtención de etanol a partir de cereal en una planta típica tiene una fase más de hidrólisis del almidón. Tras el proceso de limpieza, el grano se muele y posteriormente se cuece con agua entre 85°C y 125°C dando lugar al proceso de hidrólisis del almidón o licuefacción. Este proceso realiza la conversión enzimática del almidón en glucosa por reacciones químicas de hidrólisis y sacarificación. A continuación el proceso de fermentación anaerobia en presencia de complejos enzimáticos (el "Saccharomyces Cerevisae" es el más conocido) produce el etanol a presión entre 48 a 72 bar y temperaturas de 29 a 35 °C.

La biomasa lignocelulósica (Grupo 3: celulosa) contiene celulosa y lignina, sustancias difícilmente degradables. La producción de etanol a partir de sustancias lignocelulósicas hasta hace muy poco no había sido implantada a nivel industrial, recientemente ABENGOA puso en marcha la primera planta piloto. Las razones que mueven a este interés son las siguientes:

- La materia prima es más barata que las alimenticias
- Existe la posibilidad de reducir aún más los costos mejorando los cultivos
- No se compite en el mercado alimentario
- Es un recurso muy extendido

Los materiales lignocelulósicos tienen 3 componentes:

- Polisacáridos: Carbohidratos de alto peso molecular. Son la Celulosa y Hemicelulosa que constituyen del 60 al 80% de la masa total.
- Lignina: Polímero tridimensional de unidades de fenilpropano, que da la estructura y rigidez a la planta.
- Otras sustancias que no forman parte de la pared celular: grasas, ceras, proteínas, fenoles, pectinas.

El problema es que la lignocelulosa, que es la responsable del aspecto leñoso de este tipo de plantas, tiene una estructura química fibrilar muy difícil de romper químicamente por ser básicamente inmensas macromoléculas lineales (p.m. 500.000). Las técnicas que se tratan de desarrollar son procesos de hidrólisis que se

basen en complejos enzimáticos capaces de romper las fibras de la celulosa amorfa. Una vez separada la celulosa, el proceso posterior es similar a lo explicado anteriormente pudiendo realizarse una hidrólisis ácida o enzimática de la celulosa y la hemicelulosa para obtener la glucosa.

Estos procesos celulósicos son todavía muy costosos, pero hay sobre ellos grandes expectativas.

Las tecnologías de producción en procesos de fermentación e hidrólisis de materias primas comestibles (caña de azúcar y maíz) están bastante maduras. Existen un sinnúmero de ofertas tecnológicas para el procesamiento de la yuca, de la remolacha y de muchas otras materias primas, susceptibles de ser fermentadas y por consiguiente obtener etanol.

A continuación se describirán los procesos para la producción de etanol a partir de la caña de azúcar (el más conocido y más económico), la yuca y la remolacha.

14.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA CAÑA DE AZÚCAR

El proceso de la extracción de etanol a partir de caña de azúcar consta de las siguientes etapas

- 1. Molienda:** la caña recolectada se desmenuza en un molino.
- 2. Extracción del azúcar:** se produce en una contra corriente de agua cálida. Los sólidos extraídos (bagazo) con menos de un 0,5 % de azúcar son exprimidos para secarlos y sacar el máximo de solución azucarada. El bagazo seco sirve como combustible para la planta, produciéndose energía para la molienda.
- 3. Producción de azúcar bruto:** el licor se concentra en evaporadores y el azúcar cristalino es separado en centrifugadores. Este proceso se repite varias veces.
- 4. Fermentación de melaza:** El residuo líquido de la producción de azúcar (melaza) contiene un 50 % de azúcar y un 50 % de materia mineral, se mezcla con levadura recogiendo un 6 – 7 % de etanol. El residuo de la fermentación contiene esencialmente levadura y minerales que pueden ser utilizados como fertilizantes.
- 5. Destilación:** la mezcla fermentada con un 10 % de etanol, es destilada en un sistema de columnas múltiples donde se recoge el etanol con una pureza del

96 por ciento. El proceso de destilación en columnas permite obtener una pureza de hasta el 95%. Para concentraciones mayores se acude a destilación al vacío o deshidratación con un tercer componente como benceno o pentano. Todo este proceso se realiza de forma continua, bien por fermentadores en cascada o por el proceso Biostil con un único fermentador ventilado donde una baja concentración inicial (5%) de etanol evita la inhibición del complejo enzimático.

- 6. Almacenamiento:** La producción diaria proveniente de la columna deshidratadora se recoge en un tanque de diario para su chequeo y control, en caso de aceptación pasa al almacén general de alcohol. Los tanques estarán provistos de cabeza flotante interna para evitar la contaminación acuosa y dispondrán del sistema contra incendios.

14.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA YUCA¹¹²

14.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

1. ETAPA 1: Obtención del almidón.

- **Recepción de materias primas:** Para el control de la materia prima que entra y sale de la planta se debe tener una báscula electrónica con alta capacidad para que puedan entrar en ella sin problemas los camiones. La yuca recibida será recogida en tolvas de recepción desde las que se llevará por medio de transportes de cadena al área de lavado.
- **Lavado y pelado de las raíces:** El propósito de esta operación es eliminar la tierra y las impurezas adheridas a la cascarilla de las raíces de yuca, junto con esa misma cascarilla. La suciedad debe ser eliminada para evitar problemas posteriormente. El buen lavado permite tener un producto final más fino, ya que muchas impurezas se parecen a las del almidón tanto en tamaño como en peso específico.
- **Picado de las raíces:** Es la acción de cortar en trozos las raíces de yuca sin impurezas, De modo que se logre mayor eficiencia en la etapa de desintegración de los chips o trozos de yuca.
- **Desintegrado:** Una vez obtenidos los chips, se usa un equipo desintegrador por medio del cual se liberan los gránulos de almidón

¹¹² Extraído de la tesis de grado para Ingeniero Mecánico de Mónica Retamoso y Roxana Rojas, bajo la dirección del profesor Lesme Corredor PhD, Universidad del Norte, Facultad de Ingeniería Mecánica, Colombia, 2004.

contenidos en las células de los trozos de la raíz de yuca. La masa que se obtiene es una mezcla de pulpa, jugo y almidón. La eficiencia de esta operación determina en gran parte, el rendimiento total de almidón en el proceso de extracción.

- **Separación centrífuga:** En los sistemas de separación centrífuga, lo que se busca es separar a la masa obtenida del desintegrador de un líquido llamado vinaza, el cual que será reutilizado en el proceso de lavado de las raíces de yuca. Simultáneamente la masa es separada de la fibra, de lo cual se logra una lechada que es 100% almidón.
- **Concentración del Almidón:** La lechada que sale de la separación centrífuga, se recoge en depósitos de centrifugas concentradoras y experimenta una compactación.
- **Secado del almidón:** El almidón se compacta en el fondo de los tanques y es transportado luego al lugar de secado. La masa húmeda con almidón es colocada en una maquina de secado “ultra rápido” (flash dryer) hasta tener un producto final con una humedad de 12%. El rendimiento final del almidón con respecto a la yuca fresca está alrededor de 6 Kg. de yuca para 1 Kg. de almidón seco, aunque este es muy variable y depende de muchos factores como calidad de la materia prima, grado de frescura, eficiencia de los procesos y otros.

2. ETAPA 2: HIDRÓLISIS DEL ALMIDÓN. La hidrólisis del almidón es el proceso mediante el cual el almidón pasa de ser un azúcar complejo a varios simples a través de la ruptura de sus enlaces. Esta se desarrolla en dos fases Licuefacción y sacarificación. En general el almidón es una gran cadena de moléculas individuales de glucosa las cuales son separadas por intermedio de unos biocatalizadores proteínicos llamados enzimas.

- **Licuefacción:** El almidón proveniente de la zona de extracción, se mezcla con agua, vapor condensado y una enzima llamada alfa-amilasa. Se somete a un precalentamiento de 75°C de modo que el almidón se gelatinice. Después la mezcla se somete a un calentamiento más fuerte por 30 minutos. La función de la enzima hidrolizante es romper los enlaces del almidón y corregir el pH. En esta fase de la licuefacción la amilasa ha transformado el almidón en azúcares simples llamados dextrinas. Transcurridas 2 horas se pasa a la fase de sacarificación.
- **Sacarificación:** La mezcla se deja enfriar hasta 60°C y se añade una segunda enzima llamada gluco-amilasa la cual toma las dextrinas y las

transforma en glucosa. Se corrige de nuevo el pH mediante la adición del H_2SO_4 . Transcurridas ocho horas el mosto obtenido se enfría a 30-35 °C y se procede a su fermentación.

El proceso se efectúa en tanques de acero inoxidable, con agitadores y calorifugados.

- 3. ETAPA 3: FERMENTACIÓN.** El mosto enfriado proveniente de la sacarificación, se introduce en tanques para su fermentación mediante la adición de levaduras específicas. Primero vamos a llevar el mosto a un prefermentador en el que permanecerá unos 17 minutos. Es necesario añadir al mosto elementos nutrientes (proteínas) para favorecer el crecimiento de las levaduras así como airearlos, y la temperatura debe ser mantenida por debajo de los 32°C por lo que los tanques deberán ir provistos de equipos refrigerantes exteriores.

El proceso es realizado con flujo en cascada pasando primero por un prefermentador y después por cinco fermentadores conectados en serie. El proceso se efectúa de forma continuada durante treinta y ocho horas, hasta que las levaduras hayan transformado el azúcar disponible en alcohol y CO_2 . Así se obtiene una cerveza (licores que están en los fermentadores al concluir el ciclo) de contenido alcohólico aproximado del 10% la cual pasa a la fase de destilación y deshidratación. El CO_2 de la fermentación se recoge en una columna y se recicla para la licuefacción.

El tiempo del ciclo de fermentación puede ser de 40 a 72 horas.

- 4. ETAPA 4: DESTILACIÓN.**

El mosto contiene aproximadamente un 10% de alcohol, sólidos no fermentables y levadura, el cual se destila en dos etapas. La primera etapa consta de una columna de destilación y una columna destrozadora. A la columna de destilación llega el flujo de cerveza proveniente de la fermentación y se obtiene cerveza con un grado alcohólico alrededor del 25%, parte de este flujo se recirculará y se condensará para provocar una lluvia en la torre de destilación. A la columna destrozadora llega el flujo de cerveza proveniente de la columna de destilación. El flujo de salida que se logra es la cerveza con un grado alcohólico cercano al 45%.

La segunda etapa eleva el grado de la solución alcohólica a 95% mediante su paso por una columna rectificadora, en la cual se tiene un rehervidor en la base de la columna y una recirculación en la parte superior de la columna del alcohol húmedo. Estos vapores con contenido alcohólico de 95-96% se recalientan de nuevo y se introducen en el tamiz molecular, el cual, es capaz

de absorber a la temperatura y presión del proceso, el agua de los vapores alcohólicos, elevando así la concentración a más del 99,75%.

En este método el alcohol es calentado en un evaporador y fluye hacia un calentador, de ahí sale hacia una de dos columnas de adsorción. Una se usa para la adsorción o deshidratación mientras que la otra regenera. El tamiz molecular tiene la propiedad de absorber el agua y rechazar el alcohol, siempre y cuando se cumplan las condiciones adecuadas. Una vez retirada el agua se pasa el vapor del alcohol a través de unos intercambiadores de calor donde se condensa y se almacena en tanques para su expedición.

5. ETAPA 5: PREPARACIONES AUXILIARES.

En esta etapa se preparan las sustancias necesarias para el ajuste del pH, reacciones bioquímicas y limpieza de los equipos para su uso en hidrólisis, sacarificación y fermentación.

Estas preparaciones auxiliares incluyen:

- El almacenamiento y dilución del ácido sulfúrico par la sacarificación y fermentación.
- Almacenamiento y dilución de la soda cáustica concentrada para la hidrólisis y limpieza.
- Dosificación de enzimas
- Dilución del Cl_2 Ca y dosificación para la hidrólisis.
- Dilución de nutrientes y dosificación para fermentación.
- Preparación de agua caliente de proceso o condensados para limpieza.
- Preparación de la solución CIP para la limpieza.
- Dosificación de agente antiespumante, etc.

14.3.2 MATERIALES

1. MATERIA PRIMA (YUCA): El insumo utilizado en la planta para producir el etanol son las raíces de yuca seca. La composición de la yuca es:

- El 80% del peso fresco de la raíz, aproximadamente, corresponde al parénquima o pulpa, que es el tejido en que la planta almacena el almidón.
- El contenido de materia seca de la raíz de yuca fluctúa entre el 30% y el 40%.
- La materia seca del parénquima está constituida, en su mayor parte (90% a 95%) por la fracción no nitrogenada, es decir por carbohidratos (almidón y azúcares).
- El resto de esta materia seca corresponde a fibra (1% a 2%), grasas (0,5% a 1,0%), cenizas o minerales (1,5% a 2,5%) y proteína (2%)

- El almidón representa, además, la mayor parte de los carbohidratos (96%) y es por tanto, el principal componente de la materia seca de la raíz.
- 2. MATERIAS AUXILIARES:** Los materiales auxiliares utilizados en el proceso de producción se muestran a continuación:
- *Ácido sulfúrico:* Se necesita H_2SO_4 para regular el pH durante la sacarificación del almidón. Se dispondrá de un tanque con H_2SO_4 . Se diluirá para rebajar su concentración e introducirlo así en el proceso de sacarificación.
 - *Soda cáustica:* Tendremos soda cáustica concentrada al 50% en un tanque, después la diluiremos para introducirla dentro del proceso para realizar la conversión y también en el proceso de limpieza.
 - *Cloruro cálcico:* El CaCl_2 tendrá una concentración del 78%. Va a ser introducido en el proceso de sacarificación.
 - *Ácido fosfórico:* Tendremos un tanque con fosfórico en una concentración del 75% que será introducido dentro del proceso para suministrar el fósforo necesario para las enzimas.
 - *Agentes antiespumantes:* Van a ser introducidos dentro del proceso para que no se produzca la formación de espuma que impediría el correcto funcionamiento de las reacciones biológicas.
 - *Soluciones nutrientes:* Va a existir una solución que contiene todos los nutrientes y micro nutrientes necesarios para que se desarrollen correctamente las enzimas que participan tanto en la sacarificación del almidón como las que lo hacen en la fermentación.
 - *Enzima alfa-amilasa:* Va a existir un tanque con el cultivo puro de alfa-amilasa que por medio de una bomba va a ser introducido en el proceso, para proceder a la conversión y sacarificación del almidón.
 - *Enzima amiloglucosidasa:* Va a existir un tanque con amiloglucosidasa en cultivo puro que va a ser introducida en el proceso para proceder a la sacarificación y conversión del almidón.
 - *Levadura:* *Saccharomyces cerevisiae* ha sido el microorganismo más ampliamente estudiado y es el que vamos a usar, se va a usar una cepa tolerante al etanol. Esta cepa va a tener una alta tolerancia a la concentración de etanol. La levadura va a ser propagada sólo por el primer tanque, ya que al inicio del proceso irán pasando a los sucesivos tanques a medida que vaya discurriendo el flujo por los distintos fermentadores.
 - *Agua:* El agua de proceso y el necesario para las reposiciones en refrigeración procederá de aguas subterráneas. El agua de proceso será sometida a un proceso de filtración y cloración para que tenga la calidad adecuada para ser introducida en el proceso. Posteriormente se la somete a un proceso de cloración para eliminar los microorganismos que pueda llevar.

- Gases: Se trata de vapor saturado a 6 bar, que va a ser utilizado en los procesos de licuefacción, sacarificación, fermentación, destilación, decantación y concentración.

3. MAQUINARIA Y EQUIPOS DEL PROCESO

Equipos para la obtención de almidón:

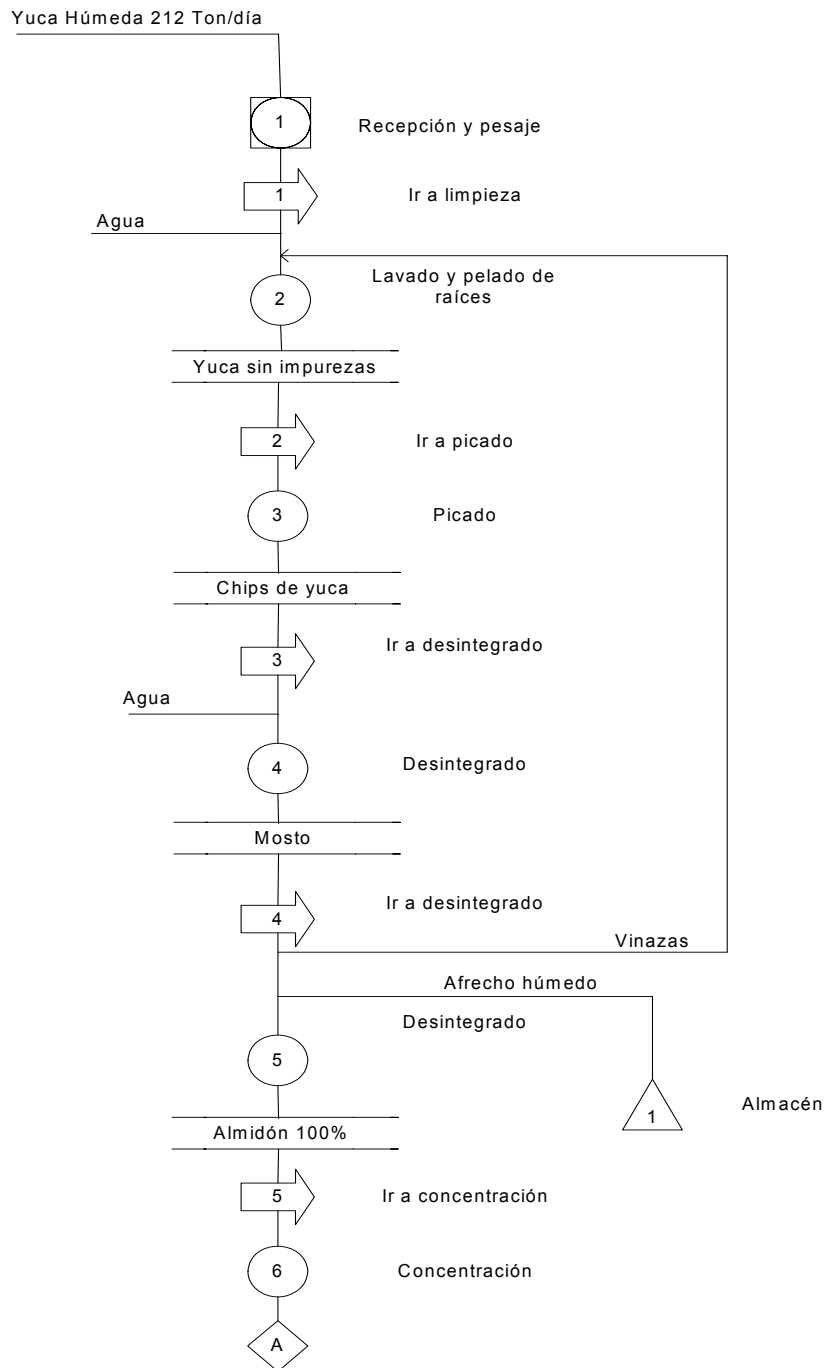
- Equipos de pesaje y empaquetado
- Bombas centrífugas y reciprocantes
- Recibo automático
- Lavador
- Picador
- Desintegrador
- Centrífugas separadoras
- Hidrociclones
- Tanques de acero inoxidable
- Zarandas clasificadoras
- Clasificadoras tipo pondorf
- Sistema desecado “ultra rápido”, flash dryer
- Intercambiadores de calor
- Equipos de transporte mecánico y neumático
- Control central de motores
- Equipos electrónicos e hidráulicos
- Instalación, montaje y puesta en marcha

Equipos para la obtención de alcohol:

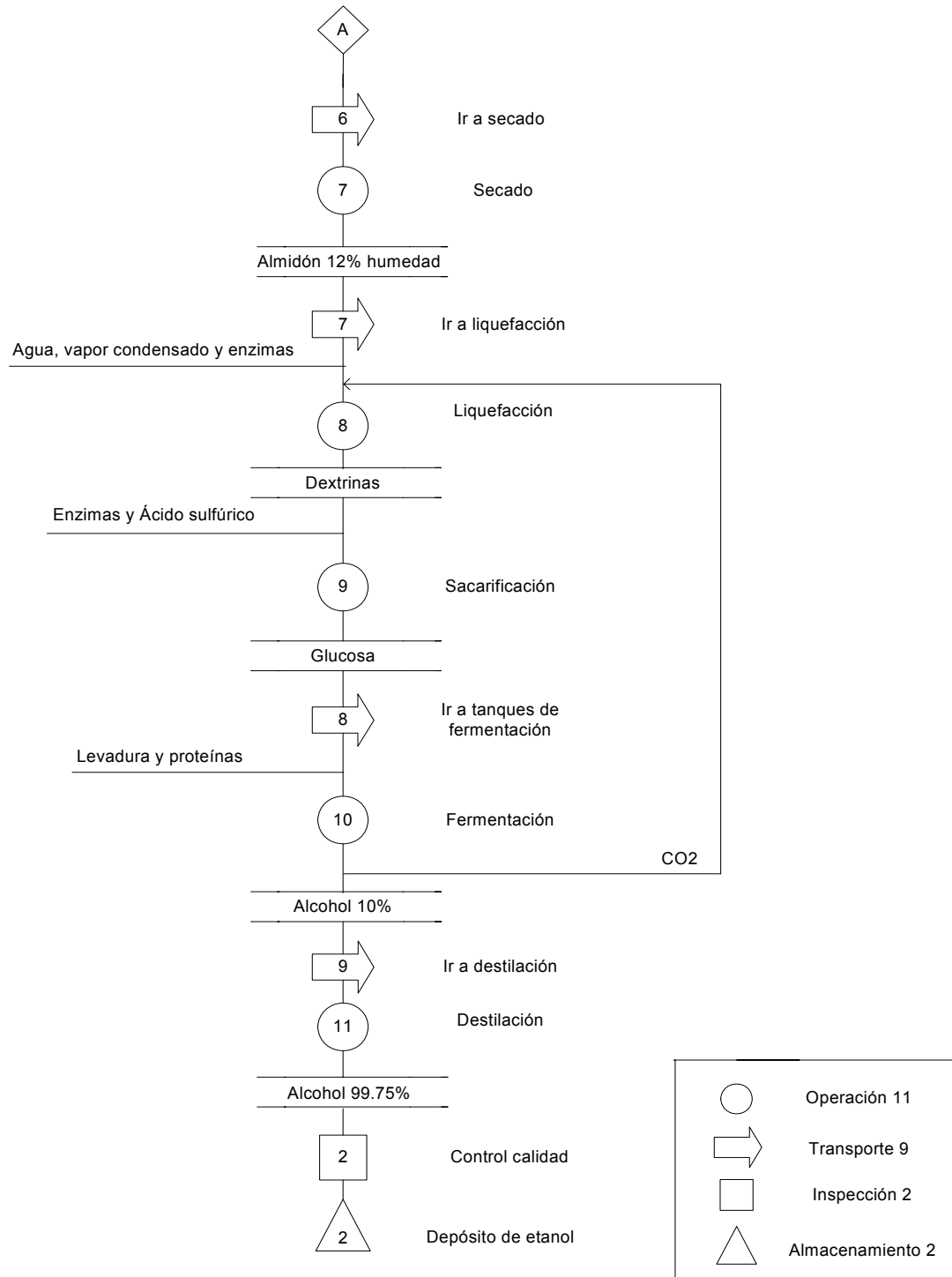
- Equipos completos para la fermentación
- Equipos completos para la hidrólisis
- Destilerías
- Tanques de almacenamiento
- Calderas, turbinas
- Equipos complementarios

4. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO

La planta trabajará manufactura de procesamiento continuo, la materia prima pasara a través de varios procesos sin interrupción.



REPÚBLICA DOMINICANA



14.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETANOL A PARTIR DE LA REMOLACHA

La remolacha azucarera es una planta bianual perteneciente a la familia *Quenopodiaceae* y cuyo nombre botánico es *Beta vulgaris* L.

Durante el primer año la remolacha azucarera desarrolla una gruesa raíz napiforme y una roseta de hojas, durante el segundo, emite una inflorescencia ramificada en panícula, pudiendo alcanzar ésta hasta un metro de altura.

- Flores: poco llamativas y hermafroditas. La fecundación es generalmente cruzada, porque sus órganos masculinos y femeninos maduran en épocas diferentes.
- Raíz: es pivotante, casi totalmente enterrada, de piel-amarillo verdosa y rugosa al tacto, constituyendo la parte más importante del órgano acumulador de reservas.
- Semillas: estas adheridas al cáliz y son algo leñosas.

Las tecnologías de producción del alcohol son las mismas ya que los procesos no pueden cambiar. Desde la recepción de la remolacha hasta la entrega del producto final en este caso etanol, se debe pasar por los mismos procesos:

- Difusión,
- Concentración de jugos,
- Fermentación y
- Destilación y deshidratación
- Almacenamiento del etanol

El éxito de mayor o menor aprovechamiento de la materia prima está en la utilización de la mejor levadura para obtener de este proceso el óptimo mosto que permita sacar el mejor provecho de la materia prima.

Los equipos principales de la destilación de alcohol con remolacha son:

- Báscula de recibo materia prima,
- Sistema de lavado de la remolacha,
- Sistema de difusión: Picadora, desfibradora, tren de extracción de jugos, sistema de dilución y bandas transportadoras,
- Sistema de fermentación: Tanques, tuberías, bombas y sistema de control,
- Sistema de Destilación,
- Tanques de almacenamiento de producto terminado,
- Sistema de tratamiento de vinazas,
- Sistema de recuperación de melazas.

14.5 CARACTERÍSTICAS DEL SORGO DULCE

El sorgo dulce es una de las muchas variedades de sorgo, caracterizado por su forma de caña con un alto contenido de azúcar, de alta resistencia a condiciones climáticas secas y de altas temperaturas y cultivado principalmente para forraje, ensilaje y producción de edulcorantes.

Los esclavos africanos lo introdujeron en los Estados Unidos a comienzos del siglo 17 y desde entonces ha sido cultivado ampliamente para la producción de edulcorantes, principalmente en la forma de jarabe de sorgo (*sorghum syrup*), forraje y ensilaje. Desde la década de los 50, el sorgo dulce ha sido cultivado principalmente como forraje y ensilaje, para producción de concentrado para alimento de ganado en la planicie central de los estados Unidos ([Texas](#), [Kansas](#) y [Nebraska](#) son los líderes), donde la insuficiente precipitación y altas temperaturas hacen inviable la producción de maíz.

El sorgo dulce fue introducido en la India a finales de la década de los 1960. La variedad americana introducida producía poco grano y de baja calidad puesto que está orientada más a la producción de forraje que a la de grano y fue cruzada con variedades locales., incrementando su adaptabilidad a condiciones locales climáticas. Debido a consideraciones económicas, el énfasis para las nuevas variedades en la India ha sido puesto en combinar alta producción de grano y biomasa, combinado con capacidad de producción de azúcar. En cambio de producir líneas puras, se ha optado por la producción de híbridos con una combinación de producción de granos, biomasa y azúcar y/o etanol.

Actualmente hay programas importantes en China para el cultivo de sorgo dulce en zonas de bajas precipitaciones y de altas temperaturas, con propósitos múltiples, pero principalmente orientados a la producción de forraje y etanol.

En lo fundamental, el sorgo dulce es un cultivo multipropósito que puede producir (i) alimento en forma de grano, (ii) combustible en forma de etanol por la destilación de los jugos de la caña y (iii) forraje, energía, fertilizante orgánico o pulpa para producción de papel de sus hojas y bagazo. Aunque la combinación de productos cambia según la variedad, a modo de ilustración, pueden obtenerse rendimientos por hectárea de los siguientes productos en un año (dos cosechas):

- 2-4 ton de grano
- 5-7 ton de hojas secas
- 15-20 ton de bagazo seco
- 3-6 ton de azúcar cruda o 5-9 ton de jarabe (750 brix) o 3,000 - 4,000 litros de etanol (95% v/v).

El grano y los subproductos del procesamiento del sorgo dulce representan un porcentaje significativo de la cosecha del sorgo dulce y su uso y valor asociado impacta significativamente la economía de la producción de etanol. Los posibles usos de los subproductos incluyen la combustión para producir energía térmica para el proceso o para cogeneración pulpa para papel o tableros conglomerados, heno, ensilaje para alimento de ganado o abono orgánico.

La amplia variedad de germoplasma ofrece muchas posibilidades para el desarrollo de híbridos y variedades para producción de etanol, con altos rendimientos en la producción de tallos (caña) y del contenido de azúcar de este.

Un programa de desarrollo del sorgo dulce deberá enfocarse en definir:

A. Mercado del grano:

- Usos posibles en República Dominicana como alimento de ganado y aves.
- Volúmenes del mercado de concentrados y precios.
- Competencia y precios de otros productos sustitutos

B. Mercado de la biomasa residual (hojas y follaje) como alimento de ganado.

- Usos posibles
- Tamaño del mercado, volúmenes y precios de los sustitutos (costo de oportunidad)

C. Mercado del bagazo:

- Usos posibles del bagazo y tamaño del mercado como fertilizante orgánico, como alimento del ganado y como materia prima para la producción de papel y conglomerados.
- Valoración como fuente de energía

15. ANEXO 3. PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

15.1 ASPECTOS GENERALES

El biodiesel es un combustible derivado de la transformación de diferentes materias primas de las cuales podemos encontrar:

Tabla 15-1. Materias Primas para la Obtención del Biodiesel

Materia Prima	País
Colza , Girasol	EU
Soya	U.S.A.
Aceite de Palma	Malasia y países tropicales
Coco	Filipinas
Linaza & Aceite de Oliva	España
Aceite de semilla de algodón	Grecia
Jatropha Curcas	Nicaragua
Aceite de cocina usado	Japón y países europeos
Cebo de res	Irlanda , USA
Aceite de fritura usado	Australia

El proceso consiste en que el aceite o grasa es mezclado con un alcohol y en presencia de un catalizador se produce la reacción en la que se genera como producto principal alquilésteres (biodiesel) y como subproducto un trialcohol (glicerina), siendo la transesterificación la vía de producción de biodiesel más común.

Las materias primas se clasifican según el contenido de Ácidos Grasos Libres (AGL). Por ejemplo, los aceites refinados tienen bajo contenido de AGL, generalmente < a 0.5%, mientras que las grasas animales lo contrario, contenido de AGL del 10-30%. El alto contenido de AGLs limita la aplicación de los métodos de conversión tradicionales ya que estos últimos no pueden ser convertidos directamente por transesterificación y es necesaria una esterificación previa para convertirlos o removerlos.

En la siguiente tabla se muestran las propiedades de biodiesel obtenidos de diferentes materias primas y su comparación con el diesel tradicional.

Tabla 15-2. Propiedades Principales del Biodiesel a Partir de Aceite de Palma e Higuierilla y de Petro Diesel

PROPIEDAD	UNIDAD	NORMA ASTM	BIODIESEL PALMA	BIODIESEL HIGUERILLA	DIESEL
Densidad a 15°C	kg/m ³	D 1298	868.8	925.13	865.12
Índice de Cetano		D 976	57.0	38.0	50.0
Punto de Inflamación	°C	D 93	162.3	84.3	62.3
Poder Calorífico	MJ/kg	D 240	39.55	37.52	45.436
Contenido de Azufre	% masa	D 129	No detectado	0.071	0.180
Viscosidad Cinemática	mm ² /s	D 445	4.67	14.89	4.66
Punto de Nube	°C	D 94	18.0	-4.0	1.0
Corrosión Lámina de Cobre		D 130	1 A	1 A	1 A
Residuo Carbonoso Conradson		D 189	0.0085	<0.05	<0.1

Fuente: Benjumea, Pedro; *et al.* Obtención de Biodiesel a partir de los Aceites de Palma e Higuierilla. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín-Universidad de Antioquia.

Algunas de las propiedades, tales como el índice de cetano y la densidad, son reflejo de las propiedades de las materias primas que se utilizaron para la producción del biodiesel, mientras que otras son consecuencia del proceso.

Tres propiedades son particularmente importantes:

- **El índice de cetano:** Con un valor de 0 y 100, es un parámetro que describe la calidad del combustible diesel en términos de su retraso en el encendido o la rapidez para encenderse. Los fabricantes de motores designan un rango para sus equipos de 40-50. Si es muy alto, la combustión puede iniciarse sin haberse mezclado bien el combustible con el aire, resultando una combustión incompleta y generación de humo. Por otro lado, si es muy bajo, puede causar problemas de encendido, detonación y combustión incompleta.

- **Viscosidad cinemática:** Es una característica que determina la fluidez y facilidad de atomización del combustible, así como también impactos en las características de lubricidad del mismo.
- **El punto de nube:** Es la temperatura a la cual se empiezan a formar cristales, los cuales son indeseables ya que éstos pueden taponar los filtros y las líneas de combustible.

El biodiesel de palma tiene índice de cetano, viscosidad cinemática y poder calorífico adecuados, similares al diesel, pero el punto de nube puede ser un problema para exportaciones a Europa y Estados Unidos, donde se presentan temperaturas bajas en invierno. Ante temperaturas por debajo de 18°, el biodiesel se puede convertir en “margarina”.

El biodiesel de higuera tiene ligeramente bajo el índice de cetano y el poder calorífico y muy alta la viscosidad cinemática, lo cual puede indicar que debe usarse en proporciones bajas (B2 al máximo) o mezclado con otro biodiesel.

15.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El método más empleado para la producción de biodiesel es el de transesterificación por vía catálisis alcalina ya que este ofrece ventajas tanto en los costos como en el de conversión de la materia prima. Sin embargo, este método no es eficaz cuando la MP es de baja calidad (AGLs > 0.5%) ya que se generan grandes cantidades de jabón. En este caso el método a seguir es de una esterificación vía catálisis ácida y luego la transesterificación empleando un catalizador alcalino.

En un proceso típico de producción de biodiesel por medio de catálisis básica, después del reactor de transesterificación se realizan diversas etapas de purificación para separar y/o eliminar las sustancias indeseables en el producto final de biodiesel. Para que la reacción de biodiesel se lleve a cabo se hace necesaria la presencia de un catalizador que, junto con el aceite y alcohol, producen los ésteres (biodiesel) y la glicerina, como subproducto de la reacción. Por consiguiente, la glicerina, el alcohol y los restos de catalizador deben ser removidos en diferentes etapas de purificación que incluyen, entre otras, torres de destilación, de extracción líquido-líquido, separadores centrífugos, hidrociclones, etc.

Para la obtención del biodiesel usando aceite de palma la producción, la vía de catálisis alcalina tiene como características principales un porcentaje de conversión alto, los insumos empleados son económicos y las condiciones de presión y temperatura son moderadas, lo cual repercute en el costo de los equipos a emplear. En él los insumos utilizados son principalmente aceite de palma, metanol, hidróxido

de sodio como catalizador y agua para el proceso de lavado. Los productos generados son biodiesel y glicerina.

El alcohol metílico es la materia prima para transesterificación más simple y ligera. Por su pequeño volumen molecular reduce ampliamente los impedimentos estéricos en la reacción con el aceite de palma, lo cual se ve reflejado en una velocidad de reacción más alta en comparación con otros alcoholes. Además de esto, posee una ventaja relevante frente al etanol, que es el segundo alcohol más utilizado para producir biodiesel¹¹³.

El catalizador seleccionado para la reacción de transesterificación es el hidróxido de sodio. Sus ventajas sobre otras sustancias catalíticas se basan en que las velocidades de reacción son más altas, es fácil de conseguir en el mercado, y las sustancias generadas en las etapas de purificación, debido a la presencia del hidróxido, son fáciles de retirar o no presentan inconvenientes como impurezas incluidas en los productos.

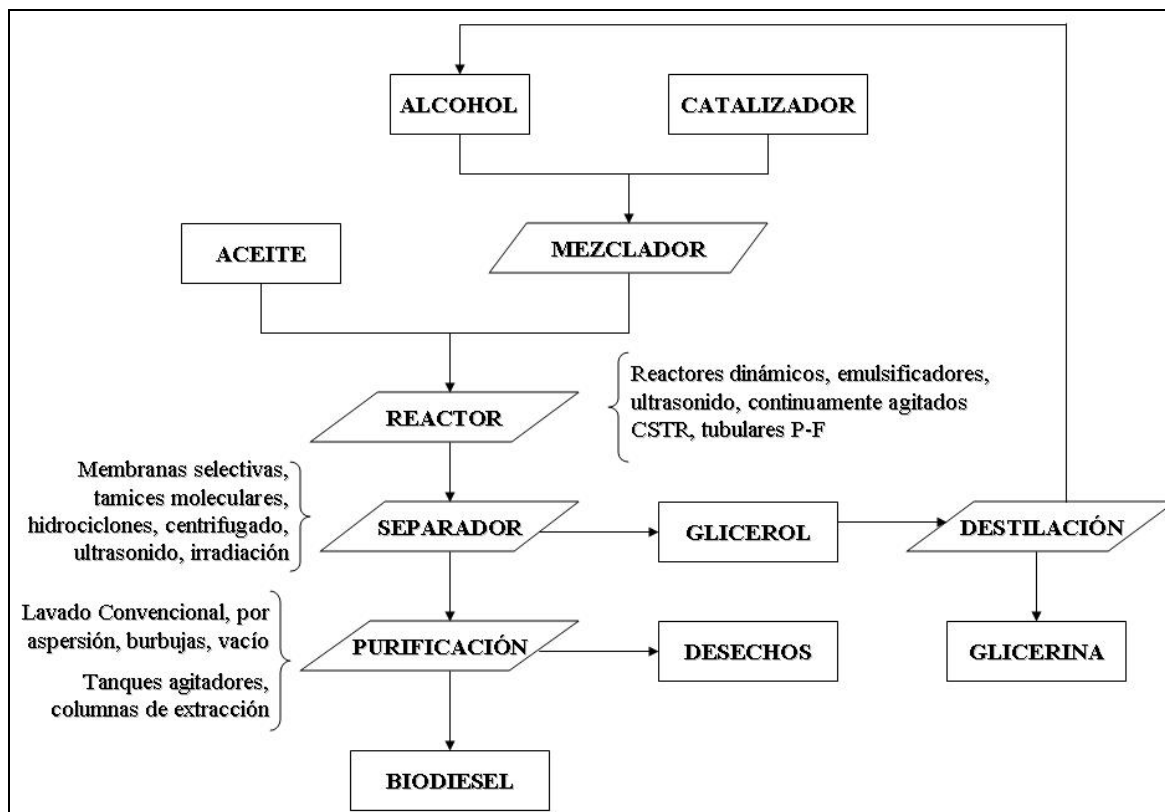
Como ya se mencionó, es un proceso de producción en continuo empleando la transesterificación vía catálisis alcalina. En resumen este proceso involucra la mezcla de las materias primas en un reactor donde por la presencia del agente catalizador se genera la reacción generando principalmente biodiesel y glicerina. Las etapas involucradas en el proceso de producción global son (ver Tabla 15-3 y Figura 15-1):

Tabla 15-3. Procesos para la Producción de Biodiesel

1.	Recepción, almacenamiento y acondicionamiento del aceite crudo.
2.	Esterificación de ácidos grasos libres.
3.	Transesterificación del aceite crudo.
4.	Purificación y almacenamiento de biodiesel.
5.	Destilación y reciclo de metanol.
6.	Purificación y almacenamiento de glicerol.

¹¹³ Frente al metanol, el etanol posee la ventaja de que puede ser producido en el país por fermentación. Al provenir de fuentes vegetales, al igual que el aceite de palma, el biodiesel producido con estas dos materias primas generaría una emisión de dióxido de carbono al ambiente neta igual a cero. Sin embargo, tiene dos desventajas principales; la primera es que la velocidad de reacción de este alcohol para producir biodiesel es más pequeña y la segunda es su precio, que es mayor al doble del precio del alcohol metílico.

Figura 15-1. Diagrama de Producción de Biodiesel



1. Esterificación

Este proceso antecede al proceso principal de transesterificación ya que por el contenido de AGLs en el aceite es necesario reducir su concentración para obtener un alto grado de conversión de la materia prima.

En esta etapa, el aceite precalentado es mezclado con una pequeña cantidad de metanol (en una proporción de 2,7%) y posteriormente es bombeado a el reactor donde se llevará a cabo la reacción empleando un catalizador ácido en forma sólida (zinc), por lo cual este proceso es denominado esterificación vía *catálisis ácida heterogénea*.

2. Transesterificación

Esta reacción es llevada en dos etapas, ya que en un solo reactor no se logra un alto grado de conversión. En la primera se adiciona cerca al 92% de la mezcla alcohol-aceite y en la segunda etapa lo restante. La corriente de aceite que proviene de la etapa anterior ingresa al primer reactor, donde se mezcla con la corriente que contiene el metanol y el catalizador (NaOH). En el reactor del tipo agitado el tiempo de reacción es de una hora a unas condiciones de 72°C. El efluente es llevado a un separador, donde se retira la fase pesada que contiene glicerina y metanol; la fase liviana es llevada a un segundo

reactor, de características similares al anterior, donde se introduce una mezcla nueva de alcohol y catalizador. De nuevo se realiza un proceso de separación donde la fase pesada, conformada por metano y glicerol, se une con la retirada en la etapa anterior y el biodiesel obtenido se lleva a la sección de purificación.

3. Purificación del Biodiesel

El objetivo de esta etapa es eliminar todas las impurezas que contiene el biodiesel, el cual al salir del proceso de transesterificación puede contener fracciones de aceite, metanol, glicerol, catalizador y jabón.

4. Purificación de la Glicerina

Debido a que el glicerol que fue extraído de los sedimentadores en la etapa de transesterificación está mezclado con metanol, es necesario purificarlo mediante evaporación, ya que de esta forma tiene poco valor y su disposición puede ser difícil, ya que éste debe ser tratado como un residuo peligroso. La glicerina obtenida tiene un grado de pureza de aproximadamente 85%.

5. Purificación del Metanol

Ya que el metanol retirado de las distintas etapas del proceso contiene impurezas tales como agua, glicerol y éster, éstas deben ser retiradas a través de una torre de destilación antes de que el metanol reingrese al proceso, donde cerca del 50% del metanol utilizado en todo el proceso de producción es reciclado.

15.3 POSICIÓN DE LOS FABRICANTES DE MOTORES EN RELACIÓN CON EL BIODIESEL

En esta sección se retoman las posiciones de las empresas fabricantes de motores a la utilización de biodiesel.

15.3.1 John Deere

Aprueba el uso del biodiesel siempre y cuando este cumpla con las normas ASTM D6751 y EN 14214 principalmente la mezcla B5.

www.deere.com



Guidelines of Biodiesel Fuels Used in Diesel Engine (Updated 6Feb07)

What is & isn't Biodiesel

A fuel comprised of mono-alkyl esters of long chain fatty acids (known as Fatty Acid Methyl Esters or FAME) derived from vegetable oils or animal fats, officially designated as B100 or 100% Biodiesel in compliance with ASTM D6751 (USA) or EN 14214 (Europe) industry specifications. The standard manufacture process to make biodiesel is called **transesterification**.

Soybean Methyl Ester — SME, predominantly in USA

Rapeseed (or Canola) Methyl Ester — RME, predominantly in Europe

Palm Methyl Ester — PME, predominantly in Asia

Other feedstocks include but not limited to:

Animal Fats (beef tallow, pork lard)

Yellow Greases (waste cooking oil or recycled greases)

Cotton Seed

Sunflower Seed

Coconut Oil

Sesame Seed

Biodiesel blended with regular diesel fuel is named Biodiesel Blend, designated as BXX (B2, B5, B20, etc.) where XX is the volume percent of biodiesel used in the blend.

NOTE: Raw pressed / partially refined vegetable oils or recycled greases that have not been processed into biodiesel through **transesterification** are NOT biodiesel and Must Not Be Used in any form or concentration.

Biodiesel Advantages

- Renewable energy alternative, biodegradable & nontoxic
- Reduce dependency on petroleum imports
- B2 level provides significant lubricity improvement
- High cetane, zero aromatics, and minimal sulfur content
- Lower engine PM, HC, CO and life-cycle CO₂ emissions
- Less visible smoke

Biodiesel Technical Challenges

- Increased engine NO_x emission
- Cold weather flow degradation
- Stability & storage issues (moisture absorption, oxidation, microbial growth)
- Hygroscopic nature impacts filtration system (water separator efficiency reduction)
- Thermal degradation at elevated temperatures
- More crankcase dilution caused by higher fuel density & viscosity
- Elastomer seal, gasket, and other material compatibility (Cu, Pb, Zn, and Sn)
- Lower energy content (less power & fuel economy)
- Property variation due to different feedstocks
- Higher cost if there were no government tax incentive



Deere Recommendation

Biodiesel blend up to B5 (5% biodiesel mixed with regular petrodiesel by volume) can be used in John Deere diesel engines, provided that the neat biodiesel or B100 meets ASTM D 6751 (USA) or EN 14214 (Europe) specification as shown in Table A. Furthermore, the petrodiesel portion should meet the requirements of ASTM D 975 (USA) or EN 590 (Europe) commercial standards. Deere also requires that biodiesel and its B5 blend to be purchased from a BQ-9000 accredited producer or BQ-9000 certified marketer / distributor.

We must make certain that our decisions about biodiesel usage and the effect on machine performance are based on factual test experience. Deere is a responsible biodiesel supporter and understands the future prosperity of biodiesel industry rests on product quality control, field customer appreciation, long-term supply and distribution.

Biodiesel blend above B5 could have increasingly more performance related issues. The higher the biodiesel concentration, the more likely the risk associated with its negative aspects. There is no industry standard to regulate the quality & performance of biodiesel blend at this time. In particular, certain properties of biodiesel blend may deviate significantly from its B100 and petrodiesel constituents (synergism or antagonism) and could manifest a highly nonlinear relationship. The following shall be observed during routine practice:

Fuel Quality Assurance

- Ensure the quality of B100 and biodiesel blend (right concentration, uniform mixture)
- One-time splash blending in an immobile tank is inadequate for homogeneous mixing
- Recommend in-line (or proportional) blending to achieve good mixture
- B100 should be kept warm prior to blending in the winter to preclude wax formation
- Keep storage and vehicle tanks as full as possible to minimize moisture condensation
- Monitor water content and microbial growth of the biodiesel fuels regularly
- Sampling fuel periodically to confirm the % level of biodiesel is consistent
- Limit the storage tanks from extreme temperature exposure (direct sun or frost)
- Storage life should be reduced accordingly (one year for B2, six months for B20, etc.)
- Buy fuel from a BQ-9000 accredited producer or a BQ-9000 certified marketer

Vehicle Maintenance Protocol

- Drain and clean fuel storage tank before and after using biodiesel
- All tank caps and covers shall be installed properly to prevent water from entering
- Clean spills immediately to avoid paint corrosion if using B20 or higher blends
- Fuel filter may need to be replaced more often initially due to premature plugging for that biodiesel is a minor solvent capable of removing deposits within the fuel system
- Wax formation of biodiesel in cold environment may also cause filter plugging, use lower blends or better yet 100% petroleum diesel during the winter or storage period
- Check engine oil sump level daily prior to starting, a rising level may indicate crankcase fuel dilution and the need for oil change (biodiesel is less stable)
- Switch to regular diesel fuel for extended periods of storage / idle of the vehicle

REPÚBLICA DOMINICANA

Performance Related Issues

- Power loss, and in some instances dangerous power (fueling rate) growth, from B100 or other high concentration biodiesel blends
- Higher biodiesel blend may cause leakage in seals and hoses of Buna-N, Nitrile and natural rubber, use fluorocarbon or Viton type of materials instead which are compatible with biodiesel
- Corrosion of fuel injection equipment particularly for higher biodiesel blend
- Injector nozzle deposits from B20 or higher biodiesel blend
- Lacquering and seizure of internal injection system components
- Injection pump failure caused by water ingestion
- Formation of sludge and sediments
- Reduced engine service life

Consult fuel supplier for additives to improve storage and performance of biodiesel.

Suggested type of additives would be:

- Oxidation stabilizer
- Cold flow enhancer
- Micro biocide

High pressure common rail (HPCR) and rotary fuel injection pumps are most sensitive to biodiesel usage with regard to deposit formation. When using higher biodiesel blend or B100 in a rotary fuel injection pump, the engine oil level must be checked daily if the ambient temperature is -10°C (14°F) or lower. If oil becomes diluted with fuel, oil change intervals must be shortened. Correct oil service intervals may be established by using OilScan or OilScan Plus programs. Another factor due to cold temperature is the Cloud Point (CP) where wax crystals start to form which makes the fuel cloudy, or Cold Filter Plugging Point (CFPP) where wax crystals have grown to some threshold size beginning to plug the filter. Biodiesel demonstrates relatively high CP or CFPP as compared with petroleum diesel fuel.

Our product warranty only covers defects in material and workmanship as manufactured and sold by John Deere. Failures caused by the use of poor quality fuels, be that biodiesel or regular petroleum diesel, are not defects of material and/or workmanship as supplied by John Deere, hence cannot be compensated under our warranty. On the other hand, using biodiesel blends above B5 does not automatically void warranty. Users of John Deere emission certified engines are responsible for obtaining the proper local, state, and national exemptions required for the use of biodiesel.

Emission certified engines are equipped with fuel injection pumps (FIP) that are compatible with biodiesel blends up to B5 maximum in accordance with the common position statement from diesel fuel injection equipment (FIE) manufacturers.

Property	Test Methods		Units	ASTM D 6751	EN 14214
	ASTM	EN & ISO			
Cloud Point	D 2500		$^{\circ}\text{C}$	Report	
Carbon Residue (on 100% Sample)	D 4530		% mass	0.050 max	
Water and Sediment	D 2709		% volume	0.050 max	
Free Glycerin	D 6584		% mass	0.020 max	
Total Glycerin	D 6584		% mass	0.240 max	
Distillation Temperature, 90% Recovered	D 1160		$^{\circ}\text{C}$	360 max	
Flash Point	D 93	3679	$^{\circ}\text{C}$	130.0 min	120 min
Kinematic Viscosity at 40°C	D 445	3104	mm^2/s	1.9 - 6.0	3.50 - 5.00
Sulfated Ash	D 874	3987	% mass	0.020 max	0.02 max
Copper Strip Corrosion	D 130	2160 (3 h at 50°C)	Rating	No. 3 max	Class 1
Cetane Number	D 613	5165		47 min	51.0 min
Acid Number	D 664	14104	mgKOH/g	0.50 max	0.50 max
Phosphorous Content	D 4951	14107	% mass	0.001 max	0.0010 max
Sulfur Content	D 5453	20846 or 20884	% mass	0.0015 max (S15) 0.05 max (S500)	0.0010
Group I Metals (Na + K)	UOP 391	14108 or 14109	mg/kg	5 max	5.0 max
Group II Metals (Ca + Mg)	UOP 389	14538	mg/kg	5 max	5.0 max
Oxidation Stability, 110°C		14112	hours	3.0 min	6.0 min
Cold Filter Plugging Point		116	$^{\circ}\text{C}$		5 max (Grade A) 0 max (Grade B) -5 max (Grade C) -10 max (Grade D) -15 max (Grade E) -20 max (Grade F)
Ester Content		14103	% mass		96.5 min
Density at 15°C		3675 or 12185	kg/m^3		860 - 900
Carbon Residue (on 10% Distillation Residue)		10370	% mass		0.30 max
Water Content		12937	mg/kg		500 max
Total Contamination		12662	mg/kg		24 max
Iodine Value		14111	$\text{gr iodine}/100 \text{ gr}$		120 max
Linolenic Acid Methyl Ester		14103	% mass		12.0 max
Polyunsaturated (≥ 4 double bonds) Methyl Esters		TBD	% mass		1 max
Methanol Content		14110	% mass		0.20 max
Monoglyceride Content		14105	% mass		0.80 max
Diglyceride Content		14105	% mass		0.20 max
Triglyceride Content		14105	% mass		0.20 max
Free Glycerol		14105 or 14106	% mass		0.02 max
Total Glycerol		14105	% mass		0.25 max

Note: Please refer to the original documents of ASTM D 6751 and EN 14214 for further detail.

REPÚBLICA DOMINICANA

NOTE: Experience shows that biodiesel is not always conforming to the established standards. Furthermore, the specifications listed in Table A are broadly defined which results in variation of the biodiesel quality. It should be clarified that ASTM D 6751 is recommended for blending up to B20 maximum in USA, whereas EN 14214 can be used as a commercial RME B100 fuel in Europe. The B100 composition may change appreciably due to different feedstocks. This quality variation could cause fuel injection system malfunction particularly with wide range of engine design and operating conditions seen in the field. That is why FIE manufacturers, John Deere and Engine Manufacturers Association in general recommend B5 maximum for the time being. Operator must ensure the supply of good quality biodiesel that will not harm any parts of the engine fuel system. To that extent, we require that the biodiesel (B100) and blended biodiesel (B5) be purchased from a BQ-9000 accredited producer or BQ9000 certified marketer / distributor. For regular petroleum diesel its energy content is usually proportional to the level of fuel density and/or aromatics. This rule cannot be applied to biodiesel blends due to opposite trends existed from biodiesel with higher density and lower energy content.

John Deere has developed its own global standards of B100 and B20 for testing purposes with additional requirements such like thermal and oxidation stabilities, among others. A copy of Deere standards is shown in the last page.

Other useful documents and websites are listed below for your convenience.

Biodiesel Handling and Use Guidelines (3rd Edition, September 2006)

<http://www.nrel.gov/docs/fv06osti/40555.pdf>

Common Position Statement from Diesel Fuel Injection Equipment (FIE) Manufacturers

http://www.ufop.de/downloads/FAME_Statement_June_2004.pdf

EMA Test Specifications for Biodiesel Fuel

EMA Technical Position on Use of Biodiesel – Position Statement

EMA Raw Vegetable Oil Technical Statement

<http://www.enginemanufacturers.org/info/division.asp?id=65>

John Deere to use B2 biodiesel fuel in U.S. manufacturing plants

http://www.deere.com/en_US/newsroom/2005/releases/farmersandranchers/050201_biodiesel.html

Property	Test Methods		Units	B100 Standard	B20 Standard
	ASTM	EN & ISO			
Flash Point	D 93	3679	°C	120 min	38 min (No.1-D) 52 min (No.2-D)
Water and Sediment	D 2709	—	% volume	0.05 max	0.05 max
Kinematic Viscosity at 40°C	D 445	3104	mm ² /s	1.9 - 6.0	1.3 - 4.1 (No.1-D) 1.9 - 4.1 (No.2-D)
Sulfated Ash	D 874	3987	% mass	0.02 max	
Ash	D 482	6245	% mass		0.01 max
Sulfur Content	D 5453	20846 or 20884	% mass	Per Regulation	Per Regulation
Copper Strip Corrosion	D 130	2160 (3 h @ 50°C)	Rating	No.3 / Class 1 max	No.3 / Class 1 max
Cetane Number	D 613	5165		47 min	43 min
Cloud Point ⁽¹⁾	D 2500	—	°C	Per Footnote	Per Footnote
Carbon Residue (on 100% sample)	D 4530	—	% mass	0.05 max	
Ramsbottom Carbon, 10% Residue	D 524	10370	% mass		0.15 max (No.1-D) 0.35 max (No.2-D)
Acid Number	D 664	14104	mgKOH/g	0.50 max	0.30 max
Free Glycerin	D 6584	14105 or 14106	% mass	0.02 max	Not Applicable
Total Glycerin	D 6584	14105	% mass	0.25 max	Not Applicable
Phosphorous Content	D 4951	14107	% mass	0.001 max	0.001 max
Distillation Temperature, 90% Recovered	D 1160	—	°C	360 max	
Physical Distillation, 90% Recovered	D 86	3405	°C		343 max
Lubricity	D 6079	12156-1	µm	460 max	460 max
Biodiesel Blend Fraction	—	14078	% volume	100%	20 ± 2%
Particulates	Modified D 6217 ⁽²⁾	—	mg/L	10 max	10 max
Oxidation Stability (induction time)	—	14112 (Rancimat)	hours	3.0 min	6.0 min
Thermal-Oxidative Stability (insoluble deposits)	Modified D 2274 ⁽²⁾	—	mg/100 mL	10 max	10 max
Methanol Content	—	14110	% mass	0.2 max	0.04 max
Group I Metals (Na + K)	UOP 391	14108 or 14109	mg/kg	5.0 max	Not Detectable
Group II Metals (Ca + Mg)	UOP 389	14538	mg/kg	5.0 max	Not Detectable

Superscript:

- (1) The maximum cloud point temperature shall be equal to or lower than the tenth percentile minimum ambient temperature in the geographical area and seasonal timeframe as defined by ASTM D 975.
- (2) Use glass-fiber filter instead.

15.3.2 Caterpillar

Reconoce biocombustibles que satisfacen la norma ASTM D6751, la EN 14214. Existen usuarios de motores Caterpillar que los han usado en combinaciones B30 y los motores han funcionado bien, por encima de esta mezcla los motores pueden presentar algunas complicaciones.

www.cat.com

CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS

Europa lleva la delantera en el establecimiento de objetivos para la reducción de las emisiones de carbono y en el uso de biocombustibles y otros combustibles renovables para el transporte. El objetivo para 2005 era una sustitución del 2,5 por ciento del diésel y de la gasolina con biocombustibles; la meta para 2010 es una reducción del 5,75 por ciento. En América del Norte, los Estados Unidos y Canadá fijaron un nivel de sustitución del 5 por ciento para 2010. Los Estados Unidos también han llamado a duplicar el uso de combustibles renovables.

IMPACTO EN LA MAQUINARIA

Los combustibles biodiésel de primera generación funcionan con cualquier motor diésel, sin necesidad de modificaciones. Los clientes de Caterpillar (muchos de los cuales pertenecen a la industria minera) en diferentes partes del mundo ya están usando mezclas de biocombustibles. "Nuestra situación actual es que los motores Caterpillar C7 y otros mayores pueden usar biodiésel al 30 por ciento con buenos resultados", agrega Zimmermann. "Algunos clientes han hallado rentable usarlo al 100 por ciento, pero por encima del 30 por ciento se presentan algunas complicaciones que no están previstas en el diseño actual de los motores".

Para controlar estos posibles problemas, el cliente debe usar combustibles de buena calidad y aplicar gestión de combustibles, la cual es esencial para evitar la oxidación, la biodegradación y el crecimiento bacteriano. El biodiésel debe cumplir las especificaciones EN14214 o ASTM D6751.

"Hay que ser estrictos con la calidad del combustible", explica Zimmermann. "Sin el uso de estándares para los combustibles, no podemos saber lo que sucederá con el motor".

El contenido energético del biodiésel, que es inferior, puede afectar el rendimiento, pero Zimmermann señala que las investigaciones realizadas hasta la fecha indican que la pérdida de potencia es insignificante. "En una prueba de campo realizada como parte de un proyecto 6 Sigma en Alemania, controlamos una cargadora frontal alimentada con biodiésel al 100 por ciento en una situación de poca carga. El operario no pudo percibir ninguna diferencia. De modo que en realidad depende de cada aplicación. Incluso entonces la reducción de potencia es del 8 al 10 por ciento".

Zimmermann remarca que "a lo que hay que prestarle atención ante todo es a la calidad del combustible. Hay que asegurarse de usar combustibles de alta calidad que cumplan con los estándares y tengan acreditación".

15.3.3 Cummins

Para mezclas B5 no se esperan efectos adversos importantes sobre el rendimiento de los motores y la integridad/durabilidad de los motores.

www.cummins.com

What is Cummins' position on the use of Biodiesel fuel in Cummins engines?

Background

With increased interest in emissions and reducing the use of petroleum distillate based fuels, some governments and regulating bodies are encouraging the use of bio fuels. Biodiesel fuels should be considered experimental at this time. Governmental incentives and/or environmental legislation to use bio fuels may have an impact on the sales and use of Cummins engines. This document outlines Cummins criteria and parameters when using biodiesel fuel.

SME or SOME 'Soy Methyl Ester' Diesel is the most common bio diesel in the U.S. and is derived from soybean oil. Soy Diesel is a biodiesel/petrodiesel blend based on SME. RME 'Rape Methyl Ester' Diesel is the most common biodiesel in Europe and is derived from rapeseed oil. These fuels are collectively known as Fatty Acid Methyl Esters (FAME).

Fuel Characteristics

Biodiesel fuels are methyl/ethyl ester-based oxygenates derived from a broad variety of renewable sources such as vegetable oils, animal fats, and cooking oils. Their properties are similar to diesel fuel, as opposed to gasoline or gaseous fuels, and thus are capable of being used in compression ignition engines. Biodiesel fuels have a lower energy content; about 89% of #2 diesel fuel, and is therefore a less efficient fuel. Its higher viscosity range (1.9-6.0 centistokes) vs 1.3-5.8 centistokes for diesel) helps offset the lower energy content through reduced barrel/plunger leakage resulting in slightly improved injection efficiency. Combining lower energy content and slightly improved injection efficiency, biodiesel fuel provides 5-7% less energy per gallon compared to diesel fuel. The cetane value of biodiesel fuel is 40 minimum compared to 42 minimum for Cummins diesel fuel specification. Biodiesel fuel has improved lubricity compared to standard diesel fuel.

There are provisional specifications for FAME issued in Germany under DIN V 51 606, and also recently through ASTM PS-121, however these standards are under development and are subject to change. For additional information, refer to the Cummins diesel fuel specifications listed in Table 1 and to the ASTM provisional specification PS-121 for biodiesel fuels.

Emissions

It is the responsibility of the user to obtain the proper local, regional, and/or national exemptions required for the use of biodiesel in any emissions regulated Cummins engine. From the Comprehensive Health and Environmental Effects testing, a fuel blend consisting of 20% biodiesel and 80% diesel fuel (B20) can yield percent reductions ranging from 16-33% in particulates, 11-25% in Carbon Monoxide (CO), and 19-32% in Hydrocarbon (HC) emissions. The B20 biodiesel fuel blend will cause an increase in NOx of 2%.

Performance and Durability Results

Cummins test data on the operating effects of biodiesel fuels indicates that typically smoke, power, and fuel economy are all reduced. However, as there are no firm industry standards on the content and properties for bio fuels, consistency and predictability of biodiesel operation is not well documented.

Biodiesel provides approximately 5-7% less energy per gallon of fuel when compared to distillate fuels. To avoid engine problems when the engine is converted back to 100% distillate diesel fuel, do not change the engine rating to compensate for the power loss when operated with biodiesel fuels.

Elastomer compatibility with bio diesel is still being monitored. The condition of seals, hoses, gaskets, and wire coatings should be monitored regularly.

Cummins certifies its engines using the prescribed EPA and European Certification Fuels. Cummins does not certify engines on any other fuel. It is the user's responsibility to use the correct fuel as recommended by the manufacturer and allowed by EPA or other local regulatory agencies. In the United States, the EPA allows use of only registered fuels for on-highway applications. The EPA has additional alternative fuel information at: <http://www.epa.gov/otaq/consumer/fuels/altfuels/altfuels.htm>

REPÚBLICA DOMINICANA

Given the current industry understanding of bio fuels and blending with quality diesel fuel, it would be expected that blending up to a 5% volume concentration should not cause serious problems. For customers intent on blending bio fuels above a 5% volume concentration, the following concerns represent what is currently known in the industry. Concentrations beyond 5% by volume could have an adverse effect on the engine's performance and the fuel system integrity/durability. The affects are more serious with increasing concentration levels.

Areas of concern when operating with biodiesel fuels include low temperature operability (fuel gelation, filter plugging), heat content (poor fuel economy), and storage and thermal stability (filter plugging, injector deposits). The oil change interval can be affected by the use of biodiesel fuels and some applications may require shortening intervals to half of the diesel equivalent. Lube oil dilution in applications with significant part load operation will fall under this guideline.

In addition, from Cummins' fuel systems suppliers, the following issues are also noted: swelling and hardening/cracking of some elastomer seals within the fuel system/engine, corrosion of fuel system and engine hardware - especially aluminum and zinc, solid particle blockage of fuel nozzles and passages, filter plugging, injector coking, higher injection pressures due to physical flow properties - reduced fuel system life, added stress and heat to injection components - especially rotary fuel pumps - increased pump seizures and early life failures, poor fuel spray atomization - reduced fuel economy. Pure biodiesel fuel is not stable and its acid content increases over time which can damage powder metal components

Fuel System Vehicle Issues and Storage

The oil change interval can be affected by the use of biodiesel fuel. End users are advised to use oil sampling to monitor the engine oil condition and to determine the optimum oil change interval. Pure biodiesel fuel can cause a chemical reaction with lube oil resulting in oil sludging.

Elastomer compatibility with biodiesel is still being monitored. The condition of seals, hoses, gaskets, and wire coatings should be monitored regularly.

Biodiesel fuels contain residual alcohol from the esterification process, which can remove deposits from fuel tanks and lines causing filter plugging during initial testing. The fuel system should be flushed with this fuel before operation, and the fuel filters will need frequent replacement in the early stages of operation in older units.

Biodiesel fuels may pose low ambient temperature problems for both storage and operation. At low ambient temperatures, fuel may need to be stored in a heated building or a heated storage tank. The fuel system may require heated fuel lines, filters, and tanks. Filters may plug and fuel in the tank may solidify at low ambient temperatures if precautions are not taken. Consult your bio diesel supplier for assistance in the blending and attainment of the proper cloud point fuel.

Biodiesel has poor oxidation stability, which can result in long term storage problems. The poor oxidation stability qualities may accelerate fuel oxidation in the fuel system. This is especially true in engines with electronic fuel systems because they operate at higher temperatures. Consult the fuel supplier for oxidation stability additives.

Biodiesel fuel is an excellent medium for microbial growth. Microbes cause fuel system corrosion and premature filter plugging. The effectiveness of conventional anti-microbial additives, when used in biodiesel is not known. Consult your fuel and additive supplier for assistance.

Care must be taken to remove water from fuel tanks. Water accelerates microbial growth. Water is naturally more prevalent in biodiesel fuels than in distillate fuels.

Warranty and the use of Biodiesel Fuel in Cummins Engines

Cummins neither approves or disapproves of the use of biodiesel fuel. Cummins is not in a position to evaluate the many variations of biodiesel fuels or other additives, and their long-term effects on performance, durability or emissions compliance of Cummins products. The use of biodiesel fuel does not affect Cummins Material and Workmanship warranty. Failures caused by the use of biodiesel fuels or other fuel additives are **NOT** defects of workmanship and/or material as supplied by Cummins Inc. and **CANNOT** be compensated under the Cummins' warranty.

REPÚBLICA DOMINICANA

Bosch states in their Diesel Fuel Quality -- Common Position Paper (03/05/99) that no guarantee on FIE is given so far to any alternative fuel except for Diesel + 5% FAME. There is a major difference between operating on pure (100% concentration) biodiesel fuels and biodiesel/petro diesel fuel blends.

From the ASTM provisional specification PS-121, Base 100% biodiesel must meet the following specifications before being mixed :

ASTM PS-121 Provisional Specification for Biodiesel Fuel B100				
Property	Test Method	Test Method	Units	Limits
Å	United States	International	Fuel Specific Properties	Å
Density @ 15 °C	ASTM D1298	DIN/ISO 3675	g/cm ³	0.86-0.90
Viscosity @ 40 °C	ASTM D445	DIN/ISO 3104	mm ² /s	4.0-6.0
Flash Point	ASTM D93	DIN/ISO 22719	°C	100 min
Cold Filter Plugging <ul style="list-style-type: none"> • Summer • Winter 	ASTM D4539	DIN EN 116	°C	0 6 below ambient
Pour Point <ul style="list-style-type: none"> • Summer • Winter 	ASTM D97	ISO 3016	°C	-9 max -20 max
Sulfur Content	ASTM D2622	ISO 8754	% weight	0.01 max
Distillation <ul style="list-style-type: none"> • 10% Evaporation • 90% Evaporation 	ASTM D1160	ISO 340	°C	To Be Determined 345
Carbon Residue, Conradson (CCR)	ASTM D189	DIN/ISO 10370	% weight	0.5 max
Cetane Number	ASTM D613	ISO 5165	Å	45 min
Ash Content	ASTM D482	DIN 51575 ISO 6245	mg/kg	0.02 max
Water Content	ASTM D1796	DIN51777-1 ISO3733	g/m ³	500 max
Particulate Matter	DIN 51419	DIN 51419	Å	15

REPÚBLICA DOMINICANA

Copper Corrosion	ASTM D130	DIN/ISO 2160	Å	No.1
Oxidation Stability	ASTM D2274	IP 306 mod.	mg/100 mL	15 max
Esterification	Å	Å	% volume	98.0 min
Acid Value	ASTM D664	DIN 51558	mg NaOH/g	0.5 max
Methanol Content	GC Method	DIN 51608	% weight	0.2 max
Monoglycerides	GC Method	DIN 51609	% weight	0.8 max
Diglycerides	GC Method	DIN 51609	% weight	0.2 max
Triglycerides	GC Method	DIN 51609	% weight	0.2 max
Free Glycerine	GC Method	DIN 51609	% weight	0.02 max
Total Glycerine	GC Method	DIN 51609	% weight	1.2 max
Iodine Number	DIN 53241 or IP 84/81	DIN 53241 or IP 84/81	cg I ₂ /g	110 max
Phosphorus Content	DGF C-VI4	DIN 51440-1	mg/kg	0.2

Å

Property (Test Method)Å	Recommended Specifications	General Description
Viscosity (ASTM D 445, ISO 3104)	1.3 to 5.8 centistokes (1.3 to 5.8 mm per second) at 40 °C (104 °F)	Proper viscosity provides adequate pumping and lubricating characteristics to fuel system components.
Cetane Number (ASTM D 613, ISO 5165)	42 Minimum above 0°C (32 °F) 45 Minimum below 0°C (32 °F)	Cetane number is a measure of the starting and warm-up characteristics of a fuel. In cold weather or in service with pro- longed low loads, a higher cetane number is desirable.
Sulfur Content (ASTM D2622, ISO 4260)	Not to exceed 0.5 mass percent*	Diesel fuels contain varying amounts of various sulfur compounds. Fuel sulfur contributes to acid formation and exhaust particulates. Reduced sulfur is required to meet particulate emissions and to avoid poisoning aftertreatment devices. Higher sulfur fuel also needs higher TBN lubricants to compensate for acid corrosion.
Active Sulfur (ASTM D 130, ISO)	Copper Strip Corrosion not to exceed No. 2 rating	Some sulfur compounds in fuel are actively corrosive.

REPÚBLICA DOMINICANA

2160)	after three hours at 50°C (122-F).	
Water and Sediment (ASTM D1796)	Not to exceed 0.05 volume percent.	The amount of water and solid debris in the fuel is generally classified as water and sediment. It is good practice to filter fuel while it is being put into the fuel tank. More water vapor condenses in partially filled tanks due to tank breathing caused by temperature changes. Filter elements, fuel screens in the fuel pump and fuel inlet connections on injectors must be cleaned or replaced whenever they become dirty. These screens and filters, in performing their intended function, become clogged when using a poor or dirty fuel and will need to be changed more often.
Carbon Residue (ASTM D524, ASTM D189, ISO 10370)	Not to exceed 0.35 mass percent on 10 volume per- cent residuum.	The tendency of a diesel fuel to form carbon deposits in an engine can be estimated by determining the Ramsbottom or Conradson carbon residue of the fuel after 90 percent of the fuel has been evaporated.
Density (ASTM D287, D4052, ISO 3675)	0.816 to 0.876 g/cc at 15°C (60°F).	Density is an indication of the energy content of the fuel. Higher density indicates more thermal energy and better fuel economy.
Cloud Point (ASTM D97, ISO 3015)	6°C [10°F] below lowest ambient temperature at which the fuel is expected to operate.	The cloud point of the fuel is the temperature at which crystals of paraffin wax first appear. Crystals can be detected by cloudiness of the fuel. These crystals will cause filters to plug.
Ash (ASTM D482, ISO 6245)	Not to exceed 0.02 mass percent (0.05 mass percent with lubricating oil blending).	The small amount of non-combustible metallic material found in almost all petroleum products commonly is called ash.
Distillation (ASTM D86, ISO 3405)	The distillation curve must be smooth and continuous.	At least 90 percent of the fuel must evaporate at less than 360 degC [680 degF]. All of the fuel must evaporate at less than 385 degC (725 degF).
Lubricity SLBOCLE (ASTM D6078), HFRR (ASTM D6079, ISO 12156)	3100 grams or greater SLBOCLE, or Wear Scar Diameter (WSD) less than 0.45 mm at 60 °C HFRR.	Lubricity is the ability of a liquid to provide hydrodynamic and/or boundary lubrication to prevent wear between moving parts. Fuel with lower sulfur and/or viscosity tends to have lower lubricity.

*Regional, national, or international regulations may require a lower sulfur content than 0.5%. Consult all applicable regulations before selecting a fuel for a given engine application. Fuel with sulfur higher than 0.5% is not allowed without prior approval by Cummins. Fuel system corrosion, heightened emissions, and reduced oil drain intervals are just some of the possible adverse effects of fuels with very high sulfur.

NOTE: Special hardened parts are available for some PT and HPI fuel systems to operate on fuel with lubricity lower than required. Contact Cummins distributors for options.

Where can I get warranty information on my Cummins diesel?

To receive warranty information on your Cummins engine, you need to contact your local

REPÚBLICA DOMINICANA

distributor or call 1-800-343-7357 (engine serial number is needed to obtain this information).

How can I get information about an Onan product?

Call 1-800-888-6626 to be connected toll-free to your closest Cummins/Onan distributor.

What are some causes of excessive fuel consumption?

The cause of excessive fuel consumption is hard to diagnose and correct because of the potential number of factors involved. Actual fuel consumption problems can be caused by any of the following factors: Engine Factors Vehicle Factors and Specifications Environmental Factors Driver Technique and Operating Practices Fuel System Factors Low Power/Driveability Problems Result of a Low-Power/Driveability Problem: An operator will change his driving style to compensate for a low-power/driveability problem. Some things the driver is likely to do are: (a) shift to a higher engine rpm or (b) run on the droop curve in a lower gear instead of upshifting to drive at part throttle conditions. These changes in driving style will increase the amount of fuel used. Driver Technique and Operating Practices: As a general rule, a 1 mph increase in road speed equals a 0.1 mpg increase in fuel consumption. This means that increasing road speed from 50 to 60 mph will result in a loss of fuel mileage of 1 mpg. Environmental and Seasonal Weather Changes: As a general rule, there can be as much as a 1 to 1.5 mpg difference in fuel consumption depending on the season and the weather conditions. Excessive Idling Time: Idling the engine can use from 0.5 to 1.5 gallons per hour depending on the engine idle speed. Truck Route and Terrain: East/west routes experience almost continual crosswinds and head winds. Less fuel can be used on north/south routes where parts of the trip are not only warmer, but see less wind resistance. Vehicle Aerodynamics: The largest single power requirement for a truck is the power needed to overcome air resistance. As a general rule, each 10 percent reduction in air resistance results in a 5 percent increase in mpg. Rolling Resistance: Rolling resistance is the second-largest consumer of power on a truck. The type of tire and tread design has a sizeable effect on fuel economy and performance. Changing from a bias ply to a low-profile radial tire can reduce rolling resistance by about 36 percent. Additional vehicle factors, vehicle specs and axle alignment, can also affect fuel consumption. For additional information on troubleshooting fuel consumption complaints, see Troubleshooting Excessive Fuel Consumption, Bulletin 3387245.

What causes white smoke?

White smoke is the result of incomplete combustion and is generally associated with engine start-up at low ambient temperatures. This condition is more predominant on high-horsepower fixed-injection-timing engines because the fuel and combustion systems are optimized for maximum performance and for reliability and durability under high load operating conditions. These engines can have two or three cylinders that misfire or have incomplete combustion when the engine is started at low ambient temperatures. The fuel that is injected into the cylinders that are misfiring is exhausted into the atmosphere as unburned hydrocarbons which cool, condense, and appear as white smoke. As the cylinder temperature and subsequently the coolant temperature rise, the misfiring cylinders begin to sustain combustion which decreases the hydrocarbon level in the exhaust, resulting in less white smoke being produced. Since white smoke is a normal characteristic of high-horsepower heavy-duty diesel engines during start-up at low ambient temperatures, it is extremely important to determine if the level of white smoke is significantly higher than normal for a particular engine model before making any attempt to correct a complaint. This can be accomplished by comparing the level of white smoke from one unit to another which has the same chassis configuration and engine model.

What is the hole in the bottom of the flywheel housing?

It is a weep hole that is left open to safeguard against leaks in the rear main seal or front transmission seal. The reason for threading the hole is simply a manufacturing process.

15.3.4 Wärtsilä

Las primeras evaluaciones de sus motores con bioaceites se realizaron en 1995 y resultó en la aprobación del aceite refinado de colza como un equivalente al combustible diesel. Farsilla ya tiene motores en diferentes partes del mundo funcionando con diferentes mezclas de biodiesel.

www.wartsila.com/

FUEL FLEXIBILITY

The combination of fuel flexibility, high efficiency and low emissions offered by Wärtsilä's combustion technology is unequalled in the market.

DIESEL OILS AND HEAVY FUEL OILS
Distillate diesel oils have traditionally been the fuels for both stand-by operation and baseload power plant applications. The other very important group of liquid fuels for diesel power plants are the heavy fuel oils used in Wärtsilä power plants since the 1970s. Heavy fuel oil is still one of the most important fuels, especially for large diesel power plants, and will continue to be so.

LIQUID BIOFUELS
Vegetable based bio-oils have been accepted for commercial operation in Wärtsilä power plants. Palm oil, soy bean oil and rape seed oil are some of the main grades of bio-oils, all usable as fuel in liquid biofuel plants. It is even possible to use biodiesel, which is transesterified bio-oil, instead of ordinary diesel oil.
Wärtsilä expects bio-oils to become a growing group of fuels for power production in the near future, as a result of national and international incentive schemes to promote green energy.

CRUDE OILS
Crude oils are especially suitable for pumping stations along crude oil pipelines and for electricity production at oil fields.

EMULSIFIED FUELS
Emulsification offers a means of utilizing fuels with even higher viscosity. The high water content of these fuels facilitates the handling of these fuels almost in the same way as conventional fuel oils. These fuels will be of importance in the future because of their favourable price and the vast quantities available.

HIGH VISCOSITY HFOS
Among the new fuels, there are varieties of high-viscosity mineral oils that either can be found naturally, in oil-sand for example, or can be extracted from the heavy residues from oil refineries. Even fuel oils with a viscosity of up to 3000 cSt at 50 °C can be utilized in Wärtsilä power plants.

	<p>[INSIDE ENERGY]</p>	<p>Twentyfour7.</p>
<p>[LIQUID BIOFUEL]</p>	<p>A joint project between Wärtsilä and ItalGreen Energy, the Monopoli CHP plant is located in the heart of Italy's Puglia olive growing region, and has a generating capacity of 24MW. At full output, the three gensets will consume 45,000 tonnes of vegetable oil each year.</p>	
<p>LIQUID BIOFUEL</p>	<p>– a viable choice for power generation</p>	
<p>PART OF OUR LIVES since the beginning of social development, only recently has there been any substantial research into extracting maximum levels of efficiency from this energy source.</p> <p>▶ TEXT: NIKLAS HAGA PHOTO: WÄRTSILÄ</p> <p>The virtuous circle in Power Generation is the dream of the modern world: a power plant that is environmentally friendly, that uses renewable fuel, and which uses cash crops that could help to ease poverty in many of the world's poorest countries.</p> <p>This is no longer a dream, it is reality. Italy's ItalGreen Energy and Wärtsilä have built the world's largest power plant fuelled exclusively by straight vegetable oil. Liquid biofuel can be produced from practically any oil-rich crop - from sunflower seeds to rapeseed and palm oil.</p> <p>The technology</p> <p>Although transesterified bio/vegetable oils, also called biodiesels, can be used as fuel in automotive diesel engines and in medium-speed engines, the price of this refined product is too high for power production in many markets.</p> <p>Diesel engines, which are based on compression technology, offer a much more appropriate route because the oil can be used more or less straight from the crop. This is not a new concept. In fact, Rudolf Diesel ran his first engine back in 1900 on peanut oil. Economics clearly play a major role in the decision to generate power from liquid biofuel rather than fossil fuel, and engine builders have had to overcome a number of technical hurdles.</p> <p>Controlling fuel temperature is key</p> <p>When optimizing their plant design, Wärtsilä developed a fuel-feed system which controls the fuel temperature throughout the power plant. These modifications keep the viscosity of the fuel stable by preventing overheating and eliminating cold zones which can lead to the creation of wax.</p>	<p>Since August 2004, two Wärtsilä 18V32 generating sets have generated 16 MW of power running at maximum efficiency in the ItalGreen combined heat and power (CHP) plant in Monopoli, Italy. Installation of a third engine which went on line in June 2005 increased the baseload power output to 24 MW.</p> <p>Practically zero emissions of CO₂</p> <p>Even though liquid biofuels have been around since the beginning of human social development, it is only recently that environmental and commercial pressures have resulted in any substantial research being carried out into extracting maximum levels of efficiency for the generation of electrical power. Factors contributing to the drive to develop viable liquid biofuel include international governmental pressure driven by fear of the effects of climate change, as defined in the Kyoto Protocol, together with a need to reduce our reliance on increasingly-expensive fossil fuels. The use of liquid biomass for power generation results in practically zero emissions of CO₂ to the atmosphere.</p> <p>Quite naturally, there has been some initial resistance from the major oil companies and it is still difficult to find liquid biofuel at most roadside filling stations. But liquid biofuel is already being added to the many fuels available on forecourts. Although the US has refused to</p>	

01.2006.

[INSIDE ENERGY]

ratify the Kyoto Treaty, many thousands of hectares of 'Corn Belt' states in the USA have been producing oil for ethanol production for several years. Corn (maize) farmers see this as both a new source of income and a contribution to the 'green' debate. In 2005, production totalled 4.4 billion gallons, up by more than 20% over 2004.

Palm oil from Malaysia and Indonesia
During the past decade, the price of palm oil has been clearly lower than that for other vegetable oils and it has lately become the most interesting commodity to use as liquid biofuel. In terms of production volume, palm oil is the world's second most produced vegetable oil after soybean oil. Palm oil exports come predominantly from Malaysia and Indonesia and these two countries can be expected to maintain their dominant position in exports of oils and fats, accounting for 45% of total trade.

Although Malaysia is currently the world leader in palm oil production, that fact that Indonesia is constantly increasing the size of its plantations means it is quite likely to take the number-one position in the course of the next ten years. Indonesia has focused its industrial activity on producing crude palm oil, but that is also set to change as processing resources are being developed at a rapid pace. Currently, most of the oil produced is exported either to Europe or to other countries in Asia such as India and China.

Optimizing use of the new fuels

Clearly, though, it is up to the major engine producers to lead the field by ensuring that they build engines which can optimize use of these new fuels. In medium-speed engines, which can run on most qualities of heavy fuel oil (HFO), it is in the fuel feed systems that major research has taken place. For many decades these engines have proven their worth as electrical power generating sets, as direct power for marine drives, and for on- and off-road equipment in the most extreme conditions.

Experience built up by engine builders such as Wärtsilä in the use of filters, separators, preheaters and coolers places them in a unique position at the forefront of technology to develop optimal systems for extracting maximum power with the lowest possible emissions. ●

AUTHOR IS SENIOR DEVELOPMENT ENGINEER, WÄRTSILÄ IN FINLAND

ItalGreen Energy

ItalGreen Energy is the energy division of the Casa Olearia Italiana Group (COI), one of Italy's leading suppliers of olive and other vegetable oils. As well as being able to lay claim generations of know-how in oil refining and treatment processes, ItalGreen has developed considerable experience in renewables and biomass-fired power systems. The company have taken full advantage of the current opportunities for green certificates provided by the Italian authorities and encouraged by EU directives.

Local legislation in Italy encourages the use of green certificates, one benefit of which is an electricity selling price fixed for a period of eight years. By law, all power producers and importers in Italy are currently required to supply at least 2.35% of their power to the grid using renewable resources. The amount of power supplied in this way will progressively increase as the technology becomes more widely accepted and incentives encourage more private entrepreneurs to build and operate their own power plants.

ENCOURAGING ENERGY ENTREPRENEURS TO TAKE AN ACTIVE ROLE

This policy is of primary importance in Italy's energy market. The risk of power shortages, high electricity prices and demanding environmental requirements are further factors which encourage energy investors to take an active role. In such a context, liquid-biofuel-based energy production represents one of the best ways of ensuring the economic viability of this type of 'green' energy projects. In addition, the high overall levels of power plant performance that can be achieved using medium-speed reciprocating engines make 'green' energy an increasingly attractive proposition.

Casa Olearia Italiana, located in Monopoli in the heart of Italy's Puglia olive growing region,

covers an area of 100,000 square metres (24.70 acres). The facility produces extra virgin olive oil, olive oil, and refined pomace oil and seed oils such as sunflower, corn, soy, peanut, grape, rape and palm. Monopoli's specialist harbour for foodstuffs-oil is one of Italy's most active and well equipped.

The warehouse for oil storage is fitted with more than 100 stainless steel tanks with a combined capacity of some 60,000 tonnes. The packaging plant for the company's own brands and other international household and commercial brands is one of the world's largest. It has four packaging lines, one of which can produce 11 items a second. Casa Olearia Italiana is an ISO 9002-certified company.

THE MONOPOLI CHP PLANT

The Monopoli CHP plant is a joint project between Wärtsilä and ItalGreen Energy, part of the COI Group. The first two Wärtsilä 18V32 generating sets were commissioned in August 2004 with a total capacity of some 16 MW. A third engine, commissioned in June 2005, increased the plant's capacity to 24 MW.

It is estimated that the three engines will consume up to about 45,000 tonnes of vegetable oil per year when running at full output. Combustion of liquid biofuels enables simultaneous generation of electricity and heat without sulphur emissions and zero consumption of fossil fuel. Located inside the existing vegetable oil refinery, the Wärtsilä-designed plant supplies both green electricity to the national grid and steam and power for factory processes. Wärtsilä was responsible for the fuel tests, detailed engineering, delivery of the full generating set package, start-up and erection supervision. ItalGreen Energy handled the civil works, plant erection and site activities.

The Green Certificate scheme in the European Union

Under the Kyoto protocol, the European Union committed its Member States to reductions of 8% from 1990 levels of greenhouse gas emissions between 2008 and 2012. Each country in the EU has set specific levels and is working towards a cross-union tradeable system. The details of this system are still evolving. In Italy's case, the target for greenhouse-gas reduction is 6.5%.

A variety of incentive mechanisms, including Green Certificates, exist for motivating companies to reach this target. These are financial contributions at community, national and regional levels, the renewable-energy certificate system, and grants of origin. In the case of the Green Certificate, local Independent Transmission System Operators have the task of checking self-certifications and complying with all the procedural rules. Each power

generation plant that uses non-renewables is currently obliged to produce 2.35% of its annual electricity production using renewables. If they fail to comply with this requirement, they must buy a Green Certificate for each and every 50 megawatt-hour included in that calculated 2.35% of annual output.

On the other hand, power companies such as ItalGreen Energy who produce energy from renewables will be awarded Green Certificates at the same rate and can then sell these Green Certificates to the offending power producers. In this way, power plants with low levels of greenhouse-gas emissions benefit from their investment twice over: firstly from selling their electricity to the national grid, and secondly by being able to trade their Green Certificates.

Technology in focus

Bio-oils for diesel engines

The sustainability aspect of power generation is receiving greater priority as concern over the future impact of CO₂ emissions on global warming increases and fossil fuel reserves decline. The dominating source of renewable energy today is biomass. Here we review the use of liquid vegetable oils as a fuel source for diesel power plants.

Most of the cost of operating a diesel power plant normally comes from the fuel. The higher the fuel price, the more unprofitable the power plant is likely to be in operation. There is no avoiding this fact, whatever the plant's many other redeeming features are, such as low emissions or zero impact on global warming.

Could fuel costs be reduced by using 'bio-oils' such as palm oil, coconut oil and rapeseed oil? Producing these oils directly for power production purposes has one major disadvantage: the price is prohibitive.

But consider vegetable oils that have already been used or are a by-product of the food industry. Today these are considered merely a waste product, Fig. 1. Assuming these oils can be made to burn efficiently in diesel engines, we now have all the ingredients for a successful power plant solution:

- Low fuel price because vegetable oils are a waste product
- A sustainable solution that does not deplete fossil fuel reserves
- An environmentally friendly solution
- Emission trading and tax advantages.

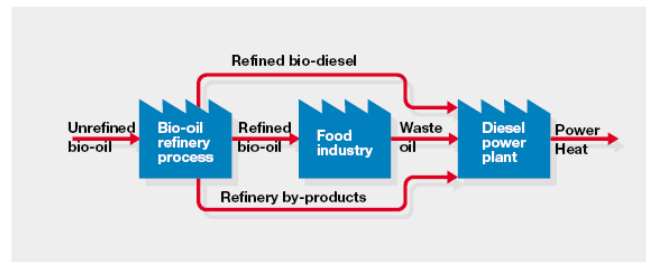


Fig. 1 Utilization of bio-oils. An environmental friendly way to destruct waste and produce heat and power.

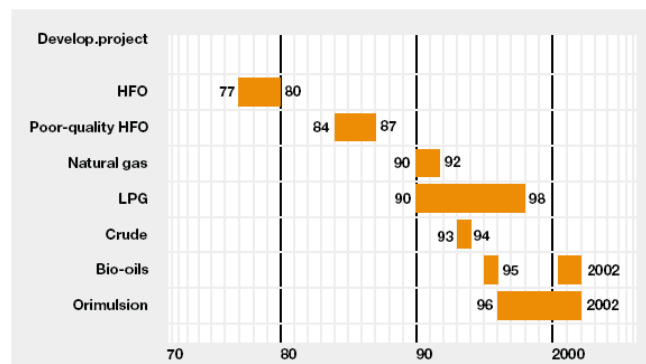


Fig. 2 Wärtsilä engines - fuel utilization programme.

Evolution towards bio-oils

Wärtsilä started to broaden the range of fuels that could be burned in diesel engines over thirty years ago in the 1970s, when heavy fuel oil (HFO) was recognized as a diesel fuel, Fig. 2. This meant that the engine started and stopped on HFO.

Oil refineries in the 1980s produced heavily cracked residues that made engine redesign necessary due to the poor fuel ignition quality. The 1990s saw the development of various kinds of gas engines – spark-ignited engines, dual-fuel engines and even

gas-diesel engines – as natural gas became more widely available and demands increased for lower exhaust emission levels.

The application of crude oil as a fuel at remote sites such as crude pipeline pumping stations and oil production field facilities was developed in 1993 and 1994. Orimulsion®, a water-bitumen emulsion from Venezuela has been the subject of extensive product development and the first commercial application of this technology was introduced in 2001.

The first bio-oil evaluations were

made in 1995, resulting in the approval of refined rapeseed oil as a diesel fuel. This work has continued with the evaluation of other bio-oils such as palm oils and olive oil.

Successful development of this fuel concept depends on comprehensive studies of the physical and chemical properties of the fuels combined with good design of the fuel handling and fuel injection systems. Naturally, the only way to verify their functionality is extensive testing.

Bio-oils as diesel fuel

When evaluating a new type of fuel the first step is to ask: How does this differ from other known and approved fuel oil types? Figure 3 shows the properties of the three main bio-oils (refined palm oil, palm stearine and olive oil) under development today and, for comparison, an analysis of typical HFO and LFO (light fuel oil) grades.

The comparison shows that bio-oils have:

- High pour points
 - Large variations in ash content
 - Large variations in acid number
 - Low LHV (heating value), and
 - Extremely low sulphur levels.
- In Figure 4, which shows samples of three types of bio-oil, stearine oil is actually solid at room temperature, and the black colour of olive oil is evident. The properties of bio-oils have several consequences for engine design:
- The fuel-related systems must be heated/preheated
 - High ash and acid fuels causing deposits and corrosion must be avoided
 - The fuel delivery system must be checked for higher flow rates (low heating value), and
 - No sulphur emissions will be experienced.

Bio-oil's physical & chemical property	Unit	LFO	HFO	Olive oil	Palm stearine	Refined palm oil
Density 15°C	kg/m ³	864	993	910.7	921	915.8
Viscosity 50176C	mm ² /s	3.0	622	21.9	32.5	30.9
M. carbon residue	% m/m	< 0.5	0.6	0.0	0.20	0.15
Water	% v/v	0.0	0.6	0.5	0.1	0.1
Sediment total	% m/m	0.0	0.7	0.01	0.01	0.01
Ash	% m/m	0.01	0.082	0.20	0.01	0.01
Vanadium	mg/kg	LT 1	370	LT1	LT1	LT1
Nickel	mg/kg	LT1	55	LT1	LT1	LT1
Sodium	mg/kg	LT1	30	594	LT 1	LT1
Calcium	mg/kg	LT1	3	8	1	LT1
Phosphorus	mg/kg	LT1	N.A.	15	2	LT1
Sulphur	% m/m	0.7	2.3	0.05	0.05	0.05
Pour point	°C	-15	15	21	39	18
Acid number	mg KOH/g	LT1	LT3	136	0.08	0.12
Net calorific value	MJ/kg	42.6	40.1	36.55	36.49	36.77

Fig. 3 Physical and chemical properties of some bio-oils compared to light fuel oil and heavy fuel oil.



Fig. 4 Visual appearance of various bio-oils. Palm stearine is solid at room temperature.

The bio-oil processing industries offer several by-products which could be used to fuel diesel engine power plants. However, the end product properties of these options vary depending on the refining process, the origin of the raw material for oil production, and even the way the plants are operated. This also applies to used vegetable oil from the food processing industry and for this reason it is essential to analyse the full range of fuel properties in each case.

Engine testing

The only way to verify the suitability of new fuels is to perform engine tests with them. The goal of the test is to gain adequate performance data – specific fuel oil

consumption and exhaust gas emissions – and to establish the functionality of the engine and fuel system with them.

Figure 5 shows a Wärtsilä 6L32 engine undergoing bio-oil testing. With properly preheated fuel there was no difficulty getting the Wärtsilä 6L32 engine to start and run on refined palm oil, palm stearine and olive oil. The fuel consumption figures, appropriately corrected for heating value variations, were largely the same as in HFO operation.

The exhaust gas emissions are in most respects superior to conventional fuel operation, Fig. 6. The NO_x emissions may in some cases exceed the corresponding values for HFO operation but can be reduced using SCR technology.

Technology in focus



Fig. 5 Wärtsilä 6L32 engine undergoing bio-oil testing.

Emission	Unit	LFO	HFO	Refined Palm Oil	Palm Stearing	Olive Oil
NOx	ppm, dry 15 % O ₂	860	970	990	990	1040
CO	ppm, dry 15 % O ₂	40	40	50	50	50
THC (as CH ₄)	ppm, dry 15 % O ₂	170	80	LT30	LT30	LT30
SO ₂	ppm, dry 15 % O ₂	118	463	< 2	< 2	< 2
CO ₂	vol %	5.3	5.46	0.0	0.0	0.0
Particles	mg/Nm ³ at 15% O ₂	30	40-60	LT 10	LT 10	70

Fig. 6 Examples of emissions from bio-oil diesel operation compared to HFO and LFO.

The CO emissions were at roughly the same level as in LFO and HFO operation. Total hydrocarbon emissions were at clearly lower levels than with conventional fuels. Particulate emissions were in most cases lower than with conventional fuels except in the case of high-ash olive oil.

However, the real benefit of using bio-oils can be seen from the SOx emissions, which are close to zero. Carbon dioxide emissions are regarded as non-existent because they are part of the global carbon cycle.

A promising new fuel application

Wärtsilä has performed a series of tests on bio-oils such as refined palm oil, palm stearine, olive oil and rapeseed oil. Functionality and performance based on short-term

tests seem to be good. Long-term experience will be needed to achieve a consistent and reliable view of the viability of using bio-oils. Fuels with high ash contents and exhibiting high acidity numbers, however, should be avoided as they will cause corrosion and deposit formation.

From the environmental point of view using bio-fuels offers several advantages. The combustion of waste while simultaneously generating power and heat, no consumption of fossil fuel resources, no sulphur emissions, and no greenhouse effect are certainly advantages which, combined with emission trading, may give a superior power solution. ■

Author: Stefan Gros,
Vice President, Power Plants Technology,
Wärtsilä Finland Oy

16. ANEXO 4 – METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El propósito de este anexo es formular una metodología para la evaluación técnica y económica de las tecnologías de generación de electricidad (o producción de otros energéticos como biogás) comercialmente disponibles y de algunas emergentes¹¹⁴. Esta sección fue diseñada para cubrir las aplicaciones de generación de electricidad o producción de servicios energéticos (agua calentada con energía solar desplazando energía eléctrica). Para la generación de electricidad se han considerado aplicaciones de autosuficiencia eléctrica (sistemas aislados de la red nacional) y suministro de electricidad a la red (sistemas conectados a la red) o a mini-redes aisladas. La evaluación emplea la aproximación usual y se presenta de una manera consistente para cada tecnología. La evaluación considera el estado actual de las tecnologías y también las tendencias de desarrollo desde la actualidad hasta el 2015. La caracterización de cada tecnología refleja el estado actual de comercialización, incluso las tendencias de reducción de costo indicativas para los próximos 8 años.

Metodología: La metodología de evaluación técnico económica considera las siguientes etapas:

Primero, una Evaluación de la Tecnología para cada tecnología de generación considerada. La evaluación comprende los principios de funcionamiento, la aplicación para fines de electrificación (u otro servicio o energético producido) y perspectivas de mejoramiento del rendimiento del sistema y reducción de sus costos del capital basados en pronósticos sobre la evolución de la tecnología.

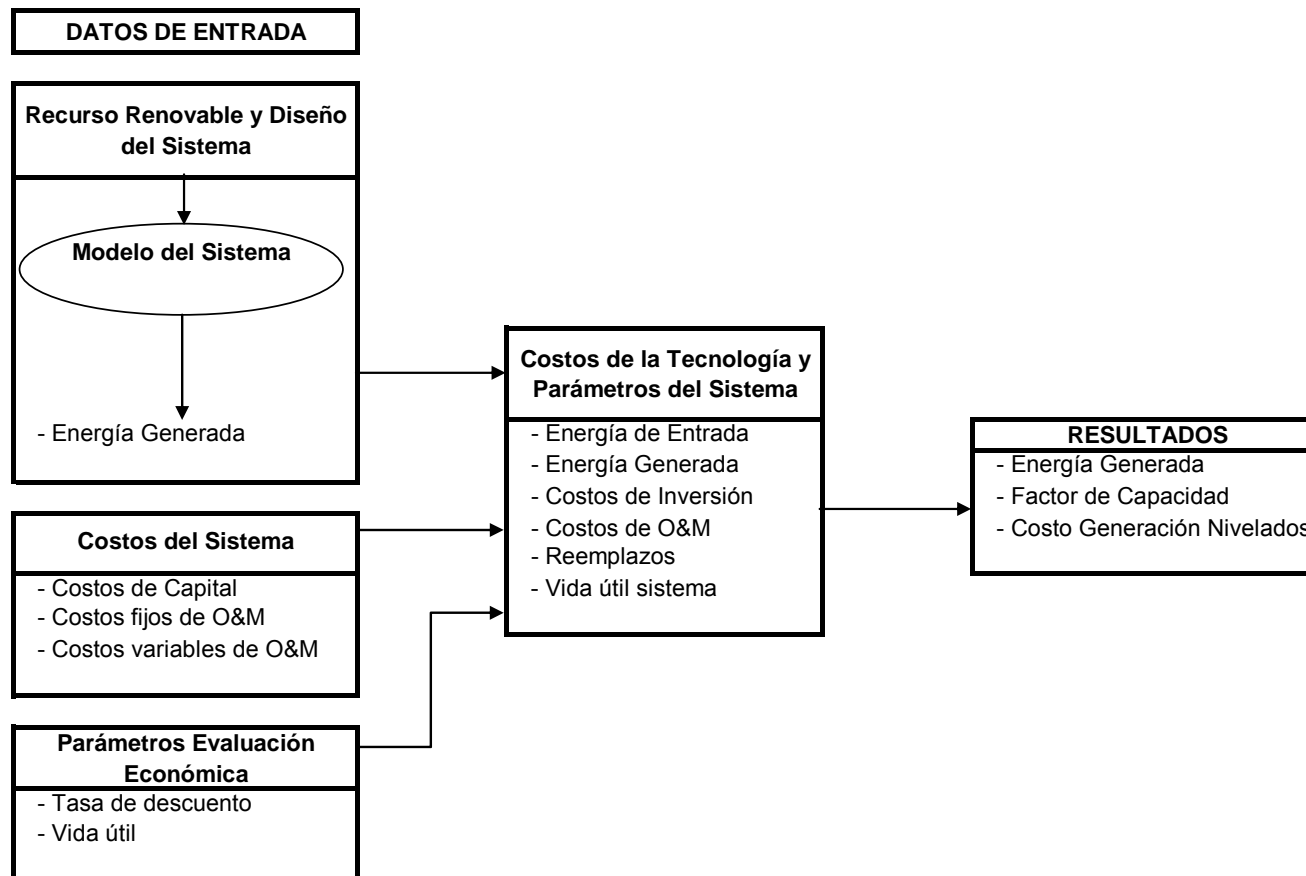
En segundo lugar, una caracterización medioambiental enfocada en los impactos medioambientales típicos bajo condiciones de funcionamiento normales de los sistemas.

La tercera etapa es una evaluación de los costos del sistema empleando datos de costos actuales de capital, fijos y variables de O&M (Operación y Mantenimiento), y reflejando una instalación típica (Ver Figura 16-1) Se emplearán preferiblemente valores locales pero en su ausencia se considerarán valores típicos internacionales. Varias de las tecnologías requieren del uso de la tierra (sistemas eólicos y PCH's) y estos costos no se han considerado porque son fuertemente sitio específicas.

En la cuarta etapa se calculan el costo nivelado de generación eléctrica (o servicio que desplaza energía eléctrica o producto energético producido) considerando parámetros económicos y la vida útil del proyecto. El análisis de sensibilidad realizado al costo de generación es de tipo paramétrico considerando variaciones en los costos de capital, energía generada y costos de O&M.

¹¹⁴ Probablemente otras tecnologías emergentes podrían entrar a una fase comercial en los próximos años por lo que considera valioso mantener un sistema de monitoreo y desarrollo de esas tecnologías

Figura 16-1. Aproximación metodológica para la evaluación económica



17. ANEXO 5. GENERACIÓN ESTIMADA DEL PARQUE ESTÁNDAR

17.1.1.1 Sistema Base 1 – Parque eólico en Cabo Engaño

Se han considerado 7 casos base en RD debido a que la información sobre el recurso eólico está limitada al estudio de NREL a pesar de que se han realizado en varios lugares del país mediciones apropiadas para determinar el régimen de vientos en esos lugares.

En esta sección se considera un parque eólico de 8.25 MW a desarrollar en la región de Cabo Engaño, al este del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 290 W/m^2 a 50 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 5 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull $k=3$ para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene un factor de capacidad de 34% y una generación anual de 24.92 GWh (Ver Tabla 17-1) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen.¹¹⁵

Tabla 17-1. Características del parque eólico Cabo Engaño

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		5
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	8.25
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 50 m	W/m ²	290
Factor k Weibull		3
Generación	GWh/año	24.92
Factor capacidad	%	34%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

¹¹⁵ RETScreen es un producto del Ministerio de Recursos Naturales del Canadá.

Tabla 17-2. Costo del parque eólico Cabo Engaño

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	1.6%	200,000
Desarrollo	4.7%	600,000
Ingeniería	3.2%	400,000
Equipo	51.5%	6,538,125
Balance de planta	31.5%	4,000,000
Otros varios	7.5%	956,657
	100.0%	12,694,782
Costos anuales de O&M		275,000
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

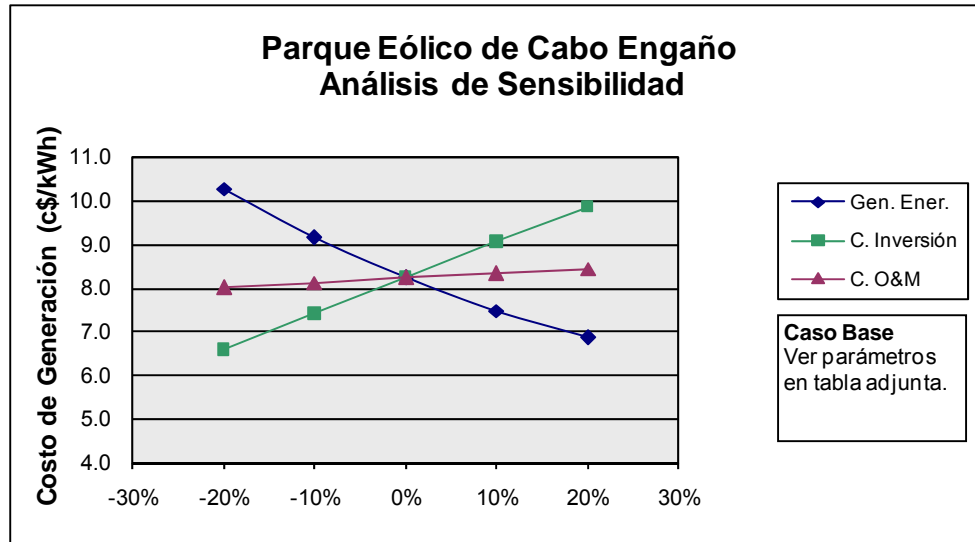
El costo nivelado de generación resulta entonces en 8.21 cUS\$/kWh. La Tabla 17-3 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisara el régimen den vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 7.5 cUS\$/kWh o un aumento a 9.1 cUS\$/kWh. Menos sensible es a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

Tabla 17-3. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	8,250
O&M	\$/año	265,980
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		34%

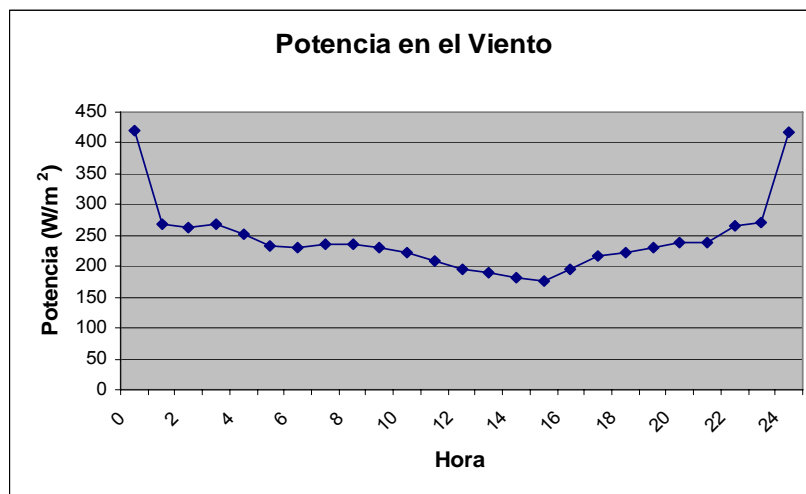
Figura 17-1. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Cabo Engaño



Fuente: Resultados este estudio

La Figura 17-2 muestra la potencia del viento en Cabo Engaño. La Tabla 17-4 muestra la hoja de calculo de RETScreen para el parque de Cabo Engaño.

Figura 17-2. Potencia en el viento (promedio anual) – Cabo Engaño



Fuente: Elliott, D. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 17-4. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Cabo Engaño

Site Conditions		Estimate		Notes/Range
Project name		El Cabo		See Online Manual
Project location		R. Dominicana		
Wind data source		Wind power density		
Nearest location for weather data		Cabo Engaño		See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	290		
Height of wind power density	m	50.0		
Wind shear exponent	-	0.16		0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4		60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26		-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate		Notes/Range
Grid type	-	Central-grid		
Wind turbine rated power	kW	1650		→ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	5		
Wind plant capacity	kW	8,250		
Wind speed at 50 m	m/s	6.9		
Hub height	m	68.5		6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	7.3		
Array losses	%	3%		0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%		1% to 10%
Other downtime losses	%	2%		2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%		2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	8,250	
	MW	1.650	8.250	
Unadjusted energy production	MWh	5,744	28,722	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	5,515	27,573	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	944	944	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	34%	34%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	4,983	24,916	
	GJ	17,940	89,699	Complete Cost Analysis sheet

Version 3.2

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes

Fuente: RETScreen, (2005). Clean Energy Project Analysis Software. Canada

17.1.1.2 Sistema Base 2 – Parque eólico en Guzmancitos

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Guzmancitos en la Provincia de Puerto Plata al noroeste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 440 W/m² a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull k=2 para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene una factor de capacidad de 39% y una generación anual de 69.43 GWh (Ver Tabla 17-5) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹¹⁶.

¹¹⁶ Ver referencia 115.

Tabla 17-5. Características del parque eólico Guzmancitos

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	440
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	68.43
Factor capacidad	%	39%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-6. Costo del parque eólico Guzmancitos

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 7.2 c US\$/kWh. La Tabla 17-7 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisara el régimen den vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 6.5 cUS\$/kWh o un aumento a 8.0 cUS\$/kWh. Menos sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

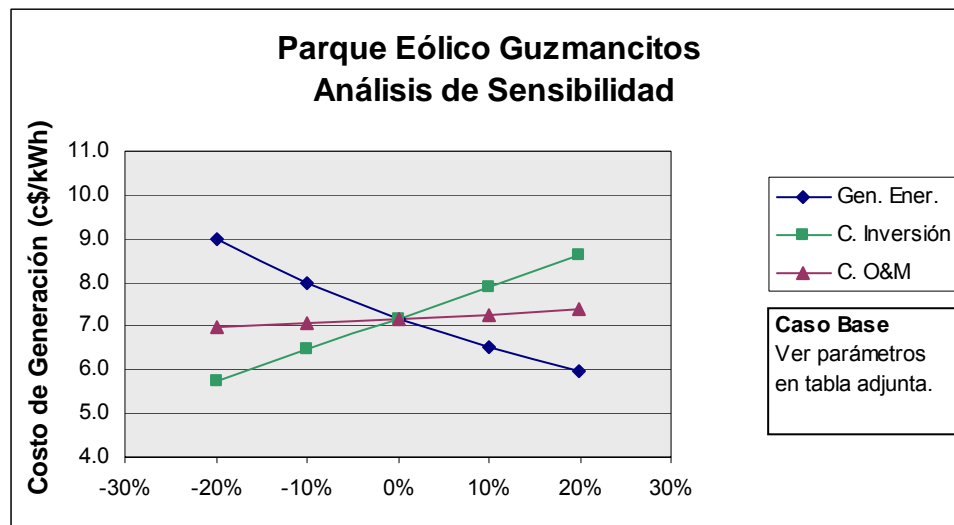
Tabla 17-7. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		39%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 17-3. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Guzmancitos

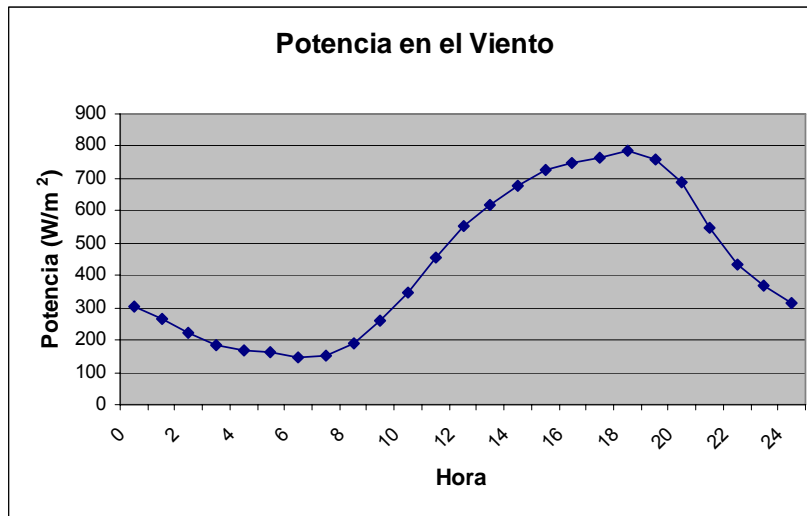


Fuente: Resultados este estudio

La Figura 17-4 muestra la potencia del viento en Guzmancitos. La Tabla 17-8 muestra la hoja de cálculo de RETScreen para el parque de Guzmancitos.

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 17-4. Potencia en el viento (promedio anual) – Guzmancitos



Fuente: Elliott, D. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

Tabla 17-8. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Guzmancitos

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		R. Dominicana	See Online Manual
Project location		R. Dominicana	
Wind data source		Wind power density	
Nearest location for weather data		Guzmancitos	See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	440	
Height of wind power density	m	30.0	
Wind shear exponent	-	0.14	0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26	-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Grid type	-	Central-grid	
Wind turbine rated power	kW	1650	→ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	12	
Wind plant capacity	kW	19,800	
Wind speed at 30 m	m/s	7.2	
Hub height	m	68.5	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	8.1	
Array losses	%	3%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	6,574	78,890	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	6,311	75,735	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	1,080	1,080	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	39%	39%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	5,703	68,437	
	GJ	20,531	246,373	

[Complete Cost Analysis sheet](#)

17.1.1.3 Sistema Base 3 – Parque eólico en Isla Beata

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Isla Beata en la Provincia de Pedernales al suroeste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 381 W/m^2 a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull $k=2$ para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene un factor de capacidad de 37% y una generación anual de 64.02 GWh (Ver Tabla 17-9) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹¹⁷.

Tabla 17-9. Características del parque eólico Isla Beata

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	440
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	68.43
Factor capacidad	%	39%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-10. Costo del parque eólico Isla Beata

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

¹¹⁷ Ver referencia 115

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 7.92 c US\$/kWh. La Tabla 17-11 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisara el régimen den vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 7.1 cUS\$/kWh o un aumento a 8.9 cUS\$/kWh. Menos sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

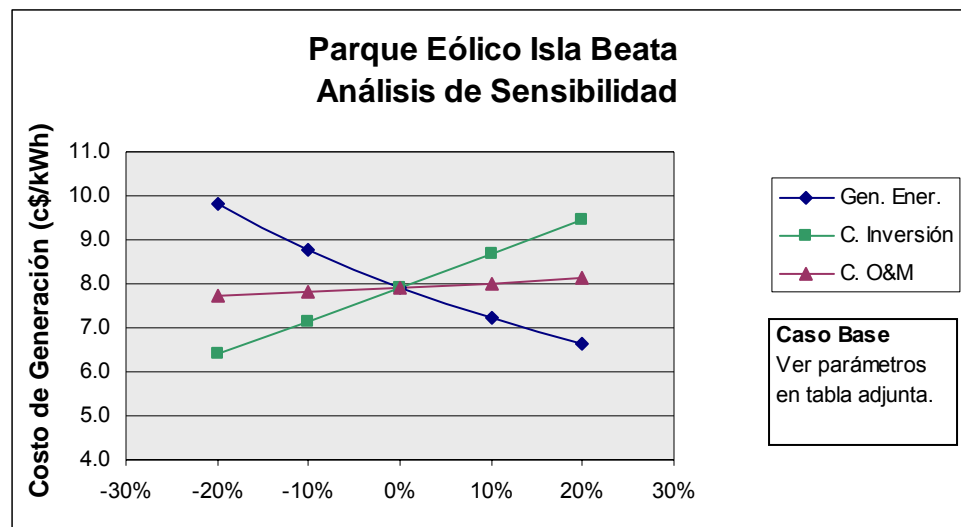
Tabla 17-11. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	\$ 1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	\$ 638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		37%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 17-5. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Isla Beata




Fuente: Resultados este estudio

La Tabla 17-12 muestra la hoja de calculo de RETScreen para el parque de Isla Beata.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 17-12. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Isla Beata

Site Conditions		Estimate		Notes/Range
Project name		R. Dominicana		See Online Manual
Project location		R. Dominicana		
Wind data source		Wind power density		
Nearest location for weather data		Isla Beata		See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	381		
Height of wind power density	m	30.0		
Wind shear exponent	-	0.14		0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4		60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26		-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate		Notes/Range
Grid type	-	Central-grid		
Wind turbine rated power	kW	1650		 Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	12		
Wind plant capacity	kW	19,800		
Wind speed at 30 m	m/s	6.9		
Hub height	m	68.5		6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	7.7		
Array losses	%	3%		0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%		1% to 10%
Other downtime losses	%	2%		2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%		2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	6,151	73,807	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	5,905	70,855	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	1,010	1,010	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	37%	37%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	5,336	64,027	
	GJ	19,208	230,498	Complete Cost Analysis sheet

Version 3.2

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes

Fuente: RETScreen, (2005). Clean Energy Project Analysis Software. Canada

17.1.1.4 Sistema Base 4 – Parque eólico Las Galeras

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Las Galeras en la Provincia de Samaná al noreste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 185 W/m² a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull k=2 para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene una factor de capacidad de 24% y

una generación anual de 41.44 GWh (Ver Tabla 17-13) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹¹⁸.

Tabla 17-13. Características del parque eólico Las Galeras

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	185
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	41.44
Factor capacidad	%	24%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-14. Costo del parque eólico Las Galeras

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 11.85 c US\$/kWh. La Tabla 17-15 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisar el régimen de vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 9.9 cUS\$/kWh o un aumento a 14.8 cUS\$/kWh. Menos

¹¹⁸ Ver referencia 115.

sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

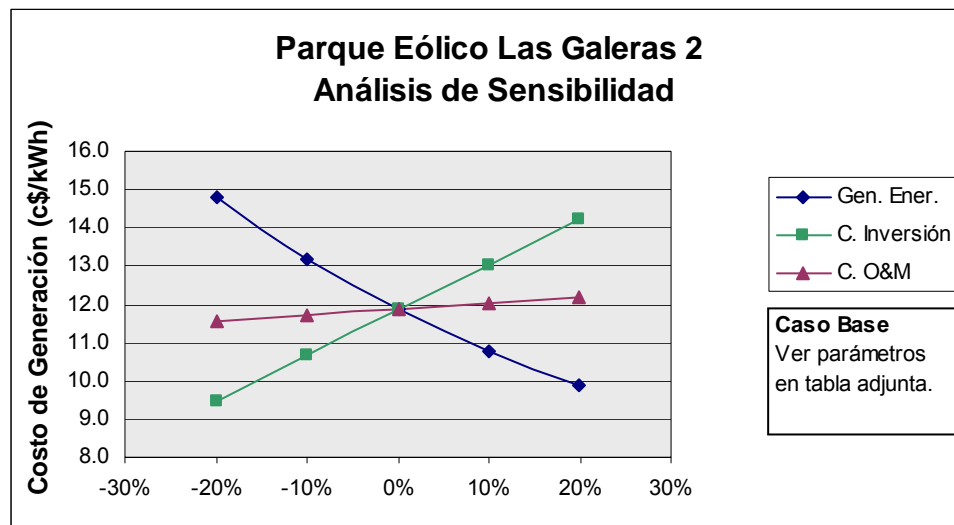
Tabla 17-15. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		24%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 17-6. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Las Galeras



Fuente: Resultados este estudio

La Tabla 17-16 muestra la hoja de cálculo de RETScreen para el parque de Las Galeras 2.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 17-16. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Las Galeras

Site Conditions		Estimate		Notes/Range
Project name		R. Dominicana		See Online Manual
Project location		R. Dominicana		
Wind data source		Wind power density		
Nearest location for weather data		Las Galeras 2		See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	185		
Height of wind power density	m	30.0		
Wind shear exponent	-	0.14		0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4		60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26		-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate		Notes/Range
Grid type	-	Central-grid		
Wind turbine rated power	kW	1650		→ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	12		
Wind plant capacity	kW	19,800		
Wind speed at 30 m	m/s	5.4		
Hub height	m	68.5		6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	6.0		
Array losses	%	3%		0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%		1% to 10%
Other downtime losses	%	2%		2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%		2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	3,981	47,771	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	3,822	45,861	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	654	654	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	24%	24%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	3,453	41,441	
	GJ	12,432	149,189	

Version 3.2

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes

Fuente: RETScreen, (2005). Clean Energy Project Analysis Software. Canada

17.1.1.5 Sistema Base 5 – Parque eólico Los Cacaos

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Los Cacaos en la Provincia de Samaná al noreste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 161 W/m² a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull k=2 para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene una factor de capacidad de 22% y

una generación anual de 37.74 GWh (Ver Tabla 17-17) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹¹⁹.

Tabla 17-17. Características del parque eólico Los Cacaos

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	161
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	37.74
Factor capacidad	%	22%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-18. Costo del parque eólico Los Cacaos

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 13.01 c US\$/kWh. La Tabla 17-19 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisar el régimen de vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 10.8 cUS\$/kWh o un aumento a 16.3 cUS\$/kWh. Menos

¹¹⁹ Ver referencia 115.

REPÚBLICA DOMINICANA

sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

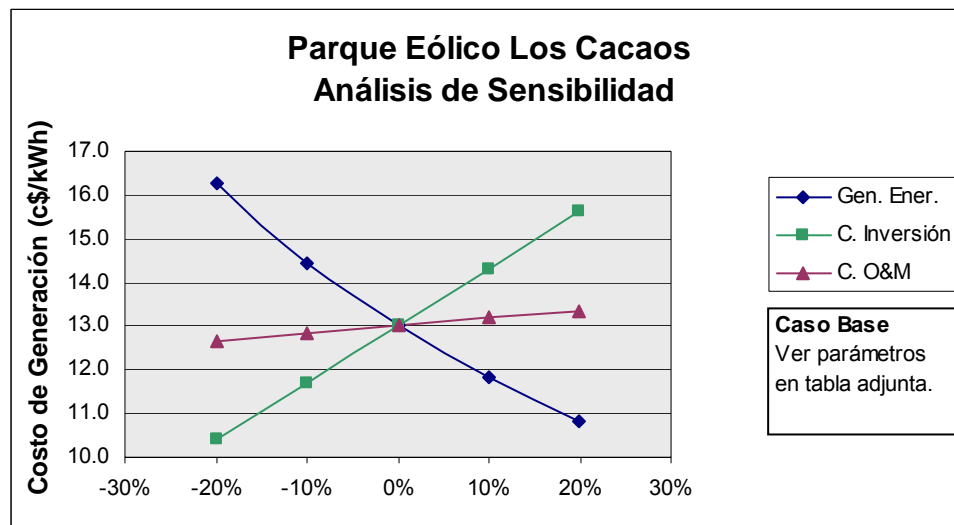
Tabla 17-19. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		22%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 17-7. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Los Cacaos



Fuente: Resultados este estudio

La Tabla 17-20 muestra la hoja de cálculo de RETScreen para el parque de Los Cacaos.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 17-20. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Los Cacaos

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		R. Dominicana	See Online Manual
Project location		R. Dominicana	
Wind data source		Wind power density	
Nearest location for weather data		Los Cacaos	See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	161	
Height of wind power density	m	30.0	
Wind shear exponent	-	0.14	0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26	-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Grid type	-	Central-grid	
Wind turbine rated power	kW	1650	→ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	12	
Wind plant capacity	kW	19,800	
Wind speed at 30 m	m/s	5.1	
Hub height	m	68.5	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	5.8	
Array losses	%	3%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	3,625	43,504	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	3,480	41,764	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	596	596	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	22%	22%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	3,145	37,739	
	GJ	11,322	135,862	Complete Cost Analysis sheet

Version 3.2

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes

Fuente: RETScreen, (2005). Clean Energy Project Analysis Software. Canada

17.1.1.6 Sistema Base 6 – Parque eólico Nueva Rosa

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Nueva Rosa en la Provincia de Pedernales al Suroeste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 248 W/m² a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull k=2 para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene una factor de capacidad de 29% y una generación anual de 50.86 GWh (Ver Tabla 17-21) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹²⁰.

¹²⁰ Ver referencia 115.

Tabla 17-21. Características del parque eólico Nueva Rosa

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	248
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	50.86
Factor capacidad	%	29%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-22. Costo del parque eólico Nueva Rosa

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 9.6 cUS\$/kWh. La Tabla 17-23 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisar el régimen de vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce una disminución del costo a 8.05 cUS\$/kWh o un aumento a 12.07 cUS\$/kWh. Menos sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

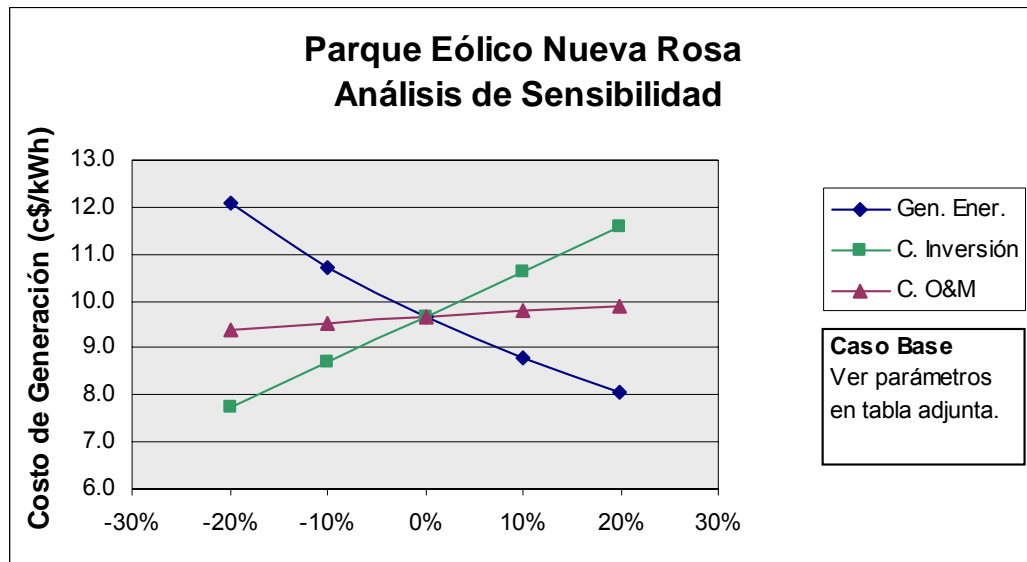
Tabla 17-23. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		29%

Fuente: Resultados este estudio

Figura 17-8. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Nueva Rosa

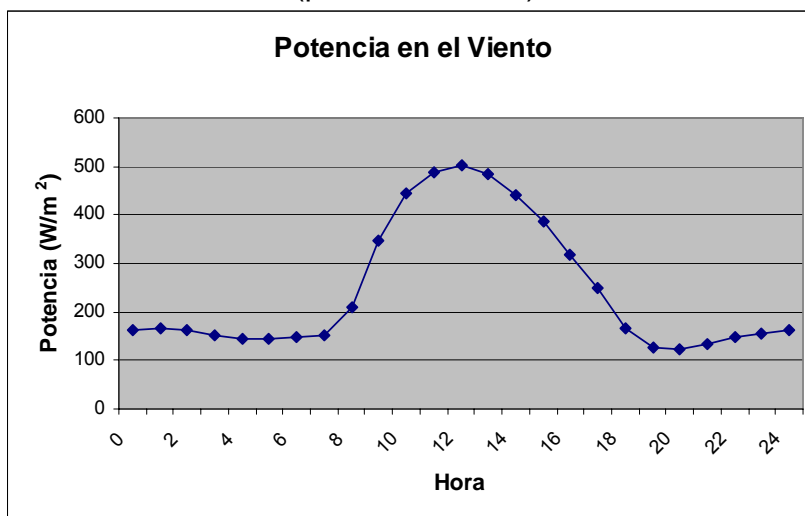


Fuente: Resultados este estudio

La Figura 17-9 muestra la potencia del viento en Cabo Engaño. La Tabla 17-24 muestra la hoja de cálculo de RETScreen para el parque de Nueva Rosa.

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 17-9. Potencia en el viento (promedio anual) – Nueva Rosa



Fuente: Elliott, D. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

Tabla 17-24. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Nueva Rosa

Site Conditions		Estimate	Notes/Range	
Project name		R. Dominicana	See Online Manual	
Project location		R. Dominicana		
Wind data source		Wind power density		
Nearest location for weather data		Nueva Rosa	See Weather Database	
Annual wind power density	W/m ²	248		
Height of wind power density	m	30.0		
Wind shear exponent	-	0.14	0.10 to 0.40	
Average atmospheric pressure	kPa	101.4	60.0 to 103.0 kPa	
Annual average temperature	°C	26	-20 to 30 °C	
System Characteristics		Estimate	Notes/Range	
Grid type	-	Central-grid		
Wind turbine rated power	kW	1650	Complete Equipment Data sheet	
Number of turbines	-	12		
Wind plant capacity	kW	19,800		
Wind speed at 30 m	m/s	5.9		
Hub height	m	68.5	6.0 to 100.0 m	
Wind speed at hub height	m/s	6.7		
Array losses	%	3%	0% to 20%	
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%	
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%	
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%	
Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	4,886	58,634	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	4,691	56,289	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	803	803	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	29%	29%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	4,239	50,865	
	GJ	15,259	183,113	Complete Cost Analysis sheet

Version 3.2

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes

Fuente: RETScreen, (2005). Clean Energy Project Analysis Software. Canada

17.1.1.7 Sistema Base 7 – Parque eólico Oviedo

En esta sección se considera un parque eólico de 19.8 MW a desarrollar en la región de Nueva Rosa en la Provincia de Pedernales al Suroeste del país. Se asume como densidad de potencia en el aire, 174 W/m^2 a 30 m de altura sobre el nivel del suelo.

Se han considerado 12 aerogeneradores NM 82 de 1.65 MW, con una altura del tren de potencia de 68.5 m. Empleando un factor de Weibull $k=2$ para la distribución de velocidades, las características de generación de esta turbina y las pérdidas debidas al arreglo del parque y otras pérdidas, se obtiene un factor de capacidad de 23% y una generación anual de 39.75 GWh (Ver Tabla 17-25) El factor de capacidad y la generación anual han sido calculados empleando el software Wind3 de RETScreen¹²¹.

Tabla 17-25. Características del parque eólico Oviedo

Característica	Unidad	Valor
Numero de turbinas		12
Capacidad turbina	MW	1.65
Capacidad parque	MW	19.8
Altura de eje	m	68.5
Densidad potencia @ 30 m	W/m ²	174
Factor k Weibull		2
Generación	GWh/año	39.75
Factor capacidad	%	23%

Fuente: Resultados este estudio

Los costos del proyecto se dan en la tabla siguiente. No se han considerado los costos de la tierra ni el costo de la interconexión a la red. Se han considerado como mayores cambios, el tren de potencia y las aspas.

Tabla 17-26. Costo del parque eólico Oviedo

Costos iniciales		
Item	%	Valor
Estudio de factibilidad	0.6%	200,000
Desarrollo	1.9%	630,000
Ingeniería	1.8%	600,000
Equipo	70.2%	22,829,400
Balance de planta	18.0%	5,868,000
Otros varios	7.5%	2,455,383
	100.0%	32,582,783
Costos anuales de O&M		522,500
Costos de reemplazos		
Tren de potencia (año 10 y 20)		1,000,000
Aspas (año 15)		1,000,000

Fuente: Resultados este estudio

¹²¹ Ver referencia 115.

Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación resulta entonces en 12.36 cUS\$/kWh. La Tabla 17-27 muestra los parámetros del caso base. El análisis de sensibilidad indica la fuerte dependencia del costo de generación de la energía generada (o factor de capacidad) por que se requiere siempre realizar mediciones para precisar el régimen de vientos del lugar, ya que una variación de la generación de $\pm 10\%$ produce un disminución del costo a 10.3 cUS\$/kWh o un aumento a 15.5 cUS\$/kWh. Menos sensible es el costo de generación a los costos de inversión y muchísimo menos a los de O&M.

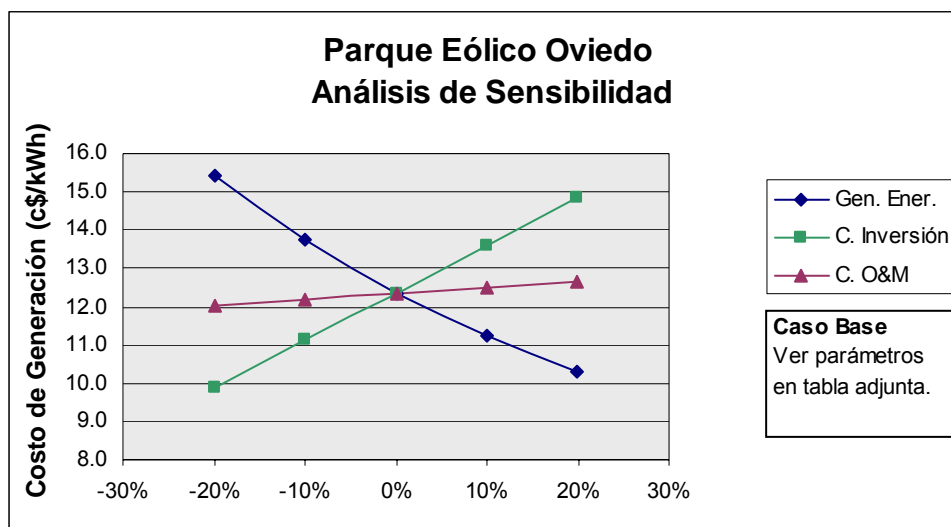
Tabla 17-27. Parámetros del caso base para el análisis de sensibilidad

Parámetros del Caso Base

Inversión	\$/kW	1,612
Potencia Instalada	kW	19,800
O&M	\$/año	638,352
TD		12%
Periodo de Evaluación	años	20
Factor de capacidad		23%

Fuente: Resultados este estudio

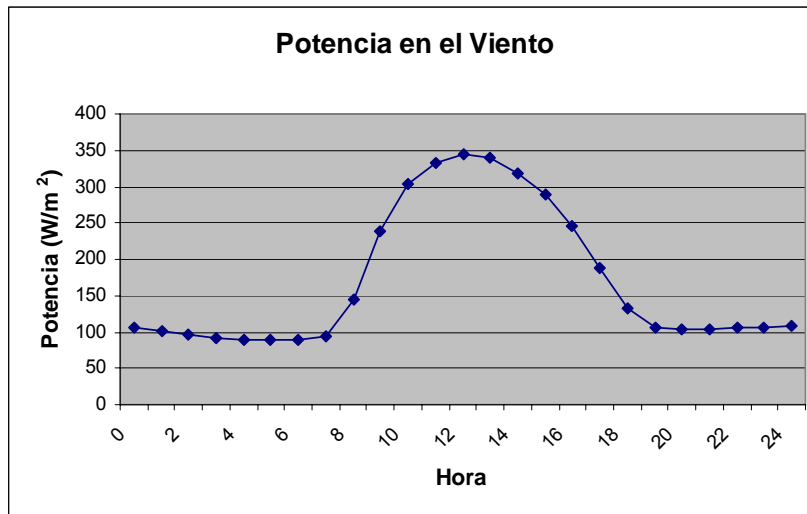
Figura 17-10. Análisis de sensibilidad del costos de generación – Parque eólico Oviedo



Fuente: Resultados este estudio

La Figura 17-11 muestra la potencia del viento en Oviedo. La Tabla 17-28 muestra la hoja de cálculo de RETScreen para el parque de Oviedo.

Figura 17-11. Potencia en el viento (promedio anual) – Oviedo



Fuente: Elliott, D. et. al. (2001) Wind Energy Resource Atlas of the Dominican Republic. NREL/TP-500-27602. Golden, Co. USA

Tabla 17-28. Modelo de Evaluación de Energía de RETScreen – Oviedo

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		R. Dominicana	See Online Manual
Project location		R. Dominicana	
Wind data source		Wind power density	
Nearest location for weather data		Oviedo	See Weather Database
Annual wind power density	W/m ²	174	
Height of wind power density	m	30.0	
Wind shear exponent	-	0.14	0.10 to 0.40
Average atmospheric pressure	kPa	101.4	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	26	-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Grid type	-	Central-grid	
Wind turbine rated power	kW	1650	→ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	12	
Wind plant capacity	kW	19,800	
Wind speed at 30 m	m/s	5.3	
Hub height	m	68.5	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	5.9	
Array losses	%	3%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,650	19,800	
	MW	1.650	19.800	
Unadjusted energy production	MWh	3,818	45,819	
Pressure adjustment coefficient	-	1.00	1.00	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0.96	0.96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	3,666	43,986	
Losses coefficient	-	0.90	0.90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m ²	627	627	150 to 1,500 kWh/m ²
Wind plant capacity factor	%	23%	23%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	3,312	39,748	
	GJ	11,924	143,093	

[Complete Cost Analysis sheet](#)

17.1.1.8 *Resumen*

Como resultado de la evaluación de la generación y el costo del parque estándar en diferentes lugares del país, se ha encontrado que el factor de capacidad varía entre 39% y 22%, y por consiguiente, los costos de generación entre 7.2 y 13.0 c US\$/kWh. Estos resultados son consecuencia del régimen local del viento y no se han considerado factores que inciden en la generación (terreno) ni tampoco se han considerado los costos de la tierra ni los de conexión al SENI. Por lo tanto, son una primera aproximación.

Tabla 17-29. Resumen de los resultados del parque estándar en diferentes sitios del país.

Region	Nombre de la Estación	Lat.	Lon.	Elev. (m)	Altura del Anem. (m)	Velocidad del Viento (m/s)	Potencia del viento (W/m ²)	Generación Total (MWh/año)	Generación Unitaria (MWh/año)	Factor de Capacidad	Costo Nivelado de Generación (cUS\$/kWh)
C	Los Cacaos	19 36	69 57	410	30	6	161	37,739	3,145	22%	13.01
SW	Oviedo	17 47	71 27	109	30	5.5	174	39,748	3,312	23%	12.36
E	Las Galeras 2	19 16	69 10	180	30	6	185	41,441	3,453	24%	11.85
E	Cabo Engaño	18 37	68 20	10	30	6.3	233	48,621	4,052	28%	8.21
SW	Nueva Rosa	17 52	71 22	112	30	6.4	248	50,865	4,239	29%	9.66
SW	Isla Beata	17 37	71 31	4	30	7.6	381	64,027	5,336	37%	7.92
NW	Guzmancitos	19 54	70 50	60	30	7.4	440	68,437	5,703	39%	7.18

Supuestos:	Potencia de los Aerogeneradores:	1.65 MW
	Tamaño del Parque:	19.8 MW
	Weibull, k:	2
	Altura de medición:	30 m

18. ANEXO 6 - POTENCIAL SOLAR DE RD

El anexo siguiente presenta los resultados de la evaluación del potencial solar para RD realizados en este estudio con la información más reciente disponible.

18.1 FUENTE DE INFORMACIÓN

Bases de datos de radiación de SWERA. <http://swera.unep.net/>

18.2 DEFINICIONES

Para caracterizar la energía solar es conveniente hacer las siguientes definiciones:

Radiación solar global – Promedio Anual (kWh/m²/día)

Es la cantidad de energía electromagnética (radiación solar) que recibe durante el día una superficie horizontal, en promedio al año. Para este promedio anual se han considerado varios años. Esta magnitud también se le llama radiación total.

Radiación solar directa normal – Promedio Anual (kWh/m²/día)

Es la cantidad de energía electromagnética (radiación solar) que recibe durante el día una superficie orientada perpendicularmente a la dirección del sol, excluyendo la radiación difusa que proviene del cielo, en promedio al año. Para este promedio anual se han considerado varios años. También se le llama radiación directa.

Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la latitud – Promedio Anual (kWh/m²/día)

Es la cantidad de energía electromagnética (radiación solar) que recibe durante el día una superficie orientada hacia el sur y con una inclinación igual a la latitud, en promedio al año. Para este promedio anual se han considerado varios años.

Radiación solar difusa – Promedio Anual (kWh/m²/día)

Es la cantidad de energía electromagnética (radiación solar) que recibe durante el día una superficie horizontal, proveniente de todo el cielo excluyendo la radiación directa del sol, en promedio al año. Para este promedio anual se han considerado varios años.

La unidad de energía empleada aquí es el kWh y se refiere a radiación solar y no a energía eléctrica.

18.3 METODOLOGÍA

A partir de imágenes de satélite con una resolución espacial de $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ (aproximadamente 110 km x 110 km) y empleando modelos apropiados desarrollados por NASA y el proyecto SWERA, este último generó bases de datos de radiación para esas extensiones de superficie, las cuales tienen coordenadas (longitud y latitud) bien definidas. En este proyecto se extrajo la información correspondiente al territorio de RD. A partir de las bases de datos de radiación solar de diferente tipo como definidas anteriormente, se generaron en este estudio los correspondientes mapas de radiación solar para RD. Como plataforma GIS (Geographical Information System) se ha empleado ArcGis.

Puesto que para los propósitos de ingeniería solar se trabaja preferiblemente con tablas de radiación, estas se anexan a continuación. Estas tablas dan los promedios mensuales de la radiación solar diaria y el promedio anual.

Las tablas anexadas son:

- Radiación solar global diaria - Promedio mensual
- Radiación solar directa normal diaria – Promedio mensual
- Radiación solar sobre superficie con inclinación igual a la latitud – Promedio mensual
- Radiación solar difusa diaria – Promedio mensual

18.4 RESULTADOS

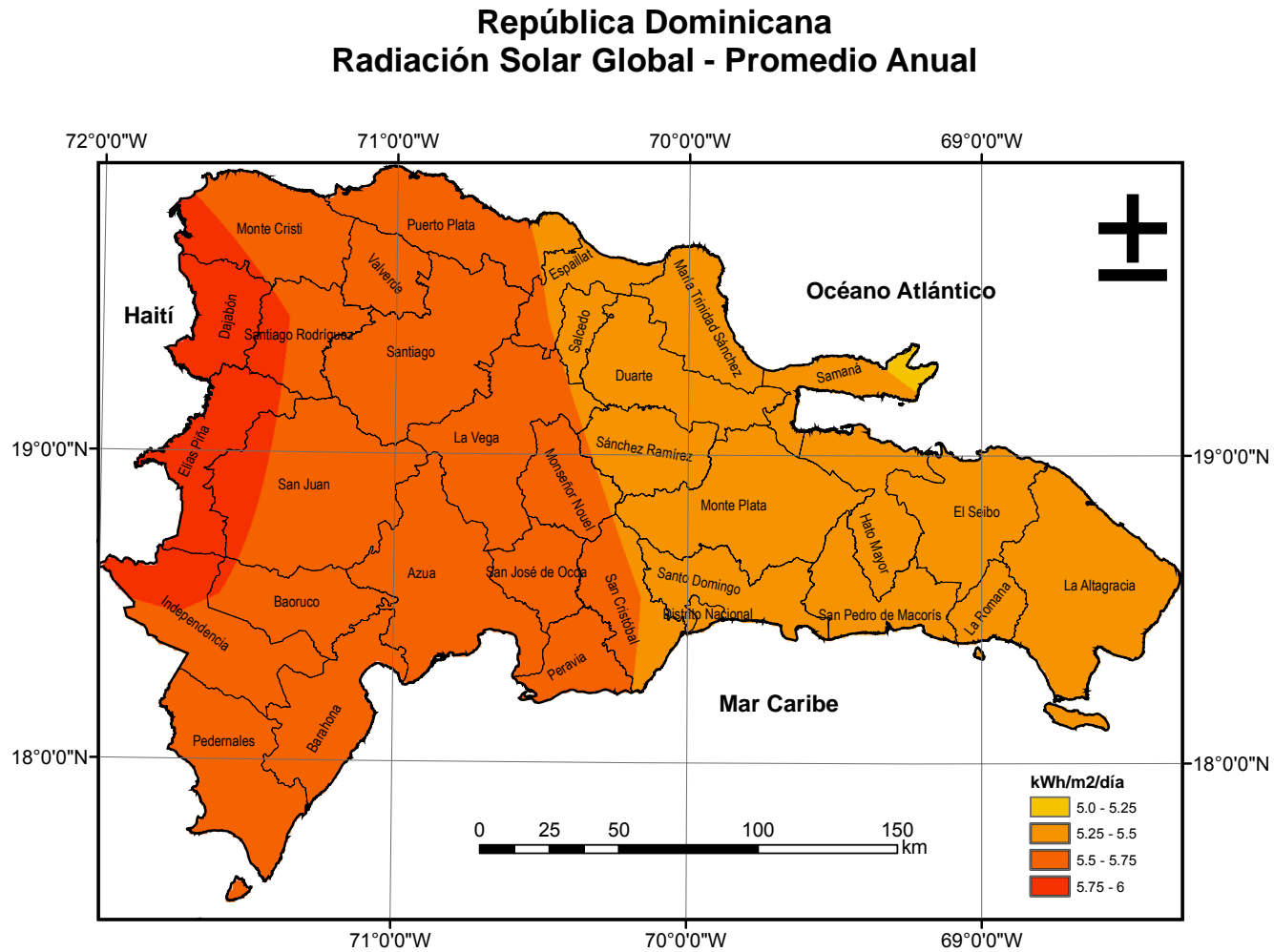
18.4.1 Mapas de radiación solar

Las figuras siguientes muestran los mapas de radiación solar elaborados.

La radiación solar global diaria promedio anual varía entre 5 y 6 kWh/m², con un gradiente este-oeste. Estas cifras se consideran elevadas cuando se comparan con otros lugares del planeta que alcanzan los mayores valores (lugares sobre los trópicos de Cáncer y Capricornio) que reciben un máximo entre 6 y 6.5 kWh/m².

REPÚBLICA DOMINICANA

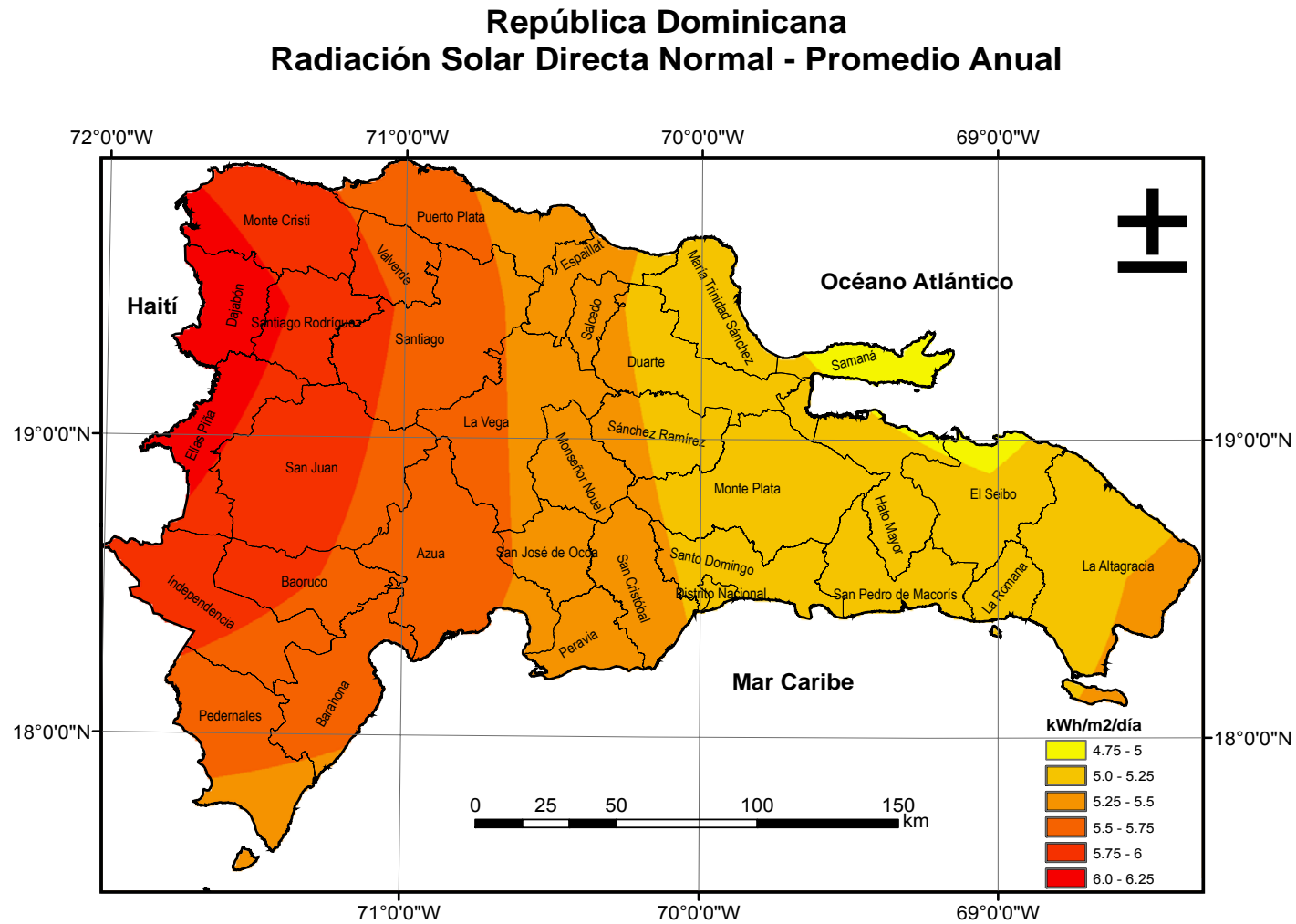
Figura 18-1. Mapa de Radiación Solar Global



Fuente: SWERA, 2004 y resultados este estudio

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 18-2. Mapa de Radiación Directa Normal

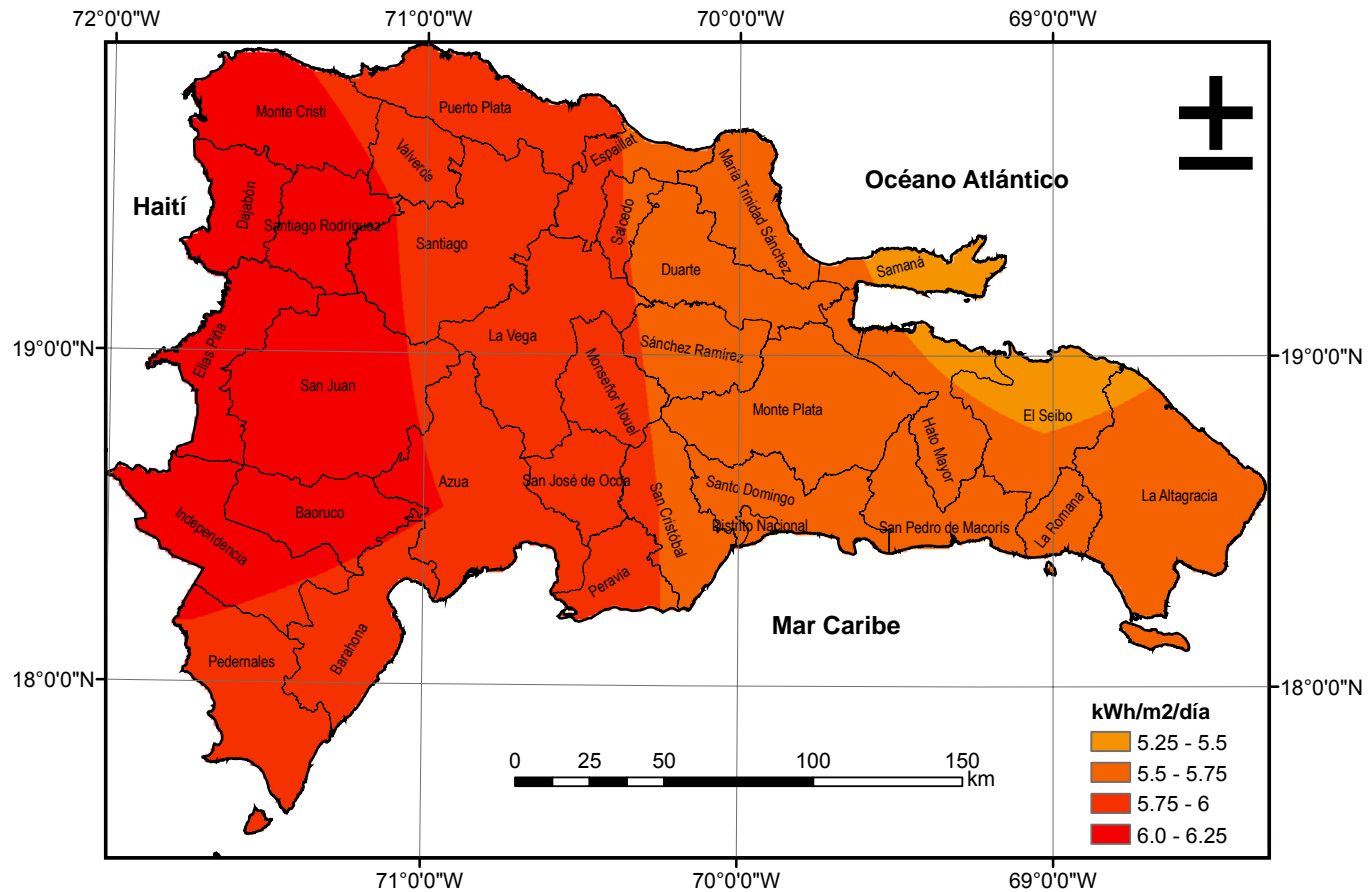


Fuente: SWERA 2004 y resultados este estudio

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 18-3. Mapa de Radiación Solar sobre Superficie con Inclinción igual a la latitud

República Dominicana
Radiación Solar Sobre Superficie
con Inclinción Igual a la Latitud - Promedio Anual

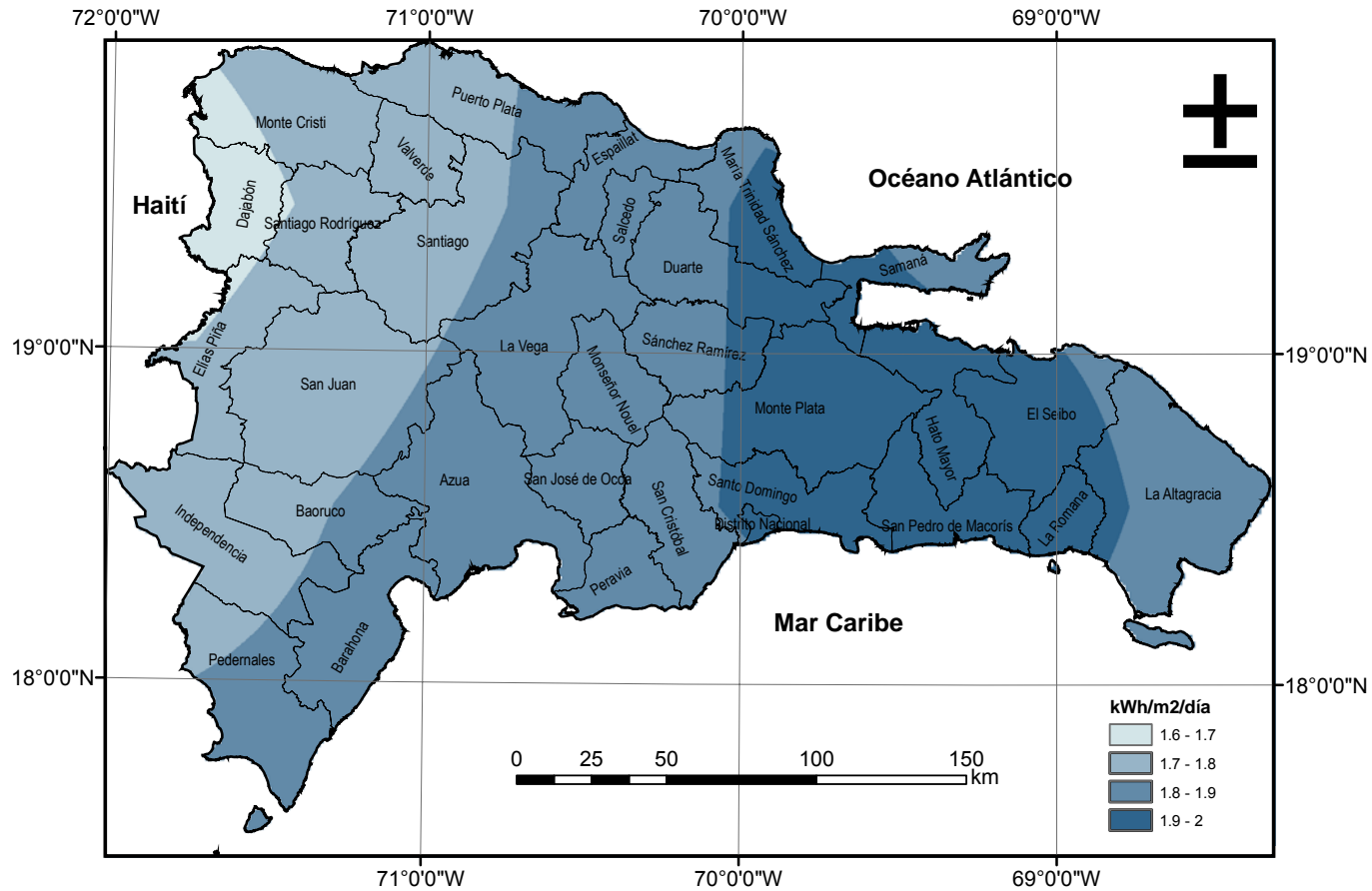


Fuente: SWERA 2004 y resultados este estudio

REPÚBLICA DOMINICANA

Figura 18-4. Mapa de Radiación Solar Difusa

República Dominicana
Radiación Solar Difusa - Promedio Anual



Fuente: SWERA 2004 y resultados este estudio

18.4.2 Tablas de radiación

Las tablas de radiación dan el valor promedio mensual de la radiación solar (kWh radiantes) que recibe diariamente 1 m² de superficie. Se dan en las tablas las coordenadas correspondientes al centro del rectángulo para el cual ha sido evaluada la información. Para sitios diferentes, la radiación solar se puede interpolar a partir de los valores de la radiación correspondientes a los cuatro puntos más próximos que conforman el rectángulo dentro del cual se encuentra el lugar donde se requiere estimar la radiación.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 18-1. Radiación Solar Global (kWh/m²/día)

#	Longitud	Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1	-72.19	18.36	4.90	5.47	6.14	6.34	6.18	6.32	6.51	6.50	6.00	5.48	4.84	4.64	5.78
2	-71.64	19.83	4.64	5.25	6.11	6.51	6.21	6.55	6.55	6.64	5.99	5.44	4.57	4.37	5.74
3	-71.69	19.52	4.92	5.47	6.38	6.71	6.40	6.73	6.77	6.80	6.29	5.67	4.74	4.60	5.96
4	-71.73	19.22	5.01	5.59	6.35	6.60	6.29	6.61	6.65	6.79	6.09	5.60	4.79	4.65	5.92
5	-71.78	18.92	5.05	5.62	6.37	6.68	6.42	6.61	6.75	6.80	6.30	5.61	4.90	4.77	5.99
6	-71.83	18.62	4.96	5.51	6.17	6.56	6.20	6.40	6.50	6.52	6.03	5.48	4.81	4.67	5.82
7	-71.87	18.32	4.95	5.49	6.16	6.41	6.19	6.34	6.47	6.49	6.02	5.47	4.85	4.67	5.79
8	-71.92	18.02	4.77	5.28	5.96	6.01	5.84	6.06	6.14	6.23	5.70	5.22	4.65	4.62	5.54
9	-71.32	19.78	4.56	5.27	6.10	6.55	6.32	6.68	6.71	6.73	6.08	5.50	4.51	4.39	5.78
10	-71.37	19.48	4.82	5.29	6.28	6.61	6.39	6.73	6.81	6.87	6.30	5.67	4.72	4.55	5.92
11	-71.41	19.18	4.92	5.47	6.26	6.35	6.24	6.52	6.52	6.65	6.02	5.58	4.76	4.59	5.82
12	-71.46	18.87	5.03	5.63	6.34	6.62	6.37	6.64	6.78	6.72	6.25	5.62	4.85	4.72	5.96
13	-71.51	18.57	4.95	5.52	6.15	6.39	6.23	6.36	6.53	6.54	6.10	5.52	4.87	4.70	5.82
14	-71.56	18.28	4.86	5.50	6.12	6.29	6.10	6.24	6.44	6.49	6.11	5.49	4.81	4.69	5.76
15	-71.60	17.98	4.82	5.33	6.15	6.19	6.03	6.21	6.40	6.40	5.95	5.34	4.84	4.66	5.69
16	-71.65	17.68	4.70	5.33	5.99	6.13	5.82	5.94	6.05	6.12	5.62	5.02	4.56	4.62	5.49
17	-70.99	19.73	4.52	5.15	6.07	6.65	6.28	6.70	6.68	6.65	6.17	5.60	4.46	4.21	5.76
18	-71.04	19.43	4.74	5.20	6.20	6.59	6.32	6.76	6.81	6.84	6.31	5.66	4.62	4.45	5.87
19	-71.09	19.13	4.74	5.32	6.05	6.28	6.10	6.54	6.48	6.62	5.93	5.52	4.51	4.45	5.71
20	-71.14	18.83	4.86	5.42	6.15	6.34	6.17	6.50	6.63	6.64	6.14	5.58	4.81	4.67	5.82
21	-71.19	18.53	4.99	5.65	6.32	6.55	6.28	6.50	6.68	6.67	6.23	5.60	4.95	4.76	5.93
22	-71.24	18.23	4.74	5.37	6.09	6.34	6.10	6.12	6.40	6.34	5.97	5.38	4.80	4.60	5.69
23	-71.29	17.93	4.68	5.25	6.04	6.17	5.87	5.95	6.06	6.18	5.89	5.29	4.80	4.64	5.57
24	-71.34	17.64	4.53	5.02	5.78	5.90	5.63	5.78	5.81	5.90	5.55	4.95	4.54	4.51	5.32
25	-70.62	19.99	3.91	4.53	5.42	5.83	5.80	6.03	5.99	6.04	5.61	5.00	4.03	3.70	5.16
26	-70.67	19.68	4.24	4.77	5.58	6.23	6.00	6.34	6.35	6.23	5.89	5.31	4.22	4.00	5.43
27	-70.72	19.38	4.43	4.84	5.68	6.22	6.09	6.37	6.47	6.35	5.93	5.34	4.33	4.15	5.52
28	-70.78	19.08	4.60	5.17	5.88	6.34	6.14	6.56	6.55	6.65	6.16	5.55	4.47	4.36	5.70
29	-70.83	18.78	4.70	5.29	6.02	6.32	6.22	6.50	6.60	6.63	6.07	5.53	4.72	4.57	5.76
30	-70.88	18.48	4.78	5.36	6.07	6.38	6.16	6.23	6.43	6.36	5.96	5.37	4.75	4.56	5.70
31	-70.93	18.18	4.57	5.12	5.93	6.09	5.77	5.86	6.08	5.99	5.69	5.15	4.59	4.44	5.44
32	-70.98	17.89	4.51	5.10	5.86	6.00	5.60	5.70	5.84	5.88	5.57	5.01	4.62	4.41	5.34
33	-70.35	19.63	4.22	4.75	5.54	6.15	5.95	6.19	6.23	6.13	5.78	5.22	4.19	4.00	5.36
34	-70.41	19.33	4.24	4.70	5.46	6.01	5.88	6.10	6.14	6.03	5.70	5.17	4.23	4.02	5.31
35	-70.46	19.03	4.33	4.78	5.52	6.06	5.88	6.13	6.15	6.05	5.78	5.22	4.31	4.13	5.36
36	-70.51	18.73	4.33	4.80	5.61	6.04	5.87	6.09	5.99	6.05	5.90	5.35	4.42	4.23	5.39
37	-70.56	18.43	4.66	5.20	5.94	6.31	6.15	6.20	6.35	6.32	5.97	5.46	4.74	4.58	5.66
38	-70.62	18.14	4.61	5.13	5.98	6.10	5.76	5.80	5.97	6.01	5.72	5.12	4.66	4.47	5.45
39	-70.03	19.58	4.21	4.77	5.49	6.01	5.83	6.10	6.08	5.97	5.64	5.14	4.19	3.96	5.28
40	-70.09	19.28	4.26	4.77	5.53	6.02	5.84	6.03	6.06	6.02	5.72	5.18	4.30	4.07	5.32
41	-70.14	18.98	4.37	5.02	5.70	6.24	5.93	6.14	6.14	6.17	5.83	5.39	4.43	4.30	5.47
42	-70.20	18.68	4.35	4.89	5.69	6.16	5.84	6.02	5.93	6.02	5.83	5.38	4.46	4.27	5.40
43	-70.25	18.38	4.39	4.90	5.72	6.08	5.89	5.87	5.85	5.91	5.84	5.37	4.54	4.33	5.39
44	-70.30	18.09	4.55	5.24	5.95	6.25	5.80	5.88	5.89	6.03	5.81	5.25	4.68	4.43	5.48
45	-69.71	19.53	4.15	4.84	5.42	5.85	5.63	5.83	5.81	5.75	5.41	5.06	4.28	4.02	5.17
46	-69.77	19.23	4.35	5.07	5.71	6.11	5.78	6.07	6.01	6.02	5.74	5.35	4.55	4.28	5.42
47	-69.82	18.93	4.45	5.08	5.77	6.10	5.85	6.04	6.09	6.01	5.69	5.35	4.53	4.40	5.45
48	-69.88	18.63	4.58	5.11	5.88	6.17	5.92	6.04	6.08	6.12	5.87	5.39	4.59	4.44	5.52
49	-69.94	18.33	4.18	4.71	5.41	5.84	5.69	5.76	5.74	5.70	5.52	4.99	4.28	4.02	5.15
50	-69.39	19.47	4.03	4.63	5.47	5.77	5.48	5.78	5.65	5.59	5.44	4.84	4.11	3.86	5.05
51	-69.45	19.17	4.31	4.97	5.47	5.92	5.65	5.83	5.72	5.72	5.41	5.02	4.35	4.16	5.21
52	-69.51	18.87	4.52	5.07	5.79	6.07	5.88	5.99	5.98	5.95	5.62	5.25	4.51	4.32	5.41
53	-69.57	18.57	4.36	4.86	5.70	6.07	5.95	6.01	6.05	5.95	5.78	5.20	4.45	4.21	5.38
54	-69.62	18.28	4.23	4.75	5.47	5.83	5.67	5.73	5.75	5.68	5.51	4.99	4.31	4.05	5.16
55	-69.07	19.41	4.16	4.71	5.55	5.75	5.54	5.79	5.65	5.63	5.41	4.95	4.23	3.95	5.11
56	-69.13	19.12	4.37	4.99	5.66	5.99	5.64	5.79	5.71	5.70	5.47	5.04	4.30	4.13	5.23
57	-69.19	18.82	4.51	5.03	5.81	6.15	5.91	6.00	5.99	5.88	5.63	5.19	4.49	4.27	5.41
58	-69.25	18.52	4.60	5.04	5.94	6.17	5.86	5.98	5.99	5.94	5.65	5.15	4.55	4.37	5.44
59	-68.82	19.06	4.03	4.52	5.36	5.74	5.49	5.65	5.49	5.48	5.30	4.80	4.09	3.83	4.98
60	-68.88	18.76	4.55	5.12	5.87	6.18	5.87	6.04	6.01	5.95	5.65	5.29	4.50	4.33	5.45
61	-68.94	18.46	4.62	5.18	5.92	6.23	5.89	5.99	5.93	5.94	5.75	5.25	4.56	4.37	5.47
62	-68.50	19.00	4.12	4.72	5.65	6.01	5.65	5.86	5.70	5.55	5.46	4.92	4.21	4.01	5.15
63	-68.57	18.70	4.58	5.06	5.87	6.31	6.00	6.15	6.02	6.03	5.65	5.28	4.56	4.46	5.50
64	-68.63	18.40	4.77	5.25	6.05	6.38	5.93	6.13	6.01	6.06	5.89	5.32	4.77	4.54	5.59
65	-68.69	18.11	4.75	5.29	5.98	6.17	5.87	5.89	5.91	5.98	5.83	5.14	4.73	4.51	5.50
66	-68.25	18.64	4.62	5.23	5.85	6.32	5.90	5.96	6.01	5.96	5.89	5.16	4.56	4.38	5.46
67	-68.32	18.34	4.73	5.24	5.94	6.21	5.79	5.92	5.93	5.99	5.76	5.12	4.71	4.46	5.48

Fuente: SWERA, 2004. Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

<http://swera.unep.net/>

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 18-2. Radiación Solar Directa Normal (kWh/m²/día)

#	Longitud	Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1	-72.19	18.36	6.34	6.38	6.54	6.06	5.43	5.27	5.80	6.18	5.85	5.93	5.79	6.19	5.98
2	-71.64	19.83	5.93	5.78	6.25	6.31	5.29	5.61	5.72	6.31	5.89	6.00	5.07	5.71	5.82
3	-71.69	19.52	6.72	6.41	6.98	6.90	5.82	6.14	6.35	6.83	6.65	6.65	5.54	6.43	6.45
4	-71.73	19.22	7.01	6.88	7.00	6.74	5.74	6.07	6.26	6.98	6.27	6.51	5.74	6.57	6.48
5	-71.78	18.92	7.02	6.87	6.96	6.87	5.94	5.92	6.37	6.92	6.66	6.41	5.93	6.87	6.56
6	-71.83	18.62	6.49	6.36	6.31	6.38	5.31	5.24	5.59	6.07	5.80	5.85	5.52	6.26	5.93
7	-71.87	18.32	6.69	6.58	6.64	6.39	5.60	5.53	5.94	6.37	6.05	6.06	5.89	6.38	6.17
8	-71.92	18.02	5.96	5.89	6.17	5.44	4.83	4.71	5.01	5.55	5.22	5.30	5.27	6.07	5.45
9	-71.32	19.78	5.76	5.94	6.30	6.53	5.61	6.03	6.20	6.64	6.17	6.21	4.96	5.83	6.01
10	-71.37	19.48	6.46	5.98	6.71	6.69	5.80	6.14	6.48	7.05	6.66	6.63	5.46	6.22	6.36
11	-71.41	19.18	6.91	6.72	6.96	6.39	5.81	6.11	6.20	6.87	6.26	6.59	5.81	6.46	6.42
12	-71.46	18.87	6.94	6.83	6.85	6.67	5.77	5.91	6.41	6.70	6.45	6.38	5.76	6.58	6.44
13	-71.51	18.57	6.47	6.38	6.26	6.04	5.37	5.13	5.65	6.10	5.94	5.93	5.66	6.29	5.93
14	-71.56	18.28	6.21	6.36	6.31	5.90	5.20	5.02	5.58	6.08	6.01	5.87	5.56	6.23	5.86
15	-71.60	17.98	5.86	5.75	6.34	5.52	4.91	4.76	5.26	5.67	5.45	5.30	5.50	5.91	5.52
16	-71.65	17.68	5.67	5.91	6.19	5.65	4.81	4.52	4.85	5.33	4.99	4.77	4.96	5.92	5.30
17	-70.99	19.73	5.72	5.74	6.25	6.85	5.62	6.19	6.31	6.60	6.47	6.55	4.89	5.38	6.05
18	-71.04	19.43	6.24	5.83	6.47	6.69	5.69	6.27	6.55	7.06	6.72	6.64	5.23	5.92	6.28
19	-71.09	19.13	6.45	6.42	6.54	6.36	5.61	6.30	6.29	6.95	6.17	6.54	5.25	6.13	6.25
20	-71.14	18.83	6.41	6.30	6.40	6.10	5.38	5.68	6.11	6.56	6.25	6.31	5.66	6.40	6.13
21	-71.19	18.53	6.65	6.76	6.71	6.44	5.52	5.54	6.09	6.51	6.28	6.20	5.92	6.55	6.26
22	-71.24	18.23	5.73	5.92	6.10	5.87	5.04	4.61	5.30	5.60	5.50	5.48	5.40	5.81	5.53
23	-71.29	17.93	5.46	5.53	5.96	5.44	4.53	4.23	4.56	5.20	5.25	5.15	5.30	5.81	5.20
24	-71.34	17.64	5.24	5.22	5.76	5.20	4.45	4.25	4.41	4.92	4.84	4.62	4.91	5.59	4.95
25	-70.62	19.99	4.35	4.50	5.06	5.34	4.85	4.97	5.04	5.45	5.43	5.32	4.07	4.23	4.88
26	-70.67	19.68	4.96	4.81	4.96	5.94	4.94	5.33	5.57	5.71	5.80	5.81	4.18	4.71	5.23
27	-70.72	19.38	5.35	4.93	5.12	5.84	5.10	5.33	5.74	5.89	5.80	5.79	4.39	5.00	5.36
28	-70.78	19.08	5.93	5.90	5.93	6.33	5.51	6.10	6.23	6.82	6.52	6.46	4.96	5.72	6.03
29	-70.83	18.78	6.07	6.09	6.24	6.21	5.65	5.89	6.24	6.72	6.22	6.30	5.55	6.21	6.11
30	-70.88	18.48	5.88	5.91	6.01	5.94	5.13	4.80	5.35	5.63	5.49	5.48	5.29	5.74	5.55
31	-70.93	18.18	5.52	5.57	6.01	5.65	4.71	4.43	4.96	5.17	5.18	5.22	5.11	5.55	5.26
32	-70.98	17.89	5.30	5.48	5.88	5.45	4.40	4.15	4.50	4.96	4.92	4.88	5.16	5.40	5.04
33	-70.35	19.63	4.87	4.72	4.83	5.73	4.81	5.00	5.29	5.49	5.51	5.55	4.10	4.68	5.05
34	-70.41	19.33	4.83	4.58	4.52	5.39	4.62	4.75	5.07	5.26	5.29	5.37	4.07	4.61	4.86
35	-70.46	19.03	4.99	4.71	4.83	5.46	4.68	4.86	5.09	5.27	5.42	5.43	4.32	4.86	4.99
36	-70.51	18.73	5.03	4.86	5.27	5.56	4.84	5.01	4.91	5.42	5.75	5.80	4.75	5.18	5.20
37	-70.56	18.43	5.65	5.63	5.85	5.93	5.23	4.96	5.39	5.73	5.63	5.81	5.37	5.90	5.59
38	-70.62	18.14	5.60	5.60	6.12	5.67	4.71	4.35	4.77	5.24	5.25	5.15	5.29	5.62	5.28
39	-70.03	19.58	4.73	4.68	4.75	5.33	4.49	4.73	4.87	5.03	5.11	5.28	4.07	4.52	4.80
40	-70.09	19.28	4.81	4.68	4.83	5.34	4.52	4.60	4.82	5.15	5.24	5.30	4.29	4.72	4.86
41	-70.14	18.98	5.02	5.23	5.23	5.79	4.76	4.83	4.96	5.45	5.43	5.77	4.59	5.25	5.19
42	-70.20	18.68	4.89	4.88	5.24	5.58	4.55	4.56	4.51	5.10	5.35	5.65	4.65	5.07	5.00
43	-70.25	18.38	4.85	4.81	5.25	5.32	4.59	4.17	4.23	4.75	5.23	5.50	4.77	5.07	4.88
44	-70.30	18.09	5.45	5.84	6.06	5.97	4.78	4.51	4.62	5.26	5.41	5.45	5.33	5.51	5.35
45	-69.71	19.53	5.00	5.35	5.19	5.09	4.30	4.60	4.59	4.77	4.76	5.24	4.85	5.06	4.90
46	-69.77	19.23	5.15	5.51	5.42	5.24	4.19	4.70	4.61	4.95	5.06	5.56	5.16	5.41	5.08
47	-69.82	18.93	5.35	5.50	5.53	5.22	4.35	4.65	4.80	4.94	4.97	5.54	5.07	5.69	5.13
48	-69.88	18.63	5.65	5.54	5.74	5.36	4.49	4.66	4.78	5.16	5.36	5.62	5.19	5.77	5.28
49	-69.94	18.33	4.85	4.88	5.07	5.03	4.41	4.49	4.49	4.67	4.94	4.98	4.68	4.85	4.78
50	-69.39	19.47	4.67	4.85	5.26	4.93	4.00	4.50	4.29	4.47	4.81	4.74	4.41	4.61	4.63
51	-69.45	19.17	5.33	5.58	5.25	5.21	4.32	4.60	4.42	4.70	4.72	5.10	4.93	5.34	4.96
52	-69.51	18.87	5.53	5.47	5.55	5.16	4.41	4.55	4.56	4.80	4.80	5.27	4.98	5.45	5.04
53	-69.57	18.57	5.04	4.93	5.34	5.15	4.53	4.60	4.71	4.80	5.13	5.13	4.82	5.09	4.94
54	-69.62	18.28	4.95	4.95	5.18	5.02	4.38	4.43	4.50	4.62	4.90	4.96	4.73	4.92	4.80
55	-69.07	19.41	4.97	5.03	5.44	4.90	4.11	4.52	4.28	4.54	4.75	4.98	4.69	4.86	4.75
56	-69.13	19.12	5.46	5.60	5.62	5.33	4.30	4.52	4.40	4.67	4.84	5.13	4.82	5.25	5.00
57	-69.19	18.82	5.49	5.35	5.59	5.30	4.47	4.57	4.58	4.68	4.82	5.13	4.93	5.29	5.02
58	-69.25	18.52	5.64	5.34	5.85	5.32	4.36	4.53	4.58	4.78	4.85	5.00	5.03	5.50	5.07
59	-68.82	19.06	4.59	4.52	5.00	4.86	4.02	4.27	4.00	4.25	4.51	4.60	4.28	4.45	4.44
60	-68.88	18.76	5.58	5.56	5.72	5.37	4.38	4.65	4.63	4.82	4.85	5.33	4.94	5.44	5.11
61	-68.94	18.46	5.68	5.65	5.80	5.45	4.41	4.55	4.48	4.77	5.04	5.21	5.05	5.48	5.13
62	-68.50	19.00	4.80	4.98	5.60	5.37	4.32	4.66	4.39	4.38	4.82	4.86	4.58	4.93	4.81
63	-68.57	18.70	5.63	5.41	5.71	5.60	4.62	4.85	4.65	4.96	4.84	5.31	5.09	5.77	5.20
64	-68.63	18.40	6.09	5.81	6.06	5.75	4.49	4.83	4.63	5.01	5.33	5.36	5.56	5.96	5.41
65	-68.69	18.11	6.23	6.15	6.21	5.64	4.75	4.74	4.82	5.19	5.52	5.25	5.72	6.08	5.52
66	-68.25	18.64	6.01	6.09	5.96	5.95	4.80	4.85	4.98	5.15	5.06	5.36	5.38	5.84	5.45
67	-68.32	18.34	6.24	6.07	6.13	5.74	4.59	4.79	4.84	5.21	5.39	5.23	5.69	5.98	5.49

Fuente: SWERA, 2004. Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

<http://swera.unep.net/>

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 18-3. Radiación Solar Sobre Superficie con Inclinación Igual a la Latitud (kWh/m²/día)

#	Longitud	Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1	-72.19	18.36	6.10	6.40	6.61	6.31	5.79	5.77	6.00	6.29	6.24	6.20	5.88	5.89	6.12
2	-71.64	19.83	5.89	6.20	6.63	6.49	5.82	5.95	6.02	6.43	6.27	6.24	5.60	5.66	6.10
3	-71.69	19.52	6.25	6.47	6.91	6.69	5.98	6.09	6.20	6.57	6.57	6.49	5.82	5.96	6.33
4	-71.73	19.22	6.34	6.61	6.86	6.56	5.88	5.99	6.10	6.55	6.36	6.39	5.88	6.00	6.29
5	-71.78	18.92	6.36	6.61	6.87	6.65	6.00	6.00	6.18	6.56	6.55	6.39	6.00	6.14	6.36
6	-71.83	18.62	6.20	6.46	6.64	6.52	5.82	5.85	5.99	6.31	6.27	6.20	5.83	5.95	6.17
7	-71.87	18.32	6.18	6.42	6.63	6.37	5.79	5.77	5.95	6.27	6.26	6.19	5.89	5.93	6.14
8	-71.92	18.02	5.88	6.12	6.38	5.97	5.48	5.55	5.67	6.02	5.90	5.85	5.58	5.81	5.85
9	-71.32	19.78	5.78	6.24	6.62	6.53	5.92	6.06	6.14	6.51	6.37	6.31	5.51	5.69	6.14
10	-71.37	19.48	6.12	6.25	6.81	6.58	5.97	6.10	6.23	6.62	6.57	6.49	5.78	5.88	6.28
11	-71.41	19.18	6.24	6.47	6.77	6.32	5.83	5.90	5.96	6.41	6.29	6.38	5.85	5.92	6.19
12	-71.46	18.87	6.33	6.62	6.84	6.58	5.96	6.03	6.22	6.49	6.51	6.39	5.92	6.05	6.33
13	-71.51	18.57	6.18	6.46	6.61	6.36	5.85	5.81	6.02	6.33	6.34	6.25	5.90	5.97	6.17
14	-71.56	18.28	6.04	6.42	6.58	6.26	5.73	5.71	5.94	6.28	6.35	6.19	5.81	5.94	6.10
15	-71.60	17.98	5.93	6.17	6.60	6.16	5.67	5.70	5.92	6.21	6.17	5.98	5.82	5.84	6.01
16	-71.65	17.68	5.75	6.15	6.40	6.09	5.47	5.46	5.60	5.92	5.81	5.59	5.43	5.76	5.79
17	-70.99	19.73	5.72	6.08	6.58	6.62	5.88	6.06	6.12	6.43	6.46	6.42	5.45	5.43	6.10
18	-71.04	19.43	6.00	6.13	6.71	6.56	5.91	6.12	6.23	6.59	6.59	6.47	5.65	5.74	6.22
19	-71.09	19.13	6.00	6.29	6.55	6.25	5.70	5.90	5.92	6.37	6.19	6.31	5.51	5.74	6.06
20	-71.14	18.83	6.10	6.37	6.63	6.31	5.78	5.92	6.08	6.41	6.40	6.35	5.86	5.97	6.18
21	-71.19	18.53	6.23	6.61	6.81	6.51	5.89	5.93	6.14	6.45	6.48	6.34	6.02	6.06	6.29
22	-71.24	18.23	5.85	6.24	6.54	6.31	5.73	5.62	5.91	6.15	6.19	6.05	5.78	5.79	6.01
23	-71.29	17.93	5.73	6.06	6.47	6.13	5.54	5.49	5.63	6.00	6.10	5.92	5.74	5.81	5.89
24	-71.34	17.64	5.51	5.77	6.18	5.86	5.30	5.32	5.40	5.71	5.73	5.50	5.40	5.60	5.61
25	-70.62	19.99	4.89	5.31	5.86	5.82	5.43	5.48	5.51	5.84	5.87	5.72	4.89	4.71	5.44
26	-70.67	19.68	5.32	5.59	6.02	6.22	5.63	5.77	5.83	6.04	6.16	6.08	5.09	5.09	5.74
27	-70.72	19.38	5.56	5.66	6.12	6.20	5.71	5.80	5.95	6.15	6.20	6.09	5.23	5.28	5.83
28	-70.78	19.08	5.79	6.09	6.36	6.32	5.74	5.94	6.00	6.40	6.43	6.33	5.43	5.59	6.03
29	-70.83	18.78	5.89	6.20	6.49	6.29	5.82	5.90	6.04	6.40	6.33	6.29	5.75	5.85	6.10
30	-70.88	18.48	5.93	6.25	6.53	6.35	5.79	5.71	5.94	6.16	6.19	6.05	5.73	5.75	6.03
31	-70.93	18.18	5.64	5.94	6.36	6.05	5.42	5.38	5.62	5.80	5.90	5.79	5.51	5.56	5.75
32	-70.98	17.89	5.52	5.89	6.27	5.95	5.27	5.25	5.41	5.70	5.77	5.60	5.53	5.49	5.64
33	-70.35	19.63	5.29	5.55	5.97	6.14	5.59	5.65	5.73	5.95	6.04	5.96	5.05	5.09	5.67
34	-70.41	19.33	5.28	5.47	5.85	5.99	5.53	5.58	5.66	5.84	5.95	5.88	5.07	5.07	5.60
35	-70.46	19.03	5.38	5.56	5.93	6.03	5.53	5.60	5.68	5.87	6.03	5.93	5.18	5.22	5.66
36	-70.51	18.73	5.36	5.58	6.03	6.01	5.51	5.56	5.53	5.86	6.14	6.06	5.33	5.35	5.69
37	-70.56	18.43	5.77	6.05	6.39	6.28	5.77	5.68	5.86	6.12	6.20	6.16	5.73	5.80	5.98
38	-70.62	18.14	5.68	5.95	6.41	6.06	5.41	5.33	5.52	5.82	5.93	5.74	5.60	5.61	5.76
39	-70.03	19.58	5.24	5.56	5.91	6.00	5.49	5.58	5.61	5.80	5.89	5.86	5.04	5.02	5.58
40	-70.09	19.28	5.29	5.56	5.95	6.01	5.49	5.53	5.60	5.84	5.96	5.88	5.17	5.15	5.62
41	-70.14	18.98	5.42	5.85	6.13	6.21	5.58	5.62	5.67	5.98	6.08	6.12	5.33	5.45	5.79
42	-70.20	18.68	5.36	5.67	6.11	6.13	5.50	5.52	5.50	5.84	6.06	6.08	5.36	5.37	5.71
43	-70.25	18.38	5.38	5.66	6.13	6.05	5.55	5.41	5.44	5.74	6.07	6.05	5.44	5.41	5.69
44	-70.30	18.09	5.60	6.08	6.38	6.20	5.44	5.40	5.46	5.83	6.02	5.90	5.62	5.55	5.79
45	-69.71	19.53	4.99	5.44	5.64	5.59	5.13	5.24	5.33	5.50	5.37	5.49	4.99	4.92	5.30
46	-69.77	19.23	5.20	5.67	5.93	5.85	5.29	5.48	5.53	5.76	5.69	5.80	5.29	5.23	5.56
47	-69.82	18.93	5.30	5.66	5.98	5.83	5.35	5.46	5.60	5.75	5.64	5.78	5.24	5.36	5.58
48	-69.88	18.63	5.45	5.69	6.08	5.90	5.41	5.46	5.60	5.85	5.82	5.81	5.30	5.39	5.65
49	-69.94	18.33	4.93	5.21	5.58	5.57	5.19	5.20	5.28	5.45	5.45	5.35	4.90	4.82	5.24
50	-69.39	19.47	4.82	5.18	5.68	5.52	5.01	5.21	5.19	5.35	5.40	5.23	4.76	4.69	5.17
51	-69.45	19.17	5.17	5.57	5.67	5.66	5.15	5.25	5.25	5.46	5.36	5.43	5.04	5.08	5.34
52	-69.51	18.87	5.40	5.66	5.99	5.81	5.38	5.41	5.51	5.69	5.56	5.66	5.20	5.25	5.54
53	-69.57	18.57	5.15	5.38	5.89	5.81	5.43	5.44	5.57	5.69	5.72	5.58	5.11	5.06	5.49
54	-69.62	18.28	4.98	5.24	5.64	5.57	5.17	5.17	5.28	5.42	5.44	5.34	4.93	4.85	5.25
55	-69.07	19.41	4.98	5.28	5.77	5.50	5.05	5.21	5.19	5.38	5.37	5.36	4.91	4.82	5.24
56	-69.13	19.12	5.24	5.58	5.87	5.72	5.14	5.22	5.24	5.45	5.42	5.44	4.99	5.04	5.36
57	-69.19	18.82	5.38	5.60	6.01	5.88	5.40	5.42	5.51	5.63	5.58	5.59	5.18	5.18	5.53
58	-69.25	18.52	5.46	5.59	6.15	5.89	5.36	5.41	5.52	5.68	5.59	5.52	5.23	5.28	5.56
59	-68.82	19.06	4.79	5.01	5.54	5.48	5.01	5.10	5.06	5.24	5.25	5.16	4.70	4.61	5.08
60	-68.88	18.76	5.43	5.70	6.08	5.91	5.37	5.46	5.54	5.70	5.59	5.69	5.18	5.25	5.57
61	-68.94	18.46	5.48	5.75	6.12	5.95	5.38	5.42	5.47	5.68	5.68	5.63	5.24	5.27	5.59
62	-68.50	19.00	4.89	5.26	5.86	5.74	5.15	5.28	5.24	5.30	5.41	5.30	4.85	4.86	5.26
63	-68.57	18.70	5.46	5.63	6.08	6.03	5.48	5.55	5.55	5.77	5.59	5.68	5.26	5.41	5.62
64	-68.63	18.40	5.69	5.83	6.25	6.10	5.42	5.54	5.54	5.79	5.83	5.71	5.50	5.51	5.73
65	-68.69	18.11	5.63	5.87	6.17	5.88	5.34	5.31	5.43	5.71	5.76	5.51	5.45	5.45	5.63
66	-68.25	18.64	5.53	5.84	6.05	6.03	5.37	5.37	5.51	5.69	5.53	5.56	5.28	5.33	5.59
67	-68.32	18.34	5.63	5.83	6.13	5.92	5.27	5.34	5.44	5.72	5.70	5.49	5.44	5.40	5.61

Fuente: SWERA, 2004. Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

<http://swera.unep.net/>

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 18-4. Radiación Solar Difusa (kWh/m²/día)

#	Longitud	Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
1	-72.19	18.36	1.26	1.46	1.64	1.92	2.15	2.35	2.16	1.92	1.81	1.56	1.38	1.19	1.73
2	-71.64	19.83	1.30	1.61	1.78	1.91	2.26	2.32	2.24	1.94	1.79	1.52	1.54	1.24	1.79
3	-71.69	19.52	1.13	1.45	1.58	1.73	2.09	2.14	2.03	1.76	1.59	1.36	1.44	1.09	1.62
4	-71.73	19.22	1.06	1.31	1.55	1.74	2.05	2.10	2.00	1.68	1.66	1.38	1.38	1.06	1.58
5	-71.78	18.92	1.07	1.33	1.57	1.73	2.03	2.18	2.00	1.71	1.58	1.43	1.37	1.00	1.58
6	-71.83	18.62	1.23	1.49	1.77	1.89	2.23	2.43	2.28	1.99	1.85	1.60	1.48	1.18	1.78
7	-71.87	18.32	1.16	1.38	1.60	1.79	2.06	2.21	2.06	1.81	1.71	1.50	1.34	1.14	1.65
8	-71.92	18.02	1.28	1.51	1.65	1.98	2.20	2.44	2.32	2.03	1.89	1.65	1.44	1.17	1.80
9	-71.32	19.78	1.31	1.55	1.75	1.83	2.15	2.17	2.07	1.82	1.71	1.47	1.55	1.21	1.72
10	-71.37	19.48	1.19	1.54	1.66	1.78	2.09	2.14	1.98	1.68	1.59	1.37	1.46	1.14	1.63
11	-71.41	19.18	1.07	1.32	1.52	1.76	1.98	2.02	1.95	1.66	1.62	1.33	1.33	1.08	1.55
12	-71.46	18.87	1.09	1.35	1.61	1.78	2.09	2.20	2.00	1.78	1.66	1.45	1.40	1.08	1.62
13	-71.51	18.57	1.23	1.49	1.78	1.97	2.22	2.46	2.27	1.99	1.83	1.59	1.45	1.17	1.79
14	-71.56	18.28	1.29	1.48	1.73	1.98	2.23	2.44	2.24	1.97	1.79	1.59	1.45	1.20	1.78
15	-71.60	17.98	1.40	1.65	1.74	2.12	2.34	2.57	2.40	2.14	1.99	1.77	1.49	1.30	1.91
16	-71.65	17.68	1.36	1.52	1.66	1.95	2.19	2.47	2.34	2.09	1.96	1.77	1.51	1.23	1.84
17	-70.99	19.73	1.30	1.56	1.75	1.72	2.12	2.09	2.00	1.79	1.62	1.37	1.54	1.27	1.68
18	-71.04	19.43	1.23	1.54	1.72	1.76	2.10	2.09	1.94	1.66	1.57	1.36	1.50	1.20	1.64
19	-71.09	19.13	1.15	1.36	1.59	1.74	2.00	1.92	1.87	1.59	1.61	1.32	1.41	1.12	1.56
20	-71.14	18.83	1.22	1.47	1.72	1.90	2.17	2.24	2.07	1.80	1.70	1.46	1.42	1.13	1.69
21	-71.19	18.53	1.18	1.39	1.66	1.86	2.17	2.32	2.11	1.85	1.73	1.51	1.39	1.10	1.69
22	-71.24	18.23	1.41	1.60	1.82	2.03	2.32	2.60	2.38	2.14	1.97	1.72	1.52	1.31	1.90
23	-71.29	17.93	1.48	1.70	1.86	2.14	2.45	2.70	2.57	2.26	2.05	1.81	1.56	1.33	1.99
24	-71.34	17.64	1.43	1.64	1.74	2.04	2.27	2.52	2.43	2.16	1.99	1.80	1.51	1.29	1.90
25	-70.62	19.99	1.43	1.68	1.88	1.93	2.17	2.27	2.19	1.97	1.73	1.52	1.58	1.36	1.81
26	-70.67	19.68	1.44	1.74	2.09	1.93	2.31	2.33	2.19	2.01	1.77	1.53	1.69	1.40	1.87
27	-70.72	19.38	1.39	1.73	2.07	1.97	2.28	2.35	2.17	1.98	1.80	1.56	1.68	1.38	1.86
28	-70.78	19.08	1.26	1.50	1.79	1.79	2.08	2.04	1.95	1.68	1.58	1.37	1.51	1.22	1.65
29	-70.83	18.78	1.26	1.48	1.71	1.83	2.06	2.12	1.97	1.72	1.66	1.43	1.41	1.15	1.65
30	-70.88	18.48	1.37	1.60	1.86	2.02	2.31	2.56	2.37	2.13	1.97	1.71	1.54	1.32	1.90
31	-70.93	18.18	1.35	1.55	1.71	1.92	2.22	2.46	2.30	2.08	1.91	1.64	1.47	1.28	1.82
32	-70.98	17.89	1.40	1.58	1.73	1.97	2.28	2.51	2.39	2.13	1.97	1.72	1.46	1.32	1.87
33	-70.35	19.63	1.46	1.76	2.13	1.99	2.35	2.42	2.26	2.06	1.85	1.59	1.71	1.41	1.92
34	-70.41	19.33	1.49	1.80	2.24	2.07	2.51	2.52	2.32	2.11	1.91	1.65	1.75	1.45	1.97
35	-70.46	19.03	1.47	1.78	2.11	2.06	2.37	2.45	2.33	2.12	1.90	1.65	1.69	1.41	1.95
36	-70.51	18.73	1.45	1.72	1.94	1.99	2.27	2.34	2.30	2.04	1.80	1.55	1.56	1.34	1.86
37	-70.56	18.43	1.39	1.63	1.86	1.97	2.24	2.45	2.29	2.05	1.90	1.61	1.50	1.27	1.85
38	-70.62	18.14	1.34	1.54	1.69	1.92	2.21	2.47	2.33	2.07	1.90	1.65	1.44	1.27	1.82
39	-70.03	19.58	1.51	1.80	2.14	2.11	2.45	2.51	2.40	2.21	1.97	1.68	1.73	1.45	2.00
40	-70.09	19.28	1.50	1.80	2.12	2.11	2.44	2.54	2.41	2.17	1.95	1.68	1.70	1.44	1.99
41	-70.14	18.98	1.48	1.70	2.03	2.01	2.36	2.48	2.39	2.11	1.92	1.59	1.64	1.36	1.92
42	-70.20	18.68	1.52	1.78	2.01	2.06	2.42	2.55	2.50	2.20	1.96	1.64	1.64	1.41	1.97
43	-70.25	18.38	1.56	1.81	2.02	2.15	2.43	2.68	2.61	2.32	2.04	1.70	1.64	1.45	2.03
44	-70.30	18.09	1.36	1.50	1.70	1.86	2.20	2.43	2.36	2.06	1.87	1.60	1.43	1.29	1.80
45	-69.71	19.53	1.32	1.49	1.81	2.07	2.37	2.34	2.32	2.15	1.96	1.60	1.40	1.24	1.84
46	-69.77	19.23	1.43	1.61	1.94	2.22	2.59	2.51	2.50	2.29	2.07	1.68	1.48	1.30	1.97
47	-69.82	18.93	1.40	1.61	1.91	2.22	2.55	2.51	2.45	2.29	2.08	1.68	1.50	1.26	1.95
48	-69.88	18.63	1.36	1.61	1.87	2.20	2.51	2.50	2.45	2.24	1.99	1.66	1.48	1.24	1.93
49	-69.94	18.33	1.38	1.61	1.85	2.09	2.33	2.35	2.32	2.17	1.92	1.66	1.46	1.30	1.87
50	-69.39	19.47	1.38	1.58	1.80	2.11	2.43	2.36	2.38	2.21	1.95	1.69	1.48	1.31	1.89
51	-69.45	19.17	1.29	1.47	1.81	2.06	2.36	2.34	2.35	2.17	1.97	1.63	1.41	1.21	1.84
52	-69.51	18.87	1.37	1.63	1.91	2.24	2.53	2.53	2.51	2.32	2.13	1.75	1.53	1.31	1.98
53	-69.57	18.57	1.47	1.74	1.96	2.24	2.51	2.52	2.47	2.32	2.05	1.77	1.56	1.37	2.00
54	-69.62	18.28	1.37	1.59	1.83	2.09	2.34	2.36	2.32	2.18	1.93	1.66	1.45	1.29	1.87
55	-69.07	19.41	1.33	1.55	1.77	2.11	2.41	2.36	2.38	2.20	1.96	1.65	1.44	1.27	1.87
56	-69.13	19.12	1.27	1.46	1.74	2.03	2.36	2.35	2.35	2.17	1.95	1.63	1.43	1.23	1.83
57	-69.19	18.82	1.38	1.65	1.91	2.21	2.52	2.53	2.50	2.35	2.12	1.78	1.54	1.34	1.99
58	-69.25	18.52	1.37	1.66	1.86	2.21	2.55	2.54	2.50	2.33	2.12	1.81	1.53	1.31	1.98
59	-68.82	19.06	1.41	1.66	1.86	2.12	2.43	2.40	2.44	2.26	2.01	1.73	1.52	1.35	1.93
60	-68.88	18.76	1.37	1.61	1.88	2.20	2.54	2.51	2.49	2.31	2.11	1.73	1.54	1.31	1.97
61	-68.94	18.46	1.36	1.61	1.87	2.19	2.54	2.54	2.52	2.33	2.08	1.77	1.53	1.32	1.97
62	-68.50	19.00	1.37	1.57	1.75	2.03	2.36	2.33	2.35	2.23	1.95	1.68	1.46	1.27	1.86
63	-68.57	18.70	1.36	1.64	1.89	2.15	2.49	2.47	2.49	2.29	2.12	1.74	1.51	1.26	1.95
64	-68.63	18.40	1.29	1.58	1.82	2.12	2.52	2.47	2.49	2.27	2.02	1.74	1.44	1.23	1.92
65	-68.69	18.11	1.17	1.39	1.65	1.98	2.27	2.30	2.26	2.07	1.83	1.62	1.30	1.12	1.75
66	-68.25	18.64	1.19	1.39	1.69	1.92	2.26	2.29	2.23	2.08	1.91	1.59	1.34	1.15	1.75
67	-68.32	18.34	1.16	1.40	1.66	1.96	2.30	2.29	2.26	2.07	1.85	1.62	1.30	1.13	1.75

Fuente: SWERA, 2004. Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

<http://swera.unep.net/>

19. ANEXO 7. POTENCIALES DE OTRAS FAER

19.1 PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE DESECHOS AGROPECUARIOS

El potencial del biogás en un proyecto en el sector agropecuario se puede estimar a partir del número de animales de una misma especie, de su respectivo peso (que depende de su estado de desarrollo) y del tiempo que los animales permanecen en establos (ya que la estabulación permite la recolección del estiércol), mediante la siguiente fórmula:

Cantidad de estiércol (kg) = Número de animales x Peso vivo promedio (kg) x Estiércol producido/kg peso vivo x Número de horas de estabulación al día/24 horas

en donde el estiércol producido por kg de peso vivo es un índice que se da en la Tabla 19-1. La cantidad de biogás producida por kg de estiércol depende del % MOS (Materia Orgánica Seca) y del índice de litros de biogás por kg de MOS.

Las tablas siguientes muestran la producción de biogás diaria por clase de animal y tipo de desecho vegetal, en donde se ha considerado un solo animal por clase y un solo kg desecho por tipo de desecho a fin de tener índices de producción de biogás.

Tabla 19-1. Producción de biogás a partir de desechos animales

DESECHOS ANIMALES

Clase animal	Número animales	Peso vivo promedio (kg)	Peso vivo total (kg)	% estiércol/peso vivo	Horas estabulación/día	Estiércol kg/día	% sólidos	kg MOS	l/kg MOS	litros/día	
Cerdas madre	1	120	120	2.0%	24	2.40	12%	0.29	350	100.80	
Cerdos de cria	1	10	10	2.0%	24	0.20	12%	0.02	350	8.40	
Cerdos engorde	1	30	30	2.0%	24	0.60	12%	0.07	350	25.20	
Cerdos de ceba	1	70	70	2.0%	24	1.40	12%	0.17	350	58.80	
Vacunos	1	400	400	5.0%	16	13.33	13%	1.73	250	433.33	
Gallina	1	2	2	4.5%	24	0.09	17%	0.02	400	6.12	
Cabras	1	20	20	3.0%	24	0.60	20%	0.12	200	24.00	
Total estiércol						18.62	kg/día	Total biogás		656.65	lt/día

Fuente: CVC-GTZ-OEKOTOP (1997) Difusión de la Tecnología del Biogás en Colombia. Cali. Colombia y cálculos propios

Tabla 19-2. Producción de biogás a partir de desechos agrícolas

DESECHOS VEGETALES

Tipo desecho	Cantidad (kg/día)	% sólidos	kg MOS	l/kg MOS	litros/día		
Paja de arroz	1	93%	0.93	220	204.6		
Paja de maíz	1	91%	0.91	410	373.1		
Hierba fresca	1	89%	0.89	410	364.9		
Jacinto de agua	1	75%	0.75	325	243.75		
Bagazo de caña	1	78%	0.78	160	124.8		
Verduras	1	86%	0.86	350	301.0		
Organicos de cocina	1	10%	0.1	250	25.0		
Total desechos		7.00	kg/día	Total		1637.15	lt biogás/día

Fuente: CVC-GTZ-OEKOTOP (1997) Difusión de la Tecnología del Biogás en Colombia. Cali. Colombia y cálculos propios.

La población total de animales en RD se da en la tabla siguiente¹²². El potencial entonces de biogás a partir de los desechos de esta población animal no debe calcularse simplemente multiplicando la población por los índices establecidos en las tablas anteriores ya que la producción de biogás a nivel ya de los proyectos depende de muchos factores como son la especie animal, el número animales que haya en cada proyecto agropecuario o agroindustrial, el grado de estabulización y el estado de desarrollo y propósito de cada animal.

Tabla 19-1. Población de cerdos, reses y pollos en RD

Tipo animal	Cantidad
Cerdas madre	75,982
Cerdos engorde	647,908
Vacunos	
Ganado de leche	302,379
Ganado de carne	491,800
Ganado de doble propósito	1,110,222
Pollos	129,100,000

Fuente: Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (2004) Estudio sobre el Mercado de Cerdo, Pollo, Carne de Res en la RD. www.iica.com

El biogás producido necesita purificarse por la presencia de ácido fluorhídrico. La presencia de dióxido de carbono no tiene efectos en la combustión sino que reduce el poder calorífico de biogás (2/3 del poder del gas natural). Este biogás puede entonces emplearse para múltiples usos: Cocción de alimentos en estufas, hornos, procesos industriales agropecuarios, lámparas y en motores de combustión interna.

¹²² Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (2004) Estudio sobre el Mercado de Cerdo, Pollo, Carne de Res en la RD. www.iica.com

20. ANEXO 8. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DESARROLLADOS EN RD

En el siguiente anexo se presentan los proyectos ejecutados por diferentes organizaciones en RD y además los numerosos proyectos realizados por el PPS del GEF

20.1 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DESARROLLADOS POR DIVERSAS ORGANIZACIONES EN RD

#	Año	Tecnología	Proyecto	Cantidad	Financiado por	Observaciones	Fuente
1	80's	ER	Iniciativas de apoyo a la COENER		USAID, BID	La desaparecida Comisión Nacional de Política Energética (COENER), sentó las bases de las tecnologías de fomento de las energías renovables, impulsando estudios de base acerca de la mayoría de las opciones tecnológicas presentadas comercialmente a inicios de los noventa, considerando como tales a la cogeneración sustentada en bagazo, fotovoltaica, mini hidroeléctrica, solar térmica, biogás y geotérmica. Para este realizar este fomento, la COENER contó con el apoyo de varios organismos de cooperación y financiadores multilaterales, como la Agencia de Estados Unidos para la Cooperación Internacional (USAID) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). COENER facilitó la entrada exonerada de paneles, miniprograma que permitió la existencia del actual mercado de tecnología fotovoltaica. En el transcurso de las décadas de los ochenta y noventa, varios organismos siguieron fomentando las tecnologías de renovables, mediante proyectos específicos.	Información suministrada por el Ing. Julián Mateo, quien trabajó en el Proyecto CEA – Banco Mundial
2	1994 - 2001	SFV	Proyecto de Desarrollo Integral de la Línea Noroeste (PROLINO)	1763 familias	70 SFV por el Convenio Lomé IV de la Unión Europea	El programa PROLINO se beneficiaron 1763 familias en 72 comunidades en las provincias de Dajabón, Montecristí, Santiago Rodríguez y Valverde. Este Programa tuvo el objetivo de facilitar el acceso a la energía eléctrica a familias residentes en comunidades aisladas, que por su dispersión y aislamiento, no resultaba factible beneficiarlas con extensión de redes. Las familias pagaron RD\$2,000.00 por sistema (aproximadamente el 25% del costo), mediante financiamiento que fue pagado en un año. Con recursos provenientes del Convenio Lomé IV, la Unión Europea financió 70 sistemas fotovoltaicos.	Proyecto de Desarrollo Integral de la Línea Noroeste (PROLINO): Informe Ejecucion Final 1994-2001.
3	1994 - 1999	SFV	Programa Integrado de Salud en el Suroeste (PRISA)	9 SFV	Convenio Lomé IV de la Unión Europea	También con recursos del Plan Indicativo Lome IV, la Secretaría de Estado de Salud Pública y Asistencia Social (SESPAS), implementó el PRISA, el cual instaló 9 sistemas para neveras solares, a ser utilizadas en la preservación de vacunas y otros insumos especializados.	
4	90's	ER	Proyecto de Apoyo a Iniciativas de Organizaciones Voluntarias Privadas (PVO's Cofinancing)		USAID	Dentro de la ejecución del PVO's Cofinancing, implementado por Entrena, S.A., la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), financió iniciativas de varias ONGs, que estuvieron centradas en aplicaciones de energías renovables. Las aplicaciones de apoyo a servicios comunitarios (como acueductos), fueron desarrolladas como donaciones plenas, mientras que para las aplicaciones residenciales, las ONGs crearon fondos rotativos, sirviendo los recursos aportados por USAID como capital semilla.	
5	1994 - 2007	ER	Programa de Pequeños Subsidios (PPS)		PNUD	El PPS, del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), liderado en el país por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), ha apoyado a instituciones rurales de base en el desarrollo de sistemas fotovoltaicos, hidroeléctricos y biogas. Hasta 2005 a apoyado 2 proyectos de biogas, 33 proyectos de SFV y 14 proyectos de PCH's para un total de 49 proyectos desde 1994.	
6	90's	ER	Proyecto de Reestructuración del Sector Energía Eléctrica (EESRP)		USAID	El EESRP, implementado por Winrock Internacional con recursos de USAID, promocionó la tecnología eólica, buscando que los potenciales usuarios tuviesen "mayores conocimientos sobre las oportunidades de inversiones en las tecnologías de energías renovables. La estrategia de promoción del EESR incluyó: -Campañas de extensión en regiones con buen potencial, capacitación para instituciones públicas y sin fines de lucro con posibilidades de desarrollar aplicaciones. -Cursos para identificadores y comercializadores de tecnologías. -Asistencia técnica a interesados en desarrollar proyectos (promotores) y diseñadores de proyectos. Con todo y las iniciativas mencionadas, varias de las instituciones involucradas señalaron la falta de un plan promocional detallado como una debilidad del EESRP. Además, por varias razones, muchos de los desarrolladores se negaron a ofrecer asistencia técnica y mantenimiento a los potenciales usuarios, claves para la durabilidad de los sistemas.	(Winrock Int'l, 1999, pág. 3

REPÚBLICA DOMINICANA

Continuado

#	Año	Tecnología	Proyecto	Cantidad	Financiado por	Observaciones	Fuente
7	90's	SFV	Fondo USAID – ADEMI para Energías Renovables		USAID	A fines de la década de los noventa, la USAID realizó donación a la Asociación para el Desarrollo de la Microempresa (ADEMI), para crear un fondo de financiamiento de aplicaciones fotovoltaicas (principalmente para viviendas), de alcance nacional. Este fondo facilita la labor de los microempresarios que instalan paneles en el sector rural, puesto que presentan sus clientes a ADEMI, para que los evalúe, y si califican, reciben el financiamiento y los microempresarios logran la venta.	
8	90's	Eólico	Mediciones eólicas en Isla Saona			La Dirección Nacional de Parques (actual Subsecretaría de Áreas Protegidas & Biodiversidad), sometió propuesta a la Comunidad Europea (CE) para financiar un proyecto piloto de electrificación sustentada en aerogeneradores, con la finalidad de beneficiar a los residentes de la Isla Saona (componente del Parque Nacional del Este). Esta isla cuenta con dos poblados: Mano Juan (de 420 a 720 KWh estimados) y Catuano (de 46 a 63 KWh estimados). De haberse aprobado la propuesta, la misma hubiese sido implementada con la asistencia técnica del Instituto de Cooperación Franco Caribe (ICFC), el cual tiene sede en Guadalupe. La propuesta fue desestimada por su alto costo total, esto pudo haber sido porque el potencial eólico se encuentra en el extremo este y el poblado de Mano Juan (principal), se encuentra en el extremo oeste de la isla.	Reporte de Consultoría : Marco Legal para la Participación Privada en el Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables en Pequeña Escala en la República Dominicana, Santo Domingo, Soporte L&L
9	2002	ER	Plan Nacional de Electrificación Rural (NRECA-USAID)		USAID - NRECA	En Diciembre 2002, NRECA internacional Ltd. presentó su propuesta de Plan de Electrificación Rural, el cual fue definido a partir de: - Beneficios esperados de la electrificación. -Encuesta aplicada a 1,211 viviendas rurales, de las cuales 576 no tenían energía eléctrica. - Sistema de información geográfica iniciado a partir de fotos satelitales y fotografías aéreas. - Metodología de identificación y análisis de proyectos de electrificación rural y -Parámetros claves para el análisis de proyectos de electrificación rural. Ajustada la metodología, NRECA evaluó 542 proyectos de extensión de redes y formuló propuesta de inversión de cinco años, para beneficiar a 95 mil viviendas.	República Dominicana, Plan Nacional de Electrificación Rural
10	2002	Biomasa	Fomento de árboles energéticos en el país			Múltiples entidades han realizado esfuerzos a favor de las especies forestales de rápido crecimiento, evaluando la productividad de varias de ellas o distribuyendo plantas entre interesados; entre estas instituciones, se encuentran: Subsecretaría de Recursos Forestales, Instituto Superior de Agricultura (ISA), ENDA– Caribe, Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD), Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña (UNPHU), Plan Sierra y el Instituto para el Desarrollo del Suroeste, con apoyo de la GTZ, implementó el Proyecto de Bosque Seco.	
11	Actualmente	SFV	REDCO Soluz	5000 viviendas	SOLUZ	Soluz atiende miles de clientes regulares, distribuidores y clientes institucionales. Soluz lanzó sus primeros modelos REDCO en 1995. A 2005, Soluz Dominicana había servido unas 5,000 viviendas y pequeños negocios. Entre estos clientes 1500 tienen sistemas en arriendo ; Soluz Dominicana ha proporcionado más de 140,000 cliente-mes en servicio de arriendo a clientes en áreas selectas del país.	http://www.soluzusa.com/redcos/soluz_dominicana.html

20.2 PROYECTOS DESARROLLADOS POR EL PROGRAMA DE PEQUEÑOS SUBSIDIOS DEL PNUD-GEF

Tabla 20-1. Proyectos de PCHs del PPS del PNUD-GEF

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US\$)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2005	PCH	Micro hidroeléctrica Paso de la Perra	Hoya de Ramón, Paso de la Perra, La Peñita y La Ciénega	DOM/05/26	10/2005 - 5/2007	38333	200	Centralizado	En ejecución	Capacity Building	Aprovechamiento de la una fuente acuifera para la puesta en funcionamiento de una micro central hidroeléctrica que supla de energía a una 200 viviendas y otras infraestructuras productivas y sociales de tres comunidades en la parta la de la cuenca alta de río Yaque del Norte
2005	PCH	Instalación de una Micro hidroeléctrica	comunidad de los Jengibres, Villa los Almácigos.	DOM/05/27	10/2005 - 5/2007	33333	50	25 kW Centralizado	En ejecución	Capacity Building	Impulsar el desarrollo local y la protección del medio ambiente mediante el aprovechamiento de una fuente de energía renovable para la instalación de una micro central hidroeléctrica de 25 kWh. para beneficiar a 50 familias y algunas micro empresas locales, unido a un plan de reforestación y rescate de la micro cuenca
2005	PCH	Micro hidroeléctrica Angostura	comunidad de Angostura, Manabao.	DOM/05/28	10/2005 - 5/2007	36666	73	Centralizado	En ejecución	Capacity Building	Electrificación rural de 73 viviendas de la comunidad , mediante la instalación de una micro central hidroeléctrica
2004	PCH	Estudio de Factibilidad para la construcción de una micro hidroeléctrica y reforestación de la cuenca	comunidad de Jengibre	DOM/04/19	11/2004 - 11/2005	15949		Centralizado	En ejecución	Estudio factibilidad	Realización de un estudio de factibilidad sobre el potencial hídrico con que cuenta la comunidad para la electrificación y la reforestación de un área de 400 tareas en la cuenca del arroyo La Luisa, y con esto proteger al medio ambiente y a través del cual se protegeran los recursos naturales
2003	PCH	Electrificación mediante fuentes alternativas	cuenca alta del río Blanco, provincia Monsenor Noel	DOM/03/17	10/2003 - 4/2005	32569	2 comunidades	Centralizado	En ejecución	Demostrativo	Aprovechamiento de una fuente de energía renovable a partir de la instalación de una micro hidroeléctrica para cubrir las necesidades energéticas con fines domésticos y productivos en dos comunidades de en la cuenca alta del río Blanco, provincia Monsenor Noel
2003	PCH	Electrificación de Rancho del Pino	Rancho del Pino	DOM/03/21	10/2003 - 4/2005	19087		Centralizado	En ejecución	Demostrativo	Mejoramiento de la calidad de vida de los comunitarios con la utilización de energía alternativa limpia con el establecimiento de un sistema hidroeléctrico, esto reducirá el uso de combustible fósil y contribuirá a la reducción del calentamiento global
2002	PCH	Instalación de Hidroeléctrica y Construcción de Acueducto en la comunidad de Villa Nizao	comunidad de Villa Nizao	DOM/02/14	11/2002 - 6/2004	44023		Centralizado	Completo	Demostrativo	Instalación de un sistema hidroeléctrico comunitario y construcción de un acueducto para dotar de energía eléctrica proveniente de una fuente renovable en la comunidad de Villa Nizao y los parajes aledanos, como forma de reducir el uso de combustibles fósiles y contribuir a mitigar los impactos adversos al clima y generar más oportunidades de desarrollo para la comunidad.
2002	PCH	Proyecto de construcción de una pequeña hidroeléctrica en Fondo Grande y Chorro Bonito	Fondo Grande y Chorro Bonito - provincia de Dajabón	DOM/02/16	11/2002 - 6/2004	36682	2 comunidades	Centralizado	En ejecución	Demostrativo	Aprovechamiento de los recursos hídricos para la producción de energía proveniente de una fuente renovable con una pequeña hidroeléctrica a dos comunidades de la zona fronteriza de la provincia de Dajabón, como estrategia para mitigar los impactos al clima y mejorar las condiciones de vida de las poblaciones locales.
2001	PCH	Electrificación de los Martínez	comunidad de los Martínez	DOM/01/14	12/2001 - 7/2004	25780		Centralizado	Completo	Demostrativo	Reducción de la contaminación por el uso de gas Keroseno y mejoramiento de las condiciones de los habitantes de la comunidad de los Martínez, a partir de la puesta en funcionamiento de una Mini Central hidroeléctrica comunitaria para servir electricidad a todas las familias e instalaciones comunitarias, aprovechando la energía del agua del sistema de riego.

REPÚBLICA DOMINICANA

(Continuado)

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US\$)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2001	PCH	Electrificación con Fuentes Alternativas de las Comunidades Los Calabazos y Majagüita	comunidades de los Calabazos, y la Majagüita, en Jarabacoa,	DOM/01/13	12/2001 - 6/2003	25075	35 viviendas + complejo ecoturístico, PCH de 10 kW	Centralizado	Completo	Demostrativo	consiste en el aprovechamiento de fuentes de energías renovables, para la electrificación rural, que sirva de soporte para el desarrollo de la actividad ecoturística y mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes de las comunidades de los Calabazos, y la Majagüita, en Jarabacoa, a partir del la instalación de una mini central hidroeléctrica y sistemas fotovoltaicos para las viviendas más apartadas.
2000	PCH	AYUDA PARA EL INICIO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS COMUNITARIOS	25 comunidades de la Cordillera Central	DOM/ 98/G52/011		17777	25 Diagnósticos concluidos y 27 informes de diagnóstico		Completo	Estudio factibilidad	Apoyar la capacitación y realización de diagnósticos en comunidades rurales apartadas de la región suroeste para el aprovechamiento de los recursos hídricos para la producción de energía (pequeñas hidroeléctricas), de manera que se contribuya con la reducción del calentamiento global.
2000	PCH	ESTUDIO Y DISEÑO DE UN SISTEMA HIDROELÉCTRICO EN LOS MARTÍNEZ	Los Martínez, San José de Ocoa	DOM/ 98/G52/015		2271	200 personas	Centralizado	Completo	Diseño	Realización de un diagnóstico y diseño de un sistema hidroeléctrico comunitario, que permita suplir de energía a una población de más de 200 personas, como forma de reducir el uso de combustibles fósiles que contribuyen con el calentamiento global.
1997	PCH	Diseño e instalación de Microhidroeléctricas a nivel Rural en Los Dajaos	Los Dajaos, Jarabacoa	DOM/97/29	9/1997 - 5/1999	12000	tres micro-centrales hidroeléctricas con una capacidad per cápita de 300 vatios.	Centralizado	Completo	Demostrativo	Instalación de tres micro-centrales hidroeléctricas con una capacidad per cápita de 300 vatios. Se cuenta con una casa modelo electrificada, con nevera, televisor, radio, bombillos, entre otros, que ha servido de demostración de cómo se puede aprovechar el recurso agua para producir electricidad a pequeña escala e individual. • Las instalaciones públicas disponen de electricidad (Escuela, Iglesia, Centro Médico, Farmacia), lo cual ha permitido que la gente se integre más en las actividades educativas, se mejoren los servicios de salud y por ende un mayor bienestar para la población. • Seis viviendas disponen de electricidad permanente, producto del excedente de las hidroeléctricas. • Unas 90 familias cuentan con un servicio permanente para cargar baterías, lo cual les representa un ahorro de más del doble de lo que tenían que gastar para cargarlas en la ciudad.
1997	PCH	Electrificación del Limón, San José de Ocoa	comunidad del Limón.	DOM/97/30	9/1997 - 3/1999	27500	generador hidroeléctrico con capacidad para producir 3.5 kWh - 70 viviendas	Centralizado	Completo	Demostrativo	Producir energía eléctrica, basada en una micro-hidroeléctrica, para mejorar las condiciones ambientales y de vida de la comunidad del Limón. 70% de las familias disponen de electricidad proveniente de la hidroeléctrica, con un consumo promedio de 35 vatios por familia. Se construyeron y se instalaron 70 transformadores AC – DC para igual número de viviendas. Se cuenta con un centro de cómputo con tres computadoras portátiles y con acceso a Internet, que se suple de la hidroeléctrica.

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 20-2. Proyectos de SFVs del PPS del PNUD-GEF

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2005	SFV	Iluminando la promoción de la conservación del Medio Ambiente a través de la autogestión y la educación	comunidad de los Guayuyos, Padre Las Casas.	DOM/05/24	10/2005 - 5/2007	18333			En ejecución	Capacity Building	Reducción de la contaminación ambiental promoviendo el uso de energía renovable a través de sistemas fotovoltaicos en viviendas, escuelas y centros comunitarios
2005	SFV	Aprovechamiento de la energía solar para electrificar a Jaiqui	comunidad de Jaiqui, Monte Cristi	DOM/05/25	10/2005 - 5/2007	23066	51 familias	Sistemas individuales	En ejecución	Capacity Building	Aprovechamiento de la energía solar para la electrificación rural de 51 familias mediante la utilización de sistemas solares para disminuir la contaminación provocada por la utilización de combustibles fósiles y mejorar las condiciones de vida de los habitantes
2004	SFV	Aprovechamiento de la energía solar para electricidad	Hondo Valle	DOM/04/20	11/2004 - 5/2006	20000		Sistemas individuales	En ejecución		Aprovechamiento de la energía solar mediante la electrificación de hogares, junto a un plan de capacitación que genere conciencia entre los comunitarios para promover la conservación de los recursos naturales.
2004	SFV	Instalación de sistemas eléctricos con paneles solares	Comunidad de La Malanga	DOM/04/21	11/2004 - 5/2006	16166		Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Aprovechamiento de la energía solar para electrificación de hogares, junto a un plan de capacitación que genere conciencia entre los comunitarios para promover la conservación de los recursos naturales. Esta organización ha asumido el desafío de trabajar por sí misma en iniciativas para el uso sostenible de los recursos naturales, a partir de un proceso de fortalecimiento y empoderamiento desarrollado con el apoyo de otras ONG locales.
2004	SFV	Empresa comunitaria de energía solar	comunidad de Enriquillo	DOM/04/22	11/2004 - 2/2006	29126		Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Los líderes de las comunidades beneficiarias se encargaron de seleccionar a las familias beneficiarias y se han organizado dos comités locales para la conformación de dos fondos rotativos (uno por comunidad), establecimiento de los criterios de manejo de los mismos, y quienes serán los responsables de administrar esta empresa comunitaria.
2004	SFV	Electrificación con sistema de energía solar a 100 viviendas en Apolinar Perdomo	Apolinar Perdomo	DOM/04/25	11/2004 - 5/2006	26387	100	Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Aprovechamiento de energía solar para electrificación de hogares, junto a un plan de capacitación que genere conciencia entre los comunitarios para promover la conservación de los recursos naturales.
2004	SFV	Aprovechamiento de la energía solar para generar electricidad para bombeo de agua y alumbrado de uso doméstico	Asociación Las Mercedes	DOM/04/26	11/2004 - 11/2006	18731		Sistema para bombeo y Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Aprovechamiento de la energía solar para electrificación de hogares y generación de agua para riego para impulsar la producción agrícola en pequeños predios
2003	SFV	Electrificación de hogares con energía solar	municipio Altamira	DOM/03/16	10/2003 - 4/2005	17438	5 comunidades	Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Mejoramiento las condiciones de vida y reducción de la contaminación ambiental (CO2) por el de Keroseno, a través de la instalación de sistemas de electrificación solar con fines domésticos para cinco comunidades del municipio Altamira.
2003	SFV	Electrificación de hogares con el uso de energía solar, capacitación y protección de fuentes de aguas en la comunidad de Los Copeyes	comunidad de Los Copeyes	DOM/03/19	10/2003 - 4/2005	17927		Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Protección del medio ambiente al sustituir el uso de combustibles fósiles y mejoramiento de las condiciones de vida, mediante el aprovechamiento de la energía solar de electrificación de hogares, junto a un plan de capacitación que genere conciencia entre los comunitarios para promover la conservación de los recursos naturales

REPÚBLICA DOMINICANA

(Continuado)

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2003	SFV	Energía solar para Mabrigida y Las Mulas	Mabrigida y Las Mulas	DOM/03/22	10/2003 - 4/2005	14522		Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Protección y concienciación ambiental mediante la reducción del uso de combustibles fósiles como el gas y cambiarlo a la energía solar para la electrificación de hogares, para mejorar las condiciones de vida de los comunitarios.
2003	SFV	Electrificación rural con paneles solares en las comunidades de Rosso, Carata, Pashutico, Villiguín y La Horqueta, Pedro Santana.	comunidades de Rosso, Carata, Pashutico, Villiguín y La Horqueta, Pedro Santana.	DOM/03/23	10/2003 - 4/2005	16174	5 comunidades	Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Mejoramiento de las condiciones de vida de lo comunitarios y protección ambiental a través de la electrificación con energía solar para familias y escuelas en 5 comunidades fronterizas tradicionalmente marginadas
2003	SFV	Instalación de Sistemas Eléctricos con Paneles Solares	comunidades de Tamayo	DOM/03/25	10/2003 - 4/2005	17188	2 comunidades	Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Mejoramiento de las condiciones de vida y la reducción de la contaminación ambiental, mediante el aprovechamiento de la energía solar para la electrificación rural de dos comunidades de Tamayo
2003	SFV	Electrificación con energía solar de Los Cercadillos	Los Cercadillos	DOM/03/34	11/2003 - 10/2005	13211		Sistemas individuales	En ejecución	Demostrativo	Proveer energía eléctrica a los hogares de esta comunidad a través de sistemas eléctricos de energía solar y con ello reducir los efectos negativos del cambio climático usando una fuente energía renovable
2002	SFV	Electrificación con energía solar y reforestación en la comunidad de Chalona	comunidad de Chalona	DOM/02/13	11/2002 - 6/2004	24989		Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Contribución a la mitigación de los impactos del cambio climático mediante la electrificación con energía solar de hogares rurales de la provincia de San Juan de la Maguana y la reforestación del nacimiento del río Jayaquito, como forma de mejorar las condiciones de vida de la población, reducir el uso de combustibles fósiles y promover la toma de conciencia de la población sobre el problema del calentamiento global
2002	SFV	Proyecto de electrificación Rural de Aguas Negras	comunidad de Aguas Negras, Pedernales	DOM/02/15	11/2002 - 6/2004	27541	50	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Aprovechamiento de la energía solar para la electrificación de la comunidad de Aguas Negras, Pedernales, como mecanismo para mejorar las condiciones de vida de la población al reducir la contaminación ambiental causada por el uso de combustibles de origen fósil que contribuyen con el calentamiento global
2002	SFV	Aprovechamiento de la energía solar para electrificación rural - Línea Noroeste	línea noroeste de República Dominicana.	DOM/02/17	11/2002 - 6/2004	22015	73	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Mejoramiento de las condiciones de vida y la reducción en el uso de combustibles fósiles para la contribución con la mitigación de los impactos adversos al clima, a través del aprovechamiento de energía solar para la electrificación de 73 hogares de comunidades rurales de la línea noroeste de República Dominicana.
2002	SFV	Instalación de Sistemas Eléctricos Domésticos con Paneles Solares	Sierra de Neyba	DOM/02/19	11/2002 - 6/2004	22650	75	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Electrificación con energía solar a hogares rurales de la Sierra de Neyba, como contribución a mejorar las condiciones de vida de la población y reducción de la contaminación causada por el uso de combustibles fósiles que contribuyen al calentamiento global.
2002	SFV	Estudio para el diseño de un sistema de electrificación con fuentes alternativas en la comunidad de la Angostura de Manabao	comunidad La Angostura, Jarabacoa,	DOM/02/20	11/2002 - 10/2003	4000			Completo	Demostrativo	Realización de un diagnóstico, un diseño y un plan para construir un sistema hidroeléctrico comunitario que proporcionará electricidad a la comunidad La Angostura, Jarabacoa, usando una fuente de energía renovable para contribuir a mitigar los impactos adversos al clima.

REPÚBLICA DOMINICANA

(Continuado)

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2002	SFV	Aprovechamiento de la Energía Solar para Electrificación Rural – Provincia Montecristi	dos comunidades rurales de la provincia de Montecristi	DOM/02/21	11/2002 - 6/2004	21035	64	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Aprovechamiento de la energía solar para iluminación de los hogares en dos comunidades rurales de la provincia de Montecristi, como medio para mejorar las condiciones ambientales y de vida de las familias beneficiarias y contribución para reducir los impactos al cambio climático al disminuir la emisión de gases de efectos invernaderos causadas por el consumo de gas keroseno
2001	SFV	Electrificación con energía solar y restauración forestal y agroforestal en la comunidad de Los Motacitos	comunidad de Los Motacitos	DOM/01/12	12/2001 - 6/2003	24776	44	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes en la comunidad de Los Motacitos, próximo al parque nacional José del Carmen Ramírez, a partir del aprovechamiento de la energía solar para la electrificación rural de hogares y la promoción de sistemas de producción sostenibles basado en la restauración forestal y la Agroforestería.
2001	SFV	Electrificación rural Mediante Paneles Solares en la Frontera Noroeste	11 comunidades rurales de la zonas fronteriza	DOM/01/17	12/2000 - 6/2003	23284	46	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Proyecto que contempla la recuperación de áreas degradadas y la reducción de los efectos del cambio climático mediante el uso de energía fotovoltaica, capacitación y jornadas de reforestación por parte de los comunitarios. Los sistemas fotovoltaicos mejoran la calidad de vida de los comunitarios y reducen el consumo de combustibles fósiles. Reducción de la contaminación ambiental y mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes mediante el uso de la energía solar para la electrificación de viviendas en 11 comunidades rurales de la zonas fronteriza en el municipio de restauración, donde la gente tenga más acceso a información y posibilidades de educarse en horas nocturnas.
2001	SFV	Electrificación con Paneles Solares en la Comunidad de el Tesoro de Galvan	Comunidad de el Tesoro de Galvan - provincia de Bahoruco	DOM/01/21	12/2001 - 11/2002	18507	55	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Promoción de la energía solar para la electrificación rural en comunidades apartadas de la provincia fronteriza de Bahoruco, donde las posibilidades de electrificación convencional son mínimas, la reducir el uso de combustibles fósiles y mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes.
2001	SFV	Electrificación Solar Zona Rural Aislada	Catanamatiás	DOM/01/16	12/2001 - 6/2003	19104	33	Sistemas individuales	Completo	Capacity Building	Promoción de la electrificación rural mediante la energía solar para reducir la contaminación y mejorar las condiciones de vida de los habitantes de la comunidad de Catanamatiás, en la cordillera central.
2001	SFV	Energía Solar en Cabeza El Placer	Cabeza del Placer, Las Matas de Farfán, San Juan de la Maguana	DOM/01/20	12/2001 - 12/2002	15750	24	Acueducto + Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	El Proyecto contempla la utilización de energía fotovoltaica para la iluminación de hogares y para el funcionamiento de un acueducto comunitario. Mediante el uso de energía solar los comunitarios pueden elevar su calidad de vida y reducir el uso de combustibles fósiles. La construcción de un pequeño sistema de agua para abastecer a la comunidad de agua potable a través de una bomba activada con energía solar y establecer un fondo rotatorio para facilitar la adquisición de sistemas solares domiciliarios.
2001	SFV	Proyecto de Energía Solar, Cabeza de Bestia	San Bartolo, Cabeza de Bestia, Las Matas de Farfán, San Juan de la Maguana	DOM/01/19	12/2001 - 11/2002	16574	22	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Mejoramiento de las condiciones de vida, mediante el aprovechamiento de la energía solar para impulsar el bombeo de agua, para abastecer de agua potable, así como la electrificación de algunos hogares utilizando sistemas fotovoltaico en cuatro comunidades de San Juan.
2000	SFV	ILUMINACIÓN RURAL A TRAVÉS DE LA ENERGÍA SOLAR	Sabana Mula	DOM/ 98/G52/005		7944	88	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Se han instalado 20 sistemas solares. La organización dispone de un fondo rotativo. 37 Personas de la comunidad disponen de conocimientos suficientes sobre instalación y manejo de sistemas solares. Además de los 16 sistemas solares conseguidos a través del proyecto, se han instalado 72 más con apoyo gubernamental a través de la Dirección de Desarrollo de la Comunidad

REPÚBLICA DOMINICANA

(Continuado)

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US\$)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2000	SFV	ELECTRIFICACIÓN SOLAR DE HOGARES EN JUMUNUCO	Jumunuco	DOM/ 98/G52/012		15805	84	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Promoción del aprovechamiento de la energía solar en zona montañosa para la iluminación de los hogares, para reducir el uso de gas keroseno, que contamina el ambiente, e involucrar a las familias beneficiarias en actividades de conservación y restauración de recursos naturales.
2000	SFV	PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE PANELES SOLARES	municipio Bayaguana, provincia de Monte Plata	DOM/ 98/G52/013		19710	34	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Aprovechamiento de la energía solar para la dotación de iluminación de los hogares en comunidades localizadas en la zona de amortiguamiento del Parque Nacional Los Haitises (municipio Bayaguana, provincia de Monte Plata), como fuente de energía barata y duradera; reduciendo la contaminación por combustibles fósiles provocada por el uso de keroseno en el ambiente, lo cual afecta al calentamiento global.
2000	SFV	ELECTRIFICACIÓN DOMÉSTICA EN ZONAS CAFETALERAS CON PANELES SOLARES	comunidades cafetaleras de Chene, La Lanza, El Gajo, Monteada Nueva y Majaguaito, de la provincia de Barahona,	DOM/ 98/G52/024		22268	40	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Electrificación a base de la energía solar en las comunidades cafetaleras de Chene, La Lanza, El Gajo, Monteada Nueva y Majaguaito, de la provincia de Barahona, como forma de mejorar las condiciones de vida de las familias beneficiarias y disminuir la contaminación por el uso de combustibles fósiles que contribuyen con el calentamiento global.
1994	SFV	Electrificación Rural a Base de Energía Solar	nacional	DOM/94/08	4/1994 - 4/1995	20500	500	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Proveer de energía eléctrica a 500 familias a partir del aprovechamiento de la energía solar mediante sistemas fotovoltaicos con capacidad de 20-50 vatios; así como su capacitación para el manejo de esta tecnología en todo el territorio nacional
1994	SFV	Instalación de Sistemas Fotovoltaicos para Energía Eléctrica en la Zona Rural de Nagua	municipio de Nagua	DOM/94/09	4/1994 - 4/1995	10038	30	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Crear un fondo rotatorio para inicialmente dotar de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, a 20 hogares de las comunidades rurales del municipio de Nagua. Además capacitar a los beneficiarios sobre el uso y mantenimiento de los sistemas instalados.
1994	SFV	Aprovechamiento Energía Solar mediante Paneles Fotovoltaicos para Uso Doméstico	15 comunidades de la provincia de Monte Cristi	DOM/94/12	4/1994 - 4/1995	17000	90	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Establecer un fondo rotativo en una comunidad rural que permita suplir de energía eléctrica, a través de paneles solares, a sus habitantes. Además, capacitar a 30 personas en el manejo e instalación de paneles solares, en 15 comunidades de la provincia de Monte Cristi
1994	SFV	Solar Electrification of Protected Areas, Saona Island	Isla Saona	DOM/95/14	12/1995 - 12/1996	10800	20	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Assessing the feasibility of fulfilling energy needs of rural communities in a protected area using solar energy technologies; installing 20 solar photovoltaic systems.

Tabla 20-3. Proyectos de biogás del PPS del PNUD-GEF

Año	Tecnología	Nombre del Proyecto	Localización	Proy #	Fechas	Fondo (US\$)	Beneficiarios	Capacidad	Estado	Tipo	Observaciones
2005	Biogás	Producción de Biogás en 50 familias	Comunidad de Lechería, provincia Santo Domingo.	DOM/05/11	10/2005 - 1/2007	25000	50 familias		En ejecución	Demostrativo	Pone en marcha de una iniciativa piloto integral de producción de biogás para el uso de en 50 familias, y partir de los residuos producir abono orgánico destinado a la producción de hortalizas para el consumo local y venta en el mercado.
1994	Biogás	Modelo Alternativo de Producción de Biogás	Sin información	DOM/94/10	4/1994 - 4/1995	10371	10 biodigestores	Sistemas individuales	Completo	Demostrativo	Establecer 10 biodigestores tubulares para producir gas metano, a partir de los desechos de porquerizas. Capacitar a los beneficiarios sobre su establecimiento, y el manejo de estufas y lámparas que funcionen con metano.

21. ANEXO 9. BASE DE DATOS SOBRE NORMATIVIDAD DE BIOCOMBUSTIBLES Y ENERGIAS RENOVABLES

El objetivo de este anexo es explorar el estado internacional de la normatividad sobre biocombustibles y energías renovables además se muestra la normatividad vigente en Colombia respecto a biodiesel y etanol (Ver Tabla 21-7). Las normas citadas son:

- **Normatividad internacional sobre Biodiesel**

En la Tabla 21-1 se muestra la normatividad existente sobre biodiesel la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la ISO (International Standard Organization), ASTM (American Society of Testing Materials e IEC (International Electrotechnical Commission).

- **Normatividad internacional sobre Etanol**

En la Tabla 21-2 se muestra la normatividad existente sobre Etanol la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la ISO (International Standard Organization), ASTM (American Society of Testing Materials y EN (European Standards).

- **Normatividad internacional sobre Sistemas de Energía Eólica**

En la Tabla 21-3 se muestra la normatividad existente sobre sistemas de energía eólica la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la ANSI (American National Standards Institute) e IEC (International Electrotechnical Commission).

- **Normatividad internacional sobre Sistemas Solares**

En la Tabla 21-4 se muestra la normatividad existente sobre sistemas solares, esta incluye los sistemas fotovoltaicos y sus componentes y los calentadores de agua y sus componentes la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la ASTM (American Society for Testing and Materials), ANSI (American National Standards Institute), ASME (American Society Of Mechanical Engineers), ISO (International Organization for Standardization), IEC (International Electrotechnical Commission), ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning), DIN (Deutsches Institut für Normung), IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y UL (Underwriters Laboratories).

- **Normatividad internacional sobre PCH'**

En la Tabla 20-5 se muestra la normatividad existente sobre PCH's la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la IEC (International Electrotechnical Commission).

- **Normatividad internacional sobre sistemas de biomasa**

En la Tabla 21-6 se muestra la normatividad existente sobre sistemas de biomasa la cual ha sido adelantada por diversas organizaciones como son la ASTM (American Society for Testing and Materials), ANSI (American National Standards Institute), ASME (American Society Of Mechanical Engineers) e ISO (International Organization for Standardization).

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 21-1. Normas Internacionales de biodiesel

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A BODIESEL

Listado de normas tomado de:

<http://www.astm.org> y www.nssn.org

Norma	# de Referencia	Nombre	Estado
ASTM	D6751-07a	Standard Specification for Biodiesel Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels	Vigente
ASTM	UOP389-04	Trace Metals in Oils by Wet Ashing and ICP-OES	Vigente
ASTM	E1259-05	Standard Practice for Evaluation of Antimicrobials in Liquid Fuels Boiling Below 390°C	Vigente
ASTM	D6584-07	Standard Test Method for Determination of Free and Total Glycerin in B-100 Biodiesel Methyl Esters By Gas Chromatography	Vigente
ASTM	D6217-98(2003)e1	Standard Test Method for Particulate Contamination in Middle Distillate Fuels by Laboratory Filtration	Vigente
ISO	ISO 20884:2004	Petroleum products -- Determination of sulfur content of automotive fuels -- Wavelength-dispersive X-ray fluorescence spectrometry	Vigente
EN	EN 14105:2003	Fat and oil derivatives - Fatty Acid Methyl Esters (FAME) - Determination of free and total glycerol and mono-, di-, triglyceride contents (Reference method)	Vigente
EN	EN 14214:2003	Automotive Fuels - Fatty Acid Methyl Esters (FAME) for Diesel Engines - Requirements and Test Methods	Vigente
ASTM	D6751-06a	Standard Specification for BIODIESEL Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-06e1	Standard Specification for BIODIESEL Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-03a	Standard Specification for BIODIESEL Fuel (B100) Blend Stock for Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-03	Standard Specification for BIODIESEL Fuel (B100) Blend Stock for Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-02a	Standard Specification for BIODIESEL Fuel (B100) Blend Stock for Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-02	Standard Specification for BIODIESEL Fuel (B100) Blend Stock for Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6751-07	Standard Specification for BIODIESEL Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels	Previa
ASTM	D6584-00e1	Standard Test Method for Determination of Free and Total Glycerin in B-100 BIODIESEL Methyl Esters By Gas Chromatography	Previa
ASTM	D6584-00	Test Method for Determination of Free and Total Glycerine in B-100 BIODIESEL Methyl Esters by Gas Chromatography	Previa
ASTM	D6920-03	Standard Test Method for Total Sulfur in Naphthas, Distillates, Reformulated Gasolines, Diesels, BIODIESELS, and Motor Fuels by Oxidative Combustion and Electrochemical Detection	Previa
ASTM	WK13013-	Standard Test Method for Particulate Contamination of BIODIESEL B100 Blend Stock BIODIESEL Esters and BIODIESEL Blends by Laboratory Filtration	Doc. Trabajo
ASTM	WK13125-	DETERMINATION OF BOILING POINT DISTRIBUTION OF FATTY ACID METHYL ESTERS (FAME) IN THE BOILING RANGE OF 100C-615C BY GAS CHROMATOGRAPHY.	Doc. Trabajo
ASTM	WK11395-	Proposed Standard Test Method for Oxidation Stability of BIODIESEL (B100) and Blends of BIODIESEL with Middle Distillate Petroleum Fuel (Accelerated Method)	Doc. Trabajo
ASTM	WK10753-	Standard Test Method for Determination of BIODIESEL (Fatty Acid Methyl Esters) in Diesel Fuel Oil Using Mid Infrared Spectroscopy	Doc. Trabajo
ASTM	WK11040	Standard Test Method for Oxidation Stability of BIODIESEL (B100) and BIODIESEL Blends	Doc. Trabajo
ASTM	WK15564	New Specification for Pyrolysis Liquid Biofuel	Doc. Trabajo

ASTM American Society for Testing and Materials
 ISO International Organization for Standardization
 EN European Standards

Estado a Septiembre de 2007

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 21-2. Normas Internacionales de bioalcohol

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A BIOALCOHOL

Listado de normas tomado de:

<http://www.astm.org> y www.nssn.org

Norma	# de Referencia	Nombre	Estado
ASTM	D6423-99(2004)	Standard Test Method for Determination of pH of ETHANOL, Denatured Fuel ETHANOL, and Fuel ETHANOL (Ed75-Ed85)	Vigente
ASTM	D4806-06c	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Vigente
ASTM	E1344-90(2006)	Standard Guide for Evaluation of Fuel ETHANOL Manufacturing Facilities	Vigente
ASTM	D5798-06	Standard Specification for Fuel ETHANOL (Ed75-Ed85) for Automotive Spark-Ignition Engines	Vigente
ASTM	D5501-04	Standard Test Method for Determination of ETHANOL Content of Denatured Fuel ETHANOL by Gas Chromatography	Vigente
ASTM	D7328-07e1	Standard Test Method for Determination of Total and Potential Inorganic Sulfate and Total Inorganic Chloride in Fuel ETHANOL by Ion Chromatography Using Aqueous Sample Injection	Vigente
ASTM	D7318-07	Standard Test Method for Total Inorganic Sulfate in ETHANOL by Potentiometric Titration	Vigente
ASTM	E869-93(2006)	Standard Test Method for Performance Evaluation of Fuel ETHANOL Manufacturing Facilities	Vigente
ASTM	D7319-07	Standard Test Method for Determination of Total and Potential Sulfate and Inorganic Chloride in Fuel ETHANOL by Direct Injection Suppressed Ion Chromatography	Vigente
ASTM	D5845-01(2006)	Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, ETHANOL and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy	Vigente
ASTM	ISO/ASTM51538-02	Standard Practice for Use of the ETHANOL-Chlorobenzene Dosimetry System	Vigente
ASTM	D1107-96(2007)	Standard Test Method for ETHANOL-Toluene Solubility of Wood	Vigente
ASTM	E1690-01	Standard Test Method for Determination of ETHANOL Extractives in Biomass	Vigente
ASTM	E769-85(2004)	Standard Test Methods for Odor of Methanol, ETHANOL, n-Propanol, and Isopropanol	Vigente
ASTM	E1344-90(1997)e1	Standard Guide for Evaluation of Fuel ETHANOL Manufacturing Facilities	Vigente
EN	CWA 15293:2005	Automotive fuels - Ethanol E85 - Requirements and test methods	Vigente
ASTM	D6423-99	Standard Test Method for Determination of pH of ETHANOL, Denatured Fuel ETHANOL, and Fuel ETHANOL (Ed75-Ed85)	Previa
ASTM	D4806-01a	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-06b	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-06a	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-06	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-04a	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-04	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-03	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Norma	# de Referencia	Nombre	Estado
ASTM	D4806-02	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-01	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D4806-99	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Previa
ASTM	D5501-94(1998)e1	Standard Test Method for Determination of ETHANOL Content of Denatured Fuel ETHANOL by Gas Chromatography	Previa
ASTM	D7328-07	Standard Test Method for Determination of Total and Potential Inorganic Sulfate and Total Inorganic Chloride in Fuel ETHANOL by Ion Chromatography Using Aqueous Sample Injection	Previa
ASTM	E869-93(1998)	Standard Test Method for Performance Evaluation of Fuel ETHANOL Manufacturing Facilities	Previa
ASTM	D5845-01	Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, ETHANOL and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy	Previa
ASTM	D5845-95(2000)e1	Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, ETHANOL and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy	Previa
ASTM	D5798-99	Standard Specification for Fuel ETHANOL (Ed75-Ed85) for Automotive Spark-Ignition Engines	Previa
ASTM	D5798-99(2004)	Standard Specification for Fuel ETHANOL (Ed75-Ed85) for Automotive Spark-Ignition Engines	Previa
ASTM	D1107-96(2001)	Standard Test Method for ETHANOL-Toluene Solubility of Wood	Previa
ASTM	D1107-96	Standard Test Method for ETHANOL-Toluene Solubility of Wood	Previa
ASTM	E1690-95	Standard Test Method for Determination of ETHANOL Extractives in Biomass	Previa
ASTM	E769-85(1997)	Standard Test Methods for Odor of Methanol, ETHANOL, n-Propanol, and Isopropanol	Previa
ASTM	WK4737	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Doc. Trabajo
ASTM	WK5304	Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Doc. Trabajo
ASTM	WK9829	Standard Test Method for The Determination of Total and Potential Inorganic Sulfate and Total Inorganic Chloride in Fuel ETHANOL by Ion Chromatography using Aqueous Sample Injection	Doc. Trabajo
ASTM	WK8501	Total Inorganic Sulfate in ETHANOL by Potentiometric Titration	Doc. Trabajo
ASTM	WK9828	Standard Test Method for Determination of Inorganic Chloride and Sulfate in ETHANOL by Direct Injection Suppressed Ion Chromatography	Doc. Trabajo
ASTM	WK3285	Standard Specification for Denatured Fuel ETHANOL for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	Doc. Trabajo
ASTM	WK11583	Test Method for Standard Test Method for the Determination of Olefin Content in Denatured ETHANOL by Supercritical Fluid Chromatography	Doc. Trabajo
ASTM	WK11622	Proposed Specification for ETHANOL-Emulsified Automotive Diesel Fuel	Doc. Trabajo
ASTM	WK2550	Standard Test Method for Determination of ETHANOL Content of Denatured Fuel ETHANOL by Gas Chromatography	Doc. Trabajo
ASTM	WK15133	Standard Test Method for Determination of Total and Potential Sulfate and Inorganic Chloride in Fuel ETHANOL by Direct Injection Suppressed Ion Chromatography	Doc. Trabajo
ASTM	WK13322	Standard Practice for Use of the ETHANOL-Chlorobenzene Dosimetry System	Doc. Trabajo
ASTM	WK7612	Standard Practice for Use of the ETHANOL-Chlorobenzene Dosimetry System	Doc. Trabajo

ASTM American Society for Testing and Materials

EN European Standards

Estado a Septiembre de 2007

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 21-3. Normas Internacionales de sistemas eólicos

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A SISTEMAS EÓLICOS

Listado de Normas Tomado de:

http://www.iec.ch/zone/renergy/ren_water.htm<http://www.nssn.org/search.html>

Norma	# de Referencia	Nombre de la Norma
IEC	IEC 60041 (1991-11)	Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines
IEC	IEC 61400-1 (2007-03)	Wind turbines - Part 1: Design requirements
IEC	IEC 61400-1 (2005-08)	Versión Oficial En español - Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño
IEC	IEC 61400-2 (2006-03)	Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines
IEC	IEC 61400-2 (2006-03)	Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines
IEC	IEC 61400-2 (2006-03)	Aérogénérateurs - Partie 2: Exigences en matière de conception des petits aérogénérateurs
IEC	IEC 61400-11 (2002-12)	Versión Oficial En español - Aerogeneradores. Parte 11: Técnicas de medida de ruido acústico
IEC	IEC 61400-11 (2006-11)	Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC	IEC 61400-11-am1 (2006-05)	Amendment 1 - Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
IEC	IEC 61400-12-1 (2005-12)	Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
IEC	IEC/TS 61400-13 (2001-06)	Wind turbine generator systems - Part 13: Measurement of mechanical loads
IEC	IEC/TS 61400-14 (2005-03)	Wind turbines - Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values
IEC	IEC 61400-21 (2001-12)	Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
IEC	IEC 61400-21 (2001-12)	Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
IEC	IEC 61400-21 (2001-12)	Aérogénérateurs - Partie 21: Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau
IEC	IEC 61400-21 (2001-12)	Versión Oficial en Español - Aerogeneradores. Parte 21: Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.
IEC	IEC/TS 61400-23 (2001-04)	Wind turbine generator systems - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades
IEC	IEC/TR 61400-24 (2002-07)	Wind turbine generator systems - Part 24: Lightning protection
IEC	IEC/TR 61400-24 (2002-07)	Versión Oficial en Español - Aerogeneradores. Parte 24: Protección contra el rayo.
IEC	IEC 61400-25-1 (2006-12)	Wind turbines - Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models
IEC	IEC 61400-25-2 (2006-12)	Wind turbines - Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models
IEC	IEC 61400-25-3 (2006-12)	Wind turbines - Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models
IEC	IEC 61400-25-5 (2006-12)	Wind turbines - Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing
IEC	IEC 61400-SER (2007-03)	Wind turbine generator systems - ALL PARTS
IEC	IEC WT 01 (2001-04)	IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines - Rules and procedures
ANSI	ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03	Design and Specification of Gearboxes for Wind Turbines

IEC International Electrotechnical Commission

ANSI American National Standards Institute

Estado a Septiembre de 2007

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 21-4. Normas Internacionales de sistemas solares

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A SISTEMAS SOLARES

Listado de Normas Tomado de:

<http://www.nssn.org/search.html>

Codigo	Norma	# de Referencia	Nombre
B	DIN	DIN EN 61427	Secondary cells and batteries for solar photovoltaic energy systems - General requirements and methods of test (IEC 61427:1999)- German version EN 61427:2001
B	DIN	DIN IEC 61427	Secondary cells and batteries for solar photovoltaic energy systems - General requirements and methods of test (IEC 21/548/CD:2001)
B	IEC	IEC 61427	Secondary cells and batteries for solar photovoltaic energy systems - General requirements and methods of test
B	IEEE	IEEE 937	IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems
B	IEEE	IEEE 1013	IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic (PV) Systems
B	IEEE	IEEE 1144	IEEE Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Photovoltaic (PV) Systems
B	IEEE	IEEE 1145	IEEE Recommended Practice for the Installation and Maintenance of Nickel-Cadmium Batteries for Photovoltaic (PV) Systems
B	IEEE	IEEE P1361	Guide for Selection, Charging, Test and Evaluation of Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) System
B	IEEE	IEEE P1562	Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems
B	IEEE	IEEE 450	IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 484	IEEE Recommended Practice for Design and Installation of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 1106	IEEE Recommended Practice for Installation, Maintenance, Testing and Replacement of Vented Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 1187	IEEE Recommended Practice for Design and Installation of Valve-Regulated Lead-Acid Storage Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 1188	IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing and Replacement of Valve-Regulated Lead-Acid Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 485	IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 535	IEEE Standard Qualification of Class 1E Lead Storage Batteries for Nuclear Power Generating
B	IEEE	IEEE 1115	IEEE Recommended Practice for Sizing Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 1184	IEEE Guide for the Selection and Sizing of Batteries for Uninterruptible Power Systems
B	IEEE	IEEE 1189	IEEE Guide for Selection of Valve-Regulated Lead-Acid Batteries for Stationary Applications
B	IEEE	IEEE 1375	IEEE Guide for the Protection of Stationary Battery Systems
B	IEEE	BSR/IEEE 1361-2	Guide for Selection, Charging, Test and Evaluation of Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems
ER	IEC	IEC/PAS 62111	Specifications for the use of renewable energies in rural decentralized electrification
ES	ASTM	ASTM E1918-06	Standard Test Method for Measuring Solar Reflectance of Horizontal and Low-Sloped Surfaces in the Field
ES	IEC	IEC 61725	Analytical expression for daily solar profiles

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Codigo	Norma	# de Referencia	Nombre
ES	ISO	ISO 9060:1990	Solar energy -- Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation
ES	ISO	ISO 13601:1998	Technical energy systems -- Structure for analysis -- Energyware supply and demand sectors
G	IEEE	IEEE P1547	Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System
H	IEEE	IEEE P1561	Guide for Sizing Hybrid Stand-Alone Energy Systems
I	IEEE	IEEE 929	IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems
I	UL	UL1741	Standard for Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Power Systems
M	ASTM	ASTM E2047-05	Standard Test Method for Wet Insulation Integrity Testing of Photovoltaic Arrays
M	ASTM	ASTM E1830-01	Standard Test Methods for Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules
M	ASTM	ASTM E1171-01	Standard Test Method for Photovoltaic Modules in Cyclic Temperature and Humidity Environments
M	ASTM	ASTM E1462-00	Standard Test Methods for Insulation Integrity and Ground Path Continuity of Photovoltaic Modules
M	ASTM	ASTM E1802-01	Standard Test Methods for Wet Insulation Integrity Testing of Photovoltaic Modules
M	ASTM	ASTM E1799-02	Standard Practice for Visual Inspections of Photovoltaic Modules
M	ASTM	ASTM E2236-05a	Standard Test Methods for Measurement of Electrical Performance and Spectral Response of Nonconcentrator Multiunction Photovoltaic Cells and Modules
M	ASTM	ASTM E2481-06	Standard Test Method for Hot Spot Protection Testing of Photovoltaic Modules
M	DIN	DIN 40025	Data sheet and nameplate information for photovoltaic modules
M	DIN	DIN EN 60891	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices (IEC 60891:1987 + A1:1992); German version EN 60891:1994
M	DIN	DIN EN 60904-1	Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (IEC 60904-1:1987); German version EN 60904-1:1993
M	DIN	DIN EN 60904-10	Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement (IEC 60904-10:1998); German version EN 60904-10:1998
M	DIN	DIN EN 60904-2	Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar cells (IEC 60904-2:1989); German version EN 60904-2:1993
M	DIN	DIN EN 60904-2/A1	Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar cells; Amendment 1 (IEC 60904-2:1989/A1:1998); German version EN 60904-2:1993/A1:1998
M	DIN	DIN EN 60904-6	Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules; Amendment 1 (IEC 60904-6:1994/A1:1998); German version EN 60904-6:1994/A1:1998
M	DIN	DIN EN 61215	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval (IEC 61215:1993); German version EN 61215:1995
M	DIN	DIN EN 61345	UV test of photovoltaic (PV) modules (IEC 61345:1998); German version EN 61345:1998
M	DIN	DIN EN 61646	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval (IEC 61646:1996); German version EN 61646:1997
M	DIN	DIN EN 61701	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules (IEC 61701:1995); German version EN

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Codigo	Norma	# de Referencia	Nombre
M	DIN	DIN EN 61721	Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test) (IEC 61721:1995); German version EN 61721:1999
M	DIN	DIN EN 61829	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics (IEC 61829:1995); German version EN 61829:1998
M	DIN	DIN IEC 61215	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval (IEC 61215:2005)
M	IEC	IEC 60891	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices
M	IEC	IEC 61215	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
M	IEC	IEC 61345	UV test for photovoltaic (PV) modules
M	IEC	IEC 61701	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules
M	IEC	IEC 61721	Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test)
M	IEC	IEC 61829	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics
M	IEC	IEC 61215 Ed. 2	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
M	IEC	IEC 61730-1 Ed.	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction
M	IEC	IEC 61730-2 Ed.	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing
M	IEEE	IEEE 1262	IEEE Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules
M	IEEE	IEEE 1513	IEEE Recommended Practice for Qualification of Concentrator Photovoltaic (PV) Receiver Sections and Modules
M	UL	UL1703	Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
PV	AS/NZS	AS/NZS 5033:2003	Installation of photovoltaic (PV) arrays (FOREIGN STANDARD)
PV	ASTM	ASTM E1328-99	Standard Terminology Relating to Photovoltaic Solar Energy Conversion
PV	ASTM	VDI 6012 Blatt 2	Local energy systems in buildings - Photovoltaics
PV	ASTM	ASTM E1462-00(2006)	Standard Test Methods for Insulation Integrity and Ground Path Continuity of Photovoltaic Modules
PV	DIN	DIN EN 60904-3	Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data (IEC 60904-3:1989); German version EN 60904-3:1993
PV	DIN	DIN EN 60904-5	Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method (IEC 60904-5:1993); German version EN 60604-5:1994
PV	DIN	DIN EN 60904-7	Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device (IEC 60904-7:1998); German version EN 60904-7:1998
PV	DIN	DIN EN 60904-8	Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device (IEC 60904-8:1998); German version EN 60904-8:1998
PV	DIN	DIN EN 61173	Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems - Guide (IEC 61173:1992); German version EN 61173:1994
PV	DIN	DIN EN 61194	Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic(PV) systems (IEC 61194:1992, modified); German version EN 61194:1995
PV	DIN	DIN EN 61277	Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems - General and guide (IEC 61277:1995); German version EN 61277:1998
PV	DIN	DIN EN 61683	Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency (IEC 61683:1999); German version EN 61683:2000
PV	DIN	DIN EN 61702	Rating of direct coupled photovoltaic (PV) pumping systems (IEC 61702:1995); German version EN 61702:1999
PV	DIN	DIN EN 61724	Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis (IEC 61724:1998); German version EN 61724:1998
PV	DIN	DIN EN 61727	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface (IEC 61727:1995); German version EN 61727:1995

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Codigo	Norma	# de Referencia	Nombre
PV	DIN	DIN IEC 61727	Characteristics of the utility interface for photovoltaic (PV) systems (IEC 82/266/CD:2001)
PV	DIN	DIN IEC 62093	Balance-of-system components for photovoltaic systems - Design qualification and type approval (IEC 82/257/CD:2001)
PV	DIN	DIN IEC 62124	Photovoltaic (PV) stand-alone systems - Design qualification and type approval (IEC
PV	DIN	DIN IEC 82/238/0	Certification and accreditation for photovoltaic (PV) components and systems (IEC
PV	IEC	IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems
PV	IEC	IEC 60904	Photovoltaic devices Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics
PV	IEC	IEC 60904-2	Photovoltaic devices Part 2: Requirements for reference solar cells
PV	IEC	IEC 60904-3	Photovoltaic devices Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data
PV	IEC	IEC 60904-5	Photovoltaic devices Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method
PV	IEC	IEC 60904-6	Photovoltaic devices Part 6: Requirements for reference solar modules
PV	IEC	IEC 60904-7	Photovoltaic devices Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device
PV	IEC	IEC 60904-8	Photovoltaic devices Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device
PV	IEC	IEC 60904-9	Photovoltaic devices Part 9: Solar simulator performance requirements
PV	IEC	IEC 60904-10	Photovoltaic devices Part 10: Methods of linearity measurement
PV	IEC	IEC 61173	Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems - Guide
PV	IEC	IEC 61194	Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems
PV	IEC	IEC 61277	Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems - General and guide
PV	IEC	IEC 61646	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
PV	IEC	IEC 61683	Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency
PV	IEC	IEC 61702	Rating of direct coupled photovoltaic (PV) pumping systems
PV	IEC	IEC 61724	Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and
PV	IEC	IEC 61727	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
PV	IEC	IEC 61836	Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols
PV	IEC	IEC 62124 Ed. 1.0	Photovoltaic (PV) stand alone systems - Design verification
PV	IEC	IEC 60730-2-11 Ed. 1.0	Automatic electrical controls for household and similar use - Part 2-11: Particular requirements for energy regulators
PV	IEC	IEC 60730-2-13 Ed. 1.0	Automatic electrical controls for household and similar use - Part 2-13: Particular requirements for humidity sensing controls
PV	IEC	IEC 60730-2-14 Ed. 1.0	Automatic electrical controls for household and similar use - Part 2-14: Particular requirements for electric actuators
PV	IEC	IEC 62093 Ed. 1.0 b:2005	Balance-of-system components for photovoltaic systems - Design qualification natural environments
PV	IEEE	IEEE SCC21	has developed numerous standards, guidelines and recommended practices for the functional and operational requirements of PV systems and equipment. The following lists current and new IEEE SCC21 standards projects applicable to photovoltaic systems and equipment
PV	IEEE	IEEE 928	IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Codigo	Norma	# de Referencia	Nombre
PV	IEEE	IEEE 1374	IEEE Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety
PV	IEEE	IEEE P1479	Recommended Practice for the Evaluation of Photovoltaic Module Energy Production
PV	IEEE	IEEE P1526	Recommended Practice for Testing the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems
TS	DIN	DIN EN 12976-1:2006	Thermal solar systems and components - Factory made systems - Part 1: General requirements
TS	DIN	DIN EN 12976-2:2006	Thermal solar systems and components - Factory made systems - Part 2: Test methods
TS	ISO	ISO 9459-1:1993	Solar heating -- Domestic water heating systems -- Part 1: Performance rating procedure using indoor test methods
TS	ISO	ISO 9806-1:1994	Test methods for solar collectors -- Part 1: Thermal performance of glazed liquid heating collectors including pressure drop
TS	ISO	ISO 9806-3:1995	Test methods for solar collectors -- Part 3: Thermal performance of unglazed liquid heating collectors (sensible heat transfer only) including pressure drop
TS	ANSI	ANSI/ASHRAE 109-1986 (RA 2003)	Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Flat-Plate Solar Collectors Containing a Boiling Liquid
TS	ANSI	ANSI/ASHRAE 93-2003	Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors
TS	ANSI	ANSI/ASHRAE 96-1980 (RA 1989)	Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Unglazed Flat-Plate Liquid-Type Solar Collectors
TS	ASHRAE	ASHRAE 95-1987	Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Domestic Water Heating Systems

Estado a Septiembre de 2007

B	Baterías- Celdas y arreglos
I	Inversores, convertidores y otros
M	Celdas, Módulos, arreglos
PV	Sistemas Fotovoltaicos
G	Interconexión
H	Sistemas híbridos
ES	Generalidades Energia Solar
ER	Generalidades- Energias renovables
TS	Solar Térmico

ASTM	American Society for Testing and Materials
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society Of Mechanical Engineers
ISO	International Organization for Standardization
IEC	International Electrotechnical Commission
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning
DIN	Deutsches Institut für Normung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
UL	Underwriters Laboratories

REPÚBLICA DOMINICANA

Tabla 21-5. Normas Internacionales de PCH's

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A PCH's

Listado de normas tomado de:

http://www.iec.ch/zone/renergy/ren_water.htm

Código	Nombre de la Norma	Idioma
IEC 60041 (1991-11)	Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines	English and French
IEC 60041 Corr.1	Corrigendum 1 - Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines	English and French
IEC 60041 (1991-11)	Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines	English
IEC 60041 (1991-11)	Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques	French
IEC 60193 (1999-11)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Model acceptance tests	English and French
IEC 60193 (1999-11)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Model acceptance tests	English
IEC 60193 (1999-11)	Turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines - Essais de réception sur modèle	French
IEC 60193 (1999-11)	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Ensayos de recepción de modelo.	Spanish
IEC 60308 (1970-01)	International code for testing of speed governing systems for hydraulic turbines	English and French
IEC 60545 (1976-01)	Guide for commissioning, operation and maintenance of hydraulic turbines	English and French
IEC 60609 (1978-01)	Cavitation pitting evaluation in hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines	English and French
IEC 60609-2 (1997-11)	Cavitation pitting evaluation in hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Part 2: Evaluation in Pelton turbines	English and French
IEC 60609-2 (1997-11)	Versión Oficial en Español - Evaluación de la erosión por cavitación en las turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Parte 2: Evaluación en las turbinas Pelton.	Spanish
IEC 60805 (1985-09)	Guide for commissioning, operation and maintenance of storage pumps and of pump-turbines operating as pumps	English and French
IEC 60994 (1991-02)	Guide for field measurement of vibrations and pulsations in hydraulic machines (turbines, storage pumps and pump-turbines)	English and French
IEC 60994 Corr.1 (1997-04)	Corrigendum 1 - Guide for field measurement of vibrations and pulsations in hydraulic machines (turbines, storage pumps and pump-turbines)	English and French
IEC 60994 (1991-02)	Versión Oficial En español (Incluye corrigendum de abril de 1997.) Guía para la medida en central de vibraciones y pulsaciones en máquinas hidráulicas (turbinas, bombas de acumulación y turbinas-bombas).	Spanish
IEC 61116 (1992-10)	Electromechanical equipment guide for small hydroelectric installations	English and French
IEC 61116 (1992-10)	VERSION OFICIAL EN ESPANOL - Guía para el equipamiento electromecánico de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.	Spanish
IEC 61362 (1998-03)	Guide to specification of hydraulic turbine control systems	English and French
IEC 61362 Corr.1 (2000-03)	Corrigendum 1 - Guide to specification of hydraulic turbine control systems	English and French
IEC 61362 (1998-03)	Versión Oficial en Español - Guía para la especificación de los sistemas de regulación de las turbinas hidráulicas	Spanish
IEC/TR 61364 (1999-07)	Nomenclature for hydroelectric powerplant machinery	English and French
IEC 61364 Corr.1 (2000-08)	Corrigendum 1 - Nomenclature for hydroelectric powerplant machinery	English and French

REPÚBLICA DOMINICANA

(continuado)

Código	Nombre de la Norma	Idioma
IEC/TR 61366-1 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 1: General and annexes	English
IEC/TR 61366-1 (1998-03)	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Documentación de petición de ofertas. Parte 1: General y anexos.	Spanish
IEC/TR 61366-2 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 2: Guidelines for technical specifications for Francis turbines	English
IEC/TR 61366-3 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering documents - Part 3: Guidelines for technical specifications for Pelton turbines	English
IEC/TR 61366-3 (1998-03)	Versión Oficial En español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Documentación de Petición de Ofertas. Parte 3: Recomendaciones para las especificaciones técnicas de las turbinas Pelton.	Spanish
IEC/TR 61366-4 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 4: Guidelines for technical specifications for Kaplan and propeller turbines	English
IEC/TR 61366-4 (1998-03)	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Documentación de Petición de Ofertas. Parte 4: Recomendaciones para las especificaciones técnicas de turbinas Kaplan y hélice.	Spanish
IEC/TR 61366-5 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 5: Guidelines for technical specifications for tubular turbines	English
IEC/TR 61366-5 (1998-03)	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Documentación de Petición de Ofertas. Parte 5: Recomendaciones para las especificaciones técnicas de las turbinas tubulares.	Spanish
IEC/TR 61366-6 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 6: Guidelines for technical specifications for pump-turbines	English
IEC/TR 61366-6 (1998-03)	Versión oficial en español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas - Documentación de Petición de Ofertas - Parte 6: Recomendaciones para las especificaciones técnicas de las turbinas-bombas	Spanish
IEC/TR 61366-7 (1998-03)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Tendering Documents - Part 7: Guidelines for technical specifications for storage pumps	English
IEC/TR 61366-7 (1998-03)	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Documentación de Petición de Ofertas. Parte 7: Recomendaciones para las especificaciones técnicas de las bombas de acumulación.	Spanish
IEC 62270 (2004-04)	Hydroelectric power plant automation - Guide for computer-based control	English
IEC 60308 Ed. 2.0	Hydraulic turbines - Testing of control systems	English and French
IEC 60308 Ed. 2.0	Versión Oficial en Español - Turbinas hidráulicas. Ensayos de los sistemas de regulación	Spanish
IEC 60609-1 (2004-11)	Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Cavitation pitting evaluation - Part 1: Evaluation in reaction turbines, storage pumps and pump-turbines	English and French
IEC 60609-1 (2004-11)	Versión Oficial En español - Turbinas hidráulicas, bombas de acumulación y turbinas-bombas. Evaluación de la erosión por cavitación. Parte 1: Evaluación en las turbinas de reacción, bombas de acumulación y turbinas-bombas.	Spanish

Estado a Septiembre de 2007

IEC

International Electrotechnical Commission

Tabla 21-6. Normas Internacionales de sistemas con biomasa

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A SISTEMAS CON BIOMASA

Listado de Normas Tomado de:

<http://www.nssn.org/search.html>

Tipo	Norma	# de Referencia	Nombre
Cogeneración	ANSI/ASME	ANSI/ASME PTC 46-1996	Overall Plant Performance
Cogeneración	JIS	JIS B 8123:2004	Technical declarations for the planning of a cogeneration system (FOREIGN STANDARD)
Biogas	ISO	ISO 11734:1995	Water quality -- Evaluation of the ultimate anaerobic biodegradability of organic compounds in digested sludge - Method by measurement of the biogas production
Biogas	ISO	ISO 11734:1995 (CFR Reference)	Water quality -- Evaluation of the ultimate anaerobic biodegradability of organic compounds in digested sludge - Method by measurement of the biogas production
Biogas	ISO	ISO 11734:1995 (CFR Reference)	Water quality -- Evaluation of the ultimate anaerobic biodegradability of organic compounds in digested sludge - Method by measurement of the biogas production
Biogas	ISO	ISO 11734:1995 (CFR Reference)	Water quality -- Evaluation of the ultimate anaerobic biodegradability of organic compounds in digested sludge - Method by measurement of the biogas production
Biogas	ISO	ISO 13641-1:2003	Water quality -- Determination of inhibition of gas production of anaerobic bacteria -- Part 1: General test
Biogas	ISO	ISO 13641-2:2003	Water quality -- Determination of inhibition of gas production of anaerobic bacteria -- Part 2: Test for low biomass concentrations
Biogas	ISO	ISO 14853:2005	Plastics -- Determination of the ultimate anaerobic biodegradation of plastic materials in an aqueous system -- Method by measurement of biogas production
Biogas	ISO	ISO 15985:2004	Plastics -- Determination of the ultimate anaerobic biodegradation and disintegration under high-solids anaerobic-digestion conditions -- Method by analysis of released biogas
Biogas	ASTM	ASTM D5511-02	Standard Test Method for Determining Anaerobic Biodegradation of Plastic Materials Under High-Solids Anaerobic-Digestion Conditions
Biogas	ISO	EN ISO 11734	Water Quality - Evaluation of the "Ultimate" Anaerobic Biodegradability of Organic Compounds in Digested Sludge - Method by Measurement of the Biogas Production

Estado a Septiembre de 2007

ASTM	American Society for Testing and Materials
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society Of Mechanical Engineers
ISO	International Organization for Standardization

Tabla 21-7. Normas de biocombustibles en Colombia

LISTADO DE NORMAS REFERENTE A BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Tipo	Comb.	# de Referencia	Fecha	Objeto
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCIÓN No. 181143	30-07-07	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCIÓN No. 18 1088	23-08-05	Por la cual se derogan las resoluciones 18 0836 y 18 1710 de 2003 y se adoptan otras disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCIÓN No. 18 1069	18-08-05	Por la cual se modifica la Resolución 18 0687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCIÓN No. 181708	14-12-04	Por la cual se modifica la Resolución 18 0687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCIÓN No. 18 1710	23-12-03	Por el cual se modifica el artículo 2° de la Resolución 18 0836 del 25 de julio de 2003 (Ingreso al Productor del Alcohol Carburante)
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCION No. 180836	25-07-03	Por la cual se define la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCION No. 180687	17-06-03	Por la cual se expide la regulación técnica prevista en la Ley 693 de 2001, en relación con la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de los alcoholes carburantes y su uso en los combustibles nacionales e importados
Resolución	Alcohol Carburante	RESOLUCION 0447	14-04-03	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna
Ley	Alcohol Carburante	LEY 693	19-09-01	Por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictan otras disposiciones.
Resolución	Biodiesel	RESOLUCIÓN No. 180782	30-05-07	Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión
Resolución	Biodiesel	RESOLUCIÓN No. 18 1780	29-12-05	Por la cual se define la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel
Resolución	Biodiesel	RESOLUCIÓN No. 1289	07-09-05	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, en el sentido de regular los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión
Ley	Biodiesel	LEY 939	31-12-04	Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel y se dictan otras disposiciones.
Resolución	General	RESOLUCIÓN No. 18 0158	02-02-07	Por la cual se determinan los combustibles limpios de conformidad con lo consagrado en el Parágrafo del Artículo 1° de la Ley 1083 de 2006
Ley	General	LEY 1083	31-07-06	Por medio de la cual se establecen algunas normas sobre planeación urbana sostenible y se dictan otras disposiciones. (Con el fin de dar prelación a la movilización en modos alternativos de transporte, entendiéndose por estos el desplazamiento peatonal, en bicicleta o en otros medios no contaminantes, así como los sistemas de transporte público que funcionen con combustibles limpios. Entre los combustibles limpios estarán aquellos basados en el uso de energía solar, eólica, mecánica, así como el gas natural vehicular.)

Estado a Septiembre de 2007

ÚLTIMA PÁGINA