



Comisión Nacional de Energía

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

2004-2015

Julio 2004
Santo Domingo, República Dominicana

Comisión Nacional de Energía

Plan Energético Nacional 2004-2015

Directorio

Lic. Sonia Guzmán de Hernández

Secretaria de Estado de Industria y Comercio
Presidenta del Directorio

Lic. Rafael Calderón

Secretario de Estado de Finanzas
Miembro del Directorio

Lic. Carlos Despradel

Secretario Técnico de la Presidencia
Miembro del Directorio

Dr. Orlando Jorge Mera

Presidente del INDOTEL
Miembro del Directorio

Dr. Frank Moya Pons

Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Miembro del Directorio

Ing. José Antonio Fabelo

Secretario de Estado de Agricultura
Miembro del Directorio

Ing. Antonio Almonte Reinoso

Director Ejecutivo CNE
Secretario del Directorio

Lucas Vicens

Gerente de Planificación
Coordinador del PEN

Marino Peña

Gerente Eléctrico

Griselda Zorrilla

Gerente de Hidrocarburos

Doroteo A. Rodríguez

Gerente Fuentes Alternas

Fermín Acosta Javier

Gerente Administrativo y Financiero

Marcelino Merán

Director de Auditoria

Equipo Técnico

Andrés De Peña
Beverly Fernández
Onésimo Rincón

Freddy Lara
Félix Cabral
Alexis Vásquez

Manuel Capriles
Juan Candelario
Luis Ruiz

Asesor

Félix Betancourt

PREÁMBULO

Entregar al país el Plan Energético Nacional (PEN) 2004-2015, nos llena de profunda satisfacción, no solo por el deber cumplido, sino también, porque este documento, estamos seguros, se convertirá en la brújula que oriente la dirección del futuro energético nacional.

La elaboración del PEN, responde a un mandato contenido en la Ley General de Electricidad 125-01, la cual establece el carácter integral e indicativo del mismo. La integralidad, se refiere a que deben incluirse en el PEN todas las fuentes de energía, de tal forma que permita una visión coherente y articulada entre los planes sub-sectoriales de energía eléctrica, combustible y fuentes renovables. Lo de indicativo, lo es en el sentido de instrumentar la visión del desarrollo del sector, a través de la identificación de alternativas de inversión, surgidas del análisis de la perspectiva sectorial, ello contribuirá a que los agentes económicos, público y privados, tengan mayor certidumbre al tomar sus decisiones.

Las crisis periódicas por la que ha venido atravesando, durante las últimas cuatro décadas, el sector energético dominicano, con mayor énfasis en el subsector electricidad, justifica la pertinencia del PEN; con mucho más razón, cuando, parte importante de los problemas tienen su origen en la dependencia casi absoluta de las importaciones de hidrocarburos para satisfacer la demanda nacional de insumos energéticos, en un ambiente internacional cargado de incertidumbres, a lo que se agregan las distorsiones del mercado eléctrico, frente a un entorno institucional regulatorio con algunas debilidades.

Con el proceso de reformas del sector energía, iniciado en el año de 1997, se pensó que se le daría solución a los graves problemas que venían estrangulando el sector, se partió de la premisa de que el Estado era un ineficiente empresario y que fruto de la Ley de capitalización de la Empresa Pública, se posibilitaría la incursión del sector privado en el negocio eléctrico, rompiendo así el monopolio Estatal en ese mercado, ejercido por la Corporación Dominicana de Electricidad. Para introducir la regulación en el sector, se promulgó, en el año 2001, la Ley General de Electricidad. De ese tiempo a esta parte han pasado más de siete años y varios de los problemas del sector, han alcanzado mayores niveles de severidad.

Por las razones esbozadas en los párrafos anteriores, se hace necesario un instrumento como el PEN, indicativo, pero flexible; Estratégico, sin desdeñar las coyunturas y sobre todo útil para coadyuvar al desarrollo sostenible de la nación dominicana.

Antonio Almonte Reinoso
Director Ejecutivo de la
Comisión Nacional de Energía

ÍNDICE

Presentación

Introducción

CAPÍTULO 1: LA ENERGIA EN REPUBLICA DOMINICANA

1.1. La Relación entre la Economía y el Consumo de Energía	13
1.2. Impacto del Sector Energético sobre la Balanza Comercial	15
1.3. La Oferta de Energía	16
1.4. El Consumo Final de Energía	17
1.4.1. Sector Residencial	18
1.4.2. Sector Comercial-Servicios y Público	20
1.4.2.1. Hoteles	20
1.4.2.2. Restaurantes	21
1.4.2.3. Total Comercio – Servicio y Gobierno	21
1.4.3. Sector Industrial	21
1.4.3.1 Consumo por Rama Industrial	21
1.4.3.2. El total Industrial	24
1.4.3.3. La Auto Producción Industrial	25
1.4.4 Transporte	26
1.4.4.1. Consumo de Energía	26
1.4.4.2. Parque Automotor en Circulación	27
1.4.5. Restos de los Sectores	27
1.5. Limitaciones de la matriz energética	28

CAPÍTULO 2: ELMERCADO ELECTRICO DOMINICANO

2.1. Antecedentes: El Proceso de capitalización de CDE	30
2.2. Demanda	31
2.3. Oferta	33
2.3.1. Capacidad Instalada	33
2.3.2. Recursos Hidroeléctricos	36
2.3.3. Generación	37
2.3.4. Agentes del Mercado y Transacciones	38
2.3.5. Precios de la Energía en el MEM	39
2.3.5.1. Precio Contratos	39
2.3.5.2. Precio Mercado Spot	41
2.3.6. Transacciones de Energía en el MEM	41
2.3.7. Centrales de Auto producción	42
2.3.8. Sistema de Transmisión	43
2.3.8.1. Aspectos Comerciales de la Transmisión	46
2.3.8.2 Pérdidas del Sistema de Transmisión	46
2.4. Distribución	46
2.4.1. Número de Usuarios Por Sector	46
2.4.2. Volumen de Energía Eléctrica Facturada por Sector	47
2.4.3. Valor de la Energía Eléctrica Facturada por Sector	48
2.4.4. Perdidas en Distribución	49
2.4.5. Inversiones	49
2.5. Aspectos Legales e Institucionales	50
2.5.1. Instituciones del Sector	51

2.5.1.1. Superintendencia de Electricidad	51
2.5.1.2. Comisión Nacional de Energía	51
2.5.5.3. Organismo Coordinador	52
2.6. Problemas Identificados	52
2.6.1. Demanda	52
2.6.2. Precios en el Mercado Mayorista	53
2.6.3. Costos de Generación	53
2.6.3.1. IPP's	54
2.6.4. Transmisión	54
2.6.5. Distribución	55
2.6.6. Normativa	55
2.6.7. Problemas de Sostenibilidad Financiera	56

CAPÍTULO 3: LOS HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS

3.1. Exploración de Petróleo y Gas Natural	59
3.1.1 Situación Actual de la Exploración	62
3.2. El Abastecimiento de Derivados de Petróleo	65
3.2.1. Oferta y Demanda	65
3.2.2. Importaciones de Petróleo y Derivados	66
3.2.3. Refinación	70
3.2.4. Comercialización de Derivados	74
3.2.5. Almacenamiento	76
3.2.6. Transporte	80
3.2.7. Estructuras de Precios al Consumidor y márgenes de Comercialización	81
3.2.8. Consideraciones Medioambientales	82
3.3. Gas Natural	83
3.4. Gas Licuado de Petróleo	87
3.4.1. Propiedades Físico-Químicas	87
3.4.2. Consumo del GLP	88
3.4.3. Cadena de Comercialización	88
3.4.4. Importaciones del GLP	89
3.4.5. Distribución de GLP	91
3.4.6. Estructura de Precios de GLP	92
3.4.7. Marco Regulatorio del Mercado de GLP	92
3.5. Dispersión Institucional del Sector de Hidrocarburos	93
3.6. Problemas Identificados	96

CAPÍTULO 4: LAS ENERGIAS RENOVABLES

4.1. Potencial de Recursos Renovables	99
4.1.1. Energía Eólica: Clasificación y Potencial	99
4.1.2. Regiones con Potencial Eólico	101
4.1.3. Demanda Diaria de electricidad y Potencial Eólico	105
4.1.4. Recursos de Orígenes Biomásicos	107
4.1.4.1. Potencial de Energía de la Industria Azucarera	107
4.1.4.2. Desechos Agropecuarios Húmedos	109
4.1.4.3. Estiércol	110
4.1.4.4. Desechos Urbanos	111
4.1.4.5. Potencial de Biogás	113
4.1.4.6. Producción Nacional de Leña y Carbón	114
4.1.4.7. Potencial de Biodiesel	116

4.1.5 .Recursos hidroeléctricos	117
4.1.5.1 Proyectos Hidroeléctricos de EGEHID	117
4.1.5.2 Inventario de Sitios para Micro-hidroeléctricos	118
4.1.6 .Energía Solar	118
4.2. Fomento de las Energías Renovables	119
4.2.1. Iniciativas con apoyo internacional	119
4.2.2. Esfuerzos de las academias e instituciones públicas	122
4.3. Aprovechamientos de Recursos Renovables	123
4.4. Marco Legal para Proyectos de Recursos Renovables	124
4.4.1 Criterios para la Evaluación para las Tecnologías Convencionales Versus las renovables en el Marco Legal Actual	125
4.4.2. Normas y Requisitos Vigentes	126
4.5. Conclusiones	128

CAPÍTULO 5: PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ENERGETICA

5.1. Escenarios Socioeconómicos y Energéticos	130
5.1.1.La estrategia de Reducción de la Pobreza	136
5.2. Los Escenarios Energéticos	138
5.3. Proyecciones de la Demanda de Energía	146
5.3.1 La Demanda Total Final	146
5.3.2. La Demanda por Fuentes Energéticas	148
5.4. Efectos de las Sustituciones y del Uso Racional de la Energía sobre la demanda final	150
5.4.1. Impactos sobre la Demanda Final de Energía	150
5.4.2. Impactos sobre el Ahorro de Divisas	155
5.5. El Sendero Energético de la República Dominicana	157
5.6. Los Resultados por Sector	159
5.6.1 Sector Residencial	159
5.6.2. Sector Comercio, Servicios y Público	159
5.6.3. Sector Industrial	159
5.6.4. Sector Transporte	161
5.6.5 Resto de Sectores	163

CAPÍTULO 6: EL ABASTECIMIENTO FUTURO DE ENERGÍA

6.1. La Expansión del Sector Eléctrico	165
6.1.1. Prospectiva de Demanda de Electricidad	166
6.1.2. Plan Indicativo de la Expansión de la Generación	166
6.1.2.1. Oferta Futura	166
6.1.2.2 Planes de Expansión Obtenidos	167
6.1.2.3. Conclusiones	174
6.1.3. Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión	175
6.1.4. Plan Indicativo de Distribución	178
6.2. El Abastecimiento de Combustibles	184
6.2.1. Prospectiva de Demanda de Hidrocarburos y Carbón	184
6.2.2. Alternativas para el Abastecimiento de Combustibles	185
6.2.2.1. Refinación ó Importaciones	185
6.2.2.1.1 El Mercado Internacional de Combustibles	188
6.2.2.1.2. Refinería de Alta Conversión	189
6.2.2.1.3 Conclusión	191
6.2.2.2. Almacenamiento	191
6.2.2.3. Exploración de Hidrocarburos	194

6.2.2.4 Gas Licuado de Petróleo, GLP	195
6.2.2.5 Gas Natural	196
CAPÍTULO 7: POLÍTICA ENERGÉTICA	
7.1. Objetivos de la Política Energética	201
7.2. Políticas del Subsector Eléctrico	204
7.2.1. Expansión Adecuada de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución	205
7.2.2. Iniciativas sobre las Empresas donde el Estado Participa	207
7.2.2.1 Contratación de la Administración de EDENORTE y EDESUR	207
7.2.2.2 Venta en el Largo Plazo de las Propiedades del Estado	207
7.2.3. Mantenimiento de la Separación Vertical y Horizontal del Sector	207
7.2.4. Conclusión del Proceso de formación de la Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHID) y de la Empresa Generadora de Transmisión de electricidad (ETED) como empresas independientes	208
7.2.5. Renegociación de Contratos	209
7.2.6. Sostenibilidad Financiera	209
7.2.6.1 Reducir el Costo de Generación	209
7.2.6.2. Aumento del Índice de cobranza	210
7.2.6.3 Aplicación de la Tarifa Técnica	211
7.2.6.4. Diseño y Aplicación de un Nuevo Esquema de Subsidios	211
7.2.8. Aspectos Regulatorios e Institucionales	212
7.2.8.1 Formación de los recursos humanos requeridos para fortalecer la regulación	212
7.2.8.2 Fortalecimiento de la superintendencia y el proceso de regulación	212
7.2.8.3. Celebración pública de las reuniones entre la SIE y los agentes del sector	213
7.2.8.4 Fortalecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE)	213
7.2.9 Medidas de Corto Plazo	214
7.2.9.1 Inyección de Capital	214
7.2.9.2. Saneamiento Financiero	214
7.3. Políticas del Subsector de Hidrocarburos	219
7.3.1. Exploración Petrolera	219
7.3.2. Refinación	219
7.3.3. Comercialización	220
7.3.4. Transporte	221
7.3.5. Almacenamiento	221
7.3.6. GLP	222
7.3.7. Gas Natural	223
7.3.8. Combustibles Sólidos (Carbón)	223
7.3.9 Marco Legal e Institucional	223
7.4. Fomento de las Fuentes Alternas de Energía	224
7.4.1. Areas de Trabajo	224
7.4.2. Marco Legal	225
7.4.3. Políticas Económico-Empresariales y Financieras	226
7.5. Gestión Eficiente de la Demanda y Uso Racional de Energía	226

Anexos

Anexo 1	LA DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA ELECTRICA	230
Anexo 2	PLANES INDICATIVOS DE EXPANSION PARA EL CASO BASE	241
Anexo 3	PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES	243
Anexo 4	EL MERCADO INTERNACIONAL DE COMBUSTIBLES; DETERMINANTES ECONOMICOS Y AMBIENTALES PARA LA INVERSIÓN EN REFINACION	259

Listado de Acrónimos y Abreviaturas

a.a.	Acumulado Anual	CREP	Comisión de Reforma de la Empresa Pública
AC-2	Concreto Asfáltico Liviano	CV	Carbón Vegetal
AC-3	Concreto Asfáltico Pesado	DGF	Dirección General Forestal
ADEMI	Asoc. Para el Desarrollo para la Microempresa	DGII	Dirección General de Impuestos Internos
AL y C	América Latina y Caribe	DIGENOR	Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad
ANEDEGAS	Asociación Nacional de Detallistas de Gasolina	DOE	Department of Energy
API	Asociación Internacional de Petróleo.	EDE	Empresa Distribuidora de Electricidad
ARCAL	Acuerdo Regional de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nuclear en América Latina y el Caribe	EE	Energía Eléctrica
AVTUR	Aviación Turbinas	EESRP	Electrical Energy Sector Restructuring Project
BBQ	Barbacoa	EGE	Empresa Generadora de Electricidad
BID	Banco Internacional de Desarrollo	EGEHID	Empresa Generadora de Hidroeléctrica
bbbl	Barril	EIA	Evaluación Impacto Ambiental
BM	Banco Mundial	ENDA	“Environment et Développement du Tiersmonde” (Environmental Development Action in the Third World, Medio Ambiente y Desarrollo En el Tercer Mundo)
BT	Baja Tensión	ERP	Estrategia de Reducción de la Pobreza
BTU	British Thermal Unit	ETED	Empresa de Transmisión de Electricidad
c/u	Cada Uno	ETEE	Estudios Técnicos Económicos de Energía
CAAA90	Clear Air Act Amendements 1990	EEUU	Estados Unidos de América
CCE	Centro de Control de Energía	FEPRO-	Federación de Productores y Productoras del Bosque Seco del Suroeste
CDE	Corporación Dominicana de Electricidad	BOSUR	Fundación de Electrificación Rural y Urbano Marginal
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales	FERUM	Fondo para el Medio Ambiental Mundial
CE/h	Consumo Energético por Habitante	FMI	Fondo Monetario Internacional
CEA	Consejo Estatal del Azúcar	FO	Fuel Oil
CEPM	Consortio Energético Punta Cana-Macao	FOB	Free on Board
CIF	Cost, Insurance, and Freight (Costo, Seguro y Flete)	FUNDA-SUR	Fundación para el Desarrollo del Suroeste
CIU	Código de Clasificación Internacional Industrial Uniforme	gl	Galón
CO	Monóxido de Carbono	GLP	Gas Licuado de Petróleo
CO₂	Dióxido de Carbono	GN	Gas Natural
COENER	Comisión Nacional de Política Energética	GNL	Gas Natural Licuado
CPI	Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos	GO	Gas Oil
CQ	Coque		
CR	Central Romana		

GS	Gasolina	MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (Sociedad Alemana de Cooperación Técnica)	MJ	Megajoules
GW	Gigawatt	Mm³	Millones de Metros Cúbicos
Has	Hectáreas	MMBTU	Millones de BTU
HC	Hidrocarburos	Mmc	Millones de Metros Cúbicos
HID	Hidro	Mpcd	Millones de Pies Cúbicos por día
IAD	Instituto Agrario Dominicano	MT	Media tensión
IC	Ingenio Consuelo	MVA	Megavoltio Amperios
IDEE/FB	Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche	MVSA	Mejía Villegas S.A.
INAZUCAR	Instituto Nacional del Azúcar	MW	Megawatt
INDOTEC	Instituto Dominicano de Tecnología Industrial	NGC	Nacional Gas Company
INDRHI	Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos	NO_x	Oxido de Nitrógeno
INTEC	Instituto Tecnológico de Santo Domingo	NRECA	Nacional Rural Electric Energy Laboratory
IO	Ingenio Ozama	NREL	Nacional Renewable Energy Laboratory
IPP	Productores Privados Independiente	NYMEX	New York Mercantile Exchange
ISA	Instituto Superior de Agricultura	OB	Otras Biomásas
Kbbl	Kilobarriles	OC	Organismo Coordinador
Kcal	Kilocalorías	OIEA	Organización General de Energía Atómica
KE	Kerosene	OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
KEP/h	Kilogramos Equivalentes de Petróleo / habitante	ONAPLAN	Oficina Nacional de Planificación
Kg	Kilogramos	ONG's	Organización no Gubernamentales
KM	Kilómetros	OPEP	Organization of Petroleum Exporting Countries)
Kpa	Kilopascal	OPIS	Oil Price Information Service
KTEP	Kilo Toneladas Equivalentes de Petróleo	PAEF	Programa Nacional de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico
KV	Kilovoltio	PBI	Producto Bruto Interno
KW	Kilowatt	PC	Petróleo Crudo
lb	Libra	PDVSA	Petróleos Venezolanos, S.A.
LE	Leña	PEN	Plan Energético Nacional
LEAP	Long Range Energy Alternative Planning System	PIB	Producto Interno Bruto
% (M/M)	% Sobre Masa	PNUD	Programa de Naciones Unidas Para el Desarrollo
M/S	Metros por Segundo	PPA	Power purchase Agreement (Acuerdo de Compra de Energía)
m³	Metros Cúbicos	PPI	Precio de paridad de importación.
MECS	Manufacturing Energy Consumption Survey EIA (Energy Information Adm.)	PPS	Programa de Pequeños Subsidios del fondo para el Medio Ambiente Mundial
		PRA	Programa de Reducción de Apagones
		PRISA	Programa Integrado de Salud en el Suroeste
		PROLINO	Proyecto de Desarrollo Integral de la Línea

p.s.i.	Noroeste	LEAP	Nucleares en América Latina y el Caribe
PUCMM	Pound per square inch Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra		Herramienta de la Software de Energía Integrada y análisis Ambiental
PVO's	Proyecto de Apoyo a Iniciativas de Organi- zaciones		
REFIDOMSA	Refinería Dominicana de Petróleo		
S/E	Subestación Eléctrica		
SEMAREN	Secretaria de Estado Medio Ambiente y Recursos Naturales		
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado		
SESPAS	Secretaria de Estado de Salud Pública y Asis- tencia Social		
SID	Sociedad Industrial Dominicana		
SIE	Superintendencia de Electricidad		
SIEE	Sistema de Información Económico Energético		
SIEN	Sistema de Información Energético Nacional		
SO_x	Oxido de Azufre		
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo		
tons	Toneladas Métricas		
UASD	Universidad Autónoma de Santo Domingo		
UNPHU	Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña		
URE	Uso Racional de Energía		
USA	United States of América		
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarro- llo Internacional		
USGC	United States Gulf Coast (Costa del Golfo de Los Estados Unidos)		
UTESA	Universidad Tecnológica de Santiago		
% (V/V)	% por Volumen		
WTI	West Texas Intermediate		
ARCAL	Acuerdo Regional de Coope- ración para la Promoción de la Ciencia y Tecnologías		

Índice de Cuadros

Cuadro	Página	
1.4.3.1	Autoproducción de electricidad por Rama Industrial	25
2.3.1.1	Capacidad Instalada Por Empresa, 2001	34
2.3.3.1	Energía Bruta Generada Por Mes, 2001	38
2.3.5.1.1	Precios de Compra de la Energía Contratada, 2001	39
2.3.5.1.2	Precios Base de Compra Potencia Contratada, 2001	40
2.4.1.1	Clientes Registrados por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001	46
2.4.1.2	Participación del Tipo de clientes en las Distribuidoras, 2001	47
2.4.1.3	Clientes Registrados por Distribuidoras y Sector de Consumo, 2001	47
2.4.2.1	Electricidad Facturada por Sector, 2001	47
2.4.2.2	Participación de la Electricidad Facturada por Distribuidoras, 2001	48
2.4.2.3	Electricidad Facturada Distribuidora y Sector de Consumo, 2001 (%)	48
2.4.3.1	Electricidad Facturada por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001 (en RD\$)	48
2.4.3.2	Participación de la Electricidad Facturada por Sector en las Distribuidoras, 2001	49
2.4.3.3	Electricidad Facturada por Distribuidora, 2001	49
3.1.2.1	Propiedades de Crudos de Maleno e Higüerito, Azua, Abril 2003	63
3.2.1.1	Consumo de Derivados de Petróleo por Sector, 2001	65
3.2.1.2	Oferta Total de Derivados de Petróleo, 2001	66
3.2.2.1	Precio Promedio de Venta al Público de los Combustibles, Enero-Junio 2003	67
3.2.3.3	Producción de REFIDOMSA 1979	73
3.2.4.1	Ventas de Combustibles por Empresas Distribuidoras, Agosto 2003	74
3.2.5.1	Capacidad de Almacenamiento Instalada Por Combustible, 2003	76
3.2.5.2	Tanques de Almacenamiento Instalados por Compañía Distribuidora, 2003	77
3.2.5.3	Almacenamiento de Combustibles para Generación Eléctrica y otras Operaciones 2003	78
3.2.7.1	Componentes del Precio de los Derivados de Petróleo	82
3.4.1.1	Especificaciones Físico-Químicas del Propano (30% v/v)	87
3.4.6.1	Componentes del Precio del GLP	92
4.1.1.1	Clasificación del Potencial Electro-Eólico	101
4.1.1.2	República Dominicana: Resumen del Potencial Electro-Eólico	101
4.3	Potencial de Cogeneración Bajo dos escenarios Técnicos	109
4.1.4.3.1	Población de Porcinos y Vacunos	110
4.1.3.2	Potencial de Estiércol	111
4.1.4.4.1	Componentes y Volumen de los Desechos de Santo Domingo	112

4.1.4.4.2	Estimado de Componentes y Volumen de los Desechos de Santiago	113
4.1.4.5.1	Potencial Identificado de Desechos para Biogás	114
4.1.4.7.1	Principales Regionales Productoras de Oleaginosas	115
4.1.5.1.1	Costo Medio anual, Proyectos EGE-HID	116
4.2.2.1	Iniciativas de las Academias Asociadas a las Energías Renovables	121
4.5.2.1	Categorías de Actividades para Evaluación de Impacto Ambiental	126
5.1.1	Estimación de los Precios Internacionales del Crudo	130
5.1.2	Características de los Escenarios Energéticos	138
5.3.1.1	Demanda Final Total de Energía	145
5.3.1.2	Demanda Final Total de Energía por Habitante	146
5.4.1.1	Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario I - Año 2015	151
5.4.1.2	Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario II - Año 2015	152
5.4.1.3	Ahorro de Energía Acumulado durante el Período 2001-2015, Respecto al Escenario Base Escenario I y II	153
5.4.2.1	Ahorro de Divisas en el Período 2001-2015	155
6.1.1.1	Capacidad Instalada, 2000-2002	165
6.1.2.2.1	Caso base. Resumen del Equipamiento	167
6.1.2.2.2	Caso base. Equipamiento detallado	167
6.1.2.2.3	Caso Base. Resumen de Costos	168
6.1.2.2.4	Caso Gas Natural. Resumen del Equipamiento	168
6.1.2.2.5	Caso Gas Natural. Equipamiento Detallado	169
6.1.2.2.6	Caso Gas Natural. Resumen de Costos	169
6.1.2.2.7	Caso Carbón Mineral. Resumen del Equipamiento	170
6.1.2.2.8	Caso Carbón Mineral. Equipamiento Detallado	170
6.1.2.2.9	Caso Carbón Mineral Resumen de Costos	171
6.1.2.2.10	Indicadores Económicos para Escenario Medio	172
6.1.4.1	Viviendas con Servicio Eléctrico	177
6.1.4.2	Escenario Tendencial Proyecciones de Pérdidas, 2005-2015	178
6.1.4.3	Escenario de Cambios Proyecciones de Pérdidas, 2005-2015	178
6.1.4.4	Proyecciones de la Energía Eléctrica Adicional Disponible Debido a Reducción de Pérdidas, 2005-2015	179
6.1.4.5	Proyecciones de los Consumos Promedios, 2005-2015	180
6.1.4.6	Precios de los Mwh, 2005-2015	181
6.1.4.7	Ingresos que Percibirían las Distribuidoras de Implementar plan de reducción de pérdidas, 2005-2015	181
6.1.4.8	Inversión Anual en Distribución, 2005-2015	182
6.2.1	Balance Proyectado de Producción e Importación de Combustibles	186
6.1.2.2.1	Capacidad Actual vs. Capacidad Requerida	193
6.2.2.5.1	Alternativa de Almacenamiento de Hidrocarburos	197
6.2.2.5.2	Características del gasoducto	199

7.1	Resumen de Propuestas de Acciones de Corto Plazo para la Reforma del Sector eléctrico Dominicano Acordadas en Reuniones Acordadas en Reuniones Celebradas los Días 29 y 30 de Abril de 2004	216
Anexo 1	La Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica	
1.1	Proyección de la Demanda Eléctrica	232
2.1	Capacidad Instalada	233
2.2	Principales Características de las Centrales Hidroeléctricas Existentes	234
2.3	Características de las Plantas Térmicas Existentes	235
3.1	Principales Características de los Proyectos Hidroeléctricos Futuros	236
3.2	Características de las plantas térmicas futuras	238
Anexo 2	Sistema Eléctrico de República Dominicana, Planes Indicativos de Expansión para el Caso Base	
2.1	Planes Indicativos de Expansión para el caso base	241
Anexo 3	Proyección de Demanda de Combustibles	
3.1	Proyección de Demanda de Hidrocarburos y Carbón (Escenario I Alto y Escenario II Bajo)	244

Gráfico	Página
América Latina y el Caribe. Relación Consumo Energético por Habitante- PIB por habitante 2001	13
1.1	
1.1.2 Sendero Energético: República Dominicana 1973-2001	15
1.1.2 Participación de la importación de combustibles en las importaciones de bienes locales	16
1.2.1	
1.4.1 Participación de las Fuentes en el Consumo Final	17
1.4.2 Participación de los diferentes sectores en el Consumo Final de Energía	18
2.2.1 Comparativo Pico Máximo Estimado de Demanda por mes vs. la Demanda Máxima Instantánea Abastecida mensual, 2001	32
2.2.2 Comparativo de la Energía Estimada por Mes y la Abastecida Real, 2001	33
2.3.1.1 Capacidad Instalada por Empresa, 2001	34
2.3.1.2 Potencia Instalada por tipo de Combustible, 2001	35
2.3.1.3 Capacidad Instalada por Tecnología, 2001	36
2.3.2.1 Inyección de Energía Hidroeléctrica, 2001	37
2.3.5.2.1 Costos Marginales Promedios por mes, 2001	41
2.3.8.1 Red de Transmisión Existente al año 2001	45
3.1 Relación de los precios promedios de petróleo (WTI) con la actividad de Exploración de Hidrocarburos en República Dominicana	60
3.1.2.1 Mapa de Concesiones para Exploración de Hidrocarburos, 2001	62
3.2.2.1 Origen del Crudo Procesado por REFIDOMSA, 1991-2001	66
3.2.2.2 Importaciones de Petróleo y Sus Derivados, 1990-2002	68
3.2.2.3 Precio FOB y Volumen de Importación de Petróleo y Sus Derivados, 1990-2000	69
3.2.2.4 Derivados Importados, 1990-2002	70
3.2.3.1 Crudo Procesado por Falconbrige Dominicana, 1998-2002	71
3.2.3.2 Proceso General de Refinación de REFIDOMSA	72
3.2.3.3 Producción de REFIDOMSA, 1990-2002	73
3.2.4.1 Ventas de Combustibles por Empresas Distribuidoras, Agosto 2003	75
3.3.1 Gasoducto Andrés Boca Chica – Los Mina y Propuesta de Ampliación	84
3.3.2 Importación de Gas Natural en República Dominicana, 2003	85
3.4.2.1 Consumo GLP por Sector 2001	88
3.4.3.1 Distribución de la Producción e Importación de GLP	88
3.4.4.1 Puertos de Descarga y almacenamiento del GLP, 2003	90
3.4.4.2 Distribución Porcentual de l Almacenamiento de GLP, 2003	90
3.5.1 Secretarías de Estado y otras Instituciones Relacionadas a las Actividades Asociadas al Sector Hidrocarburos	94
4.1.1 Aras mas favorables con el recurso viento en República Dominicana	100
4.1.3.1 Demanda de Electricidad y Variaciones de Velocidad del Viento	106
5.1.1 Tasas Históricas y Proyectadas de Crecimiento del PBI al año 2020 Escenarios I y II	132
5.1.2 Evolución Prevista de la Población Total y Urbana 1950-2000 y Proyecciones al año 2020	133

	Evolución Prevista de la Población Total y Urbana 1950-2000 y Proyecciones al año 2020	133
5.1.2		
5.3.1.1	Evolución de la demanda Total Final de Energía 1998-2015	133
5.3.1.2	Evolución de la Demanda Total Final de Energía por Habitante, 1998-2015	146
	Estructura del consumo por categoría de fuentes Años 2001 y 2015.	147
5.3.2.1	Escenario I	
	Estructura del consumo por categoría de fuentes Años 2001 y 2015.	148
5.3.2.2	Escenario II	
5.2.5.1	Evolución de la Intensidad Energética 1998-2015	156
5.2.5.2	Sendero Energético 1998-2015	157
6.2.1.1	Composición de la Demanda	183
6.1.2.1.2.1	Ejemplo de Ampliación de una Refinería de Baja Conversión	189
6.1.2.5.1	Escenarios de Penetración del Gas Natural	195
6.2.2.5.2	Propuesta del Gasoducto en República Dominicana	198
Anexo 1	La Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica	
1.1	Crecimiento PIB y Electricidad	230
1.2	Estacionalidad de la Energía	230
1.3	Tasa de Crecimiento de la Demanda	231
Anexo 3	Proyecciones de Demanda de Combustibles	
3.1	Perspectivas de la Demanda de Hidrocarburos, 2004-2015	246
3.2	Perspectiva de la Demanda de Gasolina, 2004-2015	250
3.3	Perspectiva de la Demanda de Gas Oil, 2004-2016	251
3.4	Perspectiva de la Demanda de GLP, 2004-2017	252
3.5	Perspectiva de la Demanda de Gas Natural, 2004-2018	252
3.6	Perspectiva de la Demanda de Fuel Oil Bunker C, 2004-2019	253
3.7	Perspectiva de la Demanda de Avtur, 2004-2020	253
3.8	Perspectiva de la Demanda de Carbón Mineral, 2004-2021	254
3.9	Perspectiva de la Demanda de Coque, 2004-2021	254
3.10	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2004 Escenario Alto	255
3.11	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2004 Escenario Bajo	255
3.12	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2010 Escenario Alto	256
3.13	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2010 Escenario Bajo	256
3.14	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2015 Escenario Alto	257
3.15	Demanda de Hidrocarburos para Generación, 2015 Escenario Bajo	257
Anexo 4	Tendencias del Mercado Internacional de Combustibles	
4.1	Porcentaje Total de Combustibles Comprados en la Industria por Tipo de Combustible	262
4.2	Cambio en los Ratios del Consumo de Fuel Oil a Gas Natural	262
4.3	Capacidad de Refinación en Estados Unidos, Caso de Referencia AEO 2004	263
	Consumo de Derivados de Petróleo por Sector, Caso de Referencia AEO 2004	264
4.4		
4.5	Consumo de Derivados de Petróleo	265
4.6	Componentes de Costos de Productos Refinados	267

INTRODUCCIÓN

Contexto

República Dominicana es un país altamente dependiente de la importación de insumos energéticos, fundamentalmente petróleo y sus derivados, ya que no cuenta actualmente con hidrocarburos fósiles en cantidades comerciales. Sus principales fuentes energéticas internas han sido: la leña, la hidroelectricidad, el bagazo y, en menor medida, residuos agrícolas como cáscara de arroz.

La leña es ampliamente utilizada en los hogares rurales para la cocción de alimentos y en la actualidad es un factor influyente de depredación de los bosques. El potencial de energía hidráulica, compuesto por más de 100 cuencas está subutilizado. La utilización energética del bagazo depende del área sembrada, así como de la cantidad de caña producida que en los últimos años ha tenido una tendencia decreciente, y de la tecnología de generación usada en los ingenios.

Las fuentes renovables de energía 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.

Históricamente, el sector de energía se ha convertido en un cuello de botella para el desarrollo económico, debido a que en la actualidad carece de yacimientos petroleros comerciales y a la gran carga financiera que implican las importaciones de hidrocarburos, así como a la existencia de instituciones con grandes debilidades funcionales, política de precios y normas inapropiadas e inversiones inadecuadas.

Desde hace algo más de un lustro, el país ha iniciado reformas estructurales tendientes a corregir los problemas institucionales y dotar al sector energético de una legislación adecuada. En el sector eléctrico se privatizaron activos y se abrió la participación a los inversionistas privados, en conjunción a importantes reformas institucionales y legales que buscan desarrollar la competencia y mejorar la eficiencia y la calidad del servicio. No todo ha resultado como se esperaba por múltiples razones estructurales y coyunturales y en el momento el reto es resolver la profunda crisis actual en un contexto donde los agentes privados juegan un rol importante y el Estado debe consolidar su papel regulador.

A pesar de la importancia macroeconómica de la demanda de hidrocarburos líquidos y gaseosos y la magnitud de las importaciones, no existe un marco legal e institucional apropiado para abordar coherentemente los complejos temas de exploración, refinación y comercio internacional. El potencial geológico del país está todavía por definirse para lo cual una política exploratoria más eficaz se hace necesaria. Así mismo, la conveniencia de la expansión de la refinación en contraste con la importación de derivados no ha sido analizada ni expresamente abordada como política del Estado. Estos temas petroleros están dentro de las políticas del Plan Energético Nacional.

Por último, el Uso Racional de Energía, Ahorro y Eficiencia como política del Estado es un tema poco importantizado en la República Dominicana, este tema se aborda en el PEN como equivalente a una fuente adicional de energía, la cual deberá ejecutarse a través de programas que abarquen a todos los sectores, y a la eficiencia y racionalidad de la oferta.

En conjunto, esta visión plantea la necesidad de evaluar diferentes opciones de abastecimiento atendiendo a diferentes aspectos estratégicos relativos a la seguridad de suministro y a la búsqueda de una oferta de energía más diversificada y que apunte a mejorar la competitividad y las oportunidades de la economía en su conjunto.

Marco Institucional

Pese a que la economía dominicana es muy sensible a los acontecimientos externos, sobre todo, al comportamiento de los precios de los hidrocarburos y, dada la crisis del sector eléctrico que afecta al país en las últimas décadas, todavía a mediados del 2001, el país no contaba con una institución que tuviera como función tratar todo lo relativo al sector energía. La única experiencia hasta el momento fue la Comisión Nacional de Política Energética (COENER), establecida por decreto al calor de una crisis generada por las alzas de los precios del petróleo, la cual lamentablemente desapareció a finales de los ochenta por falta de apoyo estatal.

Para llenar este vacío institucional y legal fue promulgada el 26 de julio de 2001 la Ley General de Electricidad (125-01), la cual establece las funciones y atribuciones que tendrá la CNE para el cumplimiento de sus objetivos, entre las cuales se mencionan las siguientes:

- a) Analizar el funcionamiento del sector energía y todas sus fuentes de producción y elaborar, coordinar y proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones necesarias a las leyes, decretos y normas vigentes sobre la materia.
- b) Proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general.
- c) Estudiar las proyecciones de demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación al subsector eléctrico, la CNE velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento.
- d) Velar por el buen funcionamiento del mercado en el sector de energía y evitar prácticas monopólicas en las empresas del sector que operan en régimen de competencia.
- e) Promover el uso racional de energía.

- f) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe pormenorizado sobre las actuaciones del sector energético, incluyendo la evaluación del Plan de expansión, de conformidad con la presente Ley y sus reglamentos.

En el contexto señalado por la Ley, la CNE deberá elaborar el Plan Energético Nacional (PEN), el cual deberá formularse dentro de una concepción de planificación integrada de recursos, siguiendo procedimientos de la planeación estratégica. Por ser un plan sectorial, sus objetivos y estrategias se formulan y actualizan en el contexto del desarrollo general del país. El PEN tiene por lo tanto un carácter indicativo y flexible, susceptible de ser ajustado de acuerdo con los cambios económicos y políticos a nivel internacional y nacional.

De acuerdo con lo anterior, el PEN debe partir del diagnóstico sobre el entorno internacional y nacional en que se ubica el sector. El diagnóstico conduce, a la identificación de los grandes problemas del sector que definirán los objetivos y las estrategias para ajustarlos a los cambios en el entorno y para incorporar los lineamientos de política sectorial. Estos lineamientos se orientan a racionalizar el uso de los energéticos, garantizar una oferta confiable y eficiente de los mismos, reducir sus costos, aumentar la cobertura y proteger a los usuarios.

Desde su creación en el año 2001, la CNE diseñó un programa de actividades y proyectos que fueran el soporte para elaborar el PEN dentro del marco trazado por la Ley 125-01. Atendiendo a ese objetivo el diseño institucional y los recursos estuvieron orientados a la consecución de esta meta, la cual se vió favorecida por el apoyo de la cooperación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que permitió la elaboración de los proyectos prioritarios de acuerdo a las disponibilidades de los recursos.

Entre estas actividades y proyectos se pueden mencionar:

- Sistema de Información Energético Nacional (SIEN), el cual permitió generar una base de datos confiable del sector, la obtención con un nivel de confiabilidad adecuado del Balance de Energía útil del año 2001, a través de una encuesta nacional sobre consumo de energía, que además se utilizó para darle consistencia a los balances simplificados de los años 1998,1999 y 2000;
- Proyección y Análisis de la Demanda de Energía, este estudio al igual que el anterior, fueron realizados por el Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche;
- Plan Indicativo de Expansión de Generación Eléctrica, el cual se ejecutó a través de un convenio de asistencia técnica con OLADE, que incluyó la adquisición del modelo SUPER;
- El Gas Natural: ¿Una Oportunidad Para República Dominicana?, realizado por el Puente S.A., que evaluó las posibilidades de introducir el gas natural en la matriz energética del país;
- Análisis de la Sostenibilidad del Sector Eléctrico realizado para la CNE-USAID por Advanced Engineering Associates Internacional (AEAI);

- Inicio del estudio de URE y Eficiencia Energética para establecer el potencial de ahorro de energía que está llevando a cabo el Advanced Associates Internacional (AEIAI) por encargo de la CNE-USAID.

Objetivos del PEN y la Política Energética

El Plan tiene como objetivo superior contribuir al desarrollo sostenible general del país, proporcionando las condiciones para que los actores del sector aseguren un abastecimiento de energéticos a menor costo, mayor seguridad y menor impacto ambiental.

Los objetivos específicos del Plan se agrupan en dos categorías: los intrínsecos al sector energético y que son, por lo tanto, permanentes; y otros más instrumentales o transitorios con los que se persigue adecuar la estructura institucional, tecnológica y administrativa del sector.

La política propuesta para ser desarrollada por el gobierno de República Dominicana en lo que toca al sector energético se articula sobre la base de cuatro ejes básicos:

- Consolidación de las funciones del Estado como diseñador de la política energética y regulador;
- Desarrollo de los recursos energéticos domésticos;
- Asegurar el abastecimiento de energía con la calidad adecuada, la seguridad debida y al menor precio posible;
- Ofrecer la mayor libertad de elección posible en sus aprovisionamientos a los agentes económicos y a los ciudadanos en general.

En resumen, el Plan se orienta a la búsqueda y consolidación de los siguientes 6 objetivos estratégicos para el sector energético:

1. Garantizar seguridad y eficiencia en la oferta

El primer objetivo del PEN es el abastecimiento pleno y eficiente de todos los recursos energéticos requeridos para el desarrollo normal y creciente de las actividades económicas y sociales del país. Para tales fines, se persigue mejorar los criterios de competencia de mercado y eficiencia económica, viabilidad técnica y administrativa, solidez financiera, transparencia en la comercialización y seguridad de suministro. Por igual se plantea prever y priorizar aquellos elementos que optimicen la adaptabilidad del sector a los cambios tecnológicos que se produzcan.

2. Impulsar la gestión eficiente de la demanda y Uso Racional de Energía

El segundo objetivo del PEN señala que la conservación de energía y la sustitución de fuentes por energéticos menos costosos y más provechosos constituyen retos permanentes del sector. En tal sentido la promoción del Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) reviste un carácter prioritario dado que es un asunto de interés social, público y nacional,

fundamental para asegurar una racionalización del uso de recursos energéticos capaz de contribuir al abastecimiento pleno y oportuno, a la vez de eliminar uno de los principales obstáculos a la competitividad de la economía dominicana.

En términos concretos se pretende lograr una disminución de los costos de abastecimiento energético para las unidades productivas (de bienes y servicios), para mejorar su competitividad, y para los hogares, con el fin de contribuir a una mejoría en la calidad de vida de la población.

3. Desarrollar los Recursos Energéticos Nacionales

Pese a que el país cuenta con alguna diversidad de recursos naturales que podrían utilizarse con fines energéticos, de ese potencial se ha utilizado solo una pequeña parte, a la vez que no se ha puesto el énfasis necesario a la búsqueda de fuentes de energía de origen fósil y en la promoción de energías renovables.

Se plantea establecer la exploración de las fuentes fósiles como un objetivo de la política energética mediante un adecuado conocimiento de la geología del país y un marco institucional y legal adecuado.

4. Reducir la vulnerabilidad del sistema energético y del abastecimiento externo.

En la actualidad, el consumo energético de República Dominicana depende casi en su totalidad del petróleo y sus derivados y, en menor medida, gas natural y carbón, lo cual representa una presión negativa sobre la balanza comercial del país y las posibilidades de crecimiento.

En tal sentido se plantea desarrollar, optimizar y aprovechar de manera sostenible la infraestructura de importación, producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de los diferentes energéticos, con la finalidad de minimizar su vulnerabilidad.

5. Ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de las comunidades rurales y semi-urbanas.

El quinto objetivo de política del PEN propone ampliar la cobertura y calidad del servicio de energía e incorporar a las propias comunidades en la solución con miras a contribuir al desarrollo en las zonas rurales y semiurbanas. Más que una electrificación, una energización ampliamente concebida puede aportar directamente en el mejoramiento de la capacidad productiva y la calidad de vida de las comunidades rurales y urbanas marginales.

6. Proporcionar un apropiado marco institucional, legal y regulatorio.

El fortalecimiento de las instituciones, de la normatividad y de las reglas del juego para la competencia en el sistema energético se constituye en el sexto objetivo del PEN. Resulta fundamental fortalecer la regulación y la aplicación de las leyes y reglamentos vigentes para lograr un adecuado funcionamiento del sector, dadas las dificultades para que la intervención regulatoria pueda prevenir adecuadamente las prácticas anticompetitivas en situaciones de concentración de poder de mercado. Al mismo tiempo se hace necesario elaborar nuevas legislaciones y marcos regulatorios que fortalezcan el desarrollo del sector.

Metodología

El PEN tiene el doble objetivo de dar una visión de una posible evolución del sector energético y establecer un conjunto de políticas energéticas que permitan obtener los objetivos estratégicos propuestos.

Por lo tanto, en el proceso de formulación e implementación de las políticas energéticas intervienen dos momentos.

En el primero de ellos se trata de escenificar posibles condiciones de contexto que deben ser tomadas en cuenta para delinear el contenido de la política energética (objetivos, líneas estratégicas, instrumentos), en función de las situaciones problemas reconocidas en el diagnóstico sectorial y atendiendo a las orientaciones generales de la política de desarrollo económico y social.

El segundo momento de intervención de la prospectiva tiene que ver con la simulación de los potenciales efectos de la aplicación de los instrumentos de política vinculados con cada una de las líneas estratégicas identificadas. Teniendo en cuenta la alta complejidad de las interacciones que se verifican al interior del propio sistema energético y entre éste y las dimensiones económica, social y ambiental, la identificación de aquellos efectos supone necesariamente el uso de herramientas formalizadas de carácter estadístico-matemático.

Por lo anterior, la metodología se basa en análisis integrados de oferta y demanda de energía, en los cuales se pone especial énfasis en la relación de la demanda de energía y la economía, así como en la interacción que se presenta entre los diferentes energéticos.

Estos análisis integrados son apropiados para obtener conclusiones sobre el comportamiento de la demanda futura en los diferentes sectores, bajo supuestos sobre la evolución de la economía y proponer estimaciones sobre su evolución como efecto de cambios en las políticas energéticas.

Escenarios

Dada la incertidumbre que caracteriza la evolución futura de los sistemas socioeconómicos, incluyendo a los correspondientes subsistemas energéticos, toda pretensión de predecir o prever acerca de ciertos eventos futuros de tales sistemas resulta totalmente ilusoria. A partir de esta constatación, la prospectiva constituye una valiosa herramienta tendiente a reducir el grado de incertidumbre en los procesos de decisión, por medio de la “exploración” de los estados futuros posibles de un determinado sistema.

La Técnica de Escenarios constituye un elemento central dentro de esa tarea de “exploración” del futuro. Los escenarios constituyen una imagen coherente del estado de un determinado sistema en ciertos puntos del futuro. La coherencia se refiere, por una parte, a la compatibilidad interna que deben guardar entre sí los diferentes elementos o hipótesis que definen o conforman un escenario, atendiendo a un marco teórico - conceptual de referencia. Por otra parte, dicha coherencia requiere que se puedan especificar las trayectorias que unen a los diferentes estados del sistema que se incluyen en el escenario.

Teniendo en cuenta el objetivo de reducir el grado de incertidumbre para la toma de decisiones, es necesario utilizar varios escenarios bien contrastados con la finalidad de “cubrir” adecuadamente la trayectoria real futura del sistema considerado; es decir, de manera tal que la trayectoria real del sistema sea contenida, con una alta verosimilitud, por la diversidad de trayectorias correspondientes a los escenarios definidos.

En el marco del PEN se plantea la construcción de dos escenarios. Uno de ellos, denominado “escenario de referencia”, refleja un futuro de continuidad respecto de la evolución histórica reciente del sistema, dejando de lado los movimientos coyunturales. En consecuencia, se trata de un escenario de tipo tendencial, en el sentido de que se admite el mantenimiento de las tendencias “pasadas” de los aspectos estructurales del sistema. Debe aclararse que cuando se habla de tendencia no se está haciendo referencia a la prolongación tendencial de la evolución de las variables, sino que se trata de una continuidad de la estructura y el tipo de funcionamiento que el sistema en su conjunto ha venido presentando en el pasado cercano o, eventualmente, un mantenimiento de los cambios paulatinos que se han observado.

Es claro que esta forma de concebir al escenario de referencia requiere de algunos ajustes cuando el sistema que se pretende escenificar ha mostrado cambios muy abruptos en el pasado reciente, tal como ha ocurrido efectivamente con la mayor parte de los sistemas socioeconómicos y energéticos de América Latina y el Caribe durante la última década. En tales casos debe diferenciarse dentro del escenario de referencia un primer período dentro del cual habrán de completarse los cambios estructurales y de funcionamiento más relevantes que ya se han evidenciado con claridad y, una segunda etapa, donde el sistema evolucionaría desenvolviéndose “en régimen” dentro de la nueva situación.

El segundo de ellos puede denominarse “escenario alternativo” que, por contraste al de referencia, deberá incorporar hipótesis marcadamente diferente a las de éste último. Para ello, en el escenario alternativo habrán de maximizarse todos los indicios de cambios relevantes

que han comenzado a manifestarse en los diferentes planos o aspectos de los sistemas socioeconómicos y energéticos considerados.

Cuando el escenario de referencia incorpora ya cambios estructurales y de funcionamiento de magnitud muy significativa, el escenario alternativo tendrá que formularse planteando hipótesis diferentes acerca de las modificaciones que podrían tener lugar en el futuro. Es posible que, dentro de un horizonte de mediano plazo (cuatro o cinco años), no haya, en tales casos, disparidades muy importantes entre ambos escenarios, salvo tal vez por lo que se refiere a diferencias en el nivel o en las tasas de crecimiento de las variables.

Es claro que esta tarea de formulación de escenarios requiere de un mínimo análisis de diagnóstico, referido tanto al plano socioeconómico general, como al ámbito propiamente energético.

Por lo que se refiere a los aspectos vinculados con la política energética se considerará que los instrumentos vinculados con las principales líneas estratégicas de la misma habrán de incorporarse únicamente en el escenario alternativo, en la medida en que tales estrategias impliquen una ruptura con respecto a las que estuvieron efectivamente vigentes en el pasado reciente.

Los escenarios estarán conformados por un conjunto coherente de hipótesis articuladas jerárquicamente. La jerarquía tiene que ver con el sentido de determinación de los aspectos referidos en dichas hipótesis. Un ejemplo claro de esto es el de la determinación que la hipótesis relativa al precio internacional del petróleo ejerce sobre aquellas que se planteen acerca de la evolución de los precios internos de los combustibles.

Sobre este particular es importante considerar que las hipótesis relativas a las proyecciones del precio internacional del petróleo del 2001 y el 2020 se sitúan en la franja de precios entre US\$ 22 y US\$ 26 dólares en el escenario II a precios del 2001, realizadas en el estudio que llevó a cabo el Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche cortado a noviembre de 2003 para la Comisión y que forma parte el contenido del capítulo V “Energía Hacia el Futuro”. Es importante tomar en consideración que como en toda proyección en la que intervienen múltiples variables, estas bandas de precios no se plantean con carácter absoluto, a la vez que habría que evitar situarse en las coyunturas sin tener en cuenta las tendencias a largo plazo.

De acuerdo al citado estudio de Prospectiva de la Demanda de Energía, la determinación de los precios responde principalmente a dos factores, los geopolíticos y los dependientes de la demanda de combustibles. En el escenario I, los factores geopolíticos conducen a un menor precio relativo para un mismo nivel de demanda, dada la supremacía político-militar de los EEUU, en este caso los precios podrían oscilar en una banda de precios de US\$ 22-US\$ 26 por barril. La demanda total se incrementaría hacia el 2020 en un 33% por encima de la actual capacidad de refinación. En tal sentido se supone que el precio irá creciendo conforme se expanda la demanda total.

En el caso del escenario II, se supone un mayor nivel de demanda y un mayor nivel de cartelización de la oferta por la conformación de alianzas estratégicas entre los productores de petróleo, entre los cuales, la creciente producción del Mar Caspio entra a jugar un papel importante, para este escenario la banda de precios prevista es de US\$ 25-US\$ 31 por barril. El incremento de la demanda previsto respecto a la capacidad de refinación rondará e 46%.

Para la determinación de estos páramentos se consideró un modelo de proyección de parque automotor resultante de un análisis con datos de corte transversal. Los resultados cuantitativos del escenario I se comparan favorablemente con los datos que presenta el Annual Energy Outlook 2003 de la Agencia Internacional de Energía.

Es importante destacar que a la par que el incremento de los precios del petróleo pasa con los derivados del petróleo fuel oil N° 6, pasa con la tarifa eléctrica, la devaluación del tipo de cambio ha sido un factor determinante en la variación de los precios.

Los pronósticos de las estimaciones de precios están sujetas a una multiplicidad de eventualidades y en el ejercicio de la prospectiva de lo que se trata no es de acertar en el precio, sino de marcar tendencias para estimar el posible curso de determinadas variables y lo que es más importante diseñar una política energética.

En este sentido el contenido de la política energética definida en el PEN resulta válido a pesar de donde se sitúen las bandas de los precios de los diferentes escenarios.

En el caso que los precios internacionales del petróleo se coloquen en una banda de precios superior (US\$ 35 a US\$40) la pertinencia y oportunidad de la política energética planteada en el PEN cobra mayor importancia.

En tal sentido es clara la dirección de la causalidad entre el conjunto de hipótesis que escenifican los principales aspectos del sistema económico y energético mundial y aquellas que caracterizan al escenario nacional.

El requisito de coherencia que deben satisfacer los escenarios tiene que ver en esencia con el reconocimiento de estas relaciones de causalidad o interacción que deben verificarse entre las hipótesis que los conforman, atendiendo al esquema conceptual-teórico que se utilizará para describir el comportamiento de los sistemas escenificados.

Dicho esquema resultará del análisis de diagnóstico y traducirá los elementos esenciales de la estructura y funcionamiento que los sistemas socioeconómicos y energéticos de la República Dominicana han mostrado en el pasado reciente, tratando al mismo tiempo de deducir los principales indicios de cambio hacia el futuro.

Para entender el proceso de análisis hay que tener en cuenta que los escenarios socioeconómicos están definidos en lo fundamental por variables exógenas que normalmente no están bajo control del sector energético, tal como ocurre con el precio del petróleo. Las opciones de política son manejadas a través de decisiones de inversión, de normas o

regulaciones o a través de los precios de los energéticos y, por lo tanto, son variables de decisión.

El escenario alternativo debe definirse con un conjunto posible de políticas que aportan positiva y significativamente al logro de los objetivos estratégicos y constituyen, en consecuencia el núcleo del PEN. A partir de la identificación de estas políticas, se establecen las estrategias, las acciones específicas y el plan de inversiones. Esta primera versión del PEN se circunscribe a definir las políticas y estrategias y una siguiente versión más elaborada y detallada deberá llegar a establecer las acciones específicas y el plan de inversiones.

Organización del Documento

El documento está dividido en siete capítulos, con los siguientes contenidos:

El capítulo 1 (LA ENERGÍA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA) está orientado a describir la estructura de consumo presente, basado en el balance del año 2001. El proceso de entender la complejidad del sector obliga a iniciar la elaboración del PEN con un diagnóstico y una descripción de la matriz energética. Describir el sector de energía de un país involucra, en primer término, establecer la composición del consumo de energía en los diversos sectores económicos y la manera como se abastece en sus diferentes formas: electricidad, derivados de petróleo, GLP, gas natural, carbón, leña, bagazo y otras fuentes alternas.

Como un resumen de conclusiones del diagnóstico precedente, se presenta una descripción sintética de los principales problemas que caracterizan al sistema energético de la República Dominicana, incluyendo tanto a aquellos que pudieron identificarse en el ámbito de los consumos finales de energía como los más destacables con relación al sistema de abastecimiento. Cada uno de los problemas señalados puede ser traducido en objetivos de la política energética.

Esta visión integrada del sector se complementa en los tres capítulos siguientes con los análisis sub-sectoriales más detallados, los cuales se refieren específicamente al mercado eléctrico, los hidrocarburos líquidos y gaseosos y las fuentes alternas. Los capítulos 2, 3 y 4 están dedicados a desarrollar el diagnóstico de los tres sub-sectores mencionados y se identifican los problemas específicos, los cuales pueden ser traducidos en objetivos de la política energética.

En el capítulo 5 se hace el análisis prospectivo, esto es, se describen los escenarios socioeconómicos y energéticos y las proyecciones de la demanda de energía derivadas de cada escenario. Finalmente, se analizan los efectos de las sustituciones y del Uso Racional de la Energía sobre la demanda final y el ahorro de divisas.

En el capítulo 6 se plantean los planes de expansión sub-sectoriales indicativos para la electricidad y los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Finalmente, en el capítulo 7 se condensan las recomendaciones de política y las líneas estratégicas.

CAPITULO 1

LA ENERGÍA EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

El proceso de entender la complejidad del sector obliga a iniciar la elaboración del PEN con un diagnóstico y una descripción de la matriz energética. Describir el sector energía de un país involucra, en primer término, establecer la composición del consumo de energía en los diversos sectores económicos y la manera como se abastece en sus diferentes formas: electricidad, derivados de petróleo, GLP, gas natural, carbón, leña, bagazo y otras fuentes alternas. Esta visión integrada del sector, resultante del balance energético del año 2001, se complementa en los capítulos siguientes con los análisis sub-sectoriales más detallados, los cuales se refieren específicamente al mercado eléctrico, los hidrocarburos líquidos y gaseosos y las fuentes alternas.

Para la estimación del consumo de energía por sectores y fuentes se hace necesario realizar encuestas a nivel nacional para los diferentes sectores. Para el caso dominicano el Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche y la CNE desarrollaron relevamientos en el sector transporte, residencial urbano y rural, industrial y hoteles/restaurantes para el sector servicio.

A partir de los resultados de las encuestas y de otros agregados se elaboró el Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) y el Balance Nacional de Energía Util (BNEU), los cuales han resultado de fundamental importancia para la elaboración del PEN.

En los resultados arrojados por los balances se puede observar la participación de las distintas fuentes y sectores en el consumo final de energía. Para el caso del análisis que se presenta en este capítulo el consumo de energía final se realiza en términos de energía neta.

Las informaciones relativas al consumo permiten realizar un análisis del sector energía a partir de relaciones con otras variables del sistema económico dominicano. Al mismo tiempo las encuestas han permitido obtener una estimación de la autogeneración en el sector residencial, industrial y de servicios.

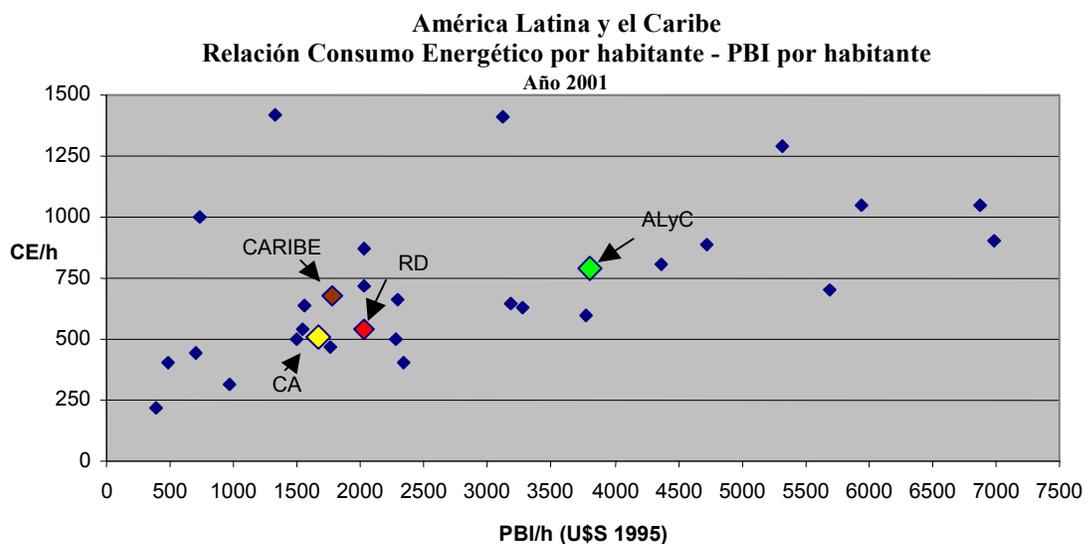
En relación al conocimiento del parque automotor de República Dominicana persisten lagunas. Los dos problemas más importantes se refieren a que las categorías de los vehículos corresponden a la primera letra de la placa otorgada, y esta no necesariamente guarda relación con la denominación dada en la categoría, por otro lado los vehículos que se van matriculando cada año se adicionan al parque, pero no se dan de baja los vehículos que ya no circulan.

Por otro lado los vehículos que se van matriculando cada año se adicionan al parque, pero no se dan de baja los vehículos que ya no circulan. En este sentido, las estadísticas publicadas reflejan placas emitidas en forma acumulativa, no vehículos en circulación por tipo o categoría.

1.1. La Relación entre la Economía y el Consumo de Energía

El consumo de energía por habitante constituye, uno de los indicadores relevantes para examinar el grado de desarrollo de un país y la calidad de vida de su población. Esto es así porque el desarrollo de las actividades productivas supone la disponibilidad oportuna y creciente de energía, tanto en sus aspectos cuantitativos y cualitativos, como es el relativo al tipo de fuente. Asimismo, es claro que las características de la estructura productiva, como el grado de urbanización tienen también una influencia decisiva sobre el consumo de energía por habitante de un país. Hecha esta salvedad, puede esperarse que exista un estrecho vínculo entre el consumo de energía por habitante y el PBI por habitante.

Gráfico N° 1.1



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía, pág.-20

Nota: El consumo de energía está expresado en KEP y el PBI en US\$ de 1995.

En el Gráfico N° 1.1, se presenta la relación entre el PIB/hab de los diferentes países y regiones de ALy C con respecto al Consumo Final de Energía. Tal como puede verse, existe una alta correlación entre ambos indicadores (a menor PIB per cápita corresponde un menor consumo energético per cápita), salvo algunos pocos puntos de ubicación atípica. La ubicación de la República Dominicana es muy próxima a la correspondiente a las regiones de Centroamérica y el Caribe. El indicador de consumo por habitante de República Dominicana resulta ligeramente inferior al promedio de los países del Caribe y parecido a los Centroamericanos. Así mismo, se observa un nivel de Consumo de Energía por habitante significativamente menor al promedio de América Latina y el Caribe (ALy C) en su conjunto, correspondiente a un menor PBI por habitante.

El sendero energético de un país proporciona una primera imagen de la evolución de los consumos de energía per cápita, la intensidad energética y el grado de desarrollo socioeconómico, indicado por medio del PBI por habitante.

En términos generales, es usual que a medida que un país se desarrolla (ampliación de los mercados formales, industrialización, urbanización), el consumo de energía final por habitante y la intensidad energética vayan creciendo progresivamente. En las etapas post industriales (países desarrollados) es verosímil observar un mantenimiento del consumo final de energía por habitante y una progresiva disminución de la intensidad energética a medida que el PBI por habitante continúe creciendo. Este patrón de sendero energético ha sido típico en los países del Norte a partir de la década del 70, especialmente con posterioridad a 1973 (primer shock petrolero).

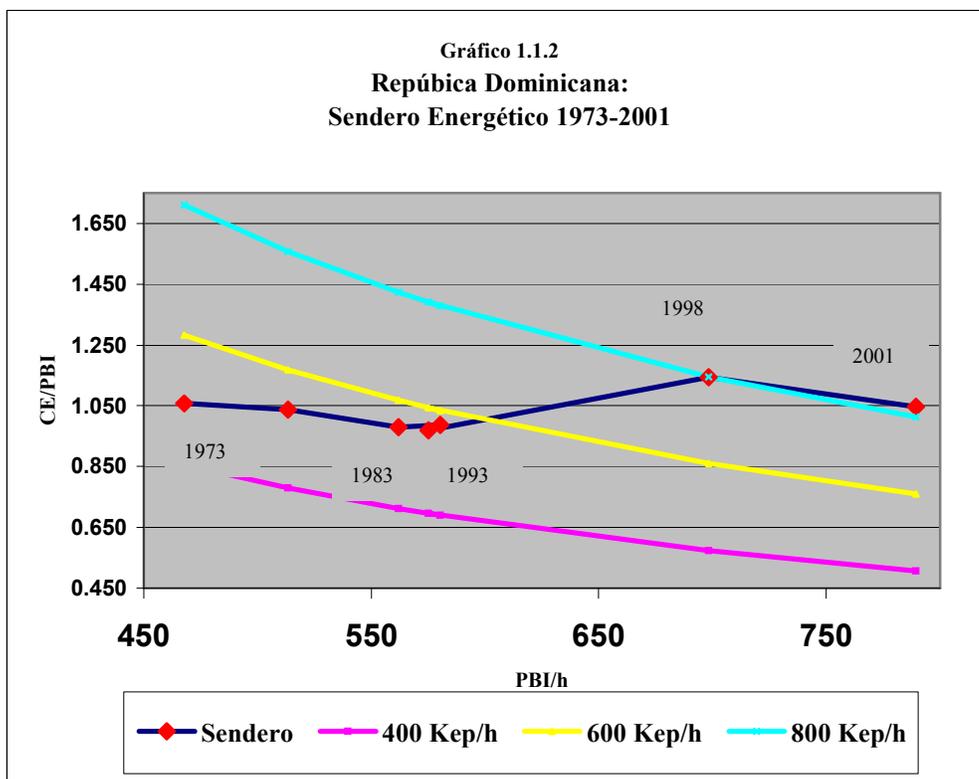
En el Gráfico N° 1.1.2 se presenta el sendero energético de la República Dominicana, en el período 1973-2001. Es importante aclarar que los consumos de energía por habitante que se indican en el referido gráfico por las iso cuantas, no se refieren a la energía final, ya que esta serie no es posible obtenerla en términos aceptablemente confiables, salvo para los años 1998 a 2001.

El consumo así considerado está representado por el agregado del consumo total de combustibles (incluidos los de biomasa) al que se le sumó únicamente la generación hidroeléctrica¹. El sendero energético así considerado muestra un desplazamiento de carácter esencialmente horizontal, es decir, una intensidad energética sin grandes alteraciones a lo largo de todo el período. Se observa en cambio importantes variaciones en el ritmo de crecimiento económico: una tasa media anual del PIB por habitante de alrededor de 1.85% en el período 1973-1983, un virtual estancamiento en la década siguiente y un crecimiento acelerado en los ocho años posteriores a 1993 (4% anual promedio).

Un hecho especialmente destacable es el fuerte incremento del consumo de energía por habitante entre 1993 y 1998. En dicho período, el consumo de los combustibles derivados del petróleo se incrementó en alrededor de un 80%, en particular el consumo de GLP se incrementó en más de un 183% y el gasoil en alrededor de 123%, como resultado del dinamismo económico, la mejora en las condiciones de vida de la población, el rápido incremento en el parque automotor y en la generación eléctrica (Servicio Público y Autoproducción).

Durante el período 1993-98 el incremento del consumo de energía fue superior al del PBI, dando lugar a un aumento en la intensidad energética. Aunque en el breve período posterior (1999-2001) el dinamismo de la economía fue aun mayor, la progresiva saturación de los mercados vinculados a los usos residenciales (equipamiento del hogar) y al transporte (automotores) dio lugar a una leve caída en la intensidad energética del PBI, que volvió a situarse en un nivel semejante al de 1973.

¹ Téngase en cuenta que si se suma los consumos de electricidad al agregado de combustibles se duplica la parte de los consumos debido a que los combustibles empleados en la generación térmica, sea en el servicio público o en la autoproducción, ya están incluidos en aquel agregado.



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía, pág.-26

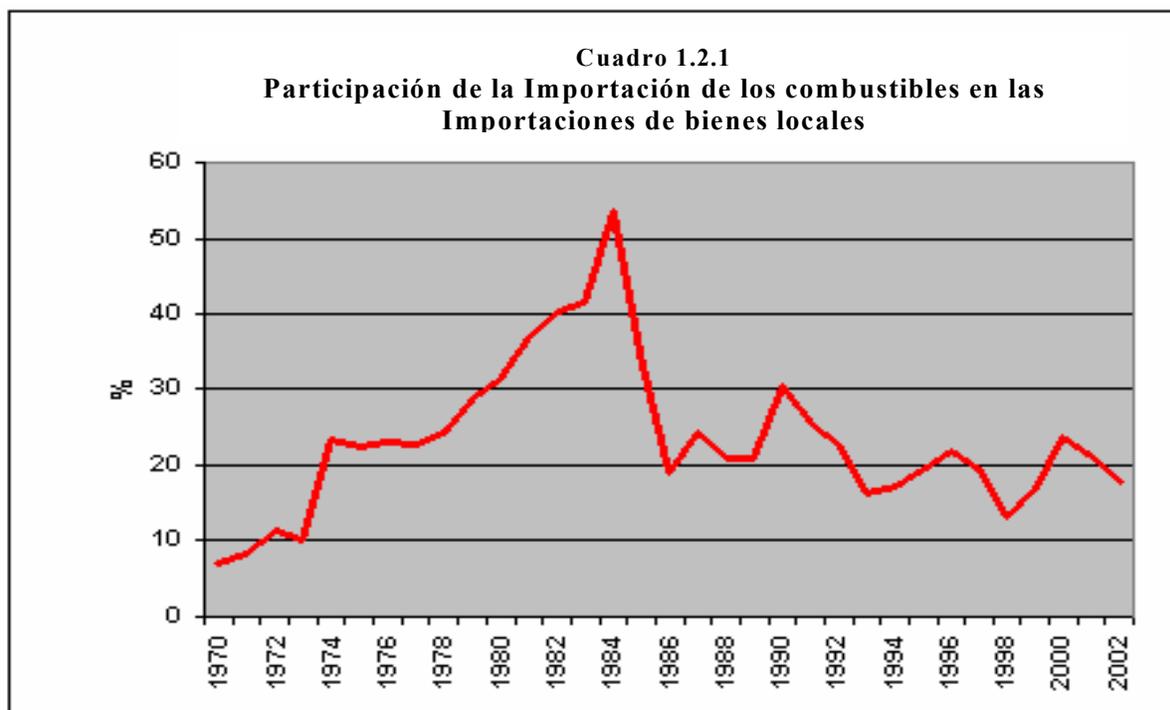
Nota: El consumo de energía está expresado en KEP y el PBI en RDS de 1970.

1.2. Impacto del Sector Energético sobre la Balanza Comercial

El ochenta y ocho por ciento de la oferta total de energía en República Dominicana se origina en las importaciones de combustibles. Esto hace que el funcionamiento del sector energético tenga un significativo impacto en las cuentas del país con el exterior, en las que además de la importación de energéticos habría que agregar las partidas vinculadas con las remesas de utilidades de las empresas transnacionales de dicho sector, así como los servicios financieros relacionados con préstamos solicitados por el Estado para cubrir requerimientos del mismo.

La incidencia de las importaciones de los energéticos sobre la balanza comercial del país se ha tornado en un cuello de botella del desarrollo económico. En efecto, en el año 2001, las importaciones de combustibles ascendieron a alrededor de US \$ 1,230 millones de dólares. A los fines de dimensionar la significación de ese monto para la economía, puede señalarse que el mismo representaba aproximadamente el 5% del PBI de ese año, el 12.3% del total de las importaciones, el 21% de la importaciones locales de bienes (exceptuando las correspondientes a las zonas francas) y un 72% del déficit de la balanza comercial.

Si se toma en consideración, el volumen de las importaciones de combustibles del año 2001, cada dólar de incremento en el precio internacional del crudo significa para la República Dominicana una erogación adicional de 47 millones de dólares.



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.-38.

En el Gráfico N° 1.2.1 se muestra la incidencia de las importaciones de combustibles sobre las importaciones locales de bienes (total importaciones de bienes menos las originadas en zonas francas). Durante los primeros años de la década de los setenta las importaciones de combustibles representaban cerca del 10% de las importaciones totales de bienes, con la crisis del petróleo del 1973 esta proporción se elevó al 23% y se mantuvo en crecimiento hasta superar el 50% en el 1984, a partir de entonces fluctuó alrededor del 20%.

Estas consideraciones resultan suficientes para mostrar la alta significación del impacto macroeconómico del sector energético sobre las cuentas externas. Las mismas ponen en evidencia la importancia de la adopción de medidas de política energética orientadas a incentivar ciertos procesos de sustitución de combustibles tanto en el consumo de los centros de transformación como en los usos finales y al ahorro de la energía.

1.3. La Oferta de Energía

La energía disponible en el sistema corresponde a la oferta total de energía neta (producción más importaciones), la cual fue cuantificada en el año 2001 en 7,382 Ktep, con las siguientes características:

Casi el 90% de la energía disponible en República Dominicana es de origen importado;

Cerca del total de las importaciones corresponden al petróleo crudo y derivados (98.25%). El resto está constituido por carbón mineral para generación de electricidad y coque que se usa en la producción de cemento;

A su vez, el petróleo crudo representa el 30% de las importaciones de petróleo y derivados;

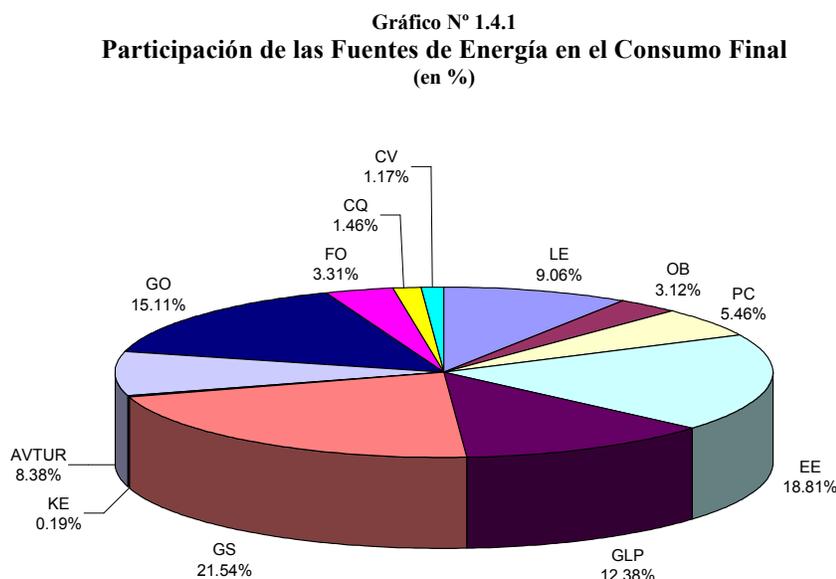
Por otra parte, la mayor parte de la oferta de derivados de petróleo (producción más importaciones) está constituida por un 72% de derivados importados. Lo anterior indica que la refinería existente abastece (importando crudo) solo el 28% de los requerimientos de derivados de petróleo;

La producción local de energía renovable (922 Ktep) está constituida por hidroelectricidad (6.9%), leña (58.8%), bagazo de caña (31.20%), biomasas (2.6%) y energía solar (0.54%).

Para determinar la manera como se utilizaron las fuentes energéticas señaladas más arriba, se realizaron encuestas en los sectores residencial, servicio-comercio, transporte e industria, las cuales se llevaron a cabo entre el mes de noviembre de 2002 y mayo de 2003.

1.4. El Consumo Final de Energía

En el Gráfico N° 1.4.1 se puede observar la participación de las distintas fuentes de energía en el consumo final.



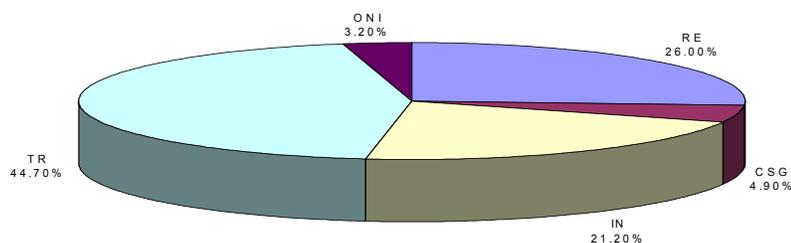
Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe sobre Balances, mayo 2003, pág. 110

La gasolina aparece como el principal energético en República Dominicana, ello se debe a que el transporte es el sector de mayor consumo energético.

Luego le siguen la electricidad, por estar difundida en todos los sectores, excepto en transporte, el gas oil y el GLP, también influidos por su consumo en el sector transporte y en el caso del GLP, por su importancia creciente en residencial.

En el Gráfico N° 1.4.2 se incluye la participación de los distintos sectores en el consumo final.

Gráfico N° 1.4.2
Participación de los diferentes sectores en el Consumo Final de energía
(en %)



Fuente: IDEE/FB-CNE, informe sobre Balances, mayo 2003 pág. 110

La estructura de participación del consumo final de energía por sectores socioeconómicos muestra la preeminencia del transporte (44.7%) y del sector residencial (26%), quedando relegada la Industria manufacturera a un tercer lugar. Esta estructura refleja la característica propia de un país prestador de servicios con reducido peso de actividades transformadoras de materias primas y productos intermedios.

1.4.1. Sector Residencial

El consumo del sector residencial fue de 1, 232,004 Tep en el año 2001, de los cuales 46% correspondió al subsector urbano y 53% al rural, lo cual refleja la menor eficiencia de las fuentes de energía usadas en el campo. La fuente más importante en el consumo final fue la leña (35.8%), seguida del GLP (31.5%) y luego la electricidad (27.0%). Estas tres fuentes representan el 94.3% del consumo total del sector, dejando un pequeño remanente para el carbón vegetal, energía solar, kerosén y residuos de biomasa.

Obviamente, el peso de las fuentes de energía difiere entre el campo y la ciudad. Mientras la electricidad y el GLP satisfacen la mayor parte (cerca del 90%) de las necesidades energéticas en los hogares urbanos, la leña es de lejos predominante en el campo (62.8%), seguida por el GLP y una participación pequeña de la electricidad.

El principal uso es la cocción, que absorbe el 69.6% del consumo de energía, el segundo lugar corresponde a ventilación y acondicionamiento de ambientes con una participación del 13.9%. Los restantes usos tienen participaciones mucho menores, entre 3.2% y 4.6%.

Algunas conclusiones importantes ameritan ser destacadas para efectos de diseño de políticas de Uso Racional de Energía:

El GLP es la fuente mayormente utilizada en cocción en los hogares urbanos, en tanto que la leña lo es para los hogares rurales;

Algo más de la mitad de la electricidad (55%) se usa para ventilación y aire acondicionado. El resto se distribuye en artefactos eléctricos (16.5%), refrigeración (14.8%) e iluminación (10.5%). Cocción y calentamiento de agua tienen participaciones muy pequeñas;

La participación de la electricidad en el consumo neto total aumenta considerablemente con el nivel de ingreso: mientras que el promedio de la participación de la electricidad en los hogares urbanos es de 47.3%, en los altos ingresos esta participación es de 70.4%; en los medios de 50.4%; y en los bajos de 27.0%;

Por el contrario, el GLP representa 27.2% del consumo neto en altos ingresos; 44.4% en medios; y 52.6% en bajos. También se observa un aumento de participación de la leña y el carbón vegetal a medida que disminuye el ingreso de los hogares;

Estas variaciones en la participación de las diversas fuentes se debe principalmente a la diferente estructura de usos según el nivel de ingreso; y no tanto a una competencia entre dichas fuentes, ya que el único uso donde se observan posibilidades de sustituciones de manera significativa es en el calentamiento de agua; uso de muy poca incidencia en el consumo de energía de los hogares;

El destino de la electricidad también se modifica sustantivamente según el nivel de ingreso, mientras que el uso más importante de la electricidad en los altos ingresos es en ventilación y acondicionamiento de ambientes que absorbe el 66.1% de su consumo neto; en el segmento de ingreso medio, esa participación baja al 57.9%; y en el de bajos ingresos al 29.1%. Por el contrario, usos más básicos de la electricidad como iluminación y conservación de alimentos aumentan considerablemente su participación en los hogares de bajos ingresos;

La autoproducción en el sector residencial se ha ido incrementando debido a los problemas en el abastecimiento de electricidad por parte de los distribuidores. Ante ello, la adquisición de plantas eléctricas pequeñas e inversores han sido las soluciones que han adoptado las familias para tener continuidad en el suministro eléctrico. El 37.4% de los hogares urbanos de altos ingresos disponían de planta eléctrica o inversor; el 17.4% en los medios ingresos y el 3.4% en los bajos ingresos.

En el año 2001 se estimó que existían 47,381 hogares con plantas eléctricas, las cuales tenían una potencia media de 3.83 kW/hogar. La potencia instalada total en autoproducción en el subsector residencial urbano es de 183.2 MW, con una energía generada estimada de 52,517 Mwh, con un consumo de 5,385,486 galones de gasolina y 2,912,966 galones de gas oil.

1.4.2. Sector Comercial – Servicios y Público

Para el propósito del presente diagnóstico, se considera conveniente analizar separadamente hoteles y restaurantes y, posteriormente presentar un consolidado.

1.4.2.1. Hoteles

El consumo total de energía neta en hoteles fue de 101,801 Tep durante el año 2001. Tres fuentes aportan el 99.7% del consumo neto total, estas son: electricidad, con una participación del 65.6% sobre el total; gas oil, que representa el 20.2%; y GLP, con el 13.9%. Las restantes fuentes son solar, carbón vegetal y leña, con participaciones marginales en el consumo total.

La electricidad, como ocurre en la mayoría de los sistemas energéticos, es la fuente que tiene más diversidad de usos ya que interviene en todos ellos. En el caso de hoteles, es la única fuente que abastece iluminación, ventilación y acondicionamiento de ambientes, conservación de alimentos, otros artefactos y máquinas herramientas. Por otro lado, es importante destacar que la ventilación y acondicionamiento de ambientes absorbe el 61.2% de la electricidad consumida en los hoteles.

Para el calentamiento de agua se utiliza casi exclusivamente el gas oil (99.9%), solamente en hoteles grandes; mientras el 69.9% del GLP se destina a cocción y el restante 30.1% a calentamiento de agua.

Los usos marginales de leña y carbón vegetal se utilizan en un 100% para cocción, por exigencias propias del menú. En este sentido no compiten con las restantes fuentes que atienden este uso (GLP y en mucho menor medida electricidad). La energía solar se utiliza solamente en calentamiento de agua.

El principal uso de la energía en los hoteles es la ventilación y acondicionamiento de ambientes, que representa el 40.1% del consumo neto total del sector. Luego el calentamiento de agua ocupa el segundo lugar con un 25.9% del total. Se incluye dentro de este uso la generación de vapor en calderas, cuyo destino es en parte el calentamiento de agua a través de intercambiadores y en parte atender los requerimientos de vapor de lavandería y otros usos.

Los restantes usos tienen las siguientes participaciones, en orden decreciente: cocción (11.4%); otros artefactos (8.0%); bombeo de agua (5.7%); iluminación (5.4%); conservación de alimentos (3.4%); y, máquinas y herramientas eléctricas (0.1%).

La totalidad de los establecimientos hoteleros (100%) tiene planta eléctrica de autoproducción eléctrica, con una capacidad instalada total en el año 2001 de 224.9 MW, con una capacidad promedio por establecimiento de 1,071 KW.

El consumo total de electricidad (servicio público + autoproducción) en hoteles en el año 2001 fue de 776.8 GWh. de ese total, el 83.4% provino del servicio público y el 16.6% restante de autoproducción. En los hoteles muy grandes la participación de la autoproducción alcanzó casi el 20%.

1.4.2.2. Restaurantes

En este sub-sector se agruparon los 1,418 establecimientos del país, para lo cual el IDEE/FB elaboró un listado de lo existente en el país. Estos establecimientos se abastecen de dos fuentes: electricidad (58.7%), GLP (40.7%) y marginalmente carbón vegetal para BBQ.

Evidentemente, el uso más importante es la cocción (45% del total), la cual se realiza preferentemente con GLP y electricidad. Le siguen en orden de importancia la conservación de alimentos (26%), ventilación y acondicionamiento de ambientes (9%), otros artefactos eléctricos (9%), calentamiento de agua (7%) y, finalmente, iluminación con algo menos de 1%.

La potencia instalada en autoproducción era de 84.8 MW, que representa el 3.7% del total en todos los sectores. El noventa y cinco por ciento de estos comercios disponen de autoproducción, con una potencia instalada media por establecimiento pequeño de 59.8 KW y con consumo específico muy bajo de 3620 Kcal/KWh, casi todo generado con gas oil. Las horas anuales de uso llegan a 818, lo cual indica que se emplean más allá de las emergencias.

1.4.2.3. Total Comercio – Servicio y Gobierno

Como es lógico en un sector como comercio, servicios y gobierno, la electricidad absorbe casi las tres cuartas partes ($\frac{3}{4}$) de los consumos energéticos, en el cual predominan los usos de iluminación, ventilación y acondicionamiento de ambiente y por último conservación de alimentos, que son típicamente eléctricos. Es decir, que en este sector predominan los equipos y artefactos accionados con electricidad, siendo minoritarios los usos calóricos (cocción y calentamiento de agua).

1.4.3. Sector Industrial

El Sector Industrial se compone de las siguientes ramas:

1.4.3.1. Consumo por rama Industrial

- Azúcar
- Resto de Alimentos y Bebidas
- Tabaco
- Textiles y Cueros
- Papel e imprenta
- Químicos y Plásticos
- Cemento y Cerámica
- Resto de Industrias

Zonas Francas

A continuación se analizará la estructura energética de cada una de las ramas y finalmente del sector en su conjunto.

- **Azúcar**

En esta rama tres fuentes energéticas principales se consumen:

Bagazo de caña (91.3%);
Energía eléctrica (2.30%);
Gas Oil (6.40%).

Como es usual en esta rama, la casi totalidad de los consumos energéticos netos es aportado por el bagazo, subproducto de la molienda de la caña. El bagazo se utiliza tanto para generar el vapor para proceso como para accionar los trapiches, en el cual predomina lógicamente el calor de proceso.

El gas oil se emplea en el movimiento interno de la caña y la electricidad en iluminación, ventilación y acondicionamiento de ambiente.

- **Resto de Alimentos y Bebidas**

Aquí se incluye una cantidad muy importante y numerosa de ramas industriales que constituyen la actividad 15 del Código de clasificación internacional industrial uniforme CIIU excepto, la elaboración de azúcar que se analizó separadamente.

En este conjunto de ramas se relevaron las siguientes fuentes energéticas:

Energía eléctrica (47.4%);
Fuel Oil (27.7%);
Gas Oil (9.6%);
GLP (7.7%);
Biomasa (cáscara de arroz) (7.2%).

Puede observarse que la electricidad es la fuente más destacada por la importancia del uso de la fuerza motriz, como es de esperar en este tipo de actividades, entre fuerza motriz y calor de proceso absorben el 90% del consumo.

- **Tabaco**

En esta actividad industrial se relevan las siguientes fuentes energéticas:

Energía eléctrica (65.9%);
Fuel Oil (22.8%);
Gas Oil (7.7%);

GLP (3.6%).

Puede apreciarse la importancia de la electricidad en esta actividad. La fuerza motriz es el uso más destacado, seguido por ventilación y acondicionamiento de ambientes y finalmente el consumo en iluminación.

- **Textiles y Cueros**

En esta actividad industrial se estimaron las siguientes proporciones:

Fuel Oil (53.0%);
Energía eléctrica (42.4%);
Gas Oil (4.5%);
GLP (0.1%).

- **Papel e Imprenta**

En estas ramas los porcentajes de las fuentes utilizadas fueron como sigue:

Fuel Oil (59.5%);
Energía eléctrica (37.7%).

- **Químicos y Plásticos**

Las fuentes energéticas que abastecen a químicos y plásticos son:

Energía eléctrica (64.1%)
Gas Oil (32.7%);
Fuel Oil (3.1%);
GLP (0.1%).

- **Cemento y Cerámica**

Las fuentes energéticas encontradas en esta rama son las siguientes:

Energía eléctrica (36.1%);
Fuel Oil (29.6%);
Coque² (28.2%);
Gas Oil (4.6%);
GLP (1.5%).

² El coque se utiliza en los hornos de las fábricas de cemento.

- **Resto de Industrias**

Aquí se incluye al conjunto de ramas que no fueron tratadas en los subsectores anteriormente analizados, las fuentes energéticas relevadas fueron las siguientes:

Energía eléctrica (69.5%);
GLP (15.4%);
Gas Oil (15.0%);
Gasolina (0.1%).

- **Zonas Francas**

Las fuentes encontradas fueron las siguientes:

Energía eléctrica (61.6%);
Gas oil (32.9%);
GLP (3.6%);
Fuel Oil (1.9%).

1.4.3.2. El Total Industrial

En este acápite se analiza al sector industrial en su conjunto, que muestra la participación de las ramas, de las fuentes y de los usos en los consumos netos. Al mismo tiempo se realizan algunas consideraciones sobre la autoproducción.

El consumo total industrial neto llegaba a 1,003.5 Ktep, con las siguientes participaciones:

Energía eléctrica (34.5%);
Productos de caña o bagazo (26.4%);
Fuel Oil (16.3%);
Gas Oil (11.5%);
Coque (7.2%);
GLP (2.7%);
Biomasa (1.3%);
Gasolina (0.07%).

Es claro que la industria dominicana es intensiva en electricidad por su participación ligeramente superior a una tercera parte del total. El resto de fuentes de energía compiten en los usos térmicos y constituyen oportunidades de sustituciones por combustibles alternativos, incluyendo gas natural y carbón.

Las tres ramas industriales que consumen más energía en República Dominicana, son la industria azucarera (28.9%) y las de cemento y cerámica (25.4%), entre ambas absorben algo más de la mitad de los consumos, principalmente en usos térmicos, hacia los cuales se deben dirigir los esfuerzos dentro de una política de sustitución. Las zonas francas (13.2%) y el resto de la industria alimenticia (17.7%) configuran un segundo conjunto de ramas

industriales intensivas en electricidad. De menor importancia, están los consumos de la industria química (6.1%), resto de la industria (6.0%), textiles (2.5%) y tabaco (0.2%).

Si se analiza la participación de la electricidad por rama, se establece que aquellas que mas consumen son cemento y cerámica, resto industrias alimenticias y zonas francas; siendo muy baja la participación de los ingenios azucareros.

1.4.3.3. La Autoproducción Industrial

En el Cuadro N° 1.1 se muestran los datos de la autoproducción industrial por rama.

Cuadro N° 1.4.3.1
Autoproducción de Electricidad Por Rama Industrial

RAMA	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGÍA GENERADA (MWh)
Azúcar	27.08	76.36
Resto Industria Alimenticia	445.23	429.26
Tabaco	6.62	2.34
Textiles y Cuero	133,87	76.85
Papel e Imprenta	81,72	27.74
Quimicos y Plásticos	37.44	216.96
Cemento y Cerámica	97.28	516.69
Resto Industrias	251,18	114.48
Zonas Francas	576,40	114.36
Total	1,656.82	1,575.05

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe sobre balances, mayo 2003; pág.-200.

La autoproducción industrial total llegaba en 2001 a los 1,657 MW y equivale al 70.0% de la autoproducción total. En este contexto, la rama que posee más autoproducción instalada es zonas francas y luego resto industria alimenticia. En cambio la rama que más energía genera por autoproducción es la de cemento y cerámica, seguida por resto industria alimentaria. Así mismo, es la rama de cemento y cerámica la que presenta un mayor número de horas de utilización de su potencia instalada que las otras ramas.

La energía eléctrica total consumida por el sector Industrial en el 2001 era de 4,027 GWh de los cuales el 39% lo aportaba la autoproducción, con las siguientes características por rama:

En ingenios azucareros, como es lógico, la autoproducción aporta casi la totalidad de la electricidad consumida;

En tabaco, textiles y cueros y zonas francas el aporte de la autoproducción puede considerarse adecuado pues no sobrepasa el 20% del total;

En cambio en las otras ramas se evidencia que la autoproducción no se utiliza en condiciones de emergencia sino que pasa a ser un suministro equivalente al del servicio público.

Finalmente, el comportamiento de la autoproducción en el sector industrial tiene las siguientes características:

La mayor parte de la potencia instalada lo es con grupos diesel;

La potencia efectivamente usada es de 80% de la instalada;

La potencia instalada, por establecimiento es de 339 KW y que las horas anuales de uso promedio son 976.

La conclusión que puede extraerse es que los grupos son de baja potencia, utilizados más que para emergencias y con un consumo específico de combustible relativamente alto e igual a 2,560 Kcal/KWh.

1.4.4. Transporte

1.4.4.1. Consumo de energía

➤ Gasolina

En 2001, el sector transporte consumió mensualmente 291 millones de galones equivalente a 22.8 Kbbbl/día. El 97.5% de las ventas totales de la gasolina vendida la consumen los diferentes segmentos del sector transporte: 64.4% por vehículos particulares, 14.8% por vehículos de transporte de carga y 13.6% por vehículos dedicados al transporte comercial de pasajeros, tanto formal como informalmente.

Los autos y jeeps constituyen la flota con mayor consumo de gasolina ascendente a 12.85 millones de galones mensuales equivalente al 43.1% del total, seguida de las motocicletas con poco más de 4.9 millones de galones mensuales equivalente lo que representa el 16.5% del total. Otros dos segmentos importantes son los utilitarios livianos como las camionetas y camiones pequeños, con el 14.4% y las jeepetas (9.8%). Además de los motoconchos, en el transporte público de pasajeros los conchos y taxis constituyen los mayores consumidores de gasolina y los autobuses los menores.

➤ Gas Oil

El transporte consumió mensualmente 13.8 millones de galones de gasoil equivalente a 10.8 Kbbbl/día. El transporte de carga es el principal segmento automotor consumidor, absorbiendo 7.68 millones de galones mensuales (51.6%), de los cuales 4.3 millones lo consumieron camiones medianos y grandes, mientras 3.3 millones fueron camionetas y camiones pequeños³.

El segundo segmento de consumo fueron las jeepetas, responsables por 2.17 millones de galones mensuales (14.6%) y el tercero son los microbuses y minibuses (1.5 millones de galones mensuales, el 10.2%).

³ Para el presente estudio se clasificó como camiones pequeños aquellos que solo tienen cuatro gomas.

➤ GLP

La participación del GLP en el transporte es sorprendente en el contexto latinoamericano, pero ratifica la percepción popular de que este ya es un combustible muy apetecido por algunos segmentos del parque vehicular. En efecto, el sector transporte consumió mensualmente 5.2 millones de galones, equivalente a 4.1 Kbbbl/día. Este fenómeno se explica por el subsidio generalizado al que se beneficia los consumidores de GLP.

El principal consumidor del sector es el de transporte público de pasajeros, con un 21.0%, distribuido así: 17.1% por conchos (3.6 millones de galones/mes), 2.3% por minibuses y microbuses y 1.7% por taxis. No obstante, el transporte particular también se beneficia del GLP como combustible automotor, y consume el 7.1% (1.2 millones de galones/mes). Del total de vehículos que circulan empleando este combustible, el 71.7% se encontró en la ciudad de Santo Domingo, que genera mayores volúmenes de pasajeros-día para el transporte público que el resto de ciudades.

1.4.4.2.1. Parque automotor en circulación

La estimación realizada⁴ arroja la siguiente aproximación al parque automotor activo al 31 diciembre del 2001. En primer lugar, el parque total se aproxima a 1,612,542 vehículos activos de los cuales, se estima que unas 824,500 son motocicletas. La siguiente flotilla en magnitud está compuesta por los automóviles y jeeps particulares (incluye las jeepetas), que en conjunto superaban ligeramente los 500,000 vehículos (31% del parque activo).

Los vehículos de carga constituían el 14.2% del parque, cerca de 230,000 vehículos, (si se agregan varias categorías). En el caso de las cuatro categorías de autobuses, minibuses, microbuses y vans, la flota asciende a cerca de 24,217 vehículos, correspondiente a 2% del parque total. Finalmente, un parque minoritario está constituido por taxis, los cuales ascienden a 10,183 vehículos.

La conclusión más importante es la extremadamente baja presencia del transporte público de pasajeros, que en total no supera el 3%.

1.4.5. Resto de los Sectores

En este punto se agrupan los consumos de los sectores: agropecuario, minería, construcción y pesca. El mayor aporte a este sector lo realiza el establecimiento minero de Falconbrige; el cual representó solo un 3% (151 Ktep) del consumo final energético neto total, pero el 13% del consumo final neto de electricidad total en el año 2001.

⁴ La Dirección General de Impuestos Internos (DGII) procesó más de 2 millones de registros del parque automotor y aproximadamente 4 millones de registros de transacciones de vehículos relacionadas con pagos realizados por cualquier concepto ante la autoridad impositiva. Esto arroja un total de 845,657 automotores activos actualmente. En el caso de las motos, se estableció que hay actualmente registradas 1.154.124 matrículas otorgadas de manera acumulativa por décadas hasta Mayo del 2003.

Las fuentes energéticas relevantes son las siguientes:

Energía eléctrica (48.0%);
Gas Oil (33.8);
Gasolina (11.7);
GLP (6.5%).

1.5. Limitaciones de la matriz energética nacional

Como conclusión del diagnóstico precedente, se presenta una descripción sintética de los principales problemas que caracterizan al sistema energético de la República Dominicana, referida tanto a los del ámbito de los consumos finales de energía como los relacionados con el sistema de abastecimiento. Cada uno de los problemas señalados se han traducido en objetivos de la política energética dentro del Plan Energético Nacional (PEN).

Entre tales problemas pueden destacarse los siguientes:

Alta dependencia de fuentes de energía importadas;

Serias dificultades para asegurar el abastecimiento eléctrico a partir del servicio público;

Alto costo del abastecimiento eléctrico a través del servicio público y baja eficiencia del parque de generación térmica;

Proliferación de la autoproducción en todos los sectores de consumo final, alcanzando la capacidad instalada al equivalente de 71% de la existente en el servicio público y el 41% del total (autoproducción + servicio público). El costo de los combustibles en la autoproducción de electricidad representaron el 11.3% de las importaciones totales de combustibles en el 2001;

Baja complejidad técnica lo que favorece la producción de fuel oil y capacidad saturada de la refinería, situación que determina que la mayor parte de las importaciones (70%) esté constituida por derivados;

Altas pérdidas no técnicas (conexiones ilegales) en la distribución de electricidad;

Ausencia de un programa de atención a las potencialidades de ahorro de la energía, estrategia de política muy relevante frente a la fuerte dependencia de la importación en el abastecimiento;

Elevada participación del transporte en el consumo energético final (42.3%), debido principalmente a la baja participación del transporte colectivo con medios de transporte modernos;

Alta participación de la leña en los consumos residenciales totales, particularmente en el sector rural, situación que afecta el medio ambiente y deteriora la calidad de vida de los hogares en cantidad y calidad;

Alta participación del uso de ventilación y acondicionamiento de ambientes en el consumo eléctrico de los hogares urbanos (55% de dicho consumo), concentrándose el 90% del mismo en hogares de ingresos medios y Altos.

CAPITULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO

2.1. Antecedentes: el Proceso de Capitalización de CDE

Hasta el año 1999 el servicio eléctrico estuvo a cargo de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Antes de la reforma, el 71% de la capacidad instalada pertenecía a la empresa estatal y el 29% restante a generadores privados (IPP's) con contratos de suministro a la misma.

Durante la década precedente a la reforma, la mala calidad del servicio, los racionamientos y los déficits de energía y potencia caracterizaban al sector. La industria eléctrica durante los ochentas se desenvolvió en un contexto de permanente deterioro, falta de recursos e ineficiencia empresarial⁵. Durante la década de los noventa el margen de reserva de generación disponible fue negativo, indicando incapacidad del sistema de atender la demanda máxima. Al momento de la reforma el sector se caracterizaba por un estado permanente de racionamiento.

El precario servicio y la cultura de no pago (pérdidas no técnicas⁶) explican el círculo vicioso en que se encontraba la CDE: las pérdidas por no pago deterioraban las finanzas de la CDE, lo que agravaba la calidad y confiabilidad del suministro, que a su vez justifica el no pago y el incremento de la autoproducción, profundizando la crisis financiera y de suministro, situación que persiste hasta la actualidad.

Los crecientes niveles de pérdidas obligaron al Gobierno Central a realizar crecientes transferencias de recursos a la CDE para permitir que la empresa pudiera seguir prestando un precario servicio. Así mismo, la situación de crisis de la CDE dificultó la captación de financiamiento externo, por lo cual el Gobierno Central asumió directamente las obligaciones para las inversiones de expansión.

A partir de 1997, el Gobierno decide iniciar un proceso profundo de reformas de la industria eléctrica, siguiendo los lineamientos del marco regulatorio Chileno y el esquema de capitalización Boliviano. Este proceso incluyó la capitalización de la CDE, la reasignación de roles con participación preponderante del sector privado en la inversión y gestión de las empresas, dejando al Estado circunscrito a la fiscalización y regulación, y la desintegración vertical y horizontal del sector. El marco regulatorio establecido a partir de la promulgación

⁵ Un ejemplo es el sistema de redes inadecuadas respecto al nivel de tensión requerido, con un grado alto de deterioro por falta de mantenimiento. Asimismo, se observa un limitado alcance geográfico de la red pública. La población, en consecuencia ha visto limitado el acceso al servicio: mientras el PIB per cápita creció a un ritmo de 3% anual durante el período 1970-93, el consumo eléctrico creció a una tasa de solo 1.4%. En cuanto a la calidad del servicio, se observaba que el sistema operaba a su límite, con caídas de tensión de hasta 30%, pérdidas técnicas de transmisión de 5% y sobrecarga de transformadores. En promedio, las desconexiones de los circuitos de distribución eran de alrededor de 21% al mes.

⁶ Las pérdidas no técnicas se incrementaron desde 17% en 1989 hasta un 35% en 1997, mientras las pérdidas técnicas bajaban de 16% a 11%. En total, las pérdidas subieron de 37% a 46%. En 1997, existían más de 400,000 usuarios sin contadores.

de la LGE (125-01) creó condiciones para el desarrollo de un mercado competitivo en la generación.

Los resultados inmediatos de las reformas fueron:

La promulgación de la Ley 141 de 1997 (Ley de Capitalización), bajo la cual se adopta el modelo en que el Estado aporta los activos de sus empresas en sociedad con un inversionista privado, cada uno con 50% de participación. El socio privado tiene además el derecho a administrar la sociedad, separando al Estado de la actividad empresarial;

La autoridad de supervisión y regulación se asigna a la Secretaría de Industria y Comercio, ejercida a través del organismo especializado que es la Superintendencia de Electricidad;

El modelo establecido parte de la desintegración vertical, en el cual las funciones de generación, transmisión y distribución están separadas. Se permite excepcionalmente que las empresas distribuidoras puedan poseer activos de generación hasta un 15% de la demanda máxima del sistema, pero si generan con energía renovable no hay límite;

Se establecieron reglas de juego para la distribución y la transmisión, entre ellas la fijación del precio. El país es dividido en tres zonas de distribución, NORTE, SUR y ESTE;

La estrategia contempló la creación de tres empresas de generación: dos de generación térmica (Itabo y Haina) que fueron objeto de capitalización, y una tercera de generación hidráulica, que permanece en manos de la CDE; una empresa de transmisión, de propiedad del Estado en un 100%; y tres empresas de distribución, EDENORTE, EDESUR Y EDEESTE⁷.

Posteriormente, la Ley 125 de 2001 (Ley de Electricidad) establece el marco legal para el sector y crea las instituciones rectoras: La Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad (SIE) y el Organismo Coordinador (OC). Bajo este marco regulatorio se ha desenvuelto la industria eléctrica en los últimos años.

2.2. Demanda

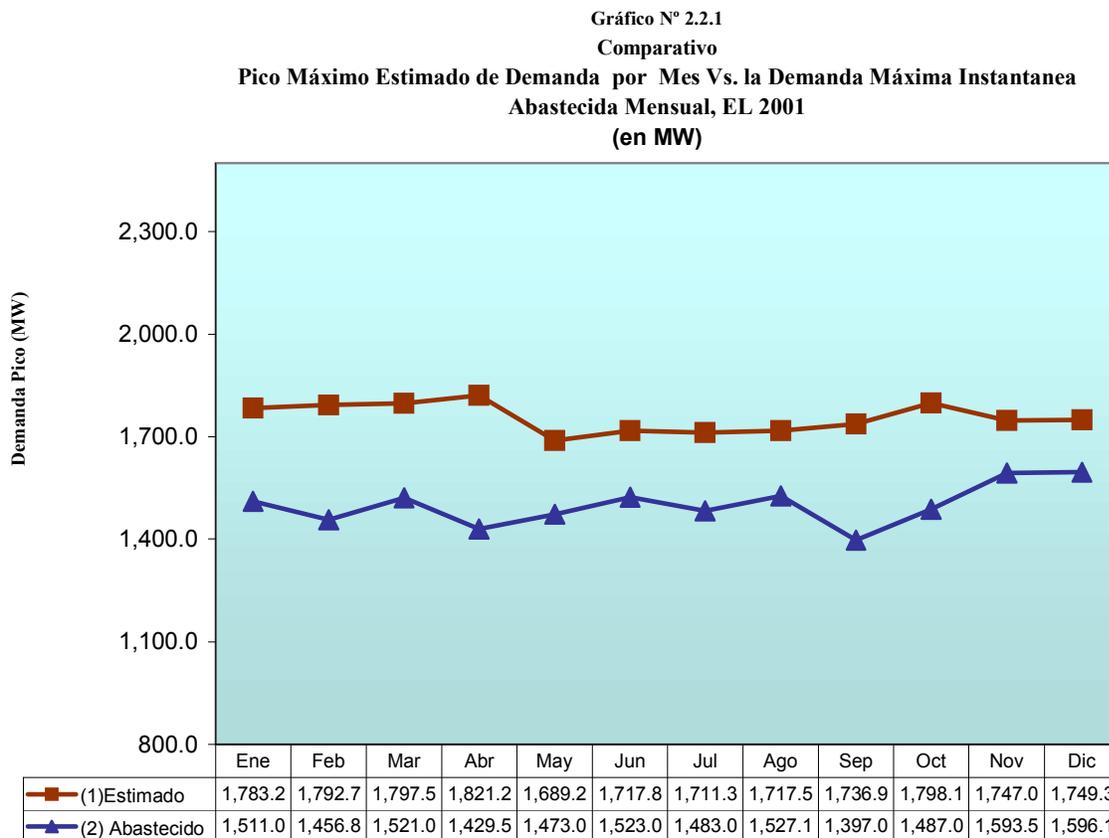
La demanda máxima estimada del año 2001 ocurrió el día 21 de diciembre a las 20 horas, fue de 1,749.3 MW y se abastecieron 1,596.1 MW para un déficit de 9.6% de la potencia máxima abastecida en ese día. Si comparamos la demanda máxima del año 2001 con la del 2000, notaremos una disminución de 4.8% en la estimada y una disminución de 1.6% en la abastecida.

La energía estimada total demandada durante el año fue de 11,256.3 GWh y la abastecida total fue de 9,413.64 GWh, para un déficit de 19.6% del total de la energía abastecida durante

⁷ Finalmente, EDENORTE y EDESUR quedaron en manos de una sola empresa cuyo socio privado era Unión FENOSA, posteriormente readquirida por el Estado. El socio privado de EDEESTE resultó ser AES, el cual también participó en la capitalización de activos de generación.

el año. Al comparar la energía total anual estimada del año 2001 con la del año 2000, notamos una disminución de un 4.1% y una disminución en la energía abastecida de 1.1%.

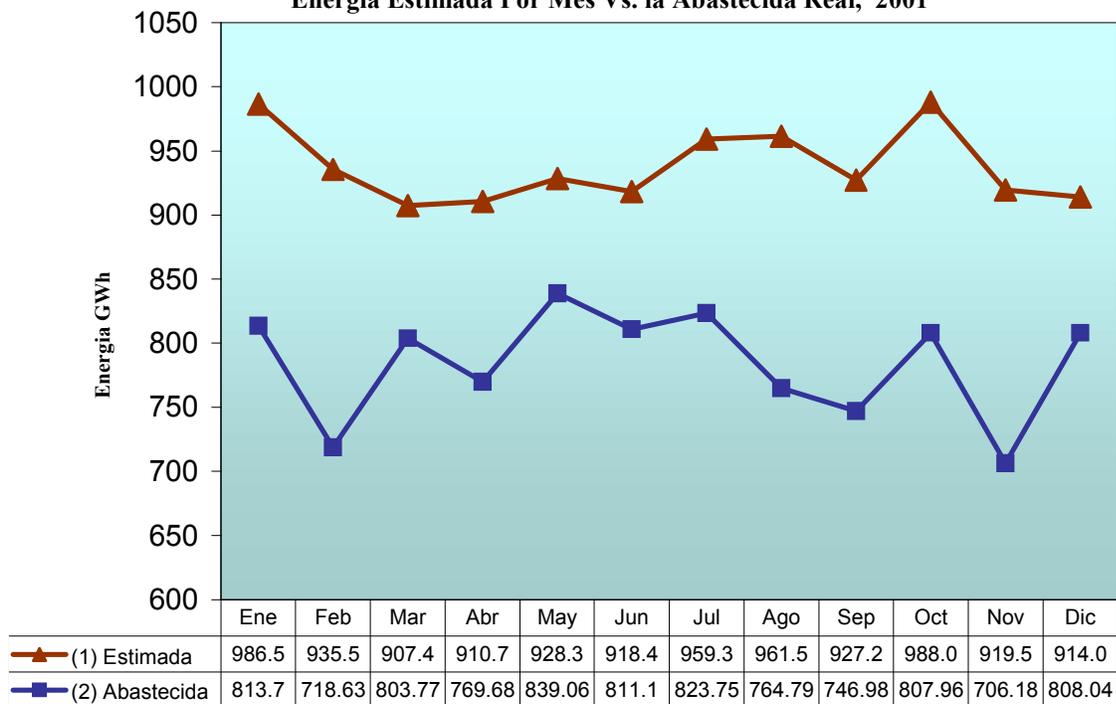
El pico máximo estimado de demanda mensual y la máxima instantánea abastecida mensual del año 2001 aparecen en el Gráfico N° 2.2.1.



Fuente: O.C. Memoria Anual y Estadísticas de Operación 2001.

En el Gráfico N° 2.2.2 aparece los valores de la energía estimada por mes y la abastecida real del año 2001. La mayor cantidad de energía suministrada mensual se suministró durante el mes de mayo y fue de 839 GWh.

Gráfico N° 2.2.2
Comparativo
Energía Estimada Por Mes Vs. la Abastecida Real, 2001



Fuente: O.C. Memoria Anual y Estadísticas de Operación 2001.

2.3. Oferta

2.3.1. Capacidad Instalada

Al terminar el año 2001 la capacidad instalada del sistema era de 2,969.0 MW de los cuales 663.4 Mw son propiedad de EGE-HAINA, 570.9 MW de EGE-ITABO, 195.5 MW Unión Fenosa, 482.0 MW de CDE-HIDRO y 1,058.2 MW de los IPP's. (Ver Cuadro N° 2.3.1.1). Con relación al año 2000, la potencia instalada aumentó en 367.1 MW, que equivale a un crecimiento del 14.1%

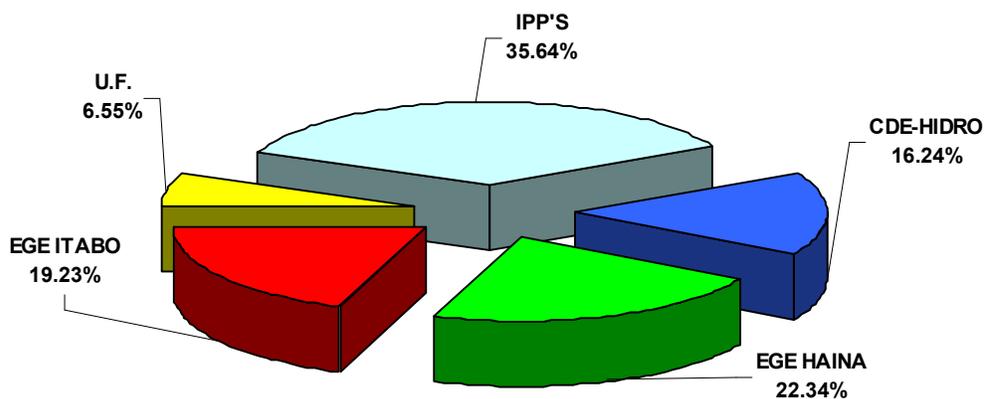
Cuadro N° 2.3.1.1
Capacidad Instalada por Empresa, 2001

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (%)
EGE HAINA	663.4	22.34
EGE ITABO	570.9	19.23
UNION FENOSA	164.5	6.55
CDE-HIDRO	482.0	16.24
IPP's	1,058.2	35.64
TOTAL	2,969.0	100.00

Fuente: O.C. : Memoria Anual y Estadísticas de Operación, 2001.

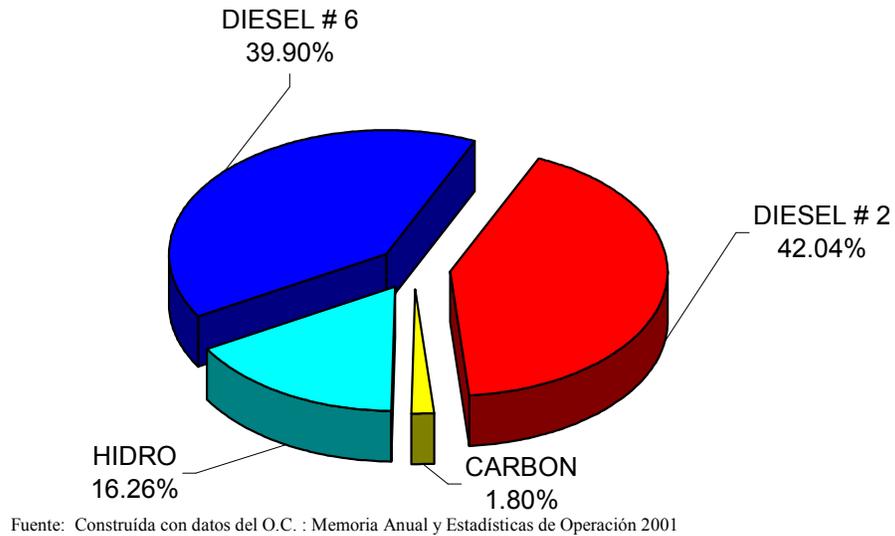
En términos porcentuales la capacidad de generación instalada corresponde, 22.34% a EGEHAINA, 19.23% a EGEITABO, 6.55% a Unión Fenosa, 16.24% a CDE-HIDRO y 35.64% a IPP's (ver Gráfico N° 2.3.1.1).

Gráfico N° 2.3.1.1
Capacidad Instalada por Empresa, 2001



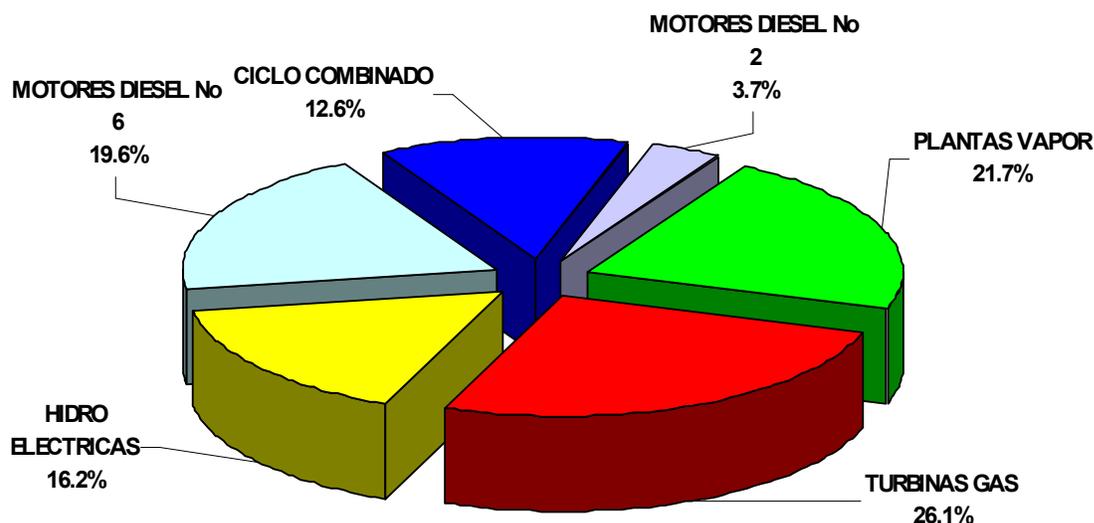
Fuente: OC: Memoria Anual y Estadística de Operaciones, 2001

Gráfico N° 2.3.1.2
Potencia Instalada por Tipo de Combustible, 2001



Del total de la capacidad instalada, 645.1 MW correspondían a turbinas de vapor, 775.6 MW a turbinas de gas, 375 MW a ciclo combinado, 581.4 MW a motores Diesel operando con fuel oil No. 6, 109.1 MW a motores Diesel operando con Diesel No. 2 y 482.0 MW a hidroeléctricas. En términos porcentuales, del total de la capacidad instalada, el 21.7% corresponden a plantas de vapor, el 26.1% a turbinas de gas, el 12.6% a ciclo combinado, el 19.6% a motores Diesel operando con Fuel Oil No. 6, el 3.7% a motores Diesel operando con Diesel No. 2 y el 16.2% a hidroeléctricas; como aparece en el Gráfico N° 2.3.1.

Gráfico N° 2.3.1.3
Capacida Instalada por Tecnología, 2001



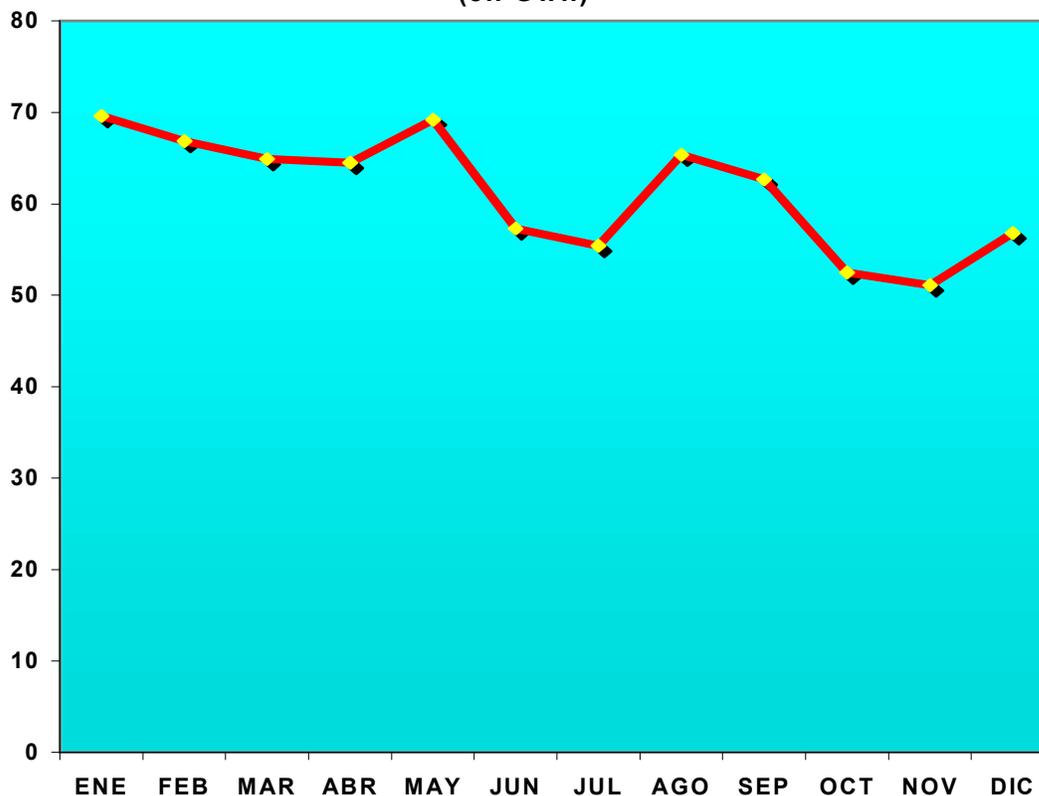
Fuente: Construida con datos del O.C. Memoria Anual y Estadísticas de Operaciones, 2001

Los porcentajes de la potencia instalada segregados por tipo de combustible son 39.90% de generación con fuel oil No 6, 42.04% con Diesel No. 2, 1.80% con carbón y 16.26% hidroeléctrica. Ver Gráfico No. 2.3.1.3.

2.3.2. Recursos Hidroeléctricos

Durante el año 2001 se inyectaron 736.3 GWh de energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas equivalentes al 7.65% de la energía eléctrica total inyectada. En el Gráfico No. 2.3.2.1 aparecen las inyecciones mensuales de energía eléctrica producida por la empresa hidroeléctrica. La inyección mínima, 51.1 GWh ocurrió en Noviembre y la máxima, 69.6 Gwh en Enero.

Gráfico N° 2.3.2.1
Inyección de Energía Hidroeléctrica, 2001
 (en Gwh)



Fuente: O.C., Memoria Anual y Estadísticas de Operaciones 2001.

La capacidad total (cota máxima de operación normal) en millones de metros cúbicos de agua (Mmc) de todos los embalses de todas las presas de generación es de 1,582 y el volumen muerto (cota mínima de operación normal) total de todas las presas es de 243 Mmc, lo que da un volumen útil total de 1,340 Mmc. Estas centrales son: Tavera, Bao, López Angostura, Jigüey, Aguacate, Valdesia, Río Blanco, Rincón, Hatillo, Sabana Yegua, Sabaneta y Monción.

2.3.3. Generación

Durante el año 2001 la generación total calculada en los Bornes de los Generadores conectados al Servicio Energético Nacional Interconectado (SENI) fue de 9,433.1 GWh. Decimos calculada porque los medidores no siempre están a la salida de los generadores y con frecuencia las mediciones no incluyen los consumos de estación, por lo que hay que hacer los cálculos de lugar para obtener el monto de la energía en los Bornes. En la Cuadro No. 2.3.3.1 se pueden ver los valores de la energía generada en los Bornes para cada mes del año 2001.

Cuadro No. 2.3.3.1
Energía Bruta Generada Por Mes, 2001
(en KWh)

Mes	Térmica	Hidroeléctrica	Total	% Térmica	% Hidroeléctrica
Enero	741.7	72	813.7	91.2	8.8
Febrero	651.6	67	718.6	90.7	9.3
Marzo	739.8	64	803.8	92.0	8.0
Abril	706.7	63	769.7	91.8	8.2
Mayo	774.1	65	839.1	92.3	7.7
Junio	754.1	57	811.1	93.0	7.0
Julio	770.8	53	823.8	93.6	6.4
Agosto	710.8	54	764.8	92.9	7.1
Septiembre	697.0	50	747.0	93.3	6.7
Octubre	770.0	38	808.0	95.3	4.7
Noviembre	670.5	55	725.5	92.4	7.6
Diciembre	750.0	58	808.0	92.8	7.2
Total	8,737.1	696	9,433.1	92.6	7.4

Fuente: OC: Memoria Anual y Estadística de Operación, 2001.

Notas: El OC obtuvo estos datos hasta mayo de 2001 del Depto. De Estadística del CDE.

A partir de junio de 2001, el OC utiliza los recolectados por los supervisores en el Centro de Control de Energía.

De esta energía el 7.4% fue generada por hidroeléctricas, el 92.6% por plantas térmicas. De este último porcentaje el 91.1% utiliza derivados del petróleo y el 1.5% está constituido por plantas de vapor que operan con carbón.

En el año 2001 la disponibilidad del Parque de Generación varió desde 77.36% en abril hasta un máximo de 82.80 en diciembre. La disponibilidad de la Generación Hidroeléctrica varió desde un máximo de 75.19% en Enero hasta un mínimo de 60.74% que ocurrió en los meses de agosto a diciembre. La disponibilidad de la Generación Térmica varió desde 80.40% en abril hasta un máximo de 87.76% en diciembre.

2.3.4. Agentes del Mercado y Transacciones

Al finalizar el año 2001 había 15 agentes participando en el mercado eléctrico mayorista como generadores. Tres empresas de distribución y dos usuarios no regulados. A partir de octubre, Seaboard que vendía energía y potencia como IPP a través de contratos con CDE, se declaró planta comercial y comenzó a vender toda su producción en el mercado spot.

Durante el año 2001 se inyectaron al SENI 9,623.1 GWh y se retiraron 9,234.4 GWh, lo que arrojó pérdidas de transmisión de 388.7 GWh, equivalente al 4.04% de lo inyectado.

Del total de energía transada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el 19.6% se transó en el mercado spot y el restante 80.4% aproximadamente, se hizo a través de contratos.

2.3.5. Precio de la Energía en el MEM

2.3.5.1. Precio Contratos

Durante los primeros ocho meses del año 2001 los precios de las transacciones de energía y potencia realizados en el MEM bajo contratos fueron hechos a los precios estipulados en los contratos de privatización de las empresas de generación y distribución, exceptuando los contratos de las generadoras Palamara y La Vega con las distribuidoras.

Cuadro No. 2.3.5.1.1
Precios de Compra de la Energía Contratada, 2001
 (Ctvs. US \$/KWh)

Distribuidora	Zona	Bloque			
		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4
EDE-ESTE	D. N.	6.39	5.61	5.26	5.05
	ESTE	6.53	5.73	5.37	5.16
EDENORTE		6.98	6.12	5.74	5.51
EDESUR	D. N.	6.36	5.58	5.23	5.02
	SUR	6.66	5.58	5.48	5.26

Fuente: CREP, contratos varios

Como se puede notar en la Cuadro No. 2.3.5.1.1 los precios base de la energía para el Bloque 1 varían entre 6.36 y 6.98 centavos de dólar americano por KWh, para el Bloque 2 entre 5.58 y 6.12, para el Bloque 3 entre 5.23 y 5.74, y para el Bloque 4 entre 5.02 y 5.51 todos en centavos de US Dólar por KWh.

Estos precios se fijaron para un precio del galón de diesel No. 2 a 51 centavo de dólar, si este precio varía, entonces se deben ajustar los precios contratados. La demanda contratada también se transó a los precios indicados en los contratos de privatización de las distribuidoras y generadoras.

Cuadro No. 2.3.5.1.2
Precios Base de Compra Potencia Contratada, 2001
 (US \$ / KW - Mes)

Distribuidora	Zona	Bloque			
		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4
EDE-ESTE	D. N.	-	8.96	8.96	8.96
	ESTE	-	9.17	9.17	9.17
EDENORTE		-	9.25	9.25	9.25
EDESUR	D. N.	-	N. D.	N. D.	N. D.
	SUR	-	9.04	9.04	9.04

Fuente: CREP, contratos varios

En la Cuadro No. 2.3.5.1.2 se pueden ver los precios base de compra de potencia contratada para el año 2001 en US\$ / KW-Mes. Los precios para el Bloque I no aparecen en el Gráfico porque los contratos de la capitalización de compra-venta de potencia se debieron vencer en el 2001 y no fue posible obtener los nuevos precios acordados, hasta la entrada en vigencia del acuerdo de Madrid.

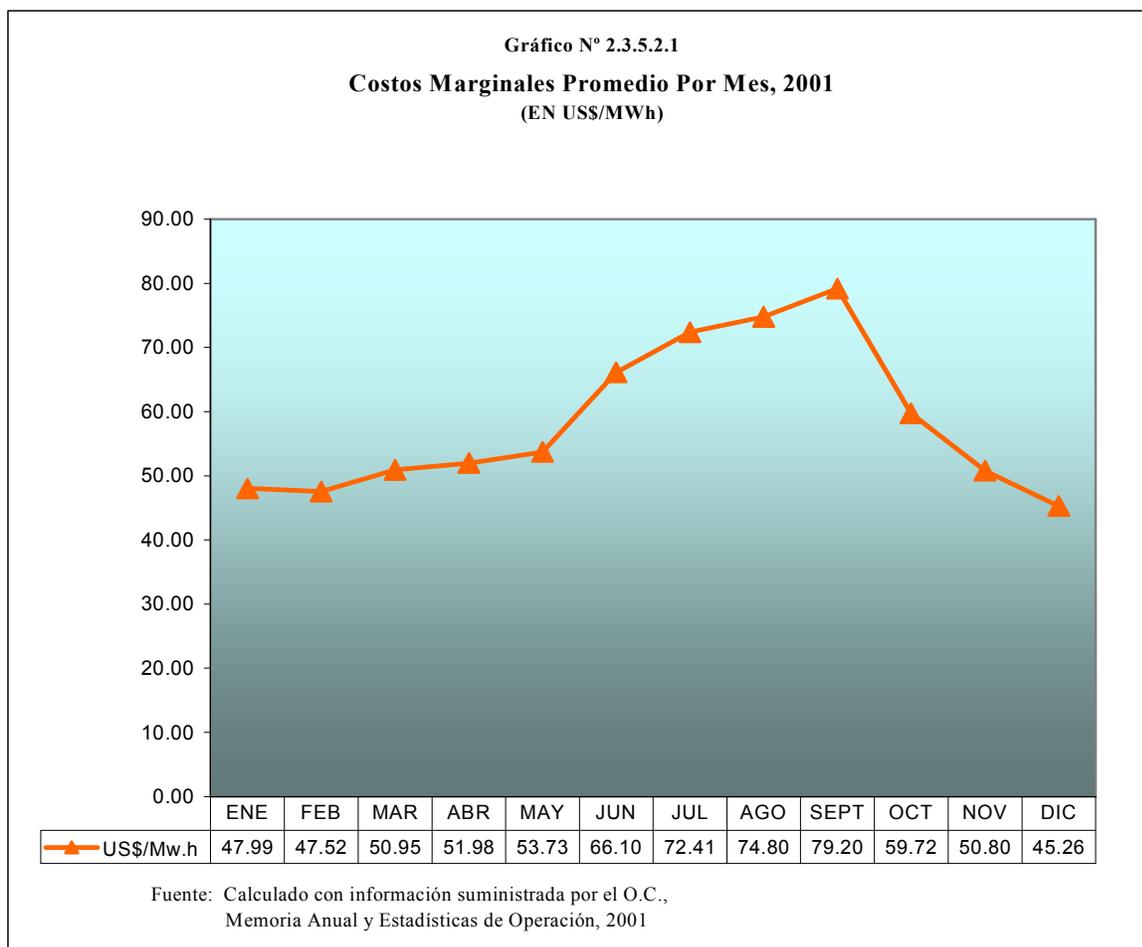
El contrato entre la generadora Palamara y la distribuidora Edesur estipula que el precio base de la potencia es de US\$6.98 /KW-Mes ajustado por los cambios en el índice de precios del consumidor de los USA, y el derecho de conexión del sistema de transmisión. El precio base de la energía contratada fue de 5.5 centavos de dólar americano por KWh, ajustado por los cambios de precio del fuel oil #6.

Los precios base de la electricidad comprada bajo contrato entre la generadora La Vega y la distribuidora Edenorte, son US\$6.98 / KW-Mes y 5.5 ctvs de US dólar / KWh para potencia y energía respectivamente, ajustada la potencia por CPI de los USA y la energía por la variación del precio del fuel oil #6.

A partir de Agosto del 2001 se modifican los precios de energía y potencia de los contratos. En este mes se firma el llamado Acuerdo de Madrid mediante el cual se extiende el tiempo de vigencia de los contratos y se modifican los precios. Los nuevos precios de la energía se sitúan entre 5.2 y 5.5 centavos de dólar por KWh, el pago de potencia en 6.98 dólares de los dólares por KWh mes y el peaje de transmisión en 0.6 centavos de dólares por KWh. Por otro lado los plazos de los contratos se amplían a 12, 15 y 16 años. Este acuerdo incluye no solo a las empresas capitalizadas y a los IPP's, sino que también incluye a las generadoras Palamara, La Vega y la Estrella del Mar. Este acuerdo incluye nuevas fórmulas de indexación.

2.3.5.2. Precio Mercado Spot

Los costos marginales promedios mensuales del año 2001 aparecen en el Gráfico No. 2.3.5.2.1 en US\$/MWh.



2.3.6. Transacciones de Energía en el MEM

Durante el año 2001 se inyectaron un total de 9,623.1 GWh al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, de estos las distribuidoras retiraron 9,159.9 GWh y las generadoras 74.5 GWh para consumos propios. Las pérdidas totales de energía en el Sistema de Transmisión fueron de 388.7 GWh, lo que equivale a un 4.04%.

Las transacciones económicas por energía en el mercado spot ascendieron durante el año 2001 a RD\$ 2,184.5 millones.

2.3.7. Centrales de Autoproducción

La generalización de la Autoproducción de electricidad en prácticamente todos los sectores de consumo, constituye uno de los principales problemas del Sistema Energético de la República Dominicana.

La Potencia Instalada Total de Autoproducción llega a los 2,298 MW frente a 3,242 MW del Servicio Público. De esta manera la Autoproducción equivale al 71% de la Potencia Instalada del Servicio Público y representa el 41% de Potencia Instalada Total del País. A su vez representa el 22% de Generación Eléctrica Total del País (12,509 GWh).

Como era de esperar, casi el 70% de la Potencia Instalada de Autoproducción del País corresponde al Sector Industrial, seguido muy lejos por los Hoteles, Falconbridge y el Sector Residencial. No obstante, tanto hoteles como residencias presentan valores muy altos para estándares internacionales.

Si hubiera seguridad de suministro únicamente se justificaría la Potencia Instalada de Falconbridge, de REFIDOMSA y de parte de los establecimientos Industriales (para reales emergencias) e Ingenios Azucareros, con lo cual la Potencia Instalada normal de Autoproducción debería ser de no más de 600 MW. Analizando la situación de República Dominicana se puede afirmar que no más de 25-30% de la potencia instalada en Autoproducción, sería justificable.

Esta verdadera proliferación de la autoproducción se presenta por razones de deficiencias del sub-sector de generación en la República Dominicana, relacionadas con los muy frecuentes cortes de energía⁸ y los altos precios de compra de la electricidad del servicio público⁹. Coadyuva a la proliferación de la autogeneración, los ahorros por el no pago de las tarifas de Transmisión y Distribución, consideradas altas por los industriales.

Pero la Autoproducción presenta notables desventajas, en especial desde el punto de vista de la Política Energética, dadas las deseconomías de escala. Esto provoca mayores consumos de energía por KWh generada y mayores importaciones de derivados de petróleo al país¹⁰. En el caso de República Dominicana, el Servicio Público en el año 2001 gastaba 2,553 Kcal por cada KWh producido y en Autoproducción la media es de 2,753 Kcal/KWh, o sea un 8% por encima.

⁸ En la encuesta realizada por IEE/FB-CNE a establecimientos industriales el 51% de los entrevistados se quejaba de los continuos cortes de energía que lo habían obligado a instalar generación propia (el 92% de las industrias cuentan con Autoproducción).

⁹ En muchos casos considera que sus costos de generación son inferiores al precio de compra de la electricidad del servicio público. El 92% de los encuestados industriales manifestó que el precio del Kwh de Servicio Público era muy alto.

¹⁰ El Gas Oil es la principal fuente energética para generar electricidad por Autoproducción (toma algo más de la mitad de la energía utilizada), seguido por el Fuel Oil, la mayor parte del cual es empleado en Falconbridge. Hay un aporte minoritario del Bagazo de Ingenios Azucareros y la Gasolina de los Grupos Electrónicos de los Hogares. Se estima que los consumos de combustibles en Autoproducción representaban en el 2001 casi el 10% de las importaciones de Derivados de Petróleo, el 30% de las de Gas Oil y el 20% de las de Fuel Oil.

De todas maneras mientras la calidad del servicio eléctrico en República Dominicana sea muy baja y no se realicen inversiones en transmisión y distribución, y la relación entre el costo del KWh autogenerado y el precio de venta del KWh del Servicio Público sea favorable al primero, no será posible modificar la situación de exceso de Potencia Instalada de Autoproducción y por el contrario el problema se irá agudizando hasta llegar al absurdo de que la Autoproducción supere al Servicio Público.

2.3.8. Sistema de Transmisión

En 1998 el área de transmisión de la empresa estatal de electricidad se convirtió en una unidad de negocios dependiente de la CDE. Posteriormente, cuando se capitaliza la generación y la distribución y estas dos últimas pasan a ser administradas por el sector privado, la empresa de transmisión se mantiene en manos del Estado Dominicano, tanto en su composición accionaria como en lo que se refiere a su administración. El 17 de julio del 2001 la Ley General de Electricidad (Ley 125-01) establece que se creará la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, de propiedad estrictamente estatal, con personería jurídica y patrimonio propio. El Artículo 41, en su Párrafo IV, estipula que no podrá concesionarse ni autorizarse empresas de transmisión de electricidad, la cual permanecerá bajo propiedad y operación estatal.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas a 138 KV y 69 KV y sus correspondientes sub-estaciones. Los componentes básicos del sistema al inicio del año 2001 eran: 456 Kmts. de líneas a 138 KV con 60 campos y 8 sub-estaciones a 138 KV/69KV con una capacidad total de 980 MVA.

Durante el año 2000 los esfuerzos de la Empresa de Transmisión estuvieron dirigidos principalmente hacia la obtención de financiamientos a través de organismos multilaterales y a tratar de establecer una estructura administrativa-legal que fuera aceptable para dichos organismos.

En el año 2001 la empresa dirigió sus esfuerzos hacia organismos bilaterales que estaban dispuestos a ofrecer financiamientos sin la necesidad de modificar la estructura administrativa y legal de la misma. Esto permitió que se terminara la construcción de los siguientes proyectos:

Sub-Estación Higüey

L. T. 138 KV SPM-Romana-Higüey-Seybo (parte reconstrucción);

Sub Estación Barahona 69/12.5 KV, 28 MVA;

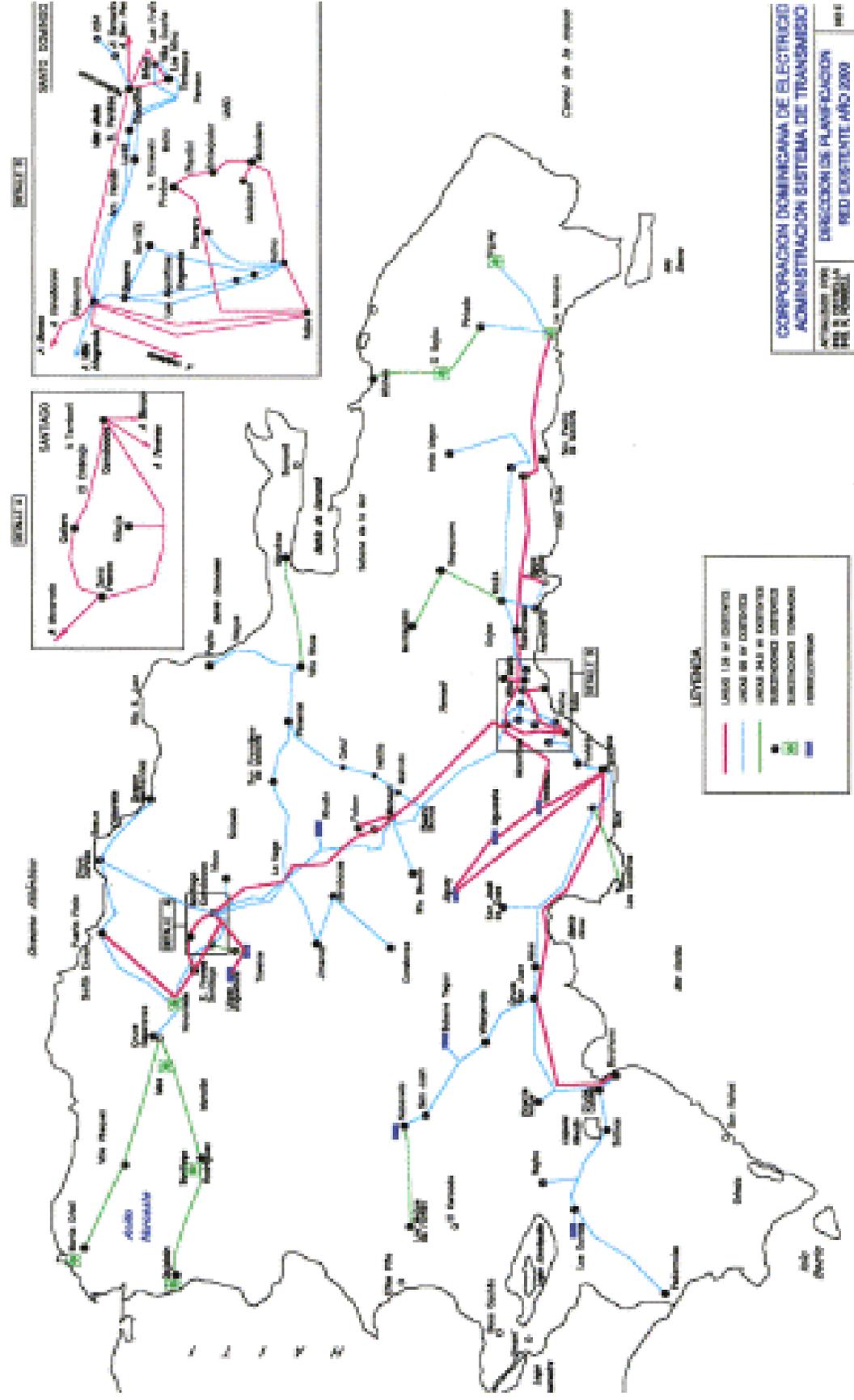
L. T. 69 KV Hainamosa-San Pedro;

L. T. 34.5 KV El Seybo-El Pintado;

L. T. 34.5 KV Bayaguana-Monte Plata.

En el Gráfico No. 2.3.8.1 se pueden apreciar las líneas existentes a 138 KV (en rojo), las líneas a 69 KV (en azul) y las líneas en construcción (en verde) al final del 2001.

CORPORACION DOMINICANA DE ELECTRICIDAD ADMINISTRACION SISTEMA DE TRANSMISION RED DE TRANSMISION EXISTENTE AL AÑO 2001



2.3.8.1. Aspectos Comerciales de la Transmisión

Los ingresos de la Empresa de Transmisión se obtienen del peaje de transmisión. Este peaje debe compensar todos los costos de la empresa operando de forma óptima, incluyendo la anualidad del valor nuevo de reemplazo. Consta de dos partes, el pago por derecho de uso y el pago por derecho de conexión.

El monto total facturado por la empresa de transmisión por concepto del derecho de conexión durante el año 2001 fue de RD\$715.1 millones. El pago por derecho de uso no es desagregado por el O. C. de los otros pagos que recibe la CDE, sin embargo si se valora en US\$0.006 / KWh el peaje de transporte (Acuerdo de Madrid), entonces la Empresa de Transmisión debió haber recibido durante el año 2001 un promedio estimado de US\$4.8 millones mensuales de peaje. La diferencia entre el pago por peaje y el pago por derecho de conexión da el pago por el derecho de uso.

2.3.8.2. Pérdidas del Sistema Transmisión

Las pérdidas de energía en el sistema de transmisión en el año 2001 fueron de 388.7 GWh lo que equivale a un 4.04% de la energía inyectada. Durante el año 2000 las pérdidas por transmisión fueron del 5.22% de la energía inyectada, lo que representa una mejoría considerable.

2.4. Distribución

A partir del proceso de Re-estructuración del Sistema Eléctrico Nacional de 1999, el país se dividió en tres áreas de concesión. El área Norte servida por Edenorte, el Sur por Edesur y el Este por Edeeste.

2.4.1. Número de Usuarios por Sector

Al final del 2001 el número total de clientes del Sector Eléctrico ascendía a poco más de un millón, que comparado con el año 2000, equivale a un aumento de más de cien mil nuevos clientes. En términos porcentuales este incremento equivale a un aumento de alrededor de un 10% con relación al año 2000. En el Cuadro No. 2.4.1.1 aparecen los clientes de las tres distribuidoras desglosados por sector de consumo: residencial, comercial, industrial y público.

Cuadro N°. 2.4.1.1
Clientes Registrados por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001
(en número)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	336,712	25,121	2,152	3,030	367,015
Edesur	280,711	24,075	3,233	3,061	311,080
Edeeste	325,017	36,696	3,145	1,769	366,627
Total	942,440	85,892	8,530	7,860	1,044,722

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

En el Cuadro No. 2.4.1.2 se puede notar el porcentaje que de cada sector de consumo tiene cada distribuidora. Como se puede notar Edenorte tiene la mayor parte de los clientes residenciales (35.7%), Edeeste de los comerciantes (42.7%) y Edesur de los industriales (37.9%). Edesur también tiene la mayor parte de los clientes públicos (38.9%).

Cuadro N°. 2.4.1.2
Participación del tipo de Cliente en las Distribuidoras, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	35.7	29.2	25.2	38.5	35.1
Edesur	29.8	28.0	37.9	38.9	29.8
Edeeste	34.5	42.7	36.9	22.5	35.1
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

En el Cuadro No. 2.4.1.3 se indica como está compuesto el universo de clientes de cada distribuidora, en términos porcentuales por sector de consumo.

Cuadro N°. 2.4.1.3
Clientes Registrados por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	91.7	6.8	0.6	0.8	100.0
Edesur	90.2	7.7	1.0	1.0	100.0
Edeeste	88.7	10.0	0.9	0.5	100.0
Total	90.2	8.2	0.8	0.8	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

2.4.2. Volumen de la Energía Eléctrica Facturada por Sector

Durante el año 2001, la facturación total de energía fue del orden de los seis mil quinientos Gwh, y en el año 2000 fue del orden de los cinco mil quinientos GWh para un aumento de cerca de mil GWh.

En el Cuadro No. 2.4.2.1 aparece la energía facturada en KWh, por las tres distribuidoras desglosadas por sector de consumo. Como se puede notar en el cuadro, Edenorte fue la distribuidora que facturó el mayor número de KWh.

Cuadro N°. 2.4.2.1
Electricidad Facturada por Sector, 2001
(en KWh)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	1,200,507,708	223,315,818	837,173,029	317,301,887	2,578,298,442
Edesur	831,986,819	192,088,947	485,313,415	296,245,061	1,805,634,242
Edeeste	822,507,532	224,159,884	657,048,461	446,908,215	2,150,624,092
Total	2,855,002,059	639,564,649	1,979,534,905	1,060,455,163	6,534,556,776

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

En el Cuadro No. 2.4.2.2 se muestra para cada sector de consumo el porcentaje facturado por cada empresa distribuidora durante el año 2001 y el Cuadro No. 2.10 describe la distribución porcentual de cada distribuidora por sector de consumo.

Cuadro N°. 2.4.2.2
Participación de la Electricidad Facturada en las Distribuidoras, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	42.0	34.9	42.3	29.9	39.5
Edesur	29.1	30.0	24.5	27.9	27.6
Edeeste	28.8	35.0	33.2	42.1	32.9
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

Cuadro N°. 2.4.2.3
Electricidad Facturada por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	46.6	8.7	32.5	12.3	100.0
Edesur	46.1	10.6	26.9	16.4	100.0
Edeeste	38.2	10.4	30.6	20.8	100.0
Total	43.7	9.8	30.3	16.2	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

2.4.3. Valor de la Energía Eléctrica Facturada por Sector

En el 2001 las distribuidoras facturaron un total de doce mil quinientos catorce millones de pesos, que con relación a lo facturado en el año 2000 implica un aumento de unos mil novecientos millones de pesos. En el Cuadro No. 2.4.3.1 se pueden ver los detalles de la facturación del 2001.

Cuadro N°. 2.4.3.1
Electricidad Facturada por Distribuidora y Sector de Consumo, 2001
(en RD\$)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	2,075,415,376	517,674,620	1,744,738,529	699,116,081	5,036,944,606
Edesur	1,333,719,963	440,278,195	1,017,494,549	663,881,063	3,455,373,770
Edeeste	1,304,018,476	477,635,476	1,331,527,332	908,586,964	4,021,768,248
Total	4,713,153,815	1,435,588,291	4,093,760,410	2,271,584,108	12,514,086,624

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

En los Cuadros No. 2.4.3.2 y 2.4.3.3 se pueden ver los detalles de la facturación del año 2001 en términos porcentuales por sector de consumo.

Cuadro N°. 2.4.3.2

Participación de la Electricidad Facturada por Sector en las Distribuidoras, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	44.0	36.1	42.6	30.8	40.3
Edesur	28.3	30.7	24.9	29.2	27.6
Edeeste	27.7	33.3	32.5	40.0	32.1
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

Cuadro N°. 2.4.3.3

Electricidad Facturada por Distribuidora, 2001
(en %)

Distribuidora	Sector de Consumo				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Público	
Edenorte	41.2	10.3	34.6	13.9	100.0
Edesur	38.6	12.7	29.4	19.2	100.0
Edeeste	32.4	11.9	33.1	22.6	100.0
Total	37.7	11.5	32.7	18.2	100.0

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE.

2.4.4. Pérdidas en Distribución

De acuerdo con el “Informe de Gestión, año 2001” de Edenorte y Edesur, las pérdidas de energía de Edesur fueron de 22.2% y las de Edenorte de 32.2%.

De acuerdo con el “Informe Anual del Consejo de Administración, año 2001” de AES Distribuidora del Este, las pérdidas durante los cuatro trimestres del año 2001 fueron de 34.5%, 35.5%, 32.9% y 31.2% para el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre respectivamente.

2.4.5. Inversiones

En el estado de flujo de efectivo de Edeeste se indica que durante el año 2001 la empresa invirtió RD\$395.7 millones.

En el informe de gestión, año 2001, de Edenorte y Edesur se indica que estas empresas invirtieron en ese año 830 millones de pesos.

2.5. Aspectos Legales e Institucionales

Ley General de Electricidad

El mercado eléctrico dominicano se transforma en el año 1999 de una sola empresa estatal integrada verticalmente a varias empresas desintegradas con la participación del sector privado. Esa transformación ocurre sin que existiera una ley general de electricidad que regulen las actividades del sector. El 17 de julio del 2001 se publicó la LGE (125-01), con los siguientes objetivos:

Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad;

Promover la participación del sector privado en el negocio de la electricidad;

Promover la competencia en aquellas actividades en que ello sea factible;

Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopólico;

Velar porque el suministro y la comercialización se efectúen con criterio de neutralidad y sin discriminación;

Asegurar la protección de los derechos de los usuarios.

La Ley de Electricidad (Ley 125-01) crea las instituciones del sector, la Superintendencia de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía y el Organismo Coordinador. También regula la instalación de los servicios eléctricos, las servidumbres y peajes, la puesta en servicio y la explotación de obras eléctricas y los precios; establece disposiciones penales y disposiciones legales relativas al sub-sector eléctrico.

Aunque la ley le da un plazo al poder ejecutivo de noventa (90) días a partir de su promulgación para dictar el reglamento de aplicación de la misma, al terminar el año 2001, aún no se había dictado el reglamento de aplicación de la ley.

Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad

De las 34 resoluciones emitidas por la Superintendencia de Electricidad durante el año 2001, el 21% estaba relacionado con usuarios no regulados, el 15% estaba relacionado con litigios entre agentes o entre agentes y usuarios, el 9% relacionado con modificaciones a los procedimientos usados en las transacciones económicas, el 12% trataba asuntos tarifarios, el 15% asuntos relativos a concesiones y el resto trató asuntos variados.

De todas estas resoluciones la que mayor impacto tuvo en el mercado fue la Resolución SIE-15-2001 del 9 de octubre del 2001. Esta resolución establece que todo usuario no regulado debe pagar a la empresa distribuidora de su zona geográfica, un derecho de acceso, aunque no use las facilidades de la distribuidora.

2.5.1. Instituciones del Sector

2.5.1.1. Superintendencia de Electricidad

La SIE está operando desde mediado del año 1999, sin embargo al aprobarse la Ley General de Electricidad la institución toma un carácter distinto en lo que se refiere a la fiscalización del sector, pues del acuerdo con algunos abogados hasta la promulgación de la ley la SIE no podía poner multas a los agentes que violaban los reglamentos. A partir de la promulgación de la ley la SIE comienza a tener más relevancia entre los agentes.

Son funciones de la Superintendencia, entre otras:

Elaborar, hacer cumplir y analizar la estructura y niveles de precios de la electricidad. Fijar las tarifas y peajes. Autorizar o no modificaciones a la tarifa;

Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias;

Evitar prácticas monopólicas;

Aplicar multas y penalizaciones en casos de incumplimientos de la ley;

Analizar y tramitar las solicitudes de concesiones;

Presidir el Organismo Coordinador.

2.5.1.2. Comisión Nacional de Energía

La Ley 125-01 crea la CNE con los siguientes objetivos generales:

Elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria;

Proponer y adoptar políticas y normas;

Elaborar planes indicativos y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento;

Promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes;

Asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

A pesar de que la ley se promulgó en Julio del 2001, durante ese año la CNE no operó.

2.5.1.3. Organismo Coordinador

El Organismo inicia sus operaciones en el año 2000 y la promulgación de LGE (125-01) no alteró las funciones que le signó la resolución 235 de la Secretaria de Estado de Industria y Comercio. Las atribuciones del O. C. son las siguientes:

Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo;

Garantizar la venta de la potencia firme;

Calcular y valorizar las transferencias;

Facilitar el derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión;

Entregar a la SIE las informaciones que esta le solicite;

Hacer públicos sus cálculos, estadísticas relevantes al sub –sector;

Cooperar con la SIE y la CNE en la promoción de la competencia.

2.6. Problemas Identificados

A continuación se mencionan los problemas más importantes identificados en el Diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional.

2.6.1. Demanda

Durante los últimos 25 años la demanda ha sido mayor que la oferta por lo que continuamente se dan cortes en el suministro del servicio, esto hace que las proyecciones se realicen en base a los estimados de demanda, no en base a demanda abastecida.

Cuando el Estado era el dueño de todo el sistema no importaba que tan grande fuera el crecimiento de la demanda ya que al estar la empresa eléctrica integrada verticalmente, esta no tenía que contratar potencia con terceros. Con la privatización, la empresa eléctrica se divide en varias empresas independientes, en un mercado donde las empresas de distribución tienen que contratar potencia en base a los estimados de demanda máxima y pagar en base a los montos contratados.

De acuerdo con el Organismo Coordinador la potencia máxima instantánea del año 2000 fue de 1,837 MW, y la del año 2001 de 1,760 MW. Si analizamos las variables de las que depende el consumo de electricidad, de acuerdo con el proyecto: “Prospectiva de Demanda de Energía” de la Fundación Bariloche (Nov. 2003). El PIB, el porcentaje de la población urbana y el valor agregado industrial aumentaron en el 2001, mientras que la tarifa a pagar por los consumidores en moneda constante disminuyó debido a los subsidios. Esto podría

hacer pensar que la demanda máxima del 2001 estimada por el Organismo Coordinador no es realista y que lo que refleja es un “eficiente manejo de la demanda” por parte de las distribuidoras que no pagan a los consumidores por la energía no servida como señala la ley.

Esto es perjudicial para el mercado, pues envía a los potenciales inversionistas un mensaje incorrecto sobre el crecimiento futuro del mismo. Además, no están pagando por toda la potencia de punta que debían contratar.

2.6.2. Precios en el Mercado Mayorista

Los precios promedios de venta de la electricidad, en el mercado mayorista durante el año 2001, estuvieron por encima de los precios post-privatización esperados.

Uno de los argumentos que se usaron para promover el proceso de privatización del sector fue el de que los precios de la generación iban a disminuir. Al terminar el 2001, a dos años y medio de la privatización del sector, los precios de generación de la electricidad en vez de disminuir habían aumentado.

Hay dos factores básicos que influyen en los altos precios de la electricidad en el Mercado Mayorista: la tecnología y el combustible de las plantas de generación y los contratos con los IPP's.

2.6.3. Costos de Generación

En el año 2001 más del 80% de la capacidad total instalada, 86% de la potencia disponible, generaba usando combustibles líquidos derivados del petróleo, más del 50% de esa generación a base de petróleo operaba con destilado #2 (Gas Oil) que es uno de los derivados más caros que se usan en la generación eléctrica¹¹. Mientras Barahona, generando con carbón, en Julio 2001 tuvo un costo de combustible de cerca de RD\$36.00 por millón de BTU, el promedio de los motores Diesel que operó con Gas Oil fue de cerca de RD\$100.00 por millón de BTU. Una relación casi de 1 a 3 en costo operacional, pero solo el 1.8% de la capacidad instalada operaba con carbón como combustible en el 2001.

La referencia del mercado es el Diesel No. 2, cuyo valor de referencia era US\$21.42/bbl. Durante todo el año 2001, el precio del combustible de referencia Diesel No. 2 se mantuvo dentro de una banda que oscila entre los 38.94 a 28.92 US\$/bbl, lo cual representa un incremento con respecto al valor referencial de un 82%¹².

Otros factores de menor impacto que pueden ser asociados a los altos costos de generación son los siguientes:

¹¹ A partir de finales de 2002, una planta ha sido convertida a GNL y otra nueva ha entrado en operación. El precio del GNL está atado al NYMEX y en años recientes esos precios han sido más volátiles que el del petróleo y sus derivados: en octubre 2003, en la estación baja, el precio fue de US\$3.05/MBTU, en tanto que en la estación alta el precio llegó a US\$6.75/MBTU, cerca de 125% por encima. Para crudo dulce y fuel oil, la diferencia estuvo cerca de 50%. A diferencia de los derivados de petróleo y el GNL, el carbón presenta una menor volatilidad.

¹² Reinoso George: Evolución del Mercado Eléctrico 2000-2002, pág.-10.

La electricidad no siempre es suplida de la unidad de menor costo. El organismo coordinador sigue un sistema de despacho por méritos basado en los costos variables. Por varias razones es frecuente basarse en unidades de mayor costo debido a que las de menor costo no están disponibles: indisponibilidad financiera por no pago de sus clientes (eventualmente, no pueden comprar el combustible), indisponibilidad técnica por mal mantenimiento, restricciones en transmisión, apoyo de voltaje (por ejemplo, turbinas) a pesar de que tienen costos variables más altos;

Como resultado del pobre mantenimiento, la eficiencia de algunas unidades de generación puede estar por debajo del nivel esperado;

El tamaño pequeño de algunas unidades de generación puede dar como resultado un mayor costo en comparación con un sistema basado en unidades de óptimo tamaño.

2.6.3.1. IPP's

Con el acuerdo de Madrid se contrataron más de 890 MW a un precio base de 5.5 Cts. de US\$Dólares / KWh. y US\$6.98/KW-mes, incluyendo fórmulas de indexación, por un período de 15 años. Esta potencia equivale al 50% de la potencia pico del 2001 y al 89% (aproximadamente) de la base. Para una central con un factor de planta de un 95% esto equivale a 6.5 Cts. de dólares / KWh., que es muy alto para la base de un sistema¹³.

2.6.4. Transmisión

En el año 2001 la Superintendencia de Electricidad (SIE) no controlaba la calidad del servicio, por lo que no disponemos de estadísticas relativas a la operación del sistema de transmisión, sin embargo se pueden señalar dos problemas básicos, sobrecargas de las líneas y problemas con las protecciones.

Con mucha frecuencia se sobrecargan algunas líneas de transmisión lo que produce desacoples económicos entre diferentes áreas, los sub-sistemas originados tienen costos marginales diferentes, lo que generalmente introduce ineficiencias en el sector. Todo parece indicar que el orden de prioridades usado para asignar recursos no es el óptimo.

Cuando hay tormentas se producen apagones debido a que las redes de protección no operan adecuadamente. También ocurre a veces, que problemas que debían circunscribirse a una pequeña zona geográfica se extienden porque los sistemas de protección no aíslan la falla, originando “back-outs” del sistema.

¹³ “Se firmaron contratos por 1,300 MW, el peso de estos contratos en función de la demanda máxima de los próximos quince (15) años representan los siguientes: Para el 2002, 73%; para el 2005, 61%; para el 2010, 46% y para el 2015, 35%”. Evolución del Mercado Eléctrico 2000-2002, pág.-13. Reinoso George

2.6.5. Distribución

La Superintendencia de Electricidad (SIE) comenzó a controlar el Mercado Minorista a partir de Febrero del 2002 por lo que no hay información estadística sobre las operaciones de las distribuidoras para el año 2001.

Uno de los problemas de la distribución es la calidad del servicio, entre los que se puede citar: las frecuentes interrupciones del servicio y lo prolongada de esta, y en algunas áreas la baja tensión en el suministro.

Otro de los problemas serios de distribución es el subsidio que paga el Gobierno. Este subsidio está controlado por la distribuidora y es aplicado a todos los clientes, tengan estos o no tengan contadores, e independientemente de su nivel de ingresos.

2.6.6. Normativa

Procedimiento del cálculo de las transferencias de Potencia de Punta. Las reliquidaciones debían ser mensuales y no anuales como son actualmente. Las reliquidaciones del año 2000 se aprobaron en el año 2003 y hubo que hacer (recibir) pagos dos años (2003) después de cerrar contablemente el año 2001.

Ventas de Potencia de Punta. Solo los generadores pueden vender Potencia de Punta. Si los distribuidores o los usuarios no regulados contratan más potencia de la que necesiten no la pueden vender.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) no ha fijado el máximo de capacidad que puede tener una empresa generadora sin que se considere una amenaza para la competencia (Art. 12, Reglamento.)

En el Organismo Coordinador (OC) se está violando la ley:

El OC no se ha constituido en una asociación sin fines de lucro como señala el Artículo 52 del Reglamento. El Artículo 530 del Reglamento le da al OC sesenta (60) días para hacerlo;

Debe tener unos estatutos que prohíban la reelección por períodos consecutivos de una misma empresa o empresa vinculada, como representante ante el Consejo de Coordinación (Literal h, Art. 52.);

El Gobierno controla el Consejo de Coordinación del OC. De los cinco miembros del Consejo el Gobierno nombra al Superintendente de Electricidad que es quien lo preside y tiene el voto del desempate, y nombra además a los representantes de Transmisión y Hidroeléctrica.

La SIE y la CNE debían ser entidades independientes, sin embargo el Art. 512 del Reglamento establece que se puede interponer un recurso jerárquico ante la CNE,

oponiéndose a disposiciones de la SIE. Se debía interponer recursos jerárquicos sólo ante el tribunal contencioso administrativo, como indica la ley.

Las empresas estatales no pagan sus contribuciones a las instituciones del sector, como señala la ley.

2.6.7. Problemas de Sostenibilidad Financiera

Bajo este título se agrupa un conjunto de problemas que afectan la capacidad financiera del sector para prestar un servicio adecuado en calidad y oportunidad, algunos de ellos comentados arriba.

Es obvio que el proceso de capitalización, la apertura al sector privado y la reestructuración del sector no corrigieron las debilidades financieras arrastradas por muchos años. Aunque el problema de la sostenibilidad financiera es multicausal y circular en su naturaleza y las causas se refuerzan unas a otras en una suerte de círculo vicioso. En consecuencia, puede afirmarse que esta debilidad se origina en las enormes pérdidas por el servicio no pagado, situación que viene arrastrándose desde antes de la reforma del sector en 1997 y que dió origen a ésta.

Desde la capitalización de las empresas de distribución y de las principales de generación en 1999, el sector ha experimentado problemas muy significativos que han amenazado en repetidas ocasiones con desvirtuar los objetivos de las reformas, especialmente el traspaso de las decisiones de inversión del ámbito estatal al privado.

A pesar del proceso de capitalización y de la creación de un mercado mayorista de electricidad, los problemas financieros y de calidad de servicio que afectaban al sector antes de la reforma y que la motivaron en primer lugar no han podido ser eliminados, lo que ha llevado a sucesivas crisis de amplitud cada vez mayor.

Las pérdidas de energía siguen siendo muy elevadas e impiden la sostenibilidad financiera del sector a pesar de los elevados niveles tarifarios, por igual, la gestión de cobros de las distribuidoras ha sido deficiente. A su vez, los problemas financieros hacen que las empresas generadoras a menudo se encuentren imposibilitadas para importar el combustible que necesitan para producir energía eléctrica, lo que lleva a apagones y reducciones en la calidad del suministro de electricidad. La persistencia de los apagones, con la molestia y daño que suponen para los consumidores, ha llevado a algunos de éstos a atribuir estos problemas a las reformas y por tanto a cuestionarlas.

Las reformas del sector eléctrico dominicano, como las llevadas a cabo en muchos otros países, buscaban la entrada de la iniciativa privada en el sector como medio de aumentar su eficiencia y su capacidad de captación de recursos financieros sin cargo al endeudamiento público. En ambos casos, los progresos de los últimos cinco años han sido evidentes.

El capital privado se ha volcado en el sector eléctrico dominicano, con un aumento muy importante en la potencia de generación instalada, especialmente por medio de la

construcción de plantas de gran eficiencia energética y por la renovación de muchas de las existentes, y con importantes inversiones también en distribución. Se ha desarrollado un mercado mayorista de electricidad que está en condiciones de incentivar la eficiencia económica del sector. Y se ha creado un marco institucional con los elementos necesarios para canalizar la iniciativa privada hacia el desarrollo sostenible del sector y para que éste sea capaz de atender a las necesidades de la sociedad dominicana.

No obstante, parece claro, tras el esfuerzo realizado, que el proceso de capitalización y apertura a la inversión extranjera no pudo corregir las debilidades financieras fundamentales del sector. Estas debilidades se centran en el nivel muy elevado de pérdidas e incobrables que recae sobre los suministradores y consumidores “legales” del sector. Ello crea un círculo vicioso, pues en la medida que la energía no cobrada a los que la usan es cobrada a los usuarios que pagan por medio de tarifas más elevadas, el costo del suministro de electricidad se vuelve mayor, lo que incentiva a un mayor fraude, y a la autogeneración. A su vez, ello disminuye la base de usuarios sobre los que se puede cargar el “peso muerto” del sector, y así hasta quebrar totalmente la sostenibilidad financiera del sector. Al mismo tiempo, en la medida de que el costo de las pérdidas se carga a los suministradores, ya sean generadores o proveedores de servicio de transmisión y distribución, sus recursos financieros se ven afectados, lo que reduce su capacidad de inversión e incluso de producción de electricidad. Ello disminuye la calidad del servicio eléctrico, y así la voluntad de pago de los consumidores.

Las reformas del sector deberían llevar a una reducción de las pérdidas mediante el propio interés de los operadores privados en aumentar su rentabilidad, así como su capacidad financiera y técnica para reducir las pérdidas técnicas y aumentar la disponibilidad de las unidades de generación. Es obvio que en la realidad no se dio este resultado. Por diversas razones, los niveles de pérdidas e incobrables siguen siendo muy elevados cinco años después de la capitalización.

La persistencia de este grave desequilibrio financiero ha llevado a la crisis con regularidad, a medida que los recursos captados por el sector se han mostrado insuficientes para atender a las necesidades corrientes del país. En cada ocasión de crisis, el gobierno ha intentado devolver el equilibrio financiero del sector con una combinación de aumentos tarifarios, reducciones en el costo de suministro mediante la renegociación de contratos de compraventa de electricidad (los “PPAs” por sus siglas en inglés), y la creación de programas de subsidio al consumo de electricidad de las familias de medios económicos más escasos. Pero hasta la fecha estas medidas se han visto desbordadas por eventos posteriores.

En la primera mitad del 2003, la combinación de precios elevados del petróleo asociada a la guerra de Irak y a la huelga de PDVSA en Venezuela, y la caída enorme del valor del peso dominicano agravada por la quiebra de algunos bancos del país, han llevado al sector eléctrico a una nueva crisis, quizá la más grave desde 1999 debido a la combinación con una situación económica del país muy deteriorada. El precario estado de las finanzas públicas ha dificultado los intentos del gobierno por amortiguar los efectos de la crisis sobre las tarifas eléctricas. Ello ha llevado a su vez a la acumulación de un fuerte endeudamiento de las empresas del sector y a un deterioro de su situación financiera, incluso motivando en el caso

de Unión FENOSA la recompra de sus activos de distribución por parte del gobierno. El riesgo real que enfrenta el sector en la actualidad es que las empresas de propiedad privada lleguen a una situación de quiebra financiera, lo cual supondría el fracaso de las reformas realizadas y de las indudables realizaciones de la iniciativa privada en generación eléctrica en estos años.

En la medida que el costo de la energía no pagada se distribuye entre aquellos usuarios que si pagan, la electricidad se vuelve aun más costosa, la cual de por si ya es cara, según se analizó más arriba por los altos costos de generación. A su vez, las mayores tarifas incentivan el robo y el no pago, exacerbando el problema ya que los mayores costos deben ser distribuidos en un número cada vez menos de usuarios.

Asimismo si las distribuidoras incumplen con los pagos a los generadores, se debilita también la situación financiera de éstos, reduciendo su capacidad para invertir y aun para producir la electricidad, dando lugar a los apagones cotidianos. La mala calidad del servicio de nuevo impulsa e incentiva el no pago y la autogeneración.

A este panorama se agregan dos elementos coyunturales que exacerbaban aun más las dificultades financieras: la enorme devaluación reciente del peso y los altos precios del petróleo. Ambos factores dificultan la compra de los combustibles e incrementan los costos de generación. Dado que el gobierno no tiene los recursos para cubrir los subsidios y compensar el costo de las alzas diferidas en las tarifas, ya que éstas no han seguido el paso de la devaluación y el incremento de los precios del petróleo, los generadores tienen aun más presiones financieras para suspender la producción por períodos prolongados. Es evidente que la combinación de los factores mencionados ha reducido la capacidad financiera de los generadores para importar los combustibles y cubrir los costos operativos.

Entretanto, la recesión económica y la debilidad de las finanzas públicas, originada en la crisis del sistema financiero, parecen haber reducido los medios financieros del gobierno para romper el círculo vicioso estructural de *altos costos - no pago - debilidad financiera de las empresas - mal servicio y apagones, etc*, neutralizar los elementos coyunturales y guiar al sector a resolver los desbalances financieros.

Aunque la crisis produce los mismos efectos que la observada antes de 1997, expresados en los prolongados racionamientos, la situación no es idéntica, puesto que el equipamiento de generación no es tan precario como antes y existe capacidad instalada para atender la demanda. Desde el punto de vista del equipamiento, la industria eléctrica es más sólida en la actualidad y la cesta de combustibles está más diversificada.

En efecto, la crisis actual es más de índole financiera y se circunscribe dentro de la problemática de las finanzas públicas, la política de subsidios, la crisis cambiaria y la recesión económica, pero cuyo origen claramente identificado es la combinación de la cultura de no pago y la incapacidad de pago de amplios sectores de la población como consecuencia de los bajos ingresos. Será un reto para las autoridades regulatorias romper los desbalances financieros originados en las pérdidas no técnicas y reforzadas por problemas de la coyuntura económica y petrolera.

CAPÍTULO III

LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS

3.1. Exploración de Petróleo y Gas Natural

Antecedentes

En la República Dominicana son reconocidas cuatro zonas potencialmente propensas a la acumulación de hidrocarburos a escala comercial, la cuenca de Enriquillo, la cuenca de San Juan y Azua, la cuenca del Cibao y la zona de Bani con la planicie del Este, y está pendiente determinar el potencial de las plataformas marinas de las aguas territoriales del país.

Los esfuerzos exploratorios de hidrocarburos a través del tiempo se han centrado en las cuencas del suroeste de la República: Azua, San Juan y Enriquillo (ver Gráfico N° 3.1.2.1), en las que se han realizado estudios exploratorios, geológicos, geoquímicos, geofísicos, por la empresas: Jersey Standard, Petrolera Dominicana, Canadian Superior, Petrolera Once-Once y la Compañía Murfin.

Recientemente, con el objetivo de reevaluar estos estudios, personal de la CNE realizó un inventario de manifestaciones en superficie, de petróleo, gas y aguas asociadas. Como resultado de estos trabajos se pudieron conocer con cierta aproximación, algunos aspectos geológicos de dichas cuencas que confirman la existencia de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Es necesario determinar si estos hidrocarburos son comercialmente explotables.

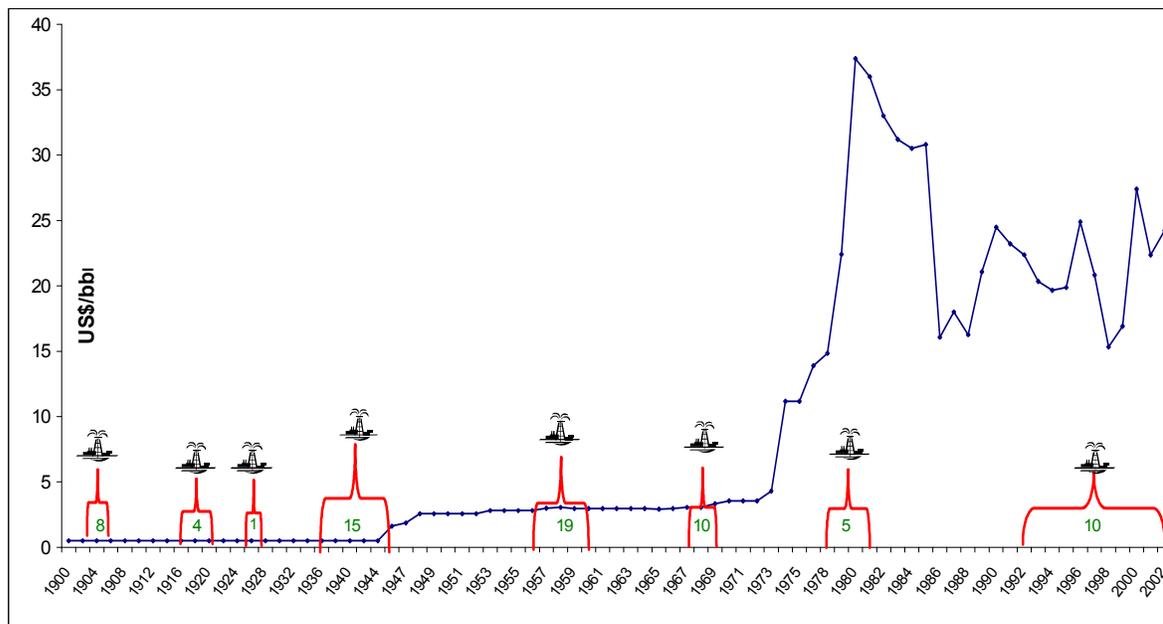
Desde 1904, se han hecho esfuerzos para la exploración de hidrocarburos, principalmente en la cuenca de Azua (Maleno, e Higüerito), donde se han perforado cerca del 60% del total de los pozos exploratorios de hidrocarburos. Hasta el presente se han perforado alrededor de cien pozos en República Dominicana.

Los periodos de intensidad exploratoria se registran con discontinuidad en el tiempo, los cuales coinciden con eventos geopolíticos a escala mundial. En el Gráfico 3.1 se puede observar como esta actividad se incrementa durante la primera intervención norteamericana a la República Dominicana, la segunda guerra mundial, y más recientemente, durante las alzas abruptas del precio del petróleo. Otro factor relevante en la exploración de hidrocarburos ha sido la incorporación de los avances tecnológicos en la metodología de la búsqueda de los mismos.

El precio del petróleo se mantuvo sin variación desde comienzo del siglo veinte hasta finales de la década de los cuarenta del siglo pasado. Cuando a raíz de la segunda guerra mundial experimentó un alza notoria, se estabiliza por casi tres décadas y a principios de los años 70 experimenta una de las mayores alzas registradas en la historia, colocándose sobre los US\$ 35 el barril; en esa ocasión estuvo presente el conflicto en el medio oriente. En los 80, a pesar de que el precio llega a cotizarse cerca de los US\$38/bbl, tiende a la baja, situándose en un rango que oscila entre US\$ 16.00 y US\$ 28.00. A pesar de que de que en el año 1990, su

precio llegó a situarse por encima de US\$ 40.00 el barril, en los años subsiguientes el precio del crudo se mantuvo fluctuando entre US\$ 16 y US\$ 27 por bbl. A principio de la década del 2000, el precio tiende de nuevo a incrementarse debido a la crisis en el medio oriente y la disminución de las reservas, entre otros.

Gráfico N° 3.1
Relación de los precios promedios de petróleo (WTI) con la actividad de Exploración Hidrocarburos en República Dominicana



Fuentes: Elaborado por la CNE con datos de la DGM y Platts.

Muchos científicos han estudiado en detalle estas cuencas, y casi todos concuerdan con los resultados estratigráficos expuestos por McLaughlin et al (1991)¹⁴. En este trabajo se describen las principales características litológicas, paleontológicas y paleogeográficas de las formaciones del neógeno.

Estos estudios, indican que el relleno del neógeno de la cuenca de San Juan-Azua, esta constituido por una serie de rocas sedimentarias, con un espesor cercano a los 4000 m. La depositación se inicia con carbonatos marinos durante el mioceno, y luego evolucionaron progresivamente a materiales detríticos más someros culminando con la implantación de un régimen continental.

A lo largo del plioceno se produjo la separación de las cuencas de Enriquillo y San Juan-Azua por la elevación de las sierras de Neiba y Martín García, instaurándose un régimen sedimentario que persiste hasta nuestros días.

¹⁴ Acta Geológica Hispánica: Pérez-Estaín A. et al: Evolución Geológica del Margen Norte de la Placa del Caribe, República Dominicana, pág.-165. Vol.-37, 2002.

También la cordillera Central, en la zona sur, influyó decisivamente en la evolución de la cuenca San Juan-Azua generando su fuente de sedimentos. Los sondeos de perforación en Maleno e Higüerito, señalan espesores de 2000 a 4000 m para la serie neógena, y exponen las dificultades para separar los diferentes tipos de sedimentos por su similitud litológica. Este esquema propone la formación Sombrerito como la unidad más profunda de esta cuenca, la cual ha sido reconocida en afloramientos y perforaciones de la zona. Esta formación está constituida por calizas y algunos niveles margosos.

En la formación Sombrerito subyace la formación Trinchera. Esta formación está constituida por estratos de areniscas y conglomerados alternados con margas de origen turbidítico.

La formación Quita Coraza, se depositó posterior a la formación Trinchera y está constituida por margas intercaladas con estratos muy finos de areniscas, esta formación no siempre está presente a escala regional.

La formación Arroyo Blanco es una unidad suprayacente a la formación Trinchera, es muy heterogénea y está compuesta por conglomerados, areniscas y lutitas. Se correlaciona en la cuenca de Enriquillo, con la formación Angostura.

A partir del plioceno inferior, los sistemas sedimentarios en las cuencas del suroeste evolucionaron hacia ambientes progresivamente más someros, con facies evaporíticas y calizas arrecifales. Este es el caso de la formación Arroyo Seco, que yace sobre la formación Arroyo Blanco y sus correspondientes en la cuenca de Enriquillo son las formaciones Las Salinas y Angostura respectivamente.

La generación de hidrocarburos en las cuencas del suroeste de la República, está controlada por la historia del soterramiento de la roca madre. Muchos autores, sustentados en estudios geológicos regionales, concuerdan en atribuirles propiedades de rocas generadoras de hidrocarburos a las formaciones Sombrerito y Trinchera, se cree que dichas rocas pudieron haber generado hidrocarburos en las zonas profundas de las cuencas antes del levantamiento ocurrido en el plioceno tardío.

Se propone que los hidrocarburos generados durante este soterramiento, fueron entrampados en areniscas turbidíticas de la parte inferior de la formación Trinchera o en las calizas arrecifales alteradas de la formación Sombrerito (P. Mann y S. Lawrence, 1991). Los eventos estructurales y tectónicos de la primera fase de deformación pudieron propiciar trampas primarias de hidrocarburos durante esta fase inicial de migración de los mismos (P. Mann y S. Lawrence, 1991¹⁵).

Es probable que los actuales manaderos y expresiones superficiales de petróleo y gas natural (Gráfico N° 3.1.2.1), correspondan a fuertes indicadores de migraciones de hidrocarburos que aun pueden permanecer entrampados en estructuras profundas de las cuencas, las cuales no son armónicas con las estructuras superficiales que hasta ahora se han perforado, dichas

¹⁵ Acta Geológica Hispánica: Pérez-Estaín A. et al: Evolución Geológica del Margen Norte de la Placa del Caribe, República Dominicana, pág.-166. Vol.-37, 2002.

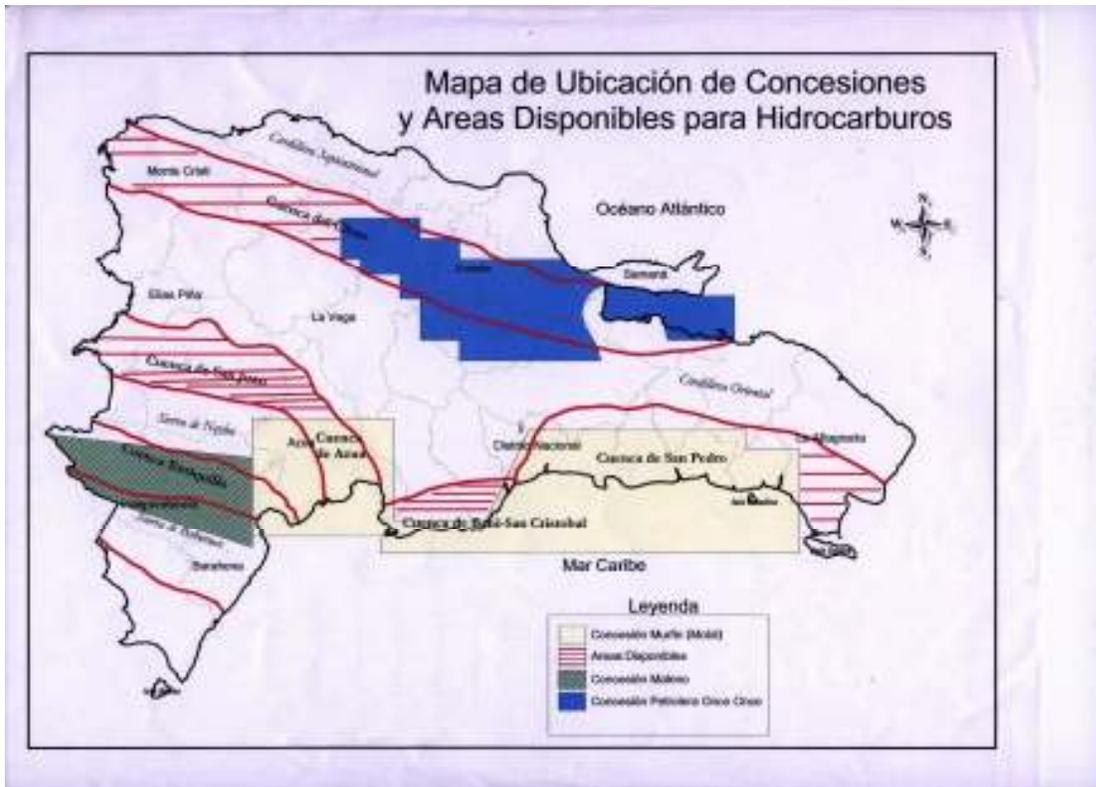
estructuras deberán ser estudiadas mediante reflexión sísmica de muy buena resolución, análisis tectónicos estructurales en detalle, huellas de fisión, etc., que nos permitan localizar estos posibles yacimientos.

3.1.1. Situación Actual de la Exploración

En los últimos tres años, 2001-2003, las actividades de exploración se han concentrado básicamente en tres zonas del país: La Cuenca de Azua, La Cuenca de Enriquillo y la Cuenca del Cibao, en la actualidad la compañía Murfin Dominicana CxA (1995), posee una concesión de exploración en la Cuenca de Azua y San Pedro de Macorís, la compañía petrolera Once Once (1991), es concesionaria de la Cuenca del Cibao y la compañía Maleno Oil Company CxA (1998), tiene una concesión de exploración en la Cuenca de Enriquillo (Gráfico N° 3.1.2.1).

En el año 2001, la empresa Maleno Oil Company CxA, orientada por manifestaciones superficiales de gas natural, inicia la perforación de un pozo en Boca de Cachón, Cuenca de Enriquillo (Gráfico N° 3.1.2.1), en la perforación, se presentó pérdida de circulación en los estratos rocosos, por lo que se tuvo que movilizar la ubicación del pozo en tres ocasiones, Pozos #s 1, 1-A, 1-B. En definitiva se perforó un pozo (1-B) de aproximadamente 1800 pies de profundidad con resultados negativos.

Gráfico N° 3.1.2.1
Mapa de Concesiones para Exploración de Hidrocarburos, 2001



Fuente: Dirección General de Minería, Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

En la cuenca del Cibao la compañía Once Once S,A ejecutó en el 2003 un programa de perforación en la zona de Villa Rivas de cinco pozos, Guaraguao (3000 pies), Toro (700 pies), Águila (700 pies), Paloma (700 pies) y Tigre (700 pies), en dichos pozos se encontraron pequeños indicios de hidrocarburos gaseosos, pero no para su explotación comercial.

La compañía de exploración Once Once, S.A. ha perforado un total de 20,000 pies en diferentes pozos, siendo la empresa con más pies perforados para la exploración de hidrocarburos en la República Dominicana.

La cuenca de Azua, es la zona donde se presenta el mayor número de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, los primeros pozos exploratorios en el área se remontan al 1904 y se estima que más del 60% de los pozos perforados en la República Dominicana están en esta cuenca.

Las características de los crudos procedentes de Azua, se presentan en el Cuadro N° 3.1.2.1, las muestras (3MALDGM, 3MA) corresponden al área de Maleno, y la muestra (2 A HIG) a la de Higüerito, esta última se encuentra asociada con aguas termales.

Cuadro N° 3.1.2.1
Propiedades de Crudos de Maleno e Higüerito, Azua, Abril 2003

PROPIEDADES	3MALDGM	3MA	2AHIG
Densidad a 15 C (Kg/l)	0.9754	0.9524	0.9426
Gravedad API 60 F	13.5	17.0	18.5
Viscosidad a 100 F (cSt)	76.45	23.03	12.77
Azufre (% Peso)	3.49	3.40	1.32
Agua y sedimentos (%V)	0.10	0.05	52.50

Fuente: Gerencia de Hidrocarburos de la CNE

En las operaciones de campo se recolectaron dos muestras de aguas, una en Baní y otra en Azua, ambas fueron enviadas para su análisis a los laboratorios del INDRHI, cuyos resultados revelaron que la muestra tomada en Baní, presenta valores anómalos de contenido de sales, expresados como conductividad eléctrica. Estos valores están asociados a rocas de origen salino, lo que indica una interacción de las aguas con el tipo de rocas encontradas en la zona. En el lugar de muestreo, T. W. Vaughan¹⁶ y otros, 1922, reportaron una emanación de crudo, lo cual fue descartado sobre la base de que no se observó en superficie manaderos, no obstante, se constató que el agua salada presentaba una especie de nata de apariencia aceitosa.

La otra muestra de agua, se tomó en un lugar asociado a una emanación de crudo y sus características son de aguas de origen hidrotermal con alto contenido de sales. También en la cuenca de Azua, se tomaron tres muestras de crudos, cuyos análisis químicos se reportan en el Cuadro N° 3.1.2.1. Una de estas, estuvo asociada a la última muestra de agua y sus características fueron las siguientes: crudo pesado con valor de gravedad API a 60° F de 18.5,

¹⁶ Vaugh T. W.: Un Reconocimiento Geológico de la República Dominicana, pág.-248, editora Santo Domingo, 1983.

según la norma internacional ASTM-D-4052, y un con un contenido de azufre de 1.32 % en peso. Estos valores no se habían reportado en la literatura hasta la fecha.

Las otras dos muestras de crudos, también de Azua, contienen azufre en concentraciones ligeramente altas, y sus valores de gravedad API reflejan que son crudos pesados, cuyos valores oscilan entre 13.5 y 17.0 grados API. Es importante observar que estos valores se reportaron anteriormente en la literatura como de 20 grados API.

La compañía Murfin Dominicana C x A, posee los derechos de exploración de la zona de San Pedro, San Cristóbal-Baní, Azua. Esta empresa lleva a cabo un programa de perforación en la zona de Azua (Maleno), donde los pozos perforados resultaron secos.

En vista de que el país es altamente dependiente del petróleo y sus derivados, con un consumo a la fecha que sobrepasa los 133,330 barriles diarios. Es claro que el Estado Dominicano tiene que tomar la decisión para definir si las ocurrencias de petróleo y gas natural superficiales están en cantidades comercializables.

En tal sentido se han orientado algunas iniciativas en la dirección de fortalecer los aspectos relacionados con la exploración petrolera.

Para la realización de Propuestas de Modificación al Marco Legal de Exploración de Hidrocarburos la Comisión Nacional de Energía, participa en una comisión interinstitucional conformada por: la Comisión de Comercio y Energía de la Cámara de Diputados de la República, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio y otras dependencias del sector. La propuesta de modificación a la Ley de Exploración de Hidrocarburos, está orientada a la búsqueda de los incentivos para los inversionistas interesados en los proyectos de exploración de hidrocarburos, incluyendo costa afuera.

Al mismo tiempo, fue aprobado un proyecto a través de la OIEA/ARCAL, donde la República Dominicana, junto a otros siete países de Latinoamérica, integra un equipo de científicos con el objetivo de aplicar el método de huellas de fisión complementado con otros estudios basados en técnicas convencionales, para la exploración de hidrocarburos en nuestro país. Este estudio contribuirá con la definición las posibilidades de localización de yacimientos en estratos profundos, además del conocimiento del origen, migración y entrapamiento de hidrocarburos, sobre la base de la definición de la historia tectonotérmica de las cuencas.

También conjuntamente con la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), se solicitó la incorporación del país en un proyecto regional junto con Haití en razón de que ambos países, comparten las mismas cuencas sedimentarias, con el objetivo de evaluar las actividades de exploración de petróleo y gas natural en la isla Hispaniola.

3.2. El Abastecimiento de Derivados de Petróleo

3.2.1. Oferta y Demanda

La estructura de consumo de los derivados de petróleo en el país se presenta en el Cuadro 3.2.1.1 Los grandes consumidores son los sectores de transporte y generación eléctrica, incluyendo autogeneración. Estos dos sectores explican el 81% del consumo de hidrocarburos.

Como puede observarse, los combustibles de mayor consumo son los asociados con la generación eléctrica y el transporte. En su orden, los derivados más consumidos son el Fuel Oil, principal combustible en generación eléctrica pública, el Gas Oil, consumido de manera importante tanto en generación pública como en autogeneración y transporte, y la Gasolina, principal combustible del transporte.

El GLP tiene su mayor uso en los hogares urbanos y una participación creciente en el transporte por la conversión espontánea de vehículos, originado en el subsidio a este combustible. Por su parte, los combustibles de aviación (Avtur) siempre tendrán una participación significativa por la importancia del turismo en la economía dominicana.

Cuadro N° 3.2.1.1
Consumo de Derivados de Petróleo por Sector, 2001
(Kbbl)

Sector	GLP	Gasolinas	Kerosene	Avtur	Gas Oil	Fuel Oil	Total	Participación %
Residencial	4,087.0		73.0				4,160.0	9%
Comercial	395.0				148.0		543.0	1%
Industrias	286.6	5.0			833.0	1,094.0	2,218.6	5%
Transporte	1,445.0	8,295.0		3,069.2	3,943.0		16,752.2	36%
Generación Eléctrica					4,694.0	10,759.0	15,453.0	34%
Autogeneración		132.0			3,004.0	1,942.0	5,078.0	11%
No Energético/Otros	104.0	1,315.0			367.0		1,786.0	4%
Total	6,317.6	9,747.0	73.0	3,069.2	12,989.0	13,795.0	45,990.8	100%

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Sobre Balances Mayo 2003, Pág. -91

En el Cuadro N° 3.2.1.2 se presenta la estructura de la oferta de derivados de petróleo. Como puede observarse, el 72% de la oferta es de origen importado, siendo especialmente relevante en los casos de GLP (93%) y Gas Oil (79%).

Cuadro N° 3.2.1.2
Oferta Total de Derivados de Petróleo, 2001
 (Kbbl)

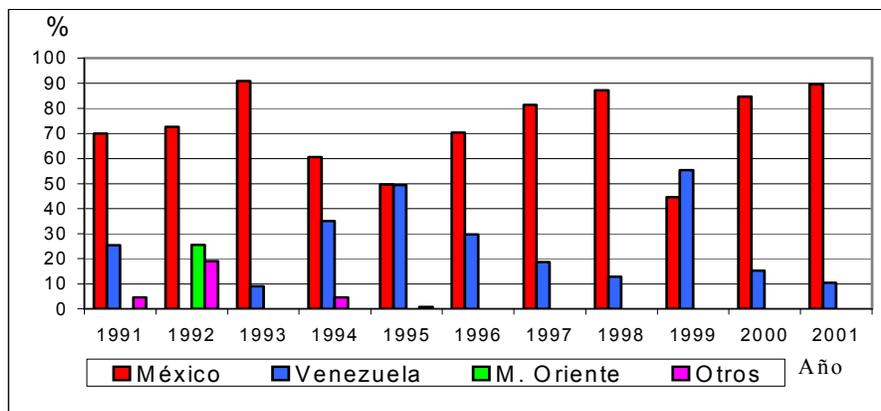
Renglón	GLP	Gasolinas	Kerosene	Avtur	Gas Oil	Fuel Oil	Total
Importación	5,934	6,481		1,240	10,272	9,429	33,356
Producción	390	3,183	73	1,811	2,602	4,674	12,733
Variación Inventarios	31	116	1	17	117	19	301
Oferta Total	6,355	9,780	74	3,068	12,991	14,122	46,390
<i>Porcentaje Importado</i>	<i>93%</i>	<i>66%</i>	<i>0%</i>	<i>40%</i>	<i>79%</i>	<i>67%</i>	<i>72%</i>

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Sobre Balances Mayo 2003; pág.-91

3.2.2. Importaciones de Petróleo y Derivados

Tanto el petróleo como los derivados que se consumen en República Dominicana son de origen importado. Por lo anterior, la comercialización de los hidrocarburos es de vital importancia para la economía dominicana, cuyas fuentes de abastecimiento han sido tradicionalmente México y Venezuela a través del acuerdo de San José, Costa Rica (Gráfico N° 3.2.2.1), y Trinidad & Tobago para el gas natural.

Gráfico N° 3.2.2.1
Origen del Crudo Procesado por REFIDOMSA, 1991-2001



Fuente: Banco Central de la República Dominicana

Nota: Estos datos fueron validados con REFODMSA.

Como consecuencia de la interrupción de suministro de petróleo y sus derivados desde Venezuela (sobre la base del acuerdo de San José y el acuerdo de Caracas), el país se ha visto temporalmente en la necesidad de aprovisionarse y recurrir a otros mercados internacionales como Puerto Rico (15%), Colombia (14%), Aruba (8%), Trinidad & Tobago (10%), Europa (4%) y Oriente Medio (6%). Algunos mercados por la distancia donde están localizados, principalmente Europa y Oriente Medio, aumentan los costos de estos energéticos, debido a los fletes, lo cual deriva en un mayor precio de los combustibles a los consumidores.

En las últimas décadas las variaciones de precios del petróleo inducen a grandes tensiones en la economía nacional, a pesar de que se ha convertido en una de las principales fuentes de ingresos fiscales, llegando en ocasiones a representar cerca del 16% del total de los mismos.

Asimismo, se puede inferir que el aumento de los precios del petróleo en el mercado internacional gravita negativamente, contribuyendo al déficit de la balanza comercial, lo cual afecta la posición de solvencia financiera.

La Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) haciendo uso de su atribución otorgada por la Ley de Hidrocarburos 112-00, aplicada a los combustibles fósiles y derivados de petróleo, fija los precios de mercado mediante resoluciones semanales que publica en los medios de comunicación. Los precios publicados establecen explícitamente los impuestos a pagar de acuerdo al tipo de combustible¹⁷.

El sistema impositivo diseñado para traspasar automáticamente las variaciones de precios internacionales del petróleo junto a las variaciones de la tasa de cambio, determina los precios del mercado interno, los cuales a modo de ilustración, se muestran en el Cuadro N°. 3.2.2.1, donde se observa la evolución promedio mensual de los precios de los derivados de petróleo en el semestre enero-junio de 2003.

Cuadro N° 3.2.2.1
Precio Promedio de Venta al Público de los Combustibles, Enero-Junio 2003
(RDS/gal)

COMBUSTIBLE	E	F	M	A	M	J
Gas L. de Petroleo	22.51	25.32	22.31	23.05	24.29	25.00
Gasolina Premiun	47.34	53.46	52.81	50.85	50.71	53.84
Gasolina Regular	41.78	48.04	47.01	44.57	44.44	47.70
Gasoil Regular	26.01	28.97	28.58	28.23	29.61	32.10
Avtur	22.65	25.50	25.08	25.13	26.35	28.73
Kerosene	26.45	29.30	28.88	29.05	30.25	32.68

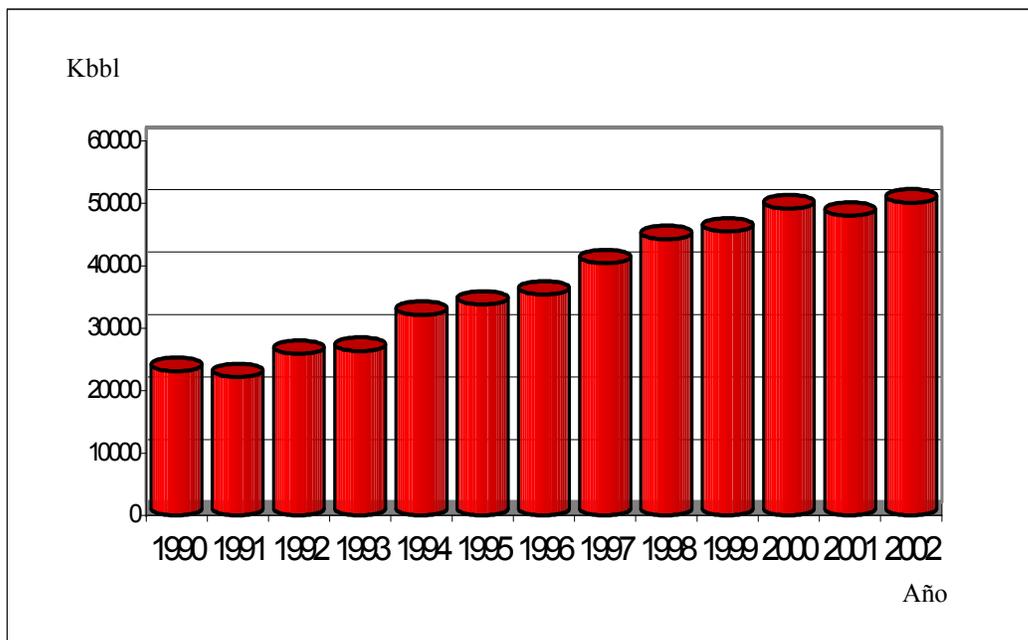
Fuente: www.seic.gov.do

Nota: Estos precios tienen incluidos los impuestos.

Como se observa en el Gráfico N°. 3.2.2.2, las importaciones de petróleo y sus derivados, experimentan un incremento constante a lo largo de la década de los noventa e igualmente tal tendencia se mantiene, aunque menos pronunciada, en los años 2000, 2001 y 2002.

¹⁷ El gas natural y el carbón están exentos de impuestos y el gas licuado de petróleo está subsidiado hasta el presente. Por esta razón, el diagnóstico del negocio de GLP será discutido como un tema aparte.

Gráfico N° 3.2.2.2
Importaciones de Petróleo y Sus Derivados, 1990-2002



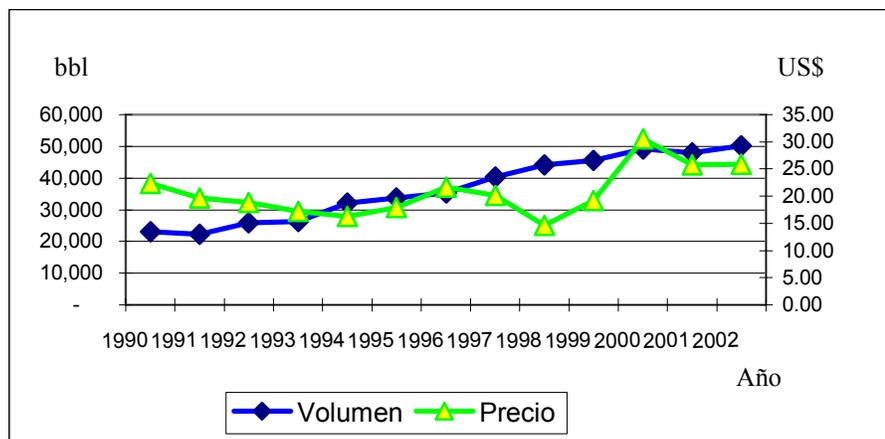
Fuente: Banco Central de la República Dominicana

En 1998 el valor de la factura petrolera representó el 4% del Producto Interno Bruto (PIB) y el 8.5% de las importaciones totales, pero en el 2002, hay que resaltar que los valores indicados aumentaron con respecto a los mismos parámetros a 6 % y 14% respectivamente, debido a los mayores precios.

En la República Dominicana, la demanda de hidrocarburos es inelástica con respecto al precio.

En el Gráfico N° 3.2.2.3 se observa las importaciones de petróleo y derivados y su relación con las variaciones de precios internacionales. En efecto en el periodo 1990-93 hay un incremento de los precios, sin embargo, el volumen físico de las importaciones mantiene una tendencia alcista., mientras que en el periodo 1997-1999 se produce una disminución de los precios del crudo bajando a US \$17 por barril, lo cual contribuye a un repunte en las importaciones del mismo. También coincidió con el más sostenido ciclo expansivo de la economía dominicana que tuvo sus inicios en 1993.

Gráfico N° 3.2.2.3
**Precio F.O.B. y Volumen de Importación de Petróleo
 y Derivados, 1990-2000**
 (US\$/bb)

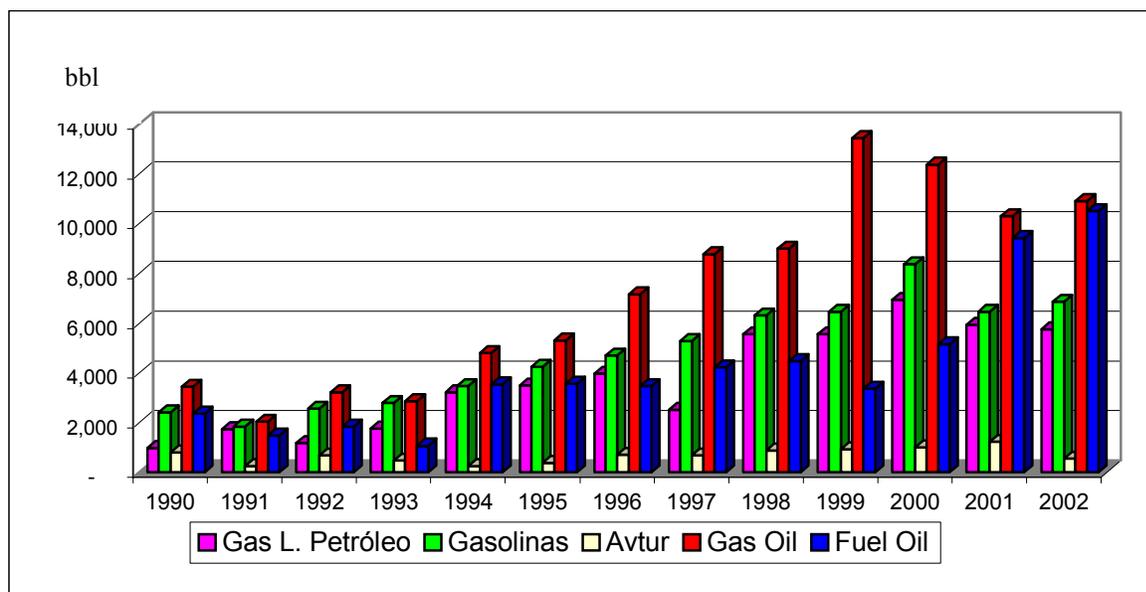


Fuente: Banco Central de la República Dominicana

Las limitaciones que restringen a la República Dominicana como país importador de petróleo y sus derivados pudiese apuntar a una toma de decisión de promover la inversión para lograr la instalación de una refinería adicional o aumentar la capacidad de REFIDOMSA, para así aumentar la capacidad de refinación de crudos en el país y depender menos de la importación de sus derivados. Por supuesto, tal decisión debe estar basada en un estudio de factibilidad técnico-económico. Es importante asegurar que cualquier proyecto que se pretenda ejecutar genere ganancias con la inversión a realizar y estas deben ser rentables en comparación con la importación de los derivados del petróleo.

En las importaciones de derivados (Gráfico N° 3.2.2.4) puede observarse que el combustible de mayor crecimiento durante la década de los noventa ha sido el gas oil, pero a partir del año 2000 comienza un proceso acelerado de sustitución hacia fuel oil en la generación eléctrica, contribuyendo al aumento de su importación, como se destaca en los años 2001 y 2002. Es evidente el cambio en la composición de las importaciones originada en las modificaciones en la estructura de consumo y con una capacidad de refinación constante aunque el gas oil sigue siendo el principal combustible importado, los demás derivados han ganado peso en las importaciones a medida que sus demandas crecen.

Gráfico N° 3.2.2.4
Derivados Importados, 1990-2002
 (Kbbl/año)



Fuente: Banco Central de la República Dominicana.

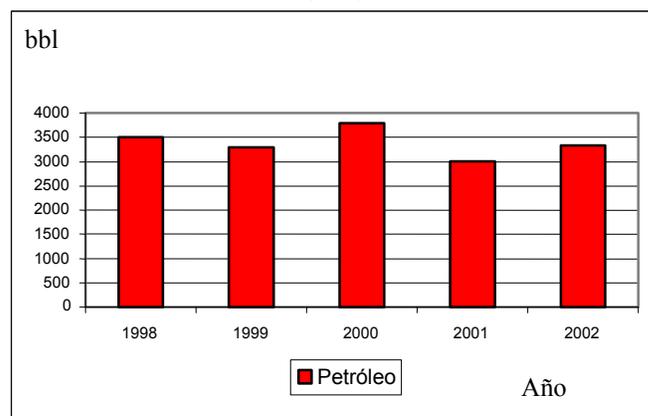
3.2.3. Refinación

En la cadena de abastecimiento de hidrocarburos desde el exterior, participan dos empresas multinacionales con importaciones directas y capacidad instalada de refinación de petróleo crudo y reconstituido.

Falconbridge Dominicana, una empresa minera dedicada a la producción de ferróniquel, se abastece de petróleo a través de un oleoducto de 77 Km, desde el puerto de Haina, provincia de San Cristóbal hasta el municipio de Bonaó, provincia Monseñor Noel. Esta empresa tiene una capacidad de refinación de 16 mil barriles diarios, procesa una mezcla de crudos livianos y pesados que varía de 60 a 70% de crudo pesado y de 30 a 40% de crudo liviano, de acuerdo a los requerimientos de dicha empresa. Los derivados que se obtienen de esta refinería son: 58% de fuel oil y 42% de nafta y diesel. El fuel oil se usa para alimentar la planta termoeléctrica y la nafta se utiliza para las plantas de reducción y preparación del ferróniquel y el diesel se usa para los equipos móviles y otros usos.

La producción anual de la Refinería de Falconbridge Dominicana ha sido de aproximadamente de 3,500,000 bbl, según se observa en el Gráfico N° 3.2.3.1 para el periodo 1998 – 2002.

Gráfico N° 3.2.3.1
Crudo Procesado por Falconbridge Dominicana, 1998-2002
 (Kbbl)



Fuente: Falconbridge Dominicana.

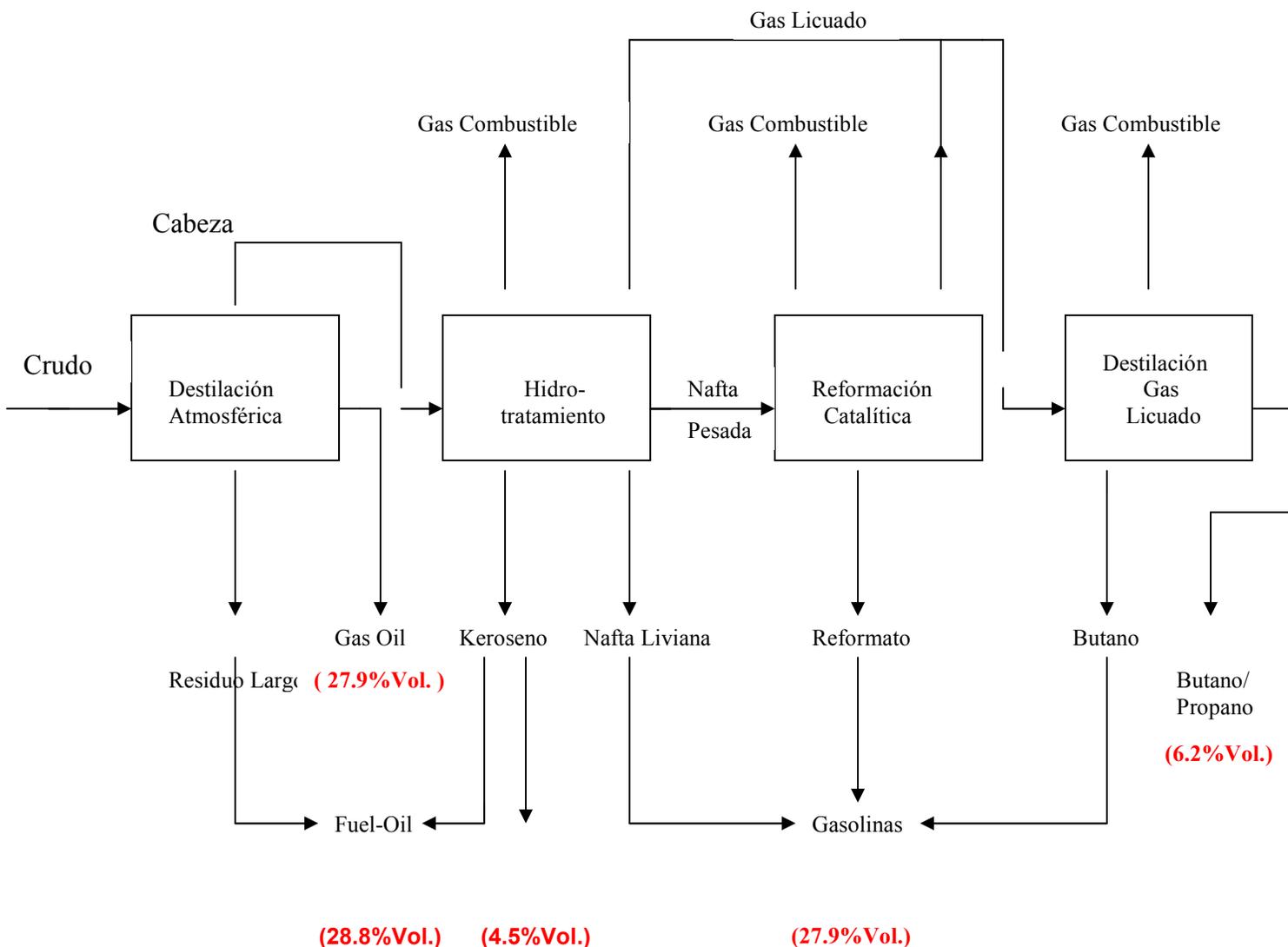
La Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA) inició sus operaciones comerciales en el año 1973, conformada por un conjunto de unidades capaces de separar crudos vírgenes y crudos reconstituidos, los cuales forman una mezcla en proporción volumétrica en una relación 60/40. El propósito de esta mezcla es obtener una alimentación que se ajuste a los procesos de refinación y produzca los derivados que demandan el mercado, GLP, gasolinas, kero-avtur, gas oil y fuel oil. Con la utilización de este crudo reconstituido REFIDOMSA busca cumplir con los requerimientos de gas licuado, gasolinas, kero-avtur, gas oil y fuel oil.

Desde el último semestre del año 2003, Venezuela suspendió el envío de petróleo al país, por lo cual la alimentación de REFIDOMSA fué sustituida por una mezcla de crudos vírgenes Mexicanos, Colombianos y destilados (nafta pesada) Mexicanos. La proporción de esta mezcla varía según el programa de producción establecido y estaría en el rango siguiente: crudos Olmeca-Maya 8%, Cusina-Vasconia 78-22% y el resto nafta pesada. Con esta mezcla se procura preparar una alimentación parecida a la utilizada regularmente desde Venezuela, o sea, algo similar a un crudo reconstituido.

Actualmente REFIDOMSA procesa 35,000 bbl/día, siendo ésta su alimentación tope o máxima.

En el Gráfico 3.2.3.2 se presenta un diagrama simplificado de bloques, mostrando los procesos y productos obtenidos así como también las proporciones porcentuales de los mismos. En el Diagrama, al residuo largo se le ajusta la viscosidad adicionándole keroseno y se vende como aceite combustible pesado o fuel oil. Por su parte, el reformado, nafta liviana y butano, se mezclan en proporciones volumétricas de aproximadamente 74, 25 y 1% para formar las gasolinas premium y regular, con octanajes de 95 y 89 mínimo, respectivamente. La mezcla de butano y propano, se vende como GLP y el gas oil y el keroseno son productos terminados y se comercializan como tal en el mercado.

Gráfico N° 3.2.3.2
Proceso General de Refinación de REFIDOMSA



Fuente: Peña A. Antonio: Refinería: ¿Alambique o Planta de Refinación?; Revista Tecniciencia, no.-3, pág.-4. 1979

Actualmente REFIDOMSA con esta capacidad de procesamiento no satisface la demanda del mercado y explica la razón de las importaciones de productos terminados. REFIDOMSA produce el 24% de la demanda nacional de hidrocarburos, y el restante 76%, es suplido con la importación de productos terminados. Si se toma 5% de la alimentación como destinada a consumo interno y pérdidas propias del proceso, el 95% restante destinado a ventas se proyectó con una producción de acuerdo al cuadro N° 3.2.3.3.

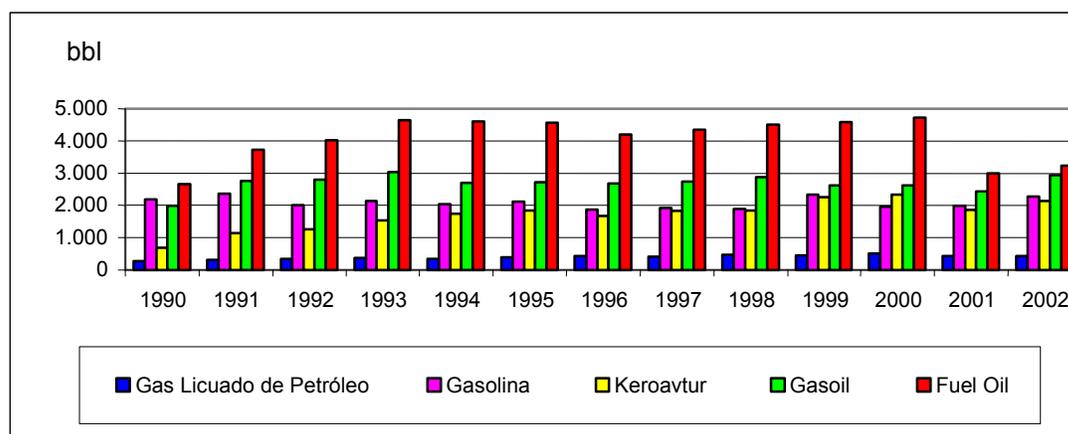
Cuadro N° 3.2.3.3
Producción de REFIDOMSA, 1979
 (%)

DERIVADOS	VOLUMEN
GLP	6.2
Gasolinas	27.9
Keroseno	4.5
Gas-Oil	27.9
Aceite Pesado	28.8
Total	100.0

Fuente: Peña A. Antonio: Refinería: ¿Alambique o Planta de Refinación?; Revista Tecniciencia, no.-3, pág.-4. 1979

En el proceso de refinación de REFIDOMSA, se separan los combustibles hasta llevarlo a las especificaciones del mercado. En el Gráfico N° 3.2.3.3, se ilustran los niveles de producción de los derivados de petróleo, siendo el Fuel Oil y el Gas Oil los derivados obtenidos en orden de producción. Después de los derivados arriba señalados, compiten las gasolinas, el keroavtur y en menor proporción el GLP.

Gráfico N° 3.2.3.3
Producción de REFIDOMSA, 1990-2002
 (Kbbl)



Fuente: Refinería Dominicana de Petróleo.

Merece destacar, que REFIDOMSA controla el 80% de la cesta de los combustibles en volumen de producción e importación del consumo nacional y también cuenta con la mayor infraestructura de almacenamiento de combustibles del país como se verá más adelante.

Finalmente, todo parece indicar la necesidad de estudiar la conveniencia económica de ampliar la capacidad de refinación de REFIDOMSA y/o construir una nueva refinería, en relación a la importación de productos. Entre las opciones pueden considerarse las siguientes:

- Conveniencia de implementar un proyecto de reingeniería, que permitiese la modernización o ampliación de las unidades de REFIDOMSA, y le permitiera satisfacer la demanda del mercado y eliminar las importaciones de derivados.

- Convertir a REFIDOMSA en un gran terminal de productos terminados, pues la tendencia actual de los grandes consorcios petroleros es la de cerrar las pequeñas refinerías, debido a los elevados costos operacionales.
- Crear las condiciones para inversiones que permitan la construcción de nuevas refinerías, que compitan con la ya existente.

3.2.4. Comercialización de Derivados

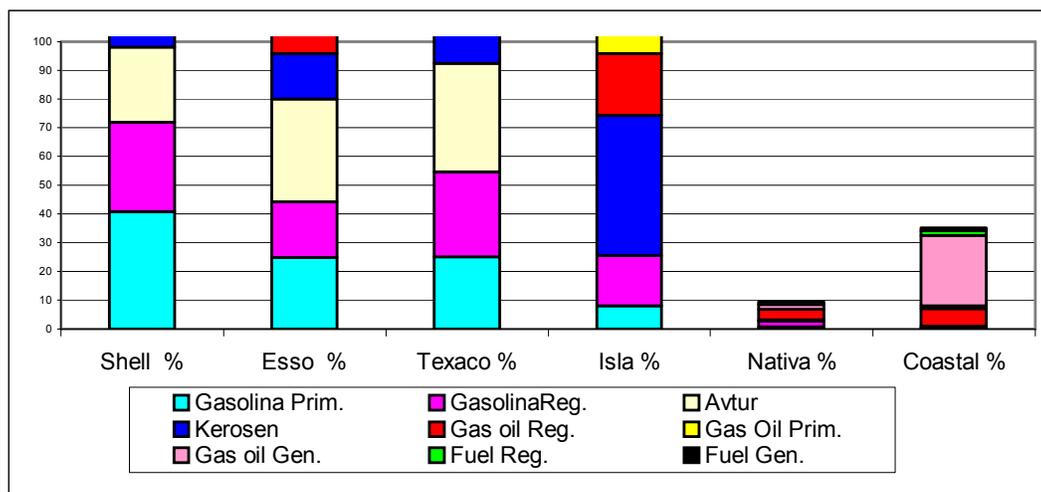
Actualmente, la actividad de distribución de combustibles a minoristas está a cargo de seis (6) compañías, conformando un oligopolio, destacándose tres principales distribuidoras: Shell Company (W. I.) Limited, Texaco Caribbean, Inc, y Esso Standard Oil, S.A., Ltd, todas de capital extranjero con una incidencia muy alta en las decisiones que se toman dentro de la cadena de distribución de combustibles. Otras tres compañías de capital mixto nacional y extranjero completan el total de las distribuidoras: Nativa, S.A., Coastal Petroleum Dominicana e Isla Dominicana de Petróleo Corporation., con incidencia relativamente baja en el mercado, como se observa en el Cuadro N° 3.2.4.1 y el Gráfico N° 3.2.4.1.

Cuadro N° 3.2.4.1
Ventas de Combustibles por Empresa Distribuidora, Agosto 2003
(en %)

Productos	Shell %	Esso %	Texaco %	Isla %	Nativa %	Coastal %
Gasolina	40.78	24.82	25.13	7.95	0.8	0.52
Gasolina Reg.	31.11	19.23	29.47	17.62	2	0.57
Avtur	26.08	36.06	37.84	0	0	0
Kerosen	21.69	15.71	13.56	48.76	0.27	0
Gas oil Reg.	24.35	23	21.63	21.42	3.64	5.95
Gas Oil Prim.	53.15	11.67	21.83	12.3	0	1.05
Gas oil Gen.	20.51	36.46	14.57	2.31	1.84	24.3
Fuel Reg.	42.08	20.63	22.03	12.63	0.98	1.65
Fuel Gen.	84.01	23.8	8.01	0.2	0	0.98

Fuente: Distribuidoras de combustibles.

Gráfico N° 3.2.4.1
Ventas de Combustibles por Empresa Distribuidora, Agosto 2003.



Fuente: Distribuidoras de combustibles.

Las distribuidoras suministran combustibles líquidos a través de camiones cisternas a las estaciones de expendio al público, según datos suministrados por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, existían 628 estaciones de expendio de combustible, el 27.5 % están en el Distrito Nacional, 53.6 % en el Cibao, 12.4 % Zona Sur y 6.5 % Zona Este. Dichas estaciones de expendio almacenan los diferentes tipos de combustibles en tanques para tales fines, por lo general soterrados.

Además de las estaciones independientes, existen en la actualidad estaciones de expendio que pertenecen a las distribuidoras. Según La Asociación Nacional de Detallistas de Gasolina, ANADEGAS, dichas estaciones son favorecidas al momento de ser abastecidas por las distribuidoras, creando un mercado desleal y provocando escasez en las estaciones que pertenecen a particulares y socios de esta organización.

Hay muy poco seguimiento técnico, normativo y de seguridad industrial por parte del Estado Dominicano, limitado en gran medida a exigir una serie de permisos para la edificación de la estación de expendio (Ley 317-72). Son varias las instituciones que se involucran en la autorización de dichos permisos: Cuerpo de Bomberos y Defensa Civil, Secretaría de Medio Ambiente, Secretaria de Estado de Obras Públicas y Comunicaciones, entre otras; dando como resultado que las normativas en las instalaciones de estaciones distribuidoras, se conviertan en barreras económicas y no en normativas técnicas y de seguridad.

3.2.5. Almacenamiento

El almacenamiento de combustibles esta concentrado en la región sureste del país que comprende el Distrito Nacional, cuya demarcación geográfica ubica a la ciudad de Santo Domingo y los municipios de importancia dentro de los que se encuentran: Santo Domingo Este, Norte y Sur, que en el pasado reciente formaban parte del Distrito Nacional como un solo municipio.

En esta región del país, se concentra cerca del 35% de la población dominicana, el Gobierno central, el sector industrial y comercial de todas las ramas de la producción nacional (ver mapa 3.1.2.1). Por consiguiente, la distribución geográfica de estos sectores, es lo que explica él porque la mayor parte de almacenamiento de combustibles se encuentra concentrado en esta región, así también, cabe destacar que la fuente principal de abastecimiento de hidrocarburos del país, constituido por la Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA), está también ubicada en la región suroeste.

En el Cuadro N° 3.2.5.1, se muestra la capacidad instalada de los tanques por combustibles de las empresas importadoras y distribuidoras, básicamente concentrado en el municipio Santo Domingo Este, en Punta Torrecilla, sector oriental de la ciudad de Santo Domingo. Asimismo, el Cuadro N° 3.2.5.2, indica el almacenamiento de combustibles por las compañías distribuidoras (incluye tanques de REFIDOMSA).

En adición a lo anterior, existe el recorrido del gasoducto de 34 Km que proviene del tanque de almacenamiento de Andrés, Boca Chica y suministra gas natural a dos generadoras eléctricas (Los Mina V y VI) reconvertidas a gas natural como novedad tecnológica en el país. El suministro y almacenamiento de gas natural, cuyo depósito tiene una capacidad para 160 mil metros cúbicos de este energético, es de reciente creación.

Cuadro N° 3.2.5.1
Capacidad de Almacenamiento Instalada
Por Tipo de Combustible, 2003

Combustible	Capacidad Total Instalada (gal)	Días
GLP	8,795,892	12
Gasolinas	12,453,000	12
JetA-1	869,988	2
Gas Oil	52,954,986	43
Fuel Oil	70,435,596	47

Fuentes: Refinería Dominicana de Petróleo; Empresas Distribuidoras, generadores de electricidad y otras.

Actualmente, no existe una política de control para los inventarios de los combustibles líquidos y gaseosos. Es necesario que estos inventarios se actualicen periódicamente, con el objetivo de determinar las estrategias de abastecimiento, y así mantener los balances e inventarios de seguridad que permita hacer frente a una situación de contingencia nacional o internacional.

En general, la disponibilidad real de almacenamiento por combustibles en el país, se presenta en el Cuadro N° 3.2.5.2 partiendo de la hipótesis de que el suministro se mantenga de forma regular y de acuerdo a un calendario “normal” de adquisición desde el exterior. En el Cuadro N° 3.2.5.3 se presenta el Almacenamiento de Combustibles para Generación Eléctrica y otras Operaciones.

Cuadro N° 3.2.5.2
Tanques de Almacenamiento Instalados por Compañía Distribuidora, 2003
(bbl)

Empresa Distribuidora	Tanque N°	Producto	Capacidad
Refinería Dominicana de Petróleo S. A.	5	G L P	66,000
	2	Gasolina Primium	78,000
	5	Gasolina Regular	190,000
	4	Kerosene / Avtur	100,000
	1	Gas Oil Primium	50,000
	4	Gas Oil Regular	323,000
	4	Fuel Oil	213,000
	4	Petróleo Crudo	860,000
Subtotal			1,880,000
Shell Company (W. I.) Limited	28	Gas Oil	221,500
	7	Fuel Oil	11,638
	12	Asfalto	75,935
	S-4	Asfalto	1,460
	S-1	Kerosina	480
	S-2	AC-20	480
	S-3	AC-30	480
	S-5	AC-20	1,460
Subtotal			313,433
Coastal Petroleum Dominicana	1	Gas Oil	100,000
	30	G L P	71,713
Subtotal			171,713
Esso Standard Oil S. A. Limited	15	Fuel Oil	174,000
	8	Asfalto	750
	1	P. N. AC-20	12,000
	5	P. N. AC-250	9,950
	7	P. N. AC-20	20,000
Subtotal			216,700
Mundo Gas Américas Dominicana, S. A.	3	G L P	71,713
Subtotal			71,713
Texaco Caribbean INC.	3	Gasolina Avión	28,500
Subtotal			28,500
Isla Dominicana de Petróleo Corporation	6	Gas Oil	12,348
Subtotal			12,348
Total			2,694,407

Fuente: Elaborado con datos suministrados por Refidomsa y las distribuidoras de combustibles.

Cuadro N° 3.2.5.3
Almacenamiento de Combustibles para Generación Eléctrica y otras Operaciones, 2003
(bb)

Empresa	Tanque No.	Productos	Capacidad	Capacidad Total
Itabo & Haina				
Los Mina	2	Gas Oil	10500	21,000
Los Mina	2	Gas Oil	14000	28,000
Timbeque	1	Gas Oil	10000	10,000
San P. M.	2	Gas Oil	55900	111,800
	1		60,900	60,900
Sto. Dgo.	1	Fuel Oil	56,000	56,000
Puerto Plata	1	Fuel Oil	56,000	56,000
	1	Fuel Oil	53,000	53,000
Haina	4	Fuel Oil	110,000	110,000
	1	Fuel Oil	254,000	254,000
Itabo	1	Fuel Oil	200,000	200,000
Subtotal				960,700
Dominican Power	2	Gas Oil	14,000	28,000
	2	Gas Oil	23,800	47,600
Subtotal				75,600
Falconbridge	2	Crudo	96,000	192,000
	2	Crudo	60,000	120,000
	2	Nafta	30,000	60,000
	2	Fuel Oil	50,000	100,000
Subtotal				472,000
Metaldom	1	Gas Oil	720	720
	1	Gas Oil	1,200	1,200
	1	Fuel Oil	2,100	2,100
	2	Fuel Oil	11,000	22,000
Subtotal				26,020
EDES:	1	Gas Oil	1,800	1,800
	1	Gas Oil	1,800	1,800
Palamara	1	Fuel Oil	30,000	30,000
	1	Fuel Oil	1,800	1,800
La Vega	2	Fuel Oil	1,800	1,800
	1	Fuel Oil	25,000	25,000
	1	Fuel Oil	18,000	18,000
Subtotal				80,200
Cons. Bayahibe	1	Gas Oil	1,700	1,700
Maxon B. Chica	1	Gas Oil	11,900	11,900
Cons. Punta	1	Gas Oil	60,000	60,000
Macao	2	Fuel Oil	9,500	19,000
Ciudad Modelo	1	Gas Oil	630	630

Empresa	Tanque No.	Productos	Capacidad	Capacidad Total
Subtotal				93,230
Smith P. Plata	2	Gas Oil	60,000	120,000
	2	Fuel Oil	60,000	120,000
Coastal Technology	1	Fuel Oil	50,000	50,000
Estrella del Norte	1	Fuel Oil	56,000	56,000
Cemento Cibao	1	Gas Oil	1,900	1,900
	1	Fuel Oil	6,700	6,700
Central Romana	1	Fuel Oil	95,000	95,000
	1	Fuel Oil	12,000	120,000
	1	Fuel Oil	24,000	24,000
	1	Gas Oil	18,000	18,000
	2	Gas Oil	24,000	48,000
Subtotal				659,600
Cemento Nac.	1	Gas Oil	24,000	24,000
	1	Fuel Oil	24,000	24,000
Rosario Domin.	2	Gas Oil	5,900	5,900
	1	Fuel Oil	60,000	60,000
Cerv. Nac. Dom.	2	Gas Oil	2,380	4,700
Soc. Domini	1	Gas Oil	1,285	1,285
Subtotal				119,885
Total General				5,109,979

Fuentes: Empresas generadoras; autoproductoras de electricidad y otros.

Es importante resaltar la debilidad que presenta el sistema de almacenamiento de combustibles, por efecto de la baja capacidad de los tanques que se utilizan para tales fines.

El abastecimiento del país se realiza a través de buques tanque, y luego se distribuye en camiones cisternas y, en menor medida, en barcazas.

Tal y como se ha establecido, el grueso de la capacidad de almacenamiento está concentrado en el sureste del país, que es la zona más afectada por la temporada ciclónica (dura siete meses), lo que representa un alto riesgo de que el país quede desabastecido.

La capacidad instalada de almacenamiento para suplir la demanda es de aproximadamente veintinueve días, no obstante, el almacenamiento utilizado oscila entre nueve y quince días, lo que determina un alta frecuencia de buques para garantizar el suministro.

En presencia de cualquier eventualidad que afecte las fuentes de suministro, la capacidad utilizada de almacenamiento resulta fundamental para enfrentar los acontecimientos que se presenten.

3.2.6 Transporte

El transporte de hidrocarburos en el interior del territorio dominicano tiene varias modalidades: por gasoductos, oleoductos, camiones cisternas y barcazas.

Los oleoductos y gasoductos son utilizados en proyectos específicos de alto consumo de combustibles y por lo general, involucra la generación de energía eléctrica, tal es el caso del gasoducto utilizado para transportar gas natural desde AES Andrés a Los Minas con 34 Kms de longitud y 12 pulgadas de diámetro, primero en su clase en la República Dominicana.

Los oleoductos existentes son: el de la Falconbridge, desde Haina a Bonaó, con 77 Km de longitud y 8 pulgadas de diámetro, transporta mezcla de crudos hasta la Refinería de dicha compañía, produce electricidad y energéticos usados en sus procesos metalúrgicos con los productos obtenidos en la refinación.

Otros oleoductos de menor tamaño a ser mencionados, son los de Ege-Haina e Itabo, utilizados para el transporte de fuel oil usado en la generación de electricidad.

Actualmente son utilizadas barcazas para transportar fuel oil desde la Refinería Dominicana hasta la planta Sea Board en el Río Ozama, para la generación eléctrica.

Las estaciones de expendio son suplidas de hidrocarburos por camiones cisternas con capacidades que oscilan entre 8,000 galones y 14,000 galones. En un mismo camión se pueden transportar diferentes hidrocarburos en distintos compartimientos.

Dichas unidades de transporte están agrupadas en el Sindicato de Chóferes o en la Asociación de Propietarios de Camiones. El número de unidades de transporte está definido mediante resolución emitida por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, la cual debería ser una decisión del mercado, no una decisión administrativa.

Hay casos en que los distribuidores se encargan a la vez del transporte y expendio al detalle, creando verdaderos desbalances en el mercado, en desmedro de los propietarios privados.

Los costos de transporte de combustibles son fijos y promediados, creando efectos negativos, con niveles desiguales de rentabilidad para las estaciones de expendio al público.

Todas las consultas realizadas en el sector coinciden con que se elaboren reglamentos para regular la práctica y equilibrar la comercialización de los hidrocarburos haciendo el sector más equitativo. En la actualidad los controles para el desarrollo del sector, en su mayoría impuestos por el Gobierno Dominicano, responden a barreras de tipo económico.

3.2.7. Estructuras de precios al consumidor y márgenes de comercialización

Los precios de venta al público de los combustibles que rigen en el mercado para los consumidores finales es responsabilidad de la Secretaria de Industria y Comercio. Estos precios, se establecen mediante una resolución semanal conforme a la Ley tributaria 112-00 y los márgenes de distribución y comercialización por cada unidad de venta. A los montos propuestos se suman los denominados “precios de paridad”, que reflejan la evolución de los precios internacionales de los combustibles que se computan sobre la base de un monto fijo por cada galón.

Con objeto de comparar los elementos que determinan la estructura de precios para el consumidor final de los combustibles, se detalla a continuación sus partes:

El precio de paridad de importación (PPI) con todos sus elementos desagregados, se ilustra en el cuadro 3.2.7.1, donde se presenta además los combustibles para la generación eléctrica, en los cuales se observa un ejercicio con los conceptos que definen cada uno de los PPI. Estos elementos son el punto de partida para la fijación de precios internos establecidos de acuerdo al tipo de cambio del mercado.

Este segmento, comprende la estructura de impuesto y márgenes de comercialización establecida a lo largo de la cadena de abastecimiento.

Todo el análisis está referido a la semana tipo del 17 al 23 de enero del 2004, para los combustibles gasolina premium y regular, gasoil, avtur, kerosén y fuel oil, así como los combustibles utilizados en la generación eléctrica.

Definidos los elementos del precio de paridad, cabe destacar que los impuestos son montos establecidos por unidad de volumen ajustable por inflación trimestralmente, para evitar pérdida de su valor real, a excepción de los combustibles para la generación eléctrica, que son consumidos por los generadores privados interconectados. De este modo, el máximo incremento que podrían aumentar los impuestos, sería la tasa de inflación, lo que le permitiese a las autoridades realizar una indexación parcial. Su monto de recaudación va a variar con el consumo nacional de combustibles y con la tasa de inflación.

Siguiendo el esquema descrito en el Cuadro 3.2.7.1, se establecen los márgenes de distribución, los cuales consisten en un monto determinado por galón, los cuales son muy variables entre los productos y dependen del manejo de los precios por parte de la autoridades que regulan el sector. Actualmente, existen grandes diferencias entre los márgenes de distribución que se asignan a los diversos productos. Así, por ejemplo, el margen de la gasolina premium es de RD\$ 3.51/gal, mientras que la gasolina regular tiene un margen de RD\$ 1.96/gal.

En el caso particular de la actividad de transporte, las distribuidoras reciben también un margen fijo (RD\$/gal) para cubrir esta actividad, independiente de la distancia donde se suministra el combustible, por lo cual es igual para todo el país. Las autoridades que regulan el sector reparten en forma proporcional los volúmenes de combustibles por zona o región.

Al igual que con los márgenes de distribución y venta al detalle, los transportistas requieren anualmente una indexación en la tarifa por inflación.

Cuadro 3.2.7.1

Componentes del Precio de los Derivados de Petróleo

Costo C&F: corresponde al precio del combustible en puerto de embarque, según la publicación Platts, más la tarifa real de flete pagada bajo el contrato de fletamento o embarque en el mercado ocasional (Spot).
Seguro marítimo: aplicado a los embarques de acuerdo con los contratos de seguros suscrito con la empresa (caso Refidomsa)
Costo de Terminal: es el cargo correspondiente al uso de las facilidades de desembarque, almacenamiento y entrega del combustible.
Gastos y comisiones bancarias: gastos incurridos, comisión de cambio de divisas, costos de apertura de crédito y/o documentos y transferencias bancarias.
Cargos por desembarque: otros costos, como inspección, recibo de hidrocarburos, inherentes a la actividad de importación.
Fondo especial: fomento de energía alternativa o limpia se instituye un fondo especial con un 2% en virtud de aplicación de la Ley 112-00 con un incremento anual de un uno (1%) hasta alcanzar el cinco por ciento (5%) de dichos ingresos en el 2005.
Gravamen: arancelario o impuesto aplicado a las importaciones de hidrocarburos por decreto (646-03) de acuerdo al calculo del gravamen.
Precio de paridad de importación (PPI): se identifica como el precio ex-refinería que es independiente a los impuestos al consumo y resulta de la suma de todos elementos anteriores aplicados a la importación de hidrocarburos.
Impuesto
Márgenes de Comercialización:
Distribuidor
Detallista
Transportista
Precio de Consumo Final: Suma del PPI, impuestos y márgenes

Fuente: Reglamento Ley Tributaria de Hidrocarburos (112-00)

3.2.8. Consideraciones Medioambientales

Es necesario reconocer el impacto del manejo y facilidades del petróleo y sus derivados hacia el medioambiente, no se ha regulado de manera adecuada. En tal sentido, es necesario que conjuntamente con la Secretaría de Estado del Medioambiente y Recursos Naturales (SEMARENA), a través del Comité Técnico Interinstitucional de Producción más Limpia, se impulse la necesidad de evaluar las actividades de las exploraciones petroleras, los sistemas de emisiones de gases a la atmósfera tales como CO₂, CO, HC, NO_x, SO_x y partículas sólidas, y el rastreo de descargas por efecto de filtraciones a los acuíferos. Las decisiones sobre estos temas están sujetas a intereses particulares de los emisores.

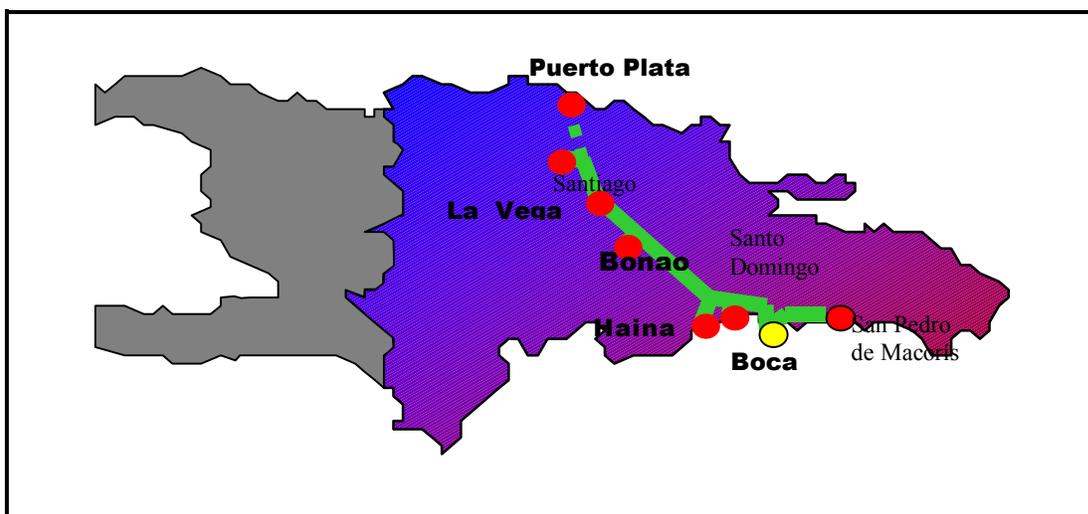
3.3. Gas Natural

La Comisión Nacional de Energía, con el auspicio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), financió bajo un contrato con la empresa El Puente S.A., el estudio de prefactibilidad: “El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?”, donde se evaluaron las posibilidades de importación de gas natural, cuyos resultados se presentaron en julio-agosto del 2003.

Los resultados de este trabajo se establecieron que es factible la importación y el desarrollo del mercado de gas natural, con una conclusión muy alentadora: la posibilidad de sustituir con un combustible mas limpio los derivados del petróleo en la cesta de combustible para la generación eléctrica en un 30%. Si se concretara esta posibilidad de introducir grandes ahorros en la factura energética del país, además, de que desarrollar el gas natural significa dotar al país de una infraestructura moderna indispensable para la generación confiable de electricidad y el desarrollo industrial. Los resultados con respecto a la demanda del gas natural arrojados por dicho estudio son:

1. La demanda será para el año 2010, de 2,888 millones de m³ de gas natural (GN);
2. De ello, corresponde a 4.8 millones de m³ de gas natural licuado (GNL) para el año arriba indicado;
3. Las cifras anteriores, representan el 30% del balance energético del País;
4. Equivalente al 90% de la demanda potencial por la generación eléctrica;
5. Fuente de suministro: Trinidad y Tobago y para el año 2008, posiblemente Venezuela;
6. Inversiones en 5 años: US\$ 92 millones, sí se utilizan las facilidades de AES-Andrés. De lo contrario, las inversiones podrían alcanzar los US\$ 700 millones en su conjunto;
7. Ventas potenciales al cabo de 5 años: US\$ 300 millones / año;
8. Se propone el desarrollo de un gasoducto por las siguientes regiones que consumirán un volumen de gas natural para el año 2010 de 2,888 millones m³ (ver gráfico N° 3.3.1);
9. Una infraestructura de gas natural siempre constituye una ventaja competitiva para la instalación de nuevas industrias y la modernización de las ya existentes.

Gráfico N° 3.3.1
Gasoducto Andrés Boca Chica – Los Mina y Propuesta de Ampliación



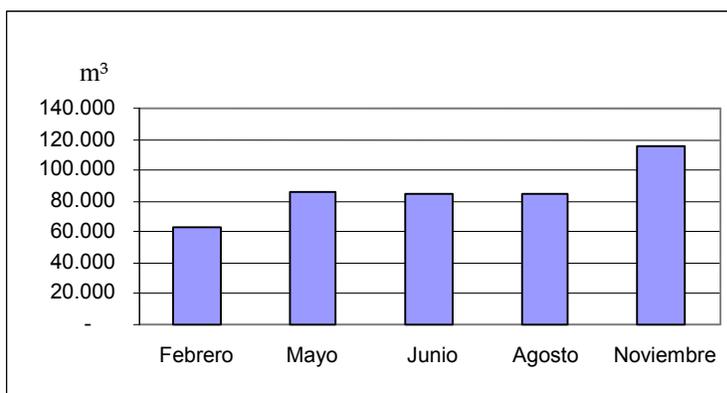
Fuente: El Puente S. A. -CNE: El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?, pág.- 38; mayo 2003.

10. El gas natural ya está en el País, concretamente en el complejo de Andrés, Boca Chica, donde existe un tanque de almacenamiento con capacidad de 160,000 m³.
11. Actualmente se está generando en dos plantas turbina de gas que fueron convertidas a gas natural de 200 MW de capacidad, y para diciembre, se inició la generación de 300 Mws en la planta de ciclo combinado de Andrés, Boca Chica.

Con la instalación de la generadora de ciclo combinado de AES Andrés, que entró en operación comercial en diciembre de este año, con 300 MW de capacidad instalada, y la conversión a gas natural de las plantas de turbinas de gas de Los Mina V y VI con 200 MW. desde el mes de febrero del presente año hasta noviembre, se han importado 434,534 m³ de gas natural. El transporte y la distribución del gas natural se realiza por medio de un gasoducto (gráfico 3.3.1) que distribuye el gas desde la terminal de almacenamiento (capacidad de 160,000 m³) ubicado en Andrés, Boca Chica hasta Los Mina y recorre una distancia de 34 km. Es sin duda una importante ventaja el transporte de este energético por medio de gasoducto, ya que contribuye a la reducción del tránsito pesado en los centros urbanos y a la contaminación que los mismos producen en su desplazamiento, además la posibilidad de accidentes y derramamientos en las vías, se reduce considerablemente.

Para fomentar la demanda del gas natural en el país para la generación de eléctrica, se requiere hacer un seguimiento al trabajo presentado por la empresa El Puente S. A., con un estudio detallado de mercado, que nos permita determinar cuales serán las demandas potenciales del gas natural en las regiones donde exista la posibilidad de mayor demanda. Esta etapa del proyecto se puede desarrollar en el futuro con un financiamiento de organismos internacionales o a través de un programa de cooperación con un país amigo.

Gráfico N° 3.3.2
Importación de Gas Natural en República Dominicana, 2003
 (Miles m³)



Fuente: Elaborado con datos suministrados por AES- Andrés a la SIE.

Dentro de las principales condiciones que facilitarán el desarrollo del mercado de gas natural en República Dominicana se encuentran:

- Visibilidad y estabilidad del precio del gas a mediano plazo con participación del estado o por medio de acuerdos bilaterales;
- Marco regulatorio claro y estimulante para la inversión;
- Política pública de acompañamiento, especialmente en materia fiscal;
- Compromiso de los industriales del gas natural al desarrollo del mercado;
- Celeridad en las decisiones públicas con las políticas de sustitución.

La elaboración y adopción de un marco regulatorio es, de por sí, un proceso complejo, ya que dicho marco debe integrar todos los componentes del mercado del gas natural. En efecto, las reglas del juego del mercado deben ser diseñadas de tal modo que las ventajas para los clientes sean duraderas por el uso del gas natural y, simultáneamente, que los oferentes de gas y de servicios (almacenamiento, transporte, distribución y comercialización) sean incentivados para realizar las inversiones adecuadas.

Este planteamiento se puede corroborar con la introducción de este energético sin que existan todavía leyes o reglamentos que regulen su importación, comercialización y distribución. El gas natural está exento de impuestos actualmente, por lo que el Estado Dominicano deja de percibir ingresos por su importación y consumo.

El desarrollo de la industria del gas natural precisa ser realizado de la manera más armoniosa posible con los otros sectores del ramo de la energía – petróleo, sus derivados, y sector eléctrico. Vale decir que las disposiciones que se decidan para el gas no pueden enfrentarse contra otras leyes entre ellas la Ley Eléctrica.

El transporte y distribución de gas natural es una industria de red con características de monopolio natural, lo que ha dado lugar a la intervención del Estado, en otros casos se ha justificado también dicha intervención por razones de servicio público. El esquema institucional para manejar esta situación ha tomado históricamente dos formas: el establecimiento de un monopolio público bajo la tutela de una secretaría de estado, o la concesión del servicio a una empresa pública, privada o mixta, bajo la vigilancia de un organismo regulador designada para tal efecto. En ambos casos se definen mecanismos de fijación de precios especiales, para evitar que la empresa en esa situación obtenga ganancias excesivas.

Resumiendo y teniendo en cuenta que el mercado potencial para el gas natural calculado en forma aproximada en el estudio realizado por la CNE, llega a 4.8 millones m³/año para 2010 y existen centrales eléctricas que lo consumen, parecería posible considerar la penetración del GNL en el Sistema Energético de República Dominicana. Pero para que dicha penetración se concrete parecería conveniente seguir los siguientes pasos:

- ❖ Realizar un estudio detallado del mercado real del gas natural a nivel regional y sectorial para definir la magnitud efectiva de dicho mercado;
- ❖ El Estado debería intervenir en la regulación de los precios de importación del GNL y en los convenios de suministro del combustible;
- ❖ Procurar la participación del Estado como regulador de todas las etapas de la actividad, fijando a esos efectos las tarifas y efectuando la supervisión en los aspectos técnicos y de seguridad;
- ❖ Asegurar el libre tránsito del combustible por los gasoductos para todos los usuarios, fijando el Estado, a ese efecto, la correspondiente tarifa de peaje, diferencial según el tipo de usuario.

3.4. Gas Licuado de Petróleo (GLP)

3.4.1. Propiedades Físico-Químicas

Las especificaciones físico-químicas del GLP, según la norma NORDOM 220, de la Dirección General de Norma (DIGENOR), organismo perteneciente a la Secretaría de Industria y Comercio (SEIC), se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3.4.1.1
Especificaciones Físico-Químicas del Propano (30% V/V)

PROPIEDADES	UNIDAD	REQUISITO	MÉTODO ASTM
Presión de vapor @37.8°C, máx.	Kpa	1380	D-2598
Residuo volátil (95% evaporado) máx.	°C	2.2	D-1837
Material residual, máx.	% Vol.	0.05	D-2158
Densidad @ 15.6°C, máx.	Kg/l	0.559	D-2598
Azufre volátil, máx.	%(M/M)	0.02	D-2784
Corrosión a lámina de cobre (1h. @ 37.8°C)	--	No. 1	D-1838
Contenido de propano, mín.	%(V/V)	30	D-2163
Agua libre		No	
Contenido de mercaptano etílico, mín.	%(m/m)	0.0015	-----

Fuente: Digenor, NORDOM 220

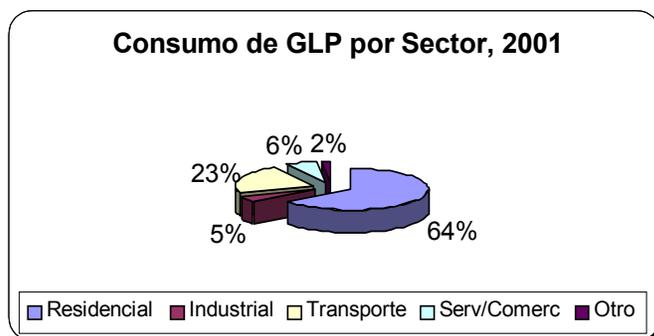
A pesar de que el GLP, se considera como un gas inflamable, la aplicación de los procedimientos y procesos apropiados, además de seguir las normas internacionales, asegurará la seguridad completa en su manejo y utilización.

Cuando el GLP reemplaza los productos fluorocarbonados, como propulsores en aerosoles y refrigerantes, proporciona alternativas beneficiosas desde el punto de vista ambiental, contribuyendo a la preservación de la capa de ozono de la tierra. Las propiedades limpias de las emisiones atmosféricas del GLP proporcionan un sustituto más que adecuado para combustibles de usos domésticos utilizados, tales como leña y carbón, contribuyendo a prevenir la deforestación de los bosques.

3.4.2. Consumo del GLP

La composición actual de la mezcla de GLP que se comercializa está constituida por propano/butano en una relación de 70.70/29.30 (% volumen), y se utiliza principalmente para uso doméstico, restaurantes y hoteles (comercial y servicios), específicamente como gas de cocina, en usos térmicos industriales y para combustible vehicular, como una alternativa para compensar el precio del diesel y la gasolina. En el Gráfico N° 3.4.2.1, se puede observar el uso de GLP para el año 2001, discriminado para el consumo por sectores tales como comercio y servicios, industrial, residencial, transporte. El consumo en ese año ascendió a 6,317, 600 bbl, equivalentes a 17,308 bbl/día.

Gráfico N° 3.4.2.1
Consumo de GLP por Sector, 2001
(%)

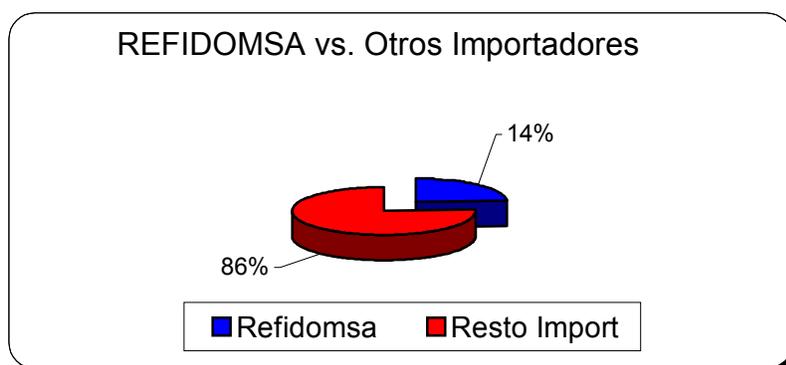


Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Sobre Balances, mayo 2003.

3.4.3. Cadena de Comercialización

En la actualidad, el país cuenta con un agente productor y tres agentes importadores de GLP. La Refinería Dominicana de Petróleo presenta una condición doble, pues produce e importa a la vez. No obstante, el 93% del abastecimiento total corresponde a importaciones, lo cual refleja la baja capacidad de la refinería de producir este combustible. Los otros importadores además de REFIDOMSA son Mundogas y Coastal Petroleum Dominicana. La empresa Mundogas ha reducido sus operaciones a su mínima expresión en la actualidad.

Gráfico N° 3.4.3.1
Distribución de la Producción e Importación de GLP
(%)



Fuentes: Refinería Dominicana de Petróleo; Empresas Importadoras de GLP.

La Cadena de Comercialización de GLP está conformada por los siguientes agentes:

PRODUCTORES → **IMPORTADORES** → **DISTRIBUIDORES** → **DETALLISTAS** → **CONSUMIDORES**

Cada uno de estos agentes se define de acuerdo al reglamento que regula la importación y el mercado nacional del GLP, basado en la ley N° 520, de acuerdo a lo siguiente:

- Productor: empresa radicada en el país, la cual obtiene GLP en su proceso normal de producción. Ej. REFIDOMSA;
- Importador: empresa autorizada por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para importar GLP con fines de su distribución en el mercado interno o para su reexportación. Ej. REFIDOMSA, Mundo Gas y Coastal Petroleum Dominicana;
- Distribuidor: compañía autorizada por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para adquirir GLP para abastecer a las plantas envasadoras a empresas industriales y/o al consumidor final en el país. Ej. Mundo Gas, Tropigas, Credigas, Cooperativa de Gas y Coastal Petroleum Dominicana;
- Detallista (Envasadora): toda persona física o moral que se dedica a la venta directa de GLP a los consumidores finales, en envases de 120, 100, 50 y 25 libras;
- Consumidor final: personas que adquieren GLP, para ser usado por sí mismos y no con fines de comercialización.

Los agentes que interactúan en la cadena del GLP solo tienen en común el producto que comercializan, pues en lo relativo a las especificaciones técnicas y de seguridad, que son necesarias para regular el mercado, cada agente tiene sus propias normas y las aplica acorde con su criterio o experiencia, muy lejos de políticas normativas que aún el Estado Dominicano no ha definido con claridad.

La responsabilidad de la Comisión Nacional de Energía (CNE) es procurar que todos los agentes de la cadena de comercialización del GLP sean regulados por normas modernas y de usos obligatorios, que les permita actuar dentro de la cadena, con transparencia, eficiencia y seguridad, además, permitiendo que el consumidor reciba la calidad y cantidad por el producto adquirido.

3.4.4. Importaciones del GLP

La procedencia de las importaciones son básicamente: Venezuela, Trinidad y Tobago, EUA, Marruecos y Curazao. Las compañías internacionales proveedoras de GLP son: PDVSA de Venezuela y National Gas Company (NGC) de Trinidad y Tobago.

Los puertos de descarga del GLP están localizados en el mapa del Gráfico N° 3.4.4.1 y corresponden a:

Puerto de Haina
Puerto Viejo, Azua
Puerto de San Pedro de Macorís

3.4.5. Distribución de GLP

Las principales compañías distribuidoras de GLP son las siguientes:

PROPA-GAS
CREDIGAS
TROPIGAS
GAS CARIBE
COOPERATIVA DE GAS

Por su parte las plantas envasadoras (detallistas) están distribuidas por todo el territorio nacional cuya mayor concentración se ubican en el Distrito Nacional, Santo Domingo, Santiago, La Vega, San Cristóbal, Duarte y Valverde. Trescientos ochenta y seis (386) envasadoras existen actualmente en el país, cuya capacidad de almacenaje es de 4, 701,012 gls. GLP.

El transporte es responsabilidad de las distribuidoras, pues parte de sus funciones es hacer llegar a los minoristas y a los grandes consumidores el GLP y para esto utilizan camiones cisternas, cuyos permisos de uso son otorgados por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio. En cuanto a las actividades de distribución y transporte, no existe una reglamentación sobre las condiciones en que deben realizarse las diversas actividades de este negocio, con las debidas regulaciones técnicas y de seguridad industrial, en consonancia con un mercado sano, evitando en lo posible toma de decisiones administrativas.

3.4.6. Estructura de Precios del GLP

La conformación del Precio del GLP sigue la misma lógica de los combustibles líquidos y son también responsabilidad de la Secretaria de Industria y Comercio. Estos precios, se establecen mediante una resolución semanal conforme a la Ley 112-00 y los márgenes de distribución y comercialización por cada unidad de venta. A los montos propuestos se suman los denominados “precios de paridad”, que reflejan la evolución de los precios internacionales de los combustibles. En el caso del GLP, el precio internacional es cotizado en US\$/gal, tomando como referencia el mercado Mont Belvieu, según la publicación OPIS.

Hay que resaltar también que el precio del GLP está fuertemente subsidiado por menores impuestos en comparación de los combustibles líquidos. La carga económica que representa el subsidio generalizado del GLP representa un elevado sacrificio fiscal para el Estado Dominicano. En tal sentido, es importante destacar que la Ley de Hidrocarburos No.112-00, que en su párrafo I dice lo siguiente: “El Poder Ejecutivo dispondrá un subsidio directo a las familias para la compra de gas licuado de petróleo (GLP) de uso doméstico, a fin de proteger el presupuesto de los hogares dominicanos. Este subsidio nunca será menor que el actual”.

En el Cuadro N° 3.4.6.1 se presentan los componentes del precio del GLP.

Cuadro N° 3.4.6.1
Componentes del Precio del GLP

Flete: C&F, corresponde a la tarifa real de flete pagada bajo el contrato de fletamento o embarque en el mercado ocasional (Spot).
Seguro marítimo: aplicado a los embarque de acuerdo con los contratos de seguros suscrito con la empresa (caso REFIDOMSA).
Costo de Terminal: es el cargo correspondiente al uso de las facilidades de desembarque, almacenamiento y entrega del combustible.
Gastos y comisiones bancarias: gastos incurridos, comisión de cambio de divisas, costos de apertura de crédito y/o documentos y transferencias bancarias.
Cargos por desembarque: otros costos, como inspección, recibo de hidrocarburos, inherentes a la actividad de importación.
Fondo especial: fomento de energía alternativa o limpia se instituye un fondo especial con un 2% en virtud de aplicación de la Ley 112-00, con un incremento anual de un uno por ciento (1%) hasta alcanzar el cinco por ciento (5%) de dichos ingresos en el 2005.
Gravamen: arancelario o impuesto aplicado a las importaciones de hidrocarburos por decreto (646-03) de acuerdo al calculo del gravamen.
Precio de paridad de importación (PPI): se identifica como el precio ex-refinería que es independiente a los impuestos al consumo y resulta de la suma de todos elementos aplicado a la importación de hidrocarburos.
Impuesto
Márgenes de Comercialización:
Distribuidor
Detallista
Transportista

Fuente: Reglamento Ley Tributaria de Hidrocarburos (112-00)

3.4.7. Marco Regulatorio del Mercado de GLP

La Normativa Legal o Marco Regulatorio está basado en tres instrumentos jurídicos, con la justificación que los originó:

- a) **Reglamento No. 2119-72** (29 de Marzo del 1972), regula el uso de los gases licuados de petróleo (GLP).
- b) **Ley No. 520-73** (25 de Mayo del 1973), que permite la importación de GLP, por falta de capacidad de procesamiento de GLP de la Refinería Dominicana de Petróleo.
- c) **Resolución No. 90-93** (31 de Mayo del 1993), esta resolución plantea que debido al incremento diario en el uso del GLP (Gas Licuado de Petróleo) a nivel doméstico/industrial en todo el territorio nacional, crea una comisión que tendrá a su cargo recibir las nuevas solicitudes de instalaciones de: plantas envasadoras, compañías distribuidoras e importadoras de GLP (Gas Licuado de Petróleo). La

comisión aprobará o no las solicitudes de instalación de nuevas plantas envasadoras y regulará y supervisará estas y las ya instaladas, además tomará las medidas necesarias para su mejor funcionamiento.

Como se puede observar, los tres instrumentos jurídicos fueron creados en coyunturas específicas y solo para regular el uso, ampliación y solicitudes de plantas envasadoras, compañías distribuidoras e importadoras de GLP. Actualmente no existen normas nacionales o internacionales que se estén aplicando en la cadena de comercialización de este combustible, aunque de manera ocasional algunos conceptos que forman parte de ellas, puedan aparecer en los mencionados instrumentos jurídicos, una u otra especificación de carácter técnico y en su totalidad recomendaciones o prohibiciones.

Sobre esta situación se requiere con urgencia normalizar y regular la cadena de comercialización del GLP.

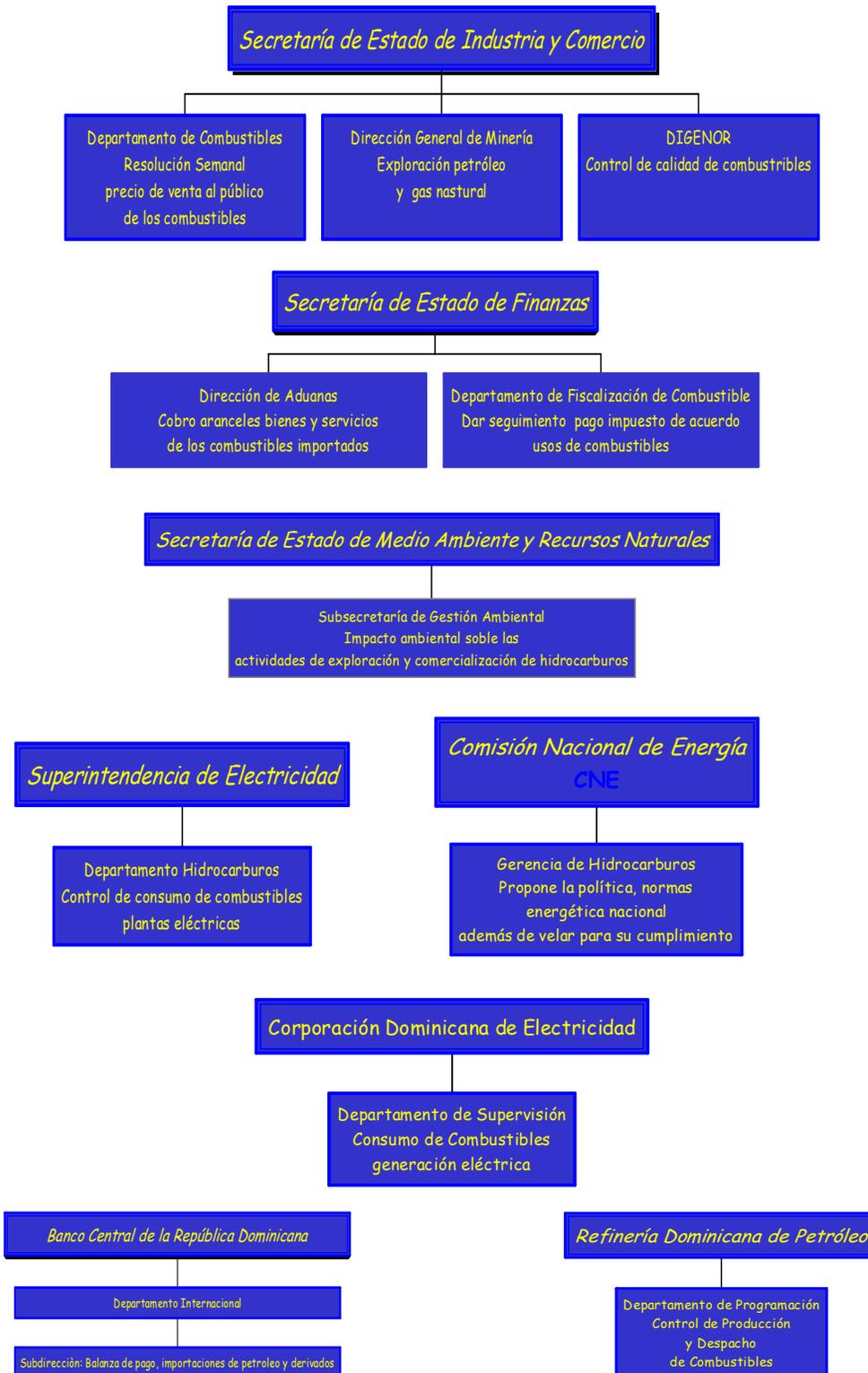
Las especificaciones y técnicas de seguridad necesarias en la instalación de un sistema de distribución del GLP no cumplen con los estándares internacionales por falta de una política coherente en relación con el subsector hidrocarburos, carencia de normas modernas y ajustadas a los estándares internacionales y ausencia de un organismo regulador.

3.5. Dispersión Institucional del Sector de Hidrocarburos

Una de las inquietudes más importante en el área de exploración, explotación, producción de pozos, transmisión, almacenamiento, distribución, importación y comercialización de petróleo, sus derivados, gas natural y carbón entre otros energéticos, es el ordenamiento de las funciones y atribuciones de las instituciones del Estado que intervienen para su control. Esta inquietud se basa en la gestión interinstitucional de acuerdo a la competencia de los entes oficiales, cuando no se encuentran centralizadas las actividades que rigen este sector.

En el país, esta situación radica principalmente en la dispersión de actividades de regulación, fiscalización y control del mercado de hidrocarburos y la carencia de personal especializado a quienes les correspondería velar por la transparencia y los ajustes fiscales de acuerdo con las leyes y reglamentos, tomando en cuenta la calidad de las operaciones que rigen al sector por encima de la cantidad y duplicidad de esfuerzos que vayan en detrimento de las mismas (Gráfico N° 3.5.1).

Gráfico N° 3.5.1
Secretarías de Estado y otras Instituciones
Relacionadas a las Actividades Asociadas al Sector Hidrocarburos



Fuente: Elaborado por la CNE

En la evaluación del sector hidrocarburos, se encontró un cuadro de instituciones dispersas con funciones asociadas al control de las actividades conexas al negocio del crudo, búsqueda, importación, distribución y comercialización de combustible para la generación, uso industrial, vehicular y doméstico que se resume en las siguientes instituciones del Estado (Gráfico N° 3.5.1):

- Secretaría de Industria y Comercio: Dirección General de Minería, Departamento de Combustible, Dirección General de Normas;
- Comisión Nacional de Energía: Gerencia de Hidrocarburos;
- Secretaría de Estado de Finanzas: Departamento de Fiscalización de Combustible y Aduana;
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales: Subsecretaría de Gestión Ambiental;
- Banco Central de la República Dominicana: Departamento Internacional;
- Corporación Dominicana de Empresa Electricas Estatales;
- Superintendencia de Electricidad;
- Refinería Dominicana de Petróleo, donde el Estado Dominicano es accionista.

Como se puede observar, la definición de los límites en donde se inician y terminan las funciones de cada institución, es compleja, más aún cuando no existe un adecuado esquema institucional del sector.

Asimismo se observa el uso de tecnologías obsoletas en la búsqueda de hidrocarburos, poca transparencia en los márgenes de ganancias relativas a los precios y poca claridad del marco legal regulatorio amparado en leyes ambiguas y poco vigentes, lo cual va en detrimento de los consumidores.

Los requerimientos tecnológicos, los continuos avances en las prácticas y técnicas asociadas al sector hidrocarburos, la exigencia en la disminución de costos hacia el consumidor y calidad de servicio en el ámbito de dichas empresas, obligan a la contratación y preparación de un personal altamente especializado con conocimientos teóricos – prácticos y con experiencia suficiente para optimizar las distintas fases de las operaciones del negocio energético relacionado con los hidrocarburos, esto, junto al manejo de recursos que permitan al personal competir con los entes a ser regulados.

3.6. Problemas Identificados

El problema más importante del subsector y, posiblemente de todo el sector energético, es la dependencia total de las importaciones de petróleo y derivados. La estrategia sectorial debe estar orientada a mitigar el impacto de este hecho, a través de toda la cadena de la industria petrolera, desde la exploración en busca de reservas, pasando por la optimización del sistema de refinación y comercialización de derivados e incluyendo todas las políticas de sustitución costo-efectivas.

Institucionalmente, en el centro de los problemas se ubica la ausencia de una Ley Marco de Hidrocarburos coherente y de un organismo regulador que supervise el sector bajo las políticas establecidas por la CNE. Actualmente se tiene una ley impositiva de hidrocarburos N°112-00, la ley de exploración de hidrocarburos N° 4833 del año 1956, modificada en 1958 y algunos decretos dispersos en el tema de GLP. El establecimiento de una ley marco establecería las condiciones mínimas para ordenar el sector y las reglas de juego para el sector privado en los diferentes eslabones de la cadena y subsectores de la industria: exploración, refinación, comercialización, GLP y marco regulatorio para el gas natural.

De manera más específica, se enfatizan los siguientes puntos:

Aspectos Institucionales:

- 1) Legislación obsoleta y dispersa.
- 2) Dispersión de actividades e instituciones que regulan, fiscalizan y controlan el mercado de hidrocarburos y duplicidad de esfuerzos institucionales.
- 3) Ausencia de un organismo regulador para el sector de hidrocarburos en su conjunto, que fiscalice, imponga y haga cumplir las normas del sector y dé coherencia a las políticas recomendadas por la CNE.
- 4) Falta de una política coherente en relación al subsector hidrocarburos.
- 5) Carencia de personal especializado.

Exploración

- 6) Ausencia de un organismo de alto nivel que promueva, fortalezca y supervise desde el punto de vista técnico e institucional las actividades de exploración.
- 7) Uso de tecnologías obsoletas en la búsqueda de hidrocarburos.
- 8) Se requiere la revisión de los contratos de exploración a fin de recuperar áreas que se puedan ofertar a empresas de exploración de petróleo o gas natural interesadas.

- 9) Es necesario un análisis a corto plazo sobre la situación del sector de exploración basado en tecnologías de punta: geofísicos, geoquímicos y geológicos, a fin de evaluar áreas donde se ubique el esfuerzo exploratorio. Este esfuerzo debe producir un mapa geológico petrolero del país, identificando las áreas más prospectivas y prospectos específicos que puedan ofrecerse a inversionistas.
- 10) Ausencia de condiciones legales, contractuales y tributarias específicas para la exploración. Falta de incentivos legales y fiscales adecuados que den soporte a un ambiente más atractivo para los inversionistas interesados en los proyectos de exploración de hidrocarburos. Se requiere establecer incentivos y reglas claras a las empresas que invierten y desean invertir en la exploración de hidrocarburos en la República Dominicana.
- 11) Ausencia de un plan exploratorio y de promoción, que incluya las áreas de las zonas marítimas territoriales.

Importación y comercialización de petróleo y derivados

- 12) Interrupción de suministro de petróleo y sus derivados desde Venezuela (Acuerdo de San José). El país se debe aprovisionar de mercados internacionales más lejanos.
- 13) Variaciones de precios del petróleo que inducen a tensiones en la economía nacional
- 14) La importación de petróleo y sus derivados no es transparente en cuanto al volumen real importado, origen, costos y control de la composición y propiedades de los energéticos adquiridos.
- 15) Ausencia de aplicación de normas internacionales en la comercialización de los derivados del petróleo
- 16) Los márgenes de intermediación son inconsistentes dentro de la cadena de comercialización: importador, distribuidor, transporte y detallistas. Poca transparencia en los márgenes incluidos en los precios.
- 17) Prácticas monopólicas que actúan en el mercado interno de los combustibles
- 18) No existe una política de planificación y control para los inventarios de los combustibles
- 19) Contrastar los costos de producción y ampliación de la refinería o la construcción de una nueva refinería, frente a los de importación de combustibles.

Gas Natural

- 20) Ausencia de un marco regulatorio que integre a todos los componentes del mercado del GN: importación, almacenamiento, transporte interno y distribución. En particular, no está definida la regulación de precios y tarifas a lo largo de la cadena.
- 21) Necesidad de una medición confiable del mercado potencial.
- 22) No se ha diseñado hasta el momento un plan de desarrollo del mercado ni se han definido políticas y normativas técnicas.

GLP

- 23) Carencia de normas técnicas modernas ajustadas a los estándares internacionales que se estén aplicando en la cadena de comercialización del GLP.
- 24) Ausencia de un organismo regulador, problema que comparte con el resto de hidrocarburos.
- 25) Subsidio al GLP.

CAPÍTULO IV

LAS ENERGÍAS RENOVABLES¹⁸

En vista del escaso desarrollo de las energías renovables en el país, el diagnóstico de este sector parte de un análisis del potencial, una evaluación de las iniciativas de fomento, una síntesis de las posibilidades de aprovechamiento de los recursos existentes y un enfoque de las limitaciones del marco legal existente.

El interés en propiciar el desarrollo de las renovables se inserta en la necesidad estratégica de entenderlas como las **energías alternativas** a las fósiles, y a la energía nuclear, pues éstas tienen el agravante creciente de contaminación a la biosfera y su combustión generalizada es la principal responsable del cambio climático (efecto invernadero por emisión de CO₂), de la lluvia ácida y de los residuos radiactivos altamente peligrosos y contaminantes. Por lo tanto, los beneficios ecológicos de las energías renovables las vuelven indispensables para la sostenibilidad del desarrollo. En el caso dominicano estas energías, además de los beneficios ecológicos, tienen la importancia de favorecer el ahorro de divisas y la creación de empleos.

4.1. Potencial de Recursos Renovables

El potencial de las siguientes fuentes de energía es examinado a continuación:

- Eólica.
- Biomasa
 - Potencial de electricidad de la industria azucarera
 - Desechos forestales húmedos
 - Desechos urbanos
 - Biogás
 - Leña y carbón
 - Biodiesel
- Recursos Hidroeléctricos
- Energía Solar

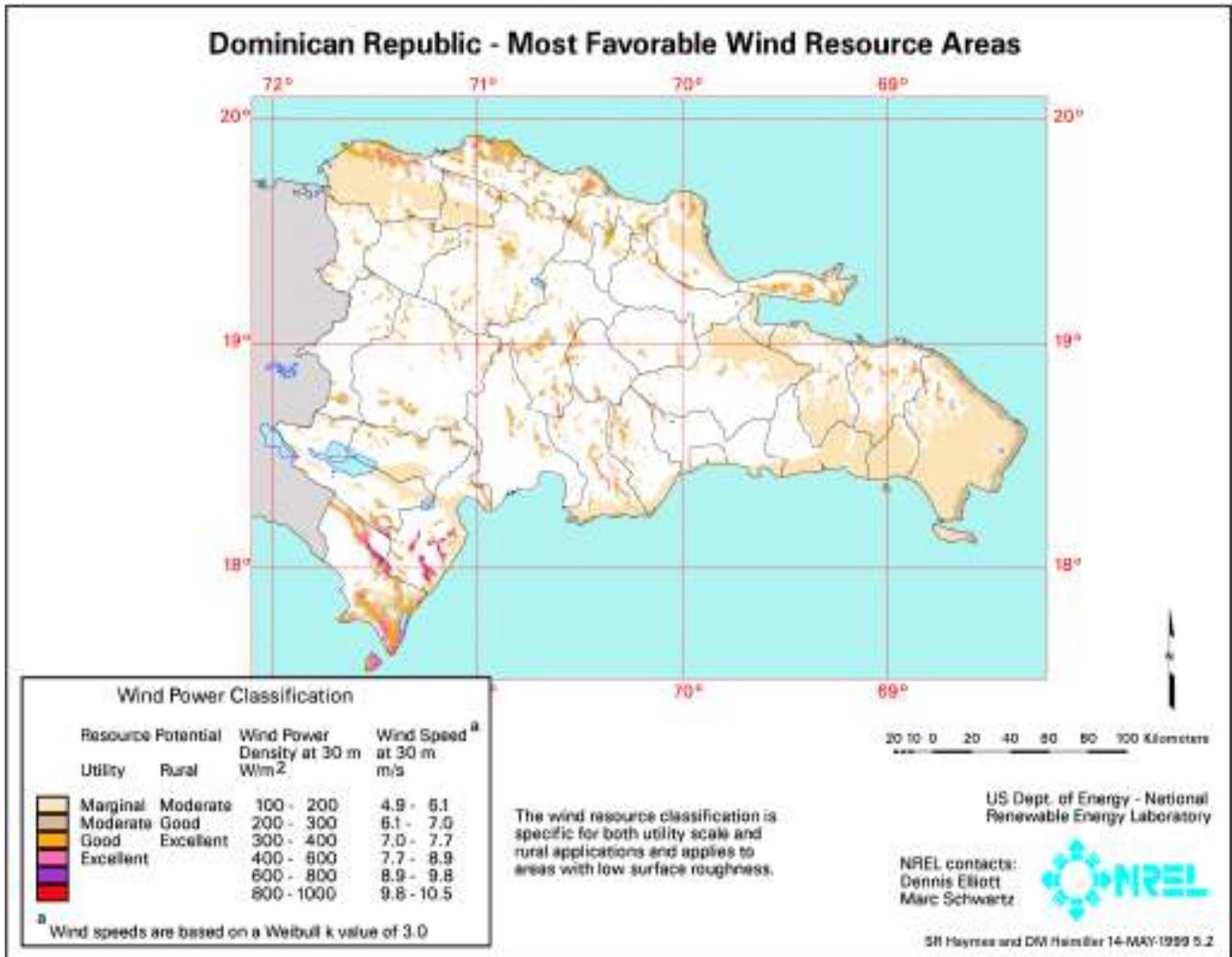
4.1.1. Energía Eólica: clasificación y Potencial

El reporte acerca del potencial eólico del país, realizado por National Renewable Energy Laboratory (NREL), del Gobierno de los Estados Unidos de América; es el único documento de alcance nacional con estimaciones y mediciones con tecnologías contemporáneas.

¹⁸ Este Capítulo se elaboró contrastándolo principalmente con el estudio de *Jehová PEÑA CORNIELLE*, ESTUDIO BÁSICO SOBRE POTENCIALES PROYECTOS Y ACTORES EN EL ÁREA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA REPÚBLICA DOMINICANA, Diciembre 2003, realizado para GTZ dentro del Proyecto de Fomento de Energías Renovables (PROFER). La CNE agradece a la GTZ la autorización para utilizar este documento extensamente. Los anexos técnicos y la bibliografía pueden ser consultados en el documento mencionado.

De acuerdo al estudio realizado por NREL, la República Dominicana dispone de un área de 1,500 Km² con potencial eólico explotable comercialmente, consideradas como “moderados a buenos” y que la velocidad promedio anual de viento (VV) pasa de los 6 metros por segundo (DPV 200-300, VV 6.1-7.0 m/seg. A 30 m de altura) que representa aproximadamente el 3% del territorio nacional (ver Gráfico 4.1.1).

Gráfico N° 4.1.1.



Aunque las áreas con menores recursos eólicos considerados como de “marginal a moderados” (100-200 W/m²) no son económicamente apropiadas para generación a gran escala o con fines comerciales, tienen un potencial para usos aislados de pequeñas turbinas eólicas para proyectos de electrificación rural y de auto-consumo.

Las categorías utilizadas por NREL y el uso potencial de dichos recursos se presentan clasificadas en los cuadros a continuación:

Cuadro N°. 4.1.1.1
Clasificación del Potencial Electro-Eólico

Clases	Uso potencial del Recurso		Viento @ 30 m de altura	
	Mercado Eléctrico	Aplicaciones Aisladas	DPV (W/m ²)	Velocidad (m/s)*
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

Fuente: Elliot, D.: Wind Energy Resources Atlas Dominican Republic, (NREL), 2001.

Nota: Significa que la velocidad del viento ha sido estimada asumiendo una distribución de Weibull de las velocidades del viento con un factor de forma (K) de 3.0 y densidad del aire estándar al nivel del mar. La variación a partir de estos valores estimados puede ser de un máximo de 20%, dependiendo de la distribución de la velocidad del viento (o valor K Weibull) y elevación sobre el nivel del mar.

Usando el supuesto conservador de 7 MW por Km², esta superficie podría soportar más de 10,000 MW de capacidad instalada, y potencialmente aportar sobre 24,000 GWH por año. Considerando solamente estas áreas de recursos eólicos buenos – excelentes, existen 20 provincias en el país con al menos 100 MW de potencial eólico y tres provincias con al menos 1,000 MW de potencial eólico.

Cuadro N°. 4.1.1.2
República Dominicana: Resumen del Potencial Electro-Eólico
(Altura de 30 metros)

Categoría de Recursos	Generación Total (GWh/año)
Excelentes	9,000
Buenos a excelentes	24,600
Moderados	34,700
Total de recursos moderados – excelentes	68,300

Fuente: Elliot, D.: Wind Energy Resources Atlas Dominican Republic, (NREL), 2001.

4.1.2. Regiones con Potencial Eólico

Adicional al esfuerzo bajo responsabilidad de NREL, dentro del *Estudio del Potencial Eólico de la Costa Norte de la República Dominicana* (ICFC, 2001), se evaluaron cuatro sitios, obteniendo en la mayoría de las regiones datos coincidentes con las categorías planteadas por NREL. El potencial eólico del país debe ser aprovechado, considerando la confirmación de la existencia de superficies con condiciones apropiadas para la inversión a gran escala (parques eólicos); pero el aprovechamiento de este potencial está seriamente asociado a ciertas ventajas y limitantes en cuanto al desarrollo de proyectos. Por esto, la presente sección asocia las informaciones de NREL y de otras mediciones, con factores importantes para la estructura de costos y logística de inversiones eólicas a gran escala.

❖ Suroeste

La región suroeste está compuesta por las Provincias de Pedernales, Barahona, Independencia, Bahoruco, Azua y San Juan de la Maguana. Las áreas con mejor recurso eólico en el suroeste están localizadas en la sierra de Bahoruco y a lo largo de la planicie costera del suroeste.

-Sierra de Bahoruco.

La sierra de Bahoruco es un área protegida de difícil acceso, alejada significativamente de las líneas de transmisión.

-Porción sur de la Península de Barahona.

Las colinas en la porción sur de la provincia de Pedernales producen un flujo de viento mejor que las áreas bajas de sus alrededores. Las altas elevaciones en esas colinas tienen excelentes recursos eólicos (velocidades del viento medias desde 7.7 – 8.9 m/s), mientras las bajas colinas de la vecindad cuentan con velocidades medias de 7.0 – 7.7 m/s y DPV de 300 – 400 W/m². La mayoría de la porción suroeste de península tiene al menos recursos eólicos moderados con velocidades de viento promedio de 6.1 – 7.0 m/s (DPV de 200 – 300 W/m²).

Aunque parte de estos terrenos pueden ser aprovechados, la mayoría de los mismos pertenecen al Parque Nacional Jaragua, por tanto se dificulta o se imposibilita –de acuerdo a las escalas y características de los proyectos- las inversiones con fines lucrativos. La porción suroeste de esta península y la Isla Beata son los puntos del país más apartados de los centros urbanos de mayor consumo de energía y a la vez más alejados del sistema de transmisión, por tanto, salvo que se introduzcan líneas troncales de transmisión, deben ser descartados para la energía eólica para el mercado eléctrico.

-Planicie de la costa este de la Península de Barahona.

Las costas hacia el este de la Península de Barahona y al este de la isla Beata presentan excelentes recursos con velocidades medias superiores a 7.7 m/s y densidades de potencia entre 400 – 600 W/m². Posiblemente, esta región sea la de mayor desarrollo de la industria eólica en el largo plazo.

❖ Noroeste

Esta región incluye todo o partes de las provincias de Montecristi, Puerto Plata, Valverde, Dajabón y Santiago Rodríguez. El recurso eólico explotable en el noroeste es encontrado a lo largo de las áreas costeras, desde Cabo del Morro en el oeste hasta las costas con frente hacia el este de la provincia de Puerto Plata. Muchos de los sitios costeros tienen recursos eólicos de buenos a excelentes (velocidades medias de viento de 7.0 a 7.7 m/s).

En esta zona, los terrenos elevados ayudan a ampliar el flujo de viento y producen áreas localizadas con excelentes recursos eólicos. Esto incluye a las laderas noroeste de la Cordillera Septentrional y las colinas al oeste de Luperón y al suroeste de Puerto Plata.

No existen limitantes especiales para la inversión en parques eólicos en esta región, haciendo la salvedad de que la instalación de los mismos incluye la realización de estudios de medición y factibilidad más detallados, los cuales habrán de definir la calidad de los sitios bajo estudio. El litoral antes mencionado cubre sobre 150 Kms., aproximadamente.

-Triángulo Imbert – ciudad de Puerto Plata. – Luperón.

En este tramo se ha realizado el mayor esfuerzo de mediciones eólicas, pues el mismo cuenta con buen potencial y con infraestructuras del sistema de transmisión, el cual es clave para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

-Costa La Isabela – Montecristi.

En vista de que la intensidad de turbulencia es escasa (<10%) para vientos superiores a 6.0 m/s este lugar es propicio para la ubicación de aerogeneradores. Sin embargo, las condiciones limitan significativamente la instalación de grandes parques eólicos. No obstante, la densidad de la actividad económica, los equipos de alta eficiencia y las infraestructuras de transmisión pueden permitir algunos desarrollos para el Mercado Eléctrico Mayorista.

❖ Norte

Para los fines de este estudio se ha considerado como región norte la mayor porción de terreno de las provincias de Puerto Plata, Espaillat, Santiago y Salcedo.

-Ranchito, Santiago de los Caballeros.

Los altos picos de la Cordillera Septentrional también tienen generalmente recursos eólicos de buenos a excelentes. Las montañas más altas en este rango alcanzan elevaciones superiores a 1,000 metros. Aunque esos lugares no tienen recursos tan buenos como los existentes cercanos a la costa, existen muchos lugares convenientes para aplicaciones rurales o de gran escala. Ranchito cuenta con múltiples condiciones, sin embargo, la condición de área protegida que se le dio al Pico Diego De Ocampo puede ser una limitante legal significativa. Vecina del Diego De Ocampo se encuentra la “Loma de los Rayos” (esta es cruzada por la carretera Ranchito – Altamira), cuya ladera con frente al mar recibe un flujo significativo de vientos.

❖ Nordeste

En la región nordeste se cuenta con recursos eólicos en las provincias María Trinidad Sánchez y Samaná.

-Cabrera.

Accidentes topográficos tales como colinas y montañas amplían el flujo eólico, particularmente cerca de la costa. Se puede ver esto en las pequeñas áreas con excelentes recursos eólicos de las colinas cercanas a Cabrera. Ninguna de las áreas con potencial existentes en las provincias del nordeste mencionadas en el párrafo anterior cuentan con superficies suficientemente amplias como para desarrollar parques eólicos con centenas de turbinas eólicas, como los que pueden ser desarrollados en el triangulo Imbert – ciudad de Puerto Plata – Luperón.

-Península de Samaná.

El patrón de Cabrera es repetido en las colinas de la Península de Samaná, donde las más altas cimas cuentan con vientos de buenos a excelentes. En el caso de Samaná, la superficie con potencial esta compuesta por elevaciones dispersas, exceptuando el extremo este de la península. Dado que la demanda de energía en la península es relativamente escasa, se pueden desarrollar proyectos a mediana escala.

❖ Cibao Central

La región central ha sido definida como compuesta por las provincias Duarte, La Vega, Sánchez Ramírez y Monseñor Nouel.

-Casabitos y estribaciones de la Cuesta de Miranda.

En las laderas bajas de la Cordillera Central, al sur del Valle del Cibao, se encuentran localizadas áreas con recursos eólicos de buenos a excelentes y áreas elevadas con recursos de moderados a buenos. Estos últimos encontrados en las colinas con elevaciones superiores a 200 m que están desviadas en algunos grados del rumbo principal de la Cordillera Central.

En la Cordillera Central, algunas de las estribaciones presentan recursos eólicos excelentes, aunque esos están generalmente en cimas con elevaciones superiores a 1,000 metros y menores de 1,500 metros. En algunos puntos en que existen infraestructuras viales cercanas, caso de la carretera Casabito - Constanza, podrían realizarse inversiones electro eólicas importantes. Las repetidoras de estaciones de televisión y de radio (comunes en estos lugares) pueden ser fuentes de consumo eléctrico provenientes de aplicaciones eólicas aisladas.

-Partes bajas de laderas con vientos.

La pluviometría y la reducida superficie de cada área con potencial son limitantes presentes en cada una de estas zonas bajas. Sin embargo, la utilización del recurso eólico, y por ende la electricidad, como eje de desarrollo, podrían mejorar la calidad de vida y los ingresos de ciertas comunidades rurales.

❖ Este**-Cabo Engaño.**

A lo largo de las costas, particularmente las que están con el frente hacia el este, de donde vienen los vientos, los mismos contienen más energía, con velocidades y densidades que van desde moderados hasta buenos. Desde Cabo Engaño (extremo oriental del país), hacia el norte, el viento es moderado.

Este litoral, con frente hacia el nordeste, cuenta con recursos escénicos, que han dado lugar a importantes inversiones turísticas.

Para asegurarle a la industria turística el suministro de electricidad de dicha zona, el Estado Dominicano otorgó la concesión para generación, transmisión y distribución al Consorcio Energético Punta Cana – Macao (CEPM).

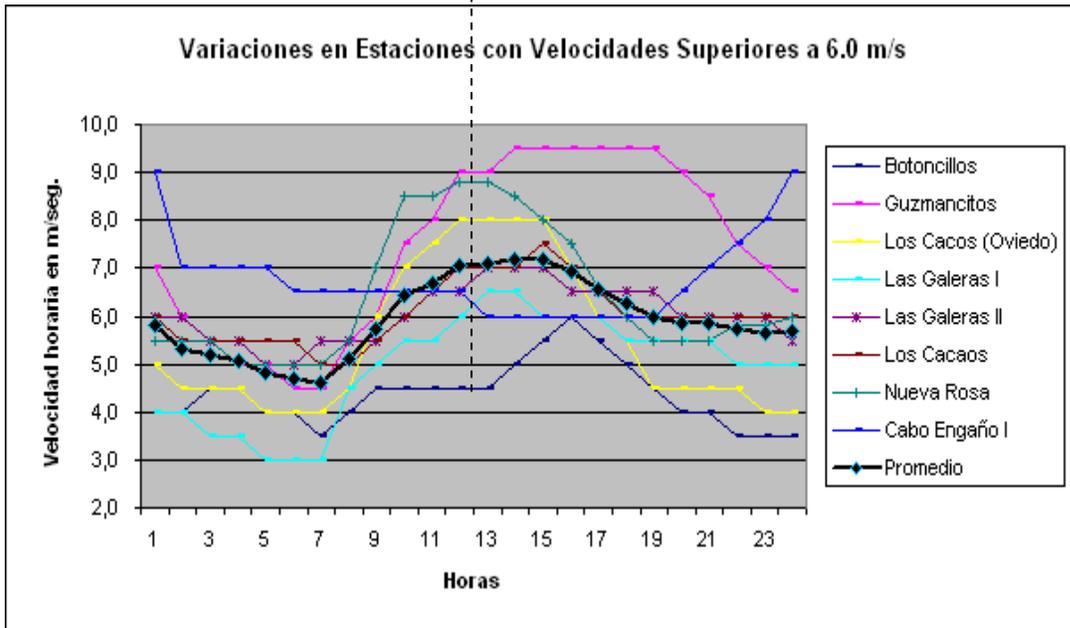
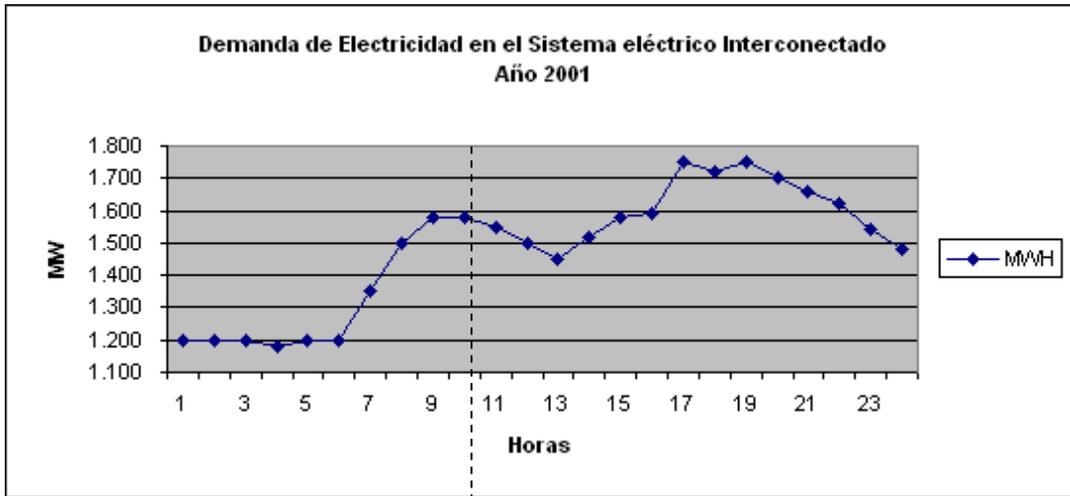
-Estribaciones al extremo este de la Cordillera Oriental.

En las alturas de la Cordillera Oriental existen localidades con recursos eólicos excelentes y un considerable número de sitios con recursos de buenos a excelentes. Generación a gran escala podría ser factible en algunos lugares.

4.1.3. Demanda Diaria de Electricidad y Potencial Eólico

El Gráfico No. 4.1.3.1 permite deducir que en función del comportamiento horario del potencial de vientos, en caso de que el mismo se aproveche plenamente, bien podría brindar energía a las redes en las horas en que el sector productivo opera a mayor capacidad (8:00 a.m. – 5:00 p.m.). Esto se plantea, porque el promedio de velocidad de las estaciones consideradas alcanza los 5.0 metros por segundo alrededor de las 8:00 a.m.

Gráficos N°. 4.1.3.1
Demanda de Electricidad y Variaciones de Velocidad del Viento



Fuentes: Memoria del Organismo Coordinador del Mercado Eléctrico Mayorista (OC), 2001.
 Velocidades deducidas de gráficos de comportamiento medio del viento (Elliot, D; et al, 1999)

4.1.4. Recursos de Orígenes Biomásicos¹⁹

4.1.4.1. Potencial de energía de la industria azucarera

El bagazo consiste en la materia sólida (fundamentalmente celulósica), remanente de la extracción del jugo de la caña de azúcar. Esta materia equivale al 25% - 35% del peso total de la caña molida y puede ser procesada para la extracción de múltiples productos, pero la mayoría de ellos cuentan con mercados mundiales realmente limitados.

En el caso de derivados de la caña de azúcar, el país tiene la experiencia de la industria de bebidas alcohólica, pero no ha avanzado en cuanto al uso de este como componente carburante para vehículos de motor.

Desde el año 1954, el ingenio azucarero Central Romana (CR) ha utilizado el bagazo obtenido de los molinos hacia un proceso de extracción de furfural, posteriormente, el resto del bagazo pasa a un sistema de generación de calor y energía eléctrica para auto-consumo.

Fruto de la eficiencia de sus procesos, desde inicios de los años setenta, los sobrantes de electricidad que obtiene el CR se han canalizado tradicionalmente hacia las empresas turísticas e industriales propiedad del mismo consorcio, lo que ha permitido seguir desarrollando las ampliaciones de la capacidad de cogeneración.

Ningún otro ingenio nacional extrae derivados del bagazo. Por lo antes mencionado, el volumen de bagazo disponible en el país para uso como combustible es equivalente al sobrante de bagazo de la producción de azúcar. El caso del Ingenio Colon de San Pedro de Macorís es el más notable de todos, mejoró su eficiencia al punto de que con el 20% del bagazo cubre toda su demanda energética y le sobra el 80% del bagazo que podría utilizarse para energía.

La industria azucarera dominicana puede vender azúcar en el mercado local y en el mercado preferencial norteamericano, pero no ha alcanzado los niveles de eficiencia necesarios para competir en el mercado mundial. Desde inicios de los noventa, la industria ha mantenido una producción media de unas 600,000 TM, nivel que ha mantenido hasta los momentos actuales.

Durante el periodo 1988 – 1998, la tasa de crecimiento de la industria fue negativa, siendo clasificada oficialmente entre los cultivos de “*contracción moderada*” durante la última década. A continuación se presentan los cambios porcentuales de indicadores agrícolas principales:

La República Dominicana dispone de alrededor de 2.6 millones de hectáreas destinadas a la producción agropecuaria, lo que representa alrededor de un 53% del territorio nacional. De estas, en el 1998, unas 340,000 hectáreas se encontraban dedicadas al cultivo de la caña de azúcar, equivalentes a más de 13% de la superficie agropecuaria.

¹⁹ El documento citado también incluye “Especies forestales de rápido crecimiento”. Sin embargo, no puede hablarse estrictamente de un “potencial” referido a plantaciones, sino más bien proyectos específicos no existentes todavía. Por tal razón, no se incluye aquí.

En el año 1999, el Estado Dominicano arrendó los ingenios de su propiedad a empresas privadas (a través del CEA), para que las mismas realizaran las inversiones necesarias y operasen con niveles superiores de eficiencia. Se aceptó como supuesto que las factorías requerían inversiones en reparaciones y las plantaciones se encontraban virtualmente en abandono. Al momento del arrendamiento de los ingenios propiedad del Estado Dominicano y a partir de las informaciones dadas por la CREP, la industria tenía capacidad instalada para producir mas de un millón de toneladas de azúcar, mientras que el mercado viable (local mas preferencial de EE.UU.) apenas ascendía a unas 600,000 toneladas.

Para la presente zafra 2002/2003, la industria opera con una capacidad de molienda estimada en unos 515,800 TM (principalmente porque Barahona aun no ha desarrollado plenamente sus plantaciones), de manera que para satisfacer la demanda anual (local más EEUU), deberá utilizar la misma a plena capacidad, incluso extender el periodo de zafra de algunas factorías y/o iniciar la zafra 2003/2004 con algunas semanas de antelación.

La mayoría de los ingenios existentes utilizan calderas de baja presión (~20 bar) que alimentan turbinas de presión de vapor de retorno. Estos sistemas son diseñados para ser ineficientes, así consumen todo el bagazo obtenido mientras generan solo la cantidad de electricidad (cerca de 20 KWh por tonelada de caña molida) y el bagazo requerido para la acción de molienda.

Algunos ingenios están comenzando a utilizar calderas de alta presión (40 a 60 bar) turbinas de vapor de condensación-extracción. Debido a su alta eficiencia, tales sistemas pueden aportar satisfacer sus propias necesidades de electricidad y calor, y colocar también una cantidad adicional de electricidad (80 a 100 KWh por tonelada de caña molida) en el sistema interconectado, para la venta de electricidad. Algunas regencias mencionan capacidades aún mayores utilizando calderas con mayor presión de hasta 120 bares.

Cambios costo-efectivos para reducir la demanda de vapor de la fase de procesamiento de jugos pueden adicionar de 20 a 30 KWh por tonelada de caña en la disponibilidad de exportación.

Considerando zafras medias de 180 días de molienda por año, se puede concluir que el potencial de cogeneración de la actual industria azucarera dominicana oscila entre 470 y 575 GWh/año, (detalles en Cuadro No. 4.3), con los siguientes supuestos adicionales:

Inversión en sistemas de alta presión para cogeneración y eficiencia energética en manejo de jugos (hasta obtención de sacarosa sólida) y utilización sustentada específicamente en bagazo, dejando las instalaciones sin utilizar cuando no haya cosecha de caña.

Cuadro N° 4.3
Potencial de la Cogeneración bajo dos escenarios técnicos

Componentes del análisis	Unidad	Escenario	
		Eficiente	Óptimo
Volumen anual de producción	tons/año	500,000	500,000
Extracción fabril	%	10.5	11.5
Requerimiento de caña	tons/año	5,238,095	4,782,609
Cogeneración por caña molida	KWh/tons	80.0	100.0
Ahorro por cambios costos-efectivos	KWh/tons	10.0	20.0
Cogeneración para exportación	KWh/tons	90.0	120.0
Cogeneración Total	MWh/tons	471,428.60	573,913.00

Fuente: Elaboración de los autores a partir de los indicadores de: Karta & Larson: Bionergy Primer Modernizad Biomasa Energy For Sustainable Development, 2000.

4.1.4.2. Desechos agropecuarios húmedos

- **Pseudo-tallos de plátanos.**

El Cibao Central cuenta con una importante proporción de las plantaciones nacionales de plátanos. Dado que la cosecha se realiza en el transcurso de todo el año, se puede contar continuamente con pseudo-tallos para producir biogás. Siendo conservadores, en el Cibao Central la producción de plátanos genera anualmente unas 650,000 TM de pseudo tallos, materia prima utilizable para producir biogás.

- **Follaje de arroz.**

La producción de arroz genera volúmenes impresionantes de desechos, principalmente compuestos por la cáscara del grano y por el follaje de plantaciones rehabilitadas para la obtención de un segundo retoño. La cáscara de arroz es la fuente térmica por excelencia para el secado en las factorías del arroz en cáscara húmedo llegado del campo.

No obstante, el excedente es tan significativo que satisface y supera la demanda de cáscara de arroz usada por la industria avícola como base en las naves de crianzas.

Mientras que el excedente de cáscara de arroz puede ser fácilmente identificable, su uso de biogás es limitado, pues es materia seca, resultado de su paso por las secadoras verticales de las factorías arroceras.

No obstante, recientemente en la India se ha desarrollado una tecnología de gasificación con la cáscara de arroz que complementa y sustituye el gasoil en las plantas generadoras de electricidad con motores diesel que puede ser aplicada en las más de 50 factorías de arroz que operan en el país.

El caso del follaje de arroz es diferente. Es una materia húmeda que puede ser cortada e integrada de forma inmediata a los digestores, incrementando significativamente la proporción C/N de la mezcla húmeda.

Tomando en consideración la superficie sembrada, se puede estimar un volumen de follaje potencial para biogás ascendente a 101,000 TM por año. Esta cifra conservadora, se obtiene estimando proporción de follaje/arroz blanco de 1.5/1. Este follaje de arroz equivale a 1,644,28,000 MJ de energía residual, considerando 16.28 MJ por Kg. de peso seco.

4.1.4.3. Estiércol

En el presente diagnóstico se considera el estiércol de porcinos y vacunos, por la viabilidad técnica de su utilización como materia prima para la producción de biogás

La logística de transporte de la producción y comercialización de carne de cerdos y de leche, da lugar a que este tipo de inversiones se encuentren cercanas a los centros urbanos, que a la vez pudiesen ser destino de los excedentes de biogás de las regiones pecuarias.

El Censo Nacional Agropecuario (1998) identificó la existencia de más de 233,000 productores pecuarios. Las crianzas comerciales más importantes identificadas (exceptuando aves) y su localización son presentadas en el Cuadro No. 4.1.4.3.1 el potencial de estiércol en el Cuadro No. 4.1.4.3.2.

Cuadro N° 4.1.4.3.1
Población de Porcinos y Vacunos
Según Censo Agropecuario, 1998

Regionales	Porcinos		Vacunos	
	c/u	%	c/u	%
Norte	253,256	47	187,431	10
Norcentral	114,835	21	116,510	6
Nordeste	44,152	8	360,719	19
Central	72,942	14	271,753	14
Este	29,215	5	520,313	27
Noroeste	11,303	2	217,672	11
Suroeste	9,284	2	140,203	7
Sur	3,612	1	89,800	5
Nacional	538,599	100	1,904,401	100

Fuente: W W W. sea.gov.do

Está pendiente de evaluar el potencial de los excrementos en granjas avícolas (pollos, pavos, etc.), los cuales se usan en parte para ahorrros orgánicos, pero sin duda tienen un potencial atractivo para biogás.

**Cuadro N°. 4.1.3.2
Potencial de Estiércol**

Regional	Unidad	Tipo de animales	
		Cerdos	Vacunos
Norte	c/u	253,256	187,431
Norcentral	c/u	114,835	116,510
Central		72,942	271,753
Nordeste		44,152	360,719
Este		29,215	520,313
Total animales	c/u	514,400	1,456,726
Materia orgánica	%	80%	82%
	kg/día	686,651	1,993,134

Fuente: Cálculos propios tomando como base los índices de: Bietz, Gunter:
Establecimiento de una planta de Biogás en el ISA, 2002.

4.1.4.4. Desechos urbanos

▪ Desechos de Santo Domingo

Los desechos urbanos contienen materiales de valor comercial (aluminio, acero, etc.) que pueden ser vendidos para recuperar parte de los costos de recolección y tratamiento, mientras que los componentes de origen biomásico en estado húmedo, pueden ser descompuestos por la acción microbiana, produciéndose biogás.

Finalmente, los componentes combustibles de la basura –papel, carbón, plásticos- entre otros con alto contenido calórico, pueden ser explotados para la generación de energía eléctrica. Todo esto en gran medida depende de:

- La cantidad de desechos generado por los habitantes de la ciudad en evaluación;
- El contenido de los desechos generados;
- El nivel de reciclaje informal o formal existente.

La Gerencia de Operaciones del Relleno Sanitario (Vertedero) de Duquesa informa de un promedio diario de recepción de basura de 3,140 Ton/día, correspondiente al período agosto/2002 – julio/2003.

La alta proporción de materia orgánica húmeda y su equivalencia en toneladas, convierte a la producción de residuos de Santo Domingo en apropiada para su digestión anaeróbica y consecuente producción de biogás.

Las 2,500 toneladas de materiales orgánicos pueden ser un volumen importante para la generación de biogás; además las 400 toneladas de materiales combustibles son recursos significativos para apoyar la generación de electricidad en procesos térmicos en que se manejen combustibles sólidos.

Cuadro N° 4.1.4.4.1
Componentes y Volumen de los Desechos de Santo Domingo

Detalles	%	Ton/día
Total de Basura	100.0	3,102.3
Materiales combustibles	13.5	417.6
Papel y cartón	12.1	376.8
Plásticos	1.3	40.8
Madera, grama y otros	-	-
Materiales reciclables	2.6	81.7
Metales	1.9	59.7
Vidrios	0.7	22.0
Materiales Orgánicos	80.7	2,502.6
Alimentos y basuras de jardines	80.7	2,502.6
Textiles	-	-
Otros	3.2	100.5
Polvo y suelos	3.2	100.5
Otros	-	-

Fuente: Gerencia de Operaciones del Vertedero de Duquesa: Informe Preliminar de Condiciones de recibo relleno sanitario de Duquesa, 2003

▪ **Residuos Sólidos de Santiago de los Caballeros**

El Departamento de Limpieza de la ciudad de Santiago informó los orígenes y cantidades de componentes de los desechos para el año 1991 (Cuadro No. 4.1.4.4.2). Tomando como base dichos componentes se calcularon las estimaciones para 2003, considerando:

-Tres por ciento (3%) de crecimiento anual de los desechos, acorde al crecimiento demográfico nacional;

-Cinco por ciento (5%) de crecimiento anual, acorde al crecimiento demográfico de Santiago y de las principales ciudades costeras.

Cuadro N° 4.1.4.4.2
Estimado de Componentes y Volumen de los Desechos de Santiago

Origen Desechos	Reportado para 1991		Estimados para el 2003			
			Crecimientos		Crecimientos	
			3% anual		5% anual	
	Proporción	Ton/día	Desechos Sólidos	Materia Orgánica	Desechos Sólidos	Materia Orgánica
			Ton/día	Ton/día	Ton/día	Ton/día
Doméstico	50%	300	427.7	299.4	538.8	377.1
Comercial	5%	30	42.8		53.9	
Mercados	30%	180	256.6	179.6	323.3	226.3
Industrial	10%	60	85.5		107.8	
Institucional	5%	30	42.8		53.9	
Totales		600.0	855.4	479.0	1,077.7	603.4

Fuente: Carvajal M., Cristina: Actividad Socioeconómica generada por la basura, Vertedero de Rafey Santiago Nuevos Mecanismos de supervivencia para hacerle frente a la miseria, 2002.

En la actualidad, Santiago genera de 855 a 1,077 toneladas de basura, y considerando que los desechos domésticos y de mercados tienen un promedio mínimo de 70% de materia orgánica, se puede estimar de 500 a 750 toneladas de materia orgánica húmeda por día disponibles.

4.1.4.5. Potencial de biogás

Para definir un potencial de biogás aprovechable, se ha considerado que el mismo puede ser producido desde dos perspectivas o escalas tecnológicas:

- a) Eliminación de residuos de procesos productivos de una empresa y alternativa de autogeneración, caso de la producción de biogás en granjas porcinas y gasificación en factorías de arroz.
- b) Producción de biogás en operaciones a gran escala, caso de vertederos municipales.

Con base en el cuadro consolidado de los volúmenes de materias primas para biogás (desechos agropecuarios y materias orgánicas de basuras urbanas), el cual es presentado a continuación (ver cuadro 4.1.4.5.1), se puede considerar un potencial de biogás superior a un millón de m³/día, sin considerar los desechos sólidos de Santo Domingo y Santiago.

Cuadro N° 4.1.4.5.1
Potencial Identificado de Desechos Húmedos para Biogás

Materias orgánicas	Disponibilidad potencial		Rendimiento (m ³ /TM)	Potencial de Biogás (m ³)
	Unidad	Cantidad		
Pseudo-tallos de plátanos	TM	650,000.0	n/d	n/d
Follaje de arroz	TM	101,000.0	n/d	n/d
M. O. en estiércol de cerdos	TM	127.9	420.0	53,703.4
M. O. en estiércol de vacunos	TM	3,095.5	380.0	1,176,306.2
Total				1,230,009.6

Fuente: Winrock Int'l: Mining Urban Waste for Energy. (Página No. 25, para nivel de humedad ; Pág. No. 43, de la mencionada por Díaz y Savage).

4.1.4.6. Producción nacional de leña y carbón

El país no es exportador de maderables desde hace décadas, aunque sí realiza grandes importaciones de estos bienes. La producción nacional energética (al margen de las hidroeléctricas) consiste fundamentalmente en leña y carbón, aunque los esfuerzos para producir madera para construcción son significativos, aun no existe una oferta variada y estable.

En el año 1998 ocurrió un incremento notorio en los volúmenes de producción de leña y carbón vegetal, el cual se acentuó en el año 1999. La dinámica de este bienio puede asociarse en parte con la foresta afectada por el paso del Huracán Georges. No obstante, el volumen de producción del bienio 2000-2001 mantuvo niveles similares, lo que bien puede asociarse a la eliminación del subsidio al gas propano licuado, resultado de la puesta en vigencia de la Ley 112-00, que definió una metodología para la definición del precio de los hidrocarburos. Recientemente, el Estado Dominicano ha vuelto a subsidiar al gas propano.

Según el Banco Central, durante el quinquenio 1996 – 2000, la producción nacional de leña y carbón pasó de unas 980,000 a más de 1,800, 000 toneladas métricas, cifras preocupantes para una industria informal. Los montos resultados de esas operaciones fueron de 81 millones a más de 150 millones de pesos.

La Federación de Productores y Productoras del Bosque Seco del Suroeste, Inc. (FEPROBOSUR), reporta la venta de 20,088 sacos de carbón durante el periodo mayo – septiembre 2003, e informa que parte de esta venta ha sido realizada a una empresa que lo exporta hacia Puerto Rico.

Dado que FEPROBOSUR asocia a productores que en asentamientos comunitarios operan unas 137,000 has., es apropiado considerar que aunque existe gran potencial de carbón, la actividad económica nacional ha superado la utilización de carbón vegetal en sus usos tradicionales. Esta Federación no está vendiendo leña, debido a que todas las panaderías del país están operando con gas propano, aseveración que no coincide con las cifras del Banco Central.

4.1.4.7. Potencial de biodiesel

La producción de aceites vegetales en el país ha sido reducida significativamente, debido a que las empresas procesadoras han preferido importar aceites desgomados (proceso anterior al refinado) desde EE.UU., con lo que se aprovechan de los subsidios dados en esa nación a la producción agrícola.

El coco y el maní fueron las dos oleaginosas más importantes en el país, sin embargo, el volumen de producción de ambas ha descendido drásticamente durante los últimos veinte años. El desarrollo de la palma africana, ha sido notorio en la región Este, en Monte Plata, donde unas 100,000 tareas (6,250 hectáreas) de este cultivo se dedican a la producción de aceite comestible por la Sociedad Industrial Dominicana (SID)²⁰. La región oriental podría desarrollar el cultivo aún mucho más y en las regiones semiáridas occidentales podría desarrollarse cultivos endémicos como higuera y otros como la jojoba para producir aceite. Para producir biodiesel, habría que identificar terrenos apropiados para estas nuevas plantaciones, puesto que:

- El coco se produce principalmente en regiones costeras dispersas, con costo de transporte significativo para cualquier procesamiento industrial.
- La producción de maní ha ido decreciendo desde el último quinquenio, cosechándose menos de 2,000 Has/año, durante el último quinquenio.
- No existe coincidencia entre las regionales productoras de estas oleaginosas

Principales regionales productoras de maní y de coco:

Cuadro N° 4.1.4.7.1
Principales Regionales Productoras de Oleaginosas

Coco		Maní		Palma africana	
1. noroeste	55.5 %	1. Suroeste	36.2 %	1. Este	100%
2. Este	24.3 %	2. Sur	4.1 %		
3. Sur	9.3 %	3. Este	4.5 %		

Fuente: W W W. sea.gov.do.

El potencial de biodiesel derivado de cultivos endémicos como la higuera (ricino criollo) y la jojoba –ambas plantas que crecen en zonas semiáridas- en las regiones de bosques secos y semiáridos del suroeste y noroeste del país y las zonas fronterizas, debe ser evaluado pues, además del beneficio de desarrollar una agroindustria energética propia, implica beneficios estratégicos en las zonas más pobres y próximas a Haití. Las mismas regiones se prestan para el cultivo de algas oleaginosas con agua salada y de altísimo rendimiento en aceite aplicable a la producción de biodiesel. Se propone entonces realizar proyectos pilotos que permitan evaluar el potencial de dicha agroindustria e inventariar tierras disponibles.

²⁰ El informe de Jehová Peña omitió el caso de la palma africana del proyecto de la SID en cuanto a producción de aceite.

4.1.5. Recursos hidroeléctricos

4.1.5.1. Proyectos hidroeléctricos de EGE-HID

La Empresa Generadora Hidroeléctrica (CDE-HID), informa en su sitio de Internet, acerca de 18 proyectos hidroeléctricos: *“Todos los proyectos hidroeléctricos descritos (a excepción del caso de Valdesia), corresponden a esquemas que se desarrollan en la mediana y alta montaña, cuya característica principal es que la producción de energía hidroeléctrica no depende tanto de la magnitud del caudal de agua, sino mas bien, de la caída. Ese hecho hace que las potencias a ser instaladas en cada proyecto, y la energía producida por los mismos, tengan una alta confiabilidad y garantía, aún en época de sequía, y que su operación no implique conflictos con el uso del agua para otros fines, tales como riego, agua potable, etc.”*²¹

El Cuadro No. 4.1.5.1.1 presenta el costo medio por GWh anual promedio de los proyectos con costo total estimado; incluyendo además el año en que se definieron. Es muy probable que el costo medio por generación media anual esperado sea la principal razón de que estos proyectos no hayan sido desarrollados, aunque la mayoría (13 de 18), cuentan con estudios realizados en los años ochenta.

Cuadro N° 4.1.5.1.1
Costo Medio anual, Proyectos EGE-HID

Proyecto		Costo de inversión Miles US\$/GWh/año	Año del Cálculo
1	Las Placetas	488.2	1986
2	Manabao - Bejucal - Tavera	528.9	1986
3	La Hilguera	604.5	1990
4	Los Jaimines	679.0	1990
5	Piedra Gorda	687.0	1984
6	Pinalito	739.9	1984
7	Yásica	745.5	1987
8	Masipetro	765.2	1981
9	Hondo Valle	802.1	1990
10	La Diferencia	822.1	1986
11	Arroyo Gallo	832.3	1986
12	El Torito - Los Veganos	845.9	1984
13	San Pedro - Las Avispas	855.1	1990
14	Bonito	878.1	1981
15	Los Guanos	887.0	1990
16	Palomino	1,014.0	1989
17	Alto Jimenoa	1,163.8	1984
18	Los Plátanos	1,256.5	1981

Fuente: <http://www.cdehidroelectrica.gov.do/proyectos.htm>

²¹ <http://www.cdehidroelectrica.gov.do/proyectos.htm>

De estos 18 proyectos, el Proyecto Manabao – Bejucal – Tavera es el mayor y el que se encuentra en etapa más avanzada. Sin embargo, la protesta de los residentes del Municipio de Jarabacoa ha dado lugar a que el Poder Ejecutivo solicitara apoyo de organismos bilaterales para una nueva Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

Las inversiones en infraestructuras hidráulicas son financiera y socialmente ideales en los casos en que por medio de la misma, el agua centrifugada es posteriormente aprovechada para consumo humano y/o agricultura (proyectos de beneficios múltiples). Reconociendo la posición de la Empresa Generadora Hidroeléctrica respecto a que la alta caída reduce embalse y por ende, limita el impacto en el uso de los suelos, es apropiado agregar que el solo beneficio de la electricidad puede limitar la justificación de las inversiones.

4.1.5.2. Inventario de sitios para micro-hidroeléctricas

Existen múltiples proyectos que combinan aplicaciones residenciales y productivas, la mayoría de las cuales están por debajo de 1.0 KW de capacidad. En términos estrictos de ingeniería, el país cuenta con cantidades significativas de sitios que podrían servir para la instalación de pico turbinas hidroeléctricas. Solo en la cuenca alta del río Yaque del Norte, H. Schorgmayer²² identificó 17 sitios para sistemas HARRIS con potenciales usos residenciales, productivos o comunitarios de energía.

Adicionalmente, el Programa de Pequeños Subsidios (PPS), del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, el cual es liderado en el país por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), realizó estudios básicos para 18 proyectos, siendo 17 de ellos inferiores a 100.0 kW.

4.1.6. Energía Solar

La energía solar se vislumbra en el largo plazo como una de las alternativas de mayor importancia para enfrentar los altos costos de los hidrocarburos, principalmente en los países que se encuentran dentro del cinturón de insolación máxima limitado por las latitudes de $\pm 35^\circ$. Pese a las limitaciones de información J. R. Acosta realizó una estimación para el caso dominicano.

La radiación global promedio estimada por J. R. Acosta²³, a partir de datos de 26 estaciones meteorológicas, para los años 1970-72, expresan la posibilidad de desarrollar e instalar aplicaciones de energía solar virtualmente en todo el territorio nacional.

De acuerdo al trabajo de Acosta, el éxito de la utilización económica de estas tecnologías 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.

²² Schorgmayer, 1998. Diagnóstico financiado por el EESRP.

²³ José Ramón Acosta, ESTIMACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA REPÚBLICA DOMINICANA, INDOTEC, Noviembre de 1979.

4.2. Fomento de las Energías Renovables

4.2.1. Iniciativas con apoyo Internacional

- **Iniciativas de apoyo a la COENER:**

La desaparecida Comisión Nacional de Política Energética (COENER), sentó los precedentes para el fomento de las energías renovables, impulsando estudios de base acerca de la mayoría de las opciones tecnológicas presentadas comercialmente a inicios de los ochenta, considerando como tales a la cogeneración sustentada en bagazo, fotovoltaica, mini hidroeléctrica, solar térmica, biogás y geotérmica.

Para el desarrollo de proyectos orientados al uso de energía renovable, la COENER contó con el apoyo de varios organismos de cooperación y financiadores multilaterales, como la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). A mediados de los ochenta, el Banco Mundial aprobó préstamo para el Consejo Estatal del Azúcar (Proyecto CEA-BM-1760-DO), siendo la inversión en cogeneración uno de los componentes del programa. Con este financiamiento, se iniciaron los trabajos de instalación de calderas de alta presión (600 p.s.i.), en los Ingenios Ozama (IO) y Consuelo (IC).

- **Proyecto de Desarrollo Integral de la Línea Noroeste (PROLINO):**

Con recursos provenientes del Convenio Lomé IV, la Unión Europea financió sistemas fotovoltaicos, dentro del componente de inversiones en infraestructura del PROLINO. Durante 1997-1999, PROLINO apoyó la instalación de 70 sistemas fotovoltaicos. Se hizo licitación de suministro, instalación y adiestramiento de beneficiarios, entre empresas suplidoras de paneles y servicios de ingeniería.

- **Programa Integrado de Salud en el Suroeste (PRISA):**

También con recursos del Plan Indicativo Lomé 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.

- **Proyecto de Apoyo a Iniciativas de Organizaciones Voluntarias Privadas (PVO's Cofinancing):**

Dentro de la ejecución del PVO's Cofinancing, implementado por Entrena, S.A., la (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.

- **Programa de Pequeños Subsidios (PPS):**

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 e hidroeléctricos.

- **Proyecto de Reestructuración del Sector Energía Eléctrica (EESRP):**

El EESRP, implementado por Winrock Internacional con recursos de USAID, promocionó la tecnología eólica en pequeña escala, buscando que los potenciales usuarios tuviesen “mayores conocimientos sobre las oportunidades de inversiones en las tecnologías de energías renovables”. La estrategia de promoción del EESRP 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.

El EESRP reportó la capacitación de 230 representantes de diferentes sectores y en total, la transferencia de conocimientos a más de 300 personas. Para proyectos específicos, la estrategia del EESR incluyó el co-financiamiento de estudios (50% aportado por el EESRP, condicionado a la toma del financiamiento) y la oferta de financiamientos en términos comerciales.

Fruto de los esfuerzos del EESRP, se instalaron micro turbinas, pero se enfrentaron los siguientes problemas principales:

-Usuarios con expectativas demasiado elevadas;

-Dificultad en la obtención de los componentes de la base del sistema, al momento de su reposición;

-Daños continuos debido a descargas eléctricas (R.D recibe una alta frecuencia comparada con otros países del hemisferio occidental).

- **Fondo USAID – ADEMI para Energías Renovables:**

A fines de la década de los noventa, la USAID realizó una 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 compra de los paneles.

- **Plan Nacional de Electrificación Rural (NRECA-USAID):**

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;
- 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.

- **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, reconociendo a la antigua Comisión Nacional de Política Energética (COENER) y a la Dirección General Forestal (DGF), como sus antecesoras;
- Instituto Superior de Agricultura (ISA);
- ENDA– Caribe;
- Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD);
- Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña (UNPHU);
- Plan Sierra;
- Instituto para el Desarrollo del Suroeste, con apoyo de la GTZ, implementó el Proyecto de Bosque Seco.

4.2.2. Esfuerzos de las academias e instituciones públicas.

**Cuadro N° 4.2.2.1
Iniciativas de las Academias Asociadas a las Energías Renovables**

Institución	Iniciativas desarrolladas a favor de las energías renovables
Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD)	Fomento de trabajos de grado en temas de energías alternativas (Ingeniería Electromecánica) Análisis de políticas energéticas y recursos energéticos renovables (Instituto de Energía)
Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC)	Desarrollo de micro turbina eólica experimental (Ciencias Básicas) Investigaciones de recursos energéticos renovables (Asignatura Hombre & Naturaleza) Proyecto de sistema eólico-solar para edificio demostrativo (Ciencias Básicas) Proyecto de Maestría en Energías Renovables (Ciencias Básicas)
Pontificia Universidad Católica Maestra & Maestra (PUCMM)	Estudios de energías alternativas (Ingeniería Eléctrica) Construcción de micro turbinas hidroeléctricas (Ingeniería Eléctrica) Trabajos de grado de otras escuelas acerca de energía eléctrica (Economía)
Universidad Tecnológica de Santiago (UTESA)	Instalación de sistema híbrido (eólico-térmico) para edificio del Campus de Puerto Plata (Ingeniería Eléctrica)
Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña (UNPHU)	Desarrollo de micro hidroeléctricas en Los Dajaos (Facultad de Recursos Naturales) Trabajos de grado en energía eólica (Ingeniería Eléctrica) y en biocombustibles.

Durante más de veinte años INDOTEC ha mantenido interrumpidamente una división de energía y medioambiente brindando servicios de asistencia en instalaciones solares, microhidros, auditorías energéticas, etc. En los últimos seis años empezó investigaciones sobre el potencial eólico del país y de las biomásas, los bio-combustibles y combustibles sintéticos. Al mismo tiempo, fue la primera institución en propiciar ante el Congreso Nacional el Anteproyecto de la Ley de Estímulo a las Energías Renovables (a la cual se sumaron otras instituciones luego) y en proponer desde 1998 la creación del fondo estratégico para la promoción del ahorro de energía y de fuentes alternas renovables que creó luego la Ley Tributaria de Hidrocarburos, ley 112-00 (Ver punto 4.5).

La Secretaria de Estado de Industria y Comercio (SEIC) creó también un departamento de promoción de fuentes alternas de energía en el año 2000, el cual ha sido el que ha administrado y ejecutado el uso del “Fondo Estratégico” creado por la Ley de Hidrocarburos (Ley 112-00). Hasta el presente el fondo se ha utilizado sólo para promover el uso de energía solar fotovoltaica en zonas rurales fuera de la red, priorizando su uso en escuelas, clínicas e instalaciones militares rurales, así como para algunos proyectos de bombeo de agua y educación para el ahorro de energía. Se propone ahora un vasto proyecto de paneles solares

para unas dos mil viviendas rurales y en proyecto de estufas con etanol para sustituir el uso del G L P en las cocinas residenciales. No se ha utilizado para la investigación y desarrollo de bio-combustibles todavía.

4.3. Aprovechamiento de Recursos Renovables

Aprovechamientos eólicos: en adición a las 25 micro turbinas eólicas resultado de los esfuerzos del EESRP, existen turbinas traídas por particulares, instaladas en:

-Desde Jacagua hasta Ranchito (cercañas del Pico Diego De Ocampo), Santiago de los Caballeros;

-Punta Rusia (costa) y Hatillo Palma (Montecristi)

En el suroeste, apenas existe una turbina eólica, que apoya a una granja productora de huevos, la cual fue intermediada por FUNDASUR, con recursos del EESRP.

Hidroeléctricas grandes y medias: el INDRHI informa de la existencia de 34 presas, con volumen inicial de almacenamiento de 2, 191,394 m³ (según diseño). De estas, 15 cuentan con capacidad de generación instalada total de 452.22 MW.

Minicentrales hidroeléctricas existentes: consideramos como minicentrales a aquellas cuya capacidad se encuentra entre 300 kW – 10.0 MW de capacidad instalada. El país cuenta con unas seis minicentrales, con capacidad agregada de 930 KW.

Micro-centrales hidroeléctricas instaladas: en la formulación del estudio presente, se han identificado 15 pico-centrales hidroeléctricas, la mayoría con capacidad entre 300 vatios - 300 KW. En general, están instaladas en micros-acueductos comunitarios (Los Dajaos), fincas cafetaleras y lugares de esparcimiento.

Capacidad local para construir equipos para micro-hidroeléctricas: por lo menos tres centros de mecánica industrial del país han construido este tipo de equipos. Adicionalmente, existen otras de bajo rendimiento, consistentes en adaptaciones rudimentarias de alternadores de vehículos pesados, las cuales han sido instaladas de forma dispersa en la ladera norte de la cordillera central.

Capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos: los paneles fotovoltaicos se han convertido en parte del entorno rural dominicano, estimándose la existencia de más de veinte mil sistemas para uso residencial²⁴. Además, existen variados acueductos rurales y la tecnología está penetrando cada vez más en la producción agropecuaria, sobre todo en bombeos de agua. Este avance se fundamenta en la promoción de la tecnología, la cual ha sido hecha por los proyectos de cooperación descritos al inicio del presente documento y las empresas ofertantes de paneles y demás componentes especializados de los sistemas.

²⁴ Opiniones de comercializadores

Este alto número de sistemas fotovoltaicos, además de la promoción, es resultado de múltiples fondos rotativos en manos de asociaciones sin fines de lucro (ONGs), las cuales han recibido aportes de capital semilla provenientes de USAID, PPS-PNUD, entre otros organismos de cooperación.

Calentamiento solar de agua en hotelería: en el ámbito urbano y hotelero, el uso de calentadores solares puede representar una opción de ahorro energético. Sin embargo, la mayoría de estos establecimientos han incluido su demanda de agua caliente para baños dentro de la capacidad considerada para las adquisiciones de sus calderas; en otros casos, han aprovechado el calor de sus generadores a diesel, para calentar el agua que es bombeada a las habitaciones. La utilización de esta tecnología solar también es restringida por la calidad de las aguas a que tienen acceso los hoteles de la costa, las cuales, por su dureza química, tienden a reducir la vida útil de los calentadores solares.

4.4. Marco Legal para Proyectos de Recursos Renovables

No existe un marco legal coherente y específico para el fomento del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables. La política vigente está implícita en las Leyes 112-00 (de impuestos a los hidrocarburos) y la 125-01 (Ley General de Electricidad), definida en función de la política eléctrica y sustitución de importaciones y mejora ambiental, casi todo lo referente a energías renovables lo cubre los siguientes párrafos de la Ley 125-01:

"Las empresas distribuidoras y comercializadoras en igualdad de precios y condiciones, les darán preferencias en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovable como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa y marina y otras fuentes de energía renovable.

*Párrafo.- 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 impuestos nacionales o municipales durante cinco años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Secretaría de Estado de Industria & Comercio"*²⁵

Y los siguientes párrafos de la Ley 112-00:

"La República Dominicana es un importador neto de energía primaria, condición que se realiza esencialmente importando toda la demanda de petróleo y combustibles derivados a precios que están sujetos a variaciones que se determinan en el mercado internacional;

"La factura de petróleo y derivados gravita marcadamente sobre la economía del país y, en consecuencia, resulta conveniente introducir medidas que incentiven el consumo racional de combustibles;

*"Adicionalmente es de suma importancia incentivar el consumo de aquellos combustibles con menor efecto negativo sobre el medioambiente,...."*²⁶

²⁵ SIE, 2002. (Art. 112, Ley 125-01)

²⁶ DGII, 2001. (Ley 112-00)

Esta ley dispone la creación de un “Fondo de Interés Nacional” para la promoción de programas de ahorro de energía y de energías renovables que explicaremos más adelante.

Aunque el Art. 11 de la Ley 125-01 señala con precisión que las empresas involucradas en el mercado eléctrico podrán efectuar solo una de las actividades de generación, transmisión o distribución; el Párrafo I del mismo Artículo aclara que excepcionalmente, las distribuidoras podrán ser propietarias de hasta el 15% de la capacidad de generación. Además, con el interés de fomentar las renovables, el Párrafo III del mismo Artículo reza:

"La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente Ley en relación a la generación eléctrica"

Con base en la Ley 112-00, se creó el Fondo de Interés Nacional, el cual tiene objetivos orientados a:

- fomento de programas de energía alternativa, renovables o limpias; y
- programas de ahorro de energía.

El Poder Ejecutivo coordinará la asignación de los recursos entre las diferentes instituciones públicas responsables de procurar los objetivos que el mismo establece, según lo expuesto en el artículo 1, párrafo IV de la Ley 112-00 y del reglamento de dicha ley²⁷, en su artículo 1.2.

El fondo especial tendrá como fuente principal un 2% del ingreso recaudado por la aplicación de la Ley de Hidrocarburos a partir del 2002, con un incremento anual de un 1% hasta llegar al 5%, que la Secretaría de Estado de Finanzas pondrá a disposición de los organismos que ejecutan dichos proyectos. Se requiere todavía de que se reglamente el uso de dicho fondo especial

4.4.1. Criterios para la evaluación de las tecnologías convencionales versus las renovables en el marco legal actual.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, plantea:

- La “potencia firme” o de estabilidad asegurada como uno de los criterios claves en la evaluación de las propuestas para participar en los concurso de suministro de electricidad, en el componente de contratos de largo plazo del Mercado Eléctrico Mayorista; dicho criterio es en cierta medida, una restricción para las energías renovables, puesto que muchas de ellas por naturaleza, están sometidas a estacionalidades (cambios en velocidad del viento, estacionalidades de cosecha de biomasa, de régimen de lluvias, de nubosidad para energía solar, etc.) que dificultan asignarles una “potencia firme” con precisión
- La posibilidad de que un generador adquiera servicios de potencia firme de otro generador, lo que permitiría que las empresas que desarrollen de forma exclusiva la

²⁷ Dicho fondo ha sido administrado en su totalidad por la SEIC hasta el presente, 2001.

generación de energía renovable, puedan ser parte de consorcios participantes en concursos (las empresas de renovables subcontratarían potencia firme).

-El reglamento plantea también, en su artículo 528, que la CNE elaborará un reglamento para normar el uso y destino del fondo estratégico para la promoción de las energías renovables y el ahorro de energía, el cual deberá contemplar también criterios para la evaluación comparativa de las tecnologías, en consulta y consenso con los otros organismos oficiales involucrados. Esto no se ha realizado, a espera de contar con la avenencia de la SEIC.

4.4.2. Normas y Requisitos Vigentes

Aparte de la constitución de la figura jurídica (tipo de empresa) de carácter comercial, las normas y requisitos vigentes para el desarrollo del aprovechamiento de recursos renovables con fines energéticos están comprendidas en cuatro leyes principales y el reglamento de la LGE:

- **Ley General de Electricidad**

Esta define los tipos de empresas que componen la industria eléctrica nacional:

- Generadoras;
- Distribuidoras;
- Transmisoras (sólo de propiedad estatal);
- Generadoras hidroeléctricas (sólo de propiedad estatal);
- Generadoras hidroeléctricas privadas con capacidad inferior a 1,000 KW.

- **Reglamento de la LGE (125-01)**

La metodología que debe utilizar la SIE para la gestión de concesiones y permisos para proyectos de propios de la industria eléctrica, está definida los títulos III y IV del Reglamento (Decreto No. 555-02) de la Ley General de Electricidad, y de su Modificación (Decreto No. 749-02). Básicamente, la metodología define dos fases de cumplimientos a ser realizados por los interesados:

- Requisitos para la obtención de la concesión provisional
- Requisitos para la obtención de la concesión definitiva

- **Ley de Medio Ambiente & Recursos Naturales (64-00)**

Los proyectos nuevos deben cumplir con los procedimientos fundamentados en los artículos 9, 17, 18, 38 al 48, 107, 109, 150 y 175 de la Ley 64-00; y el Reglamento del Sistema de Permisos y Licencias Ambientales, aprobado por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales. A continuación se presentan las categorías previstas para los aprovechamientos de energías renovables, en cuanto a Evaluación de Impacto Ambiental:

Cuadro N° 4.5.2.1
Categorías de Actividades para Evaluación de Impacto Ambiental

Sector	Actividad	Categoría		
		A	B	C
HIDRAULICO	Canales de riego			
	Diques			
	Encauzamiento o canalización de ríos y arroyos			
	Presas y embalses			
	Trasvase entre distintas cuencas hidrográficas			
INDUSTRIAL	Ingenios azucareros			
AGROPECUARIO-FORESTAL	Extracción comercial de productos del bosque			
	Fincas energéticas para carbón			
	Granjas avícolas			
	Granjas bovinas			
	Granjas porcinas			
	Plantaciones agrícolas de mas de 50 Has.			
	Plantaciones forestales de mas de 50 Has.			
	Plantaciones comerciales de árboles y aserraderos			
	Producción animal de dimensiones industriales			
	Sistemas agroforestales de mas de 50 Has.			
ENERGETICOS	Generación de energía a partir de residuos			
	Hidroeléctricas (1-3 MW)			
	Hidroeléctricas (3-20 MW)			
	Hidroeléctricas (mayor de 20 MW)			
	Parques eólicos			
	Subestaciones			
MISCELANEOS	Proyectos en áreas protegidas según categoría de uso			

Fuente: SEMAREN, Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental, Agosto 2002

Las categorías B y C del cuadro anterior no necesariamente requieren de un Estudio de Impacto Ambiental.

Pasos para Evaluación de Impacto Ambiental:

- a) El promotor se hace responsable de obtener la licencia ambiental -4.1

- b) Define y contrata equipo multidisciplinario (aprobados por SEMARN) para la EIA del proyecto -4.4
- c) Se realiza el EIA -deducido
- d) Se pone a disposición del público -4.6
- e) Se otorga o no la licencia o el Permiso Ambiental -4.7
- f) El promotor hace pública su intención de desarrollar el proyecto, por un medio que sea asequible a las comunidades cercanas -4.8
- g) En los casos en que se requiera el Estudio de Impacto Ambiental, independiente de los TdR, el promotor deberá organizar una vista pública en la zona de influencia del proyecto, la cual deberá ser publicada en un diario de circulación nacional -4.9

- **Ley sobre Dominio de Aguas Terrestres y Distribución de Aguas Públicas (No. 5852-64)**

Esta ley es fundamental para las minicentrales hidroeléctricas, aunque podría condicionar otro tipo de inversiones. La SEMARN y el INDRHI, siguiendo el mandato dado por el Art. 192 de la Ley 64-00 han formulado y sometido una nueva propuesta de Ley, mencionada como Código de Agua; esta Ley No. 5852-64 continúa vigente.

La Ley 5852-64 instruye acerca de los procedimientos para el desarrollo de aprovechamientos de agua para generación de electricidad en sus artículos 38-40 y 43-46 del Título II, Capítulos II y III.²⁸

- **Ley de creación del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) (No. 6-65)**

Las modificaciones de los Artículos 4 y 5 de dicha Ley 6-65, realizadas por medio de la aprobación de la Ley 64-00, definen:

-Que el INDRHI es la máxima autoridad nacional en relación al control, aprovechamiento y construcción de obras fluviales (Art. 4);

-Que el INDRHI puede intervenir, previa aprobación de SEMARENA, en la conservación y protección de recursos hídricos, con la cooperación de la secretaría de estado de agricultura (SEA) y el Instituto Agrario Dominicano (IAD).

4.5. Conclusiones

- 1) En términos de potencial, los recursos renovables que pueden tener un impacto importante son:
 - Energía eólica, cuya principal limitación es la ausencia de líneas de transmisión cercanas para integrar los proyectos al Mercado Mayorista y la infraestructura de carreteras para acceder a lugares aislados. No

²⁸ Luciano, García, abril-mayo 1997.

obstante, es claro que esta fuente de energía es la que tiene un mayor potencial de producción de energía.

- Electricidad por cogeneración en la industria azucarera y producción de alcohol carburante. Ambas tienen la gran virtud de ser tecnologías muy conocidas y probadas y en poco tiempo puede estar aportando cantidades importantes de energía. Es conveniente hacer la producción en conjunto por las sinergias que se producen y para darle más flexibilidad frente a la producción de azúcar.
- Recursos hidroeléctricos en microcentrales. Es una solución muy interesante en términos de potencial de generación y como forma de darle energía a poblaciones o unidades productivas aisladas del sistema interconectado. No obstante, su gran limitación son los altos costos, los cuales deben competir con el costo de interconexión.
- Energía solar, tanto en paneles fotovoltaicos como en calentamiento pasivo. En su aplicación como celda fotovoltaica es una excelente solución para pequeñas unidades productivas o servicios públicos aislados (fincas, centros de salud, escuelas, etc). Como calentamiento pasivo, es una buena solución para calentamiento de agua en hoteles. La energía solar concentrada (CSE) para generación térmica posterior tiene grandes potenciales en las regiones sur y nor-occidental, de mayor radiación solar directa (menor nubosidad).
- La posible energía por producción de biodiesel así como el potencial de las energías oceánicas (olas, corrientes marinas, etc.) deben ser evaluados mediante estudios de mediciones, diagnósticos y proyectos pilotos, sin duda aún por realizarse.

Sobre estos recursos energéticos deben priorizarse las políticas, acciones y proyectos.

- 2) La experiencia en el uso de recursos renovables en República Dominicana no es sistemática, es aislada y dispersa y no ha contado con patrocinadores permanentes, privados o públicos. Por tal razón, no ha habido una curva de aprendizaje y la poca experiencia no ha sido asimilada. La desinstitucionalización se manifiesta en todos los aspectos: hay poco compromiso de la academia, no hay fuentes de financiamiento permanente, hay una limitada investigación aplicada permanente, no hay legislación específica y no hay todavía políticas de fomento hasta que no sé reglamente el uso de los fondos de la Ley Hidrocarburos.
- 3) No existe todavía un marco legal coherente y específico para el fomento del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables. La política vigente está definida en función de la política eléctrica, sustitución de importaciones y mejora ambiental. Se requiere una ley específica para las fuentes renovables.

CAPITULO V

PROSPECTIVA DE LA DEMANDA ENERGETICA

5.1. Escenarios Socioeconómicos y Energéticos

El futuro del sector energético de República Dominicana se ha descrito por medio de dos escenarios. Uno de ellos, denominado Escenario I constituirá un futuro de continuidad relativamente optimista respecto de la evolución histórica reciente del sistema, dejando de lado los movimientos coyunturales. En consecuencia, se tratará de un escenario de tipo tendencial, en el sentido de que se admite el mantenimiento de las tendencias “pasadas” de los aspectos estructurales del sistema y un mantenimiento de los cambios paulatinos que se han observado.

El segundo de ellos o Escenario II, por contraste al anterior, presenta un carácter de tipo más pesimista. Es posible pensar que las características más contrastadas se referirán más a los diversos ritmos de crecimiento y al efecto del crecimiento sobre la distribución del ingreso, que con relación a una transformación estructural. En tal sentido se considera que dicha transformación se halla fuertemente condicionada por la inserción en el orden mundial que tiene el país, cuya modificación radical en el lapso de las proyecciones de este estudio se considera improbable.

En el caso de República Dominicana, es fundamental la influencia del Escenario Internacional sobre cuatro componentes que se consideran básicas para la determinación de las trayectorias de las variables socioeconómicas del sistema, a saber: 1) La actividad turística; 2) las Zonas Francas; 3) Las remesas provenientes de residentes en el exterior y 4) el costo de la energía, el que puede afectar a su vez las otras tres componentes.

-Hipótesis referidas al plano mundial

Las hipótesis de los escenarios que se refieren al plano mundial abarcan dos tipos de aspectos. El primero de ellos se refiere a cuestiones del sistema económico mundial: principales rasgos de las modalidades predominantes de acumulación; características distintivas en las grandes regiones; liderazgo geopolítico y otras. El segundo tipo de aspectos, formulado de manera coherente con el anterior, se relaciona con aquellas cuestiones particulares que afectan más directamente al sistema nacional dominicano: posibilidades de acceso a los mercados financieros internacionales; corrientes de inversión; procesos migratorios y flujos de remesas; acceso a los mercados de ciertos bienes y servicios; precios del petróleo y otras materias primas. En todos los casos, las hipótesis son más restrictivas para el Escenario II que para el I.

-Hipótesis generales

En la definición de los escenarios cabe resaltar tres hipótesis de índole general:

Grado de globalización y de relevancia de los bloques regionales: El Escenario de Referencia plantea una profundización del proceso de globalización y del liderazgo de los EEUU. Por el contrario en el Escenario Alternativo se plantea más que una pérdida progresiva del liderazgo político de los EEUU en las cuestiones mundiales, un enfoque más internacionalista y un rol más activo de la UE, Japón y Rusia.

- *Grado de acceso de las exportaciones del sistema socioeconómico dominicano:* Aún cuando a escala regional se prevé que AL & C crecerá más en un escenario de las características del II que en uno como el I, la región del Caribe se vería más favorecida por las perspectivas de un mayor crecimiento de los EEUU, las que se dan en el Escenario I. La producción textil de las Zonas Francas y el Turismo serán las actividades más privilegiadas en el lapso de la proyección.

- *Evolución de los precios internacionales de los hidrocarburos:* En el primer Escenario los factores geopolíticos coadyuvan a un menor precio relativo para un mismo nivel de demanda, dada la supremacía político-militar de los EEUU. Los precios podrían oscilar en una banda de 22-26 US\$ por barril. La demanda total se incrementaría hacia el 2020 un 33% por encima de la actual capacidad de refinación. Se supone que el precio irá creciendo conforme se expanda la demanda total, lo que se hará visible con posterioridad al 2010. En el caso del Escenario II, se supone un mayor nivel de demanda y un mayor nivel de cartelización de la oferta por la conformación de alianzas estratégicas entre los productores de petróleo entre los cuales la creciente producción del Mar Caspio entra a jugar un rol importante. La banda de precios prevista es de 25-31 US\$ por barril. El incremento de la demanda previsto respecto a la capacidad de refinación rondaría el 46%.

Cuadro N° 5.1.1
Estimación de los Precios Internacionales del Crudo
(en US \$ de 2001 por barril)

<i>Año</i>	<i>Esc. I</i>	<i>Esc. II</i>
2001	22.0	22.0
2003	25.8	25.8
2005	23.3	24.8
2010	24.5	26.0
2015	25.5	28.0
2020	26.0	31.0

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de
Demanda de Energía, pág.- 50; Nov. 2003

-Hipótesis referidas al plano Internacional Regional

- *Evolución del grado y de las formas de integración a nivel regional o subregional e intensidad de la competencia:* Se prevé una competencia creciente en los mercados de Centro América y El Caribe para la radicación de inversiones en zonas francas, particularmente entre República Dominicana, Honduras y El Salvador. Del mismo modo una competencia a nivel del sector turismo respecto a Costa Rica y las Islas caribeñas. El grado de competencia no variaría mucho entre los Escenarios I y II dado que en ambos casos esta subregión dependerá principalmente del comportamiento de la economía de los EEUU.

• *Ritmos de crecimiento económico y de la población en los países que integran el bloque subregional:* La población del Caribe pasará de los 37.9 millones de habitantes en el 2000 a 45 millones en el 2020, mientras que la de Centro América pasará en el mismo lapso de tiempo de 135.1 a 178.3 millones. El porcentaje de población urbana pasará de 63 y 68% respectivamente a 70 y 74%. El crecimiento acumulativo anual será del orden del 3.5% en el Escenario I y del 3.3% en el Escenario II, lo que significa que en ambos casos la subregión crecerá por encima del promedio previsto para AL & C.

-Hipótesis relativas al sistema socioeconómico nacional

Las hipótesis de los escenarios en el plano del sistema socioeconómico nacional abarcan las dimensiones económicas global y sectorial, social, demográfica y ambiental, incluyendo los aspectos espaciales con relación a cada una de esas dimensiones. Es claro que el grado de diferenciación entre el escenario de referencia y el alternativo a lo largo del período fijado para la prospectiva habrá de depender tanto de la divergencia de los correspondientes supuestos de los planos internacionales (mundial y regional), que habrán de definir condiciones de contexto cualitativamente distintas, como por lo que se plantee con relación a las políticas públicas y a las estrategias de los actores privados nacionales y multinacionales dentro de los marcos delineados por aquellas condiciones de contexto.

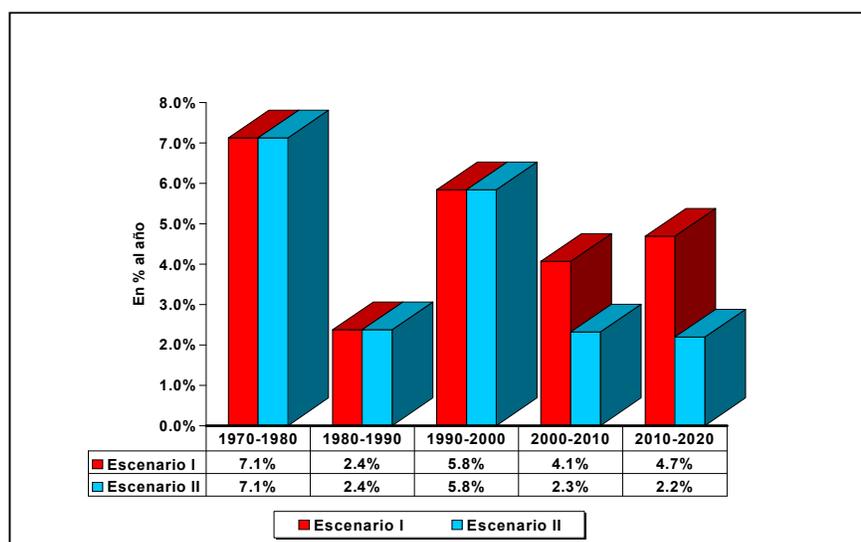
Respecto a la dinámica de acumulación es de destacar el rol predominante de tres sectores de la economía dominicana que son los que de algún modo determinarán el carácter del proceso de crecimiento y distribución: 1) El sector de Turismo; 2) El sector de las Zonas Francas; y 3) el rol de las emigraciones y de las remesas de ingresos de ciudadanos residentes en el exterior, principalmente los EEUU.

Dado que aquellos tres sectores son básicamente proveedores de divisas, tanto la estabilidad monetaria, como el nivel de la paridad y el desenvolvimiento del resto de la economía pasan a depender de estos tres pilares básicos. En especial la dinámica de la construcción y de buena parte de la industria doméstica vinculada a la construcción y a la demanda de bienes de consumo en el mercado interno, como así también las importaciones, dependen del desenvolvimiento de los sectores proveedores de divisas. Por consiguiente las hipótesis de comportamiento de cada escenario respecto a dichas dimensiones determinará en gran medida el desenvolvimiento global del sistema socioeconómico dominicano.

Son también relevantes las hipótesis respecto a los precios del petróleo dado que los mayores precios del producto implican condiciones peores para el desempeño del sector eléctrico, lo que a su vez repercute sobre la competitividad de la industria, el empleo y las condiciones de acceso sustentable al servicio por parte de los sectores más pobres.

a) *El crecimiento del PBI total*

Gráfico N° 5.1.1
Tasas Históricas y Proyectadas de Crecimiento del PBI al año 2020
Escenarios I y II



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.-56, Nov. -2003.

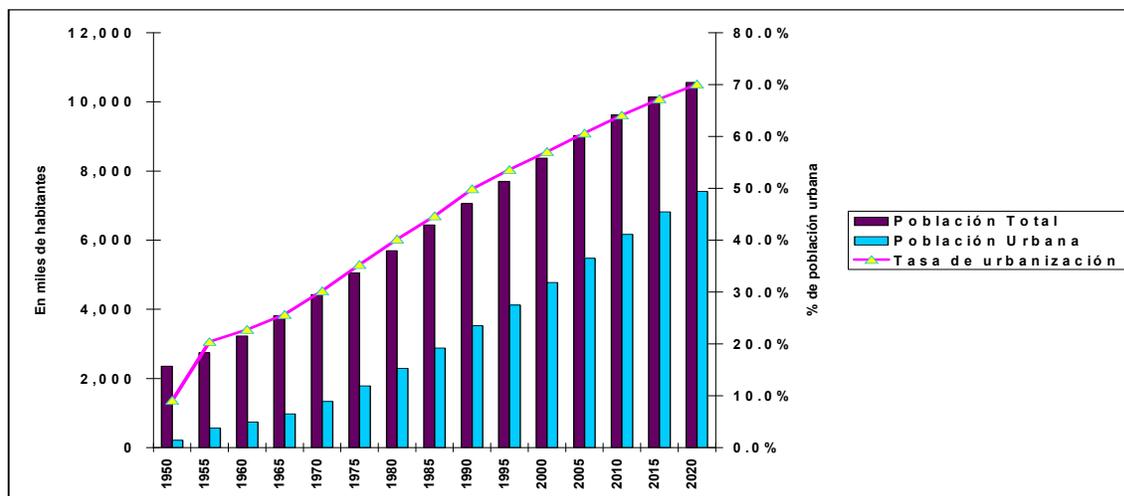
El motor del crecimiento en ambos casos es similar aunque difiere la intensidad del crecimiento. En tal sentido los sectores de base que movilizan a la economía son, como ya se señaló, principalmente tres: 1) el turismo; 2) la producción industrial de zonas francas (en declinación); y 3) las remesas de divisas de los dominicanos que residen o trabajan en el exterior.

b) *Evolución de la población total, de la población urbana y del PBI per cápita.*

Del total de la población urbana alrededor de un 62% correspondía en el 2000 a la población de Santo Domingo (2.2 millones) y Santiago de los Caballeros (718 mil habitantes), y que esta proporción se estima se reducirá a 60% en el año 2020. Sin embargo no está prevista la emergencia de ninguna ciudad de más de 750,000 habitantes en el lapso de la proyección por lo que la pauta de desarrollo desde el punto de vista regional se mantendrá relativamente estable, estimándose un crecimiento superior a la media en las provincias ligadas a los nuevos emprendimientos turísticos o a los que se hallan en expansión (Ej.: La Romana), lo que implica aceptar el mantenimiento de la concentración espacial en ambos escenarios.

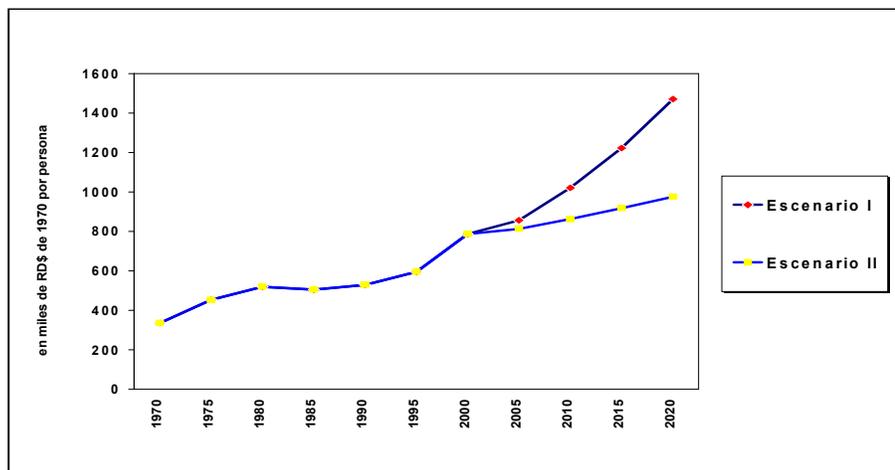
Las diferentes tasas de crecimiento del producto global y la asunción de un comportamiento de la población total similar en ambos escenarios arroja como resultado la evolución del PBI por habitante que se muestra en el Gráfico N° 5.1.3.

Gráfico N° 5.1.2
Evolución Prevista de la Población Total y Urbana 1950-2000 y Proyecciones al año 2020



Fuente: United Nations, Population Division, Department of Economic and Social Affairs, World Urbanization. Prospects: The 2001 Revision, File 2: Urban Population at Mid-Year by Major Area, Region and Country, 1950-2030 (in thousands) POP/DB/WUP/Rev.2001/1/F2. New York, 2003.

Gráfico N° 5.1.3
Evolución del PBI por Habitante 1970-2020
Expresado en Miles de RD\$ de 1970 por Persona



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía Pág.-56; nov. -2003

En el caso del Escenario I este crecimiento es del orden del 3.2% acumulativo anual, lo que supone la progresiva mitigación de niveles de pobreza de una gran parte de la población y una leve mejora de la estructura distributiva tanto entre el sector urbano y el rural, como dentro de cada uno de ellos entre sus diversos estratos.

En el caso del Escenario II, en cambio, la tasa media resultante es de 1.1% acumulativo anual lo que se supone implicará una peor pauta distributiva, especialmente dentro del sector

urbano dado que la emigración del campo a la ciudad continuará en grado similar en ambos escenarios debido a la diferencia de nivel absoluto de ingresos entre habitantes urbanos y rurales, y al influjo de las pautas modernas de vida sobre los sectores jóvenes de la población rural.

Se puede apreciar que el fuerte dinamismo supuesto en el Escenario I implicaría alcanzar un 76% del nivel de ingreso medio latinoamericano y del Caribe hacia el año 2015, el cual pasaría a representar un 49% del nivel medio mundial. En el caso del Escenario II, en cambio, República Dominicana queda estancada en un nivel que representa el 36% en el 2000 y en el 2015, frente a una evolución de AL&C que es 69% en el 2000 a 70% en el 2015.

c) El crecimiento por sectores y la evolución de la estructura productiva

En principio se ha supuesto que los cambios de estructura productiva entre los Escenarios I y II no serán demasiado significativos. Sin embargo, la producción de zonas francas- y por consiguiente del total industrial- al ser mayor en el Escenario I que en el II, dará lugar a una mayor participación industrial aunque se asume que ella declinará en ambos escenarios debido al proceso de fuerte integración y débil nivel de competitividad.

Los sectores que crecen por encima de la tasa media en cada escenario son, en el Escenario I (tasa media = 4.5%): Construcción (efecto de la urbanización y del turismo); Hoteles y Restaurantes, Comercio, Transporte, Electricidad, Finanzas y Otros Servicios (efecto del turismo y también de la urbanización creciente). El sector de comunicaciones crecería a ritmos próximos al promedio. En el Escenario II (tasa media = 2.2%), las tendencias serían similares aunque los ritmos relativos particulares de cada sector y el global, se diferencian según lo expuesto más arriba.

d) La distribución del ingreso y la reducción de los niveles de pobreza

En el pasado inmediato se ha verificado una disminución del porcentaje de pobres e indigentes, básicamente como consecuencia del rápido crecimiento económico verificado entre 1992 y 1998. Sin embargo el efecto distributivo regresivo entre 1986 y 1998, ha significado que buena parte de los frutos del crecimiento no lograran disminuir la pobreza como podrían haberlo hecho en términos potenciales.

La diferencia entre ambos escenarios se deriva del menor crecimiento del producto lo que implica en términos concretos un mayor nivel de desempleo y menores ingresos. En el Escenario II, todos los grupos salvo el 10% de la población de mayores ingresos verían estancados o disminuidos sus ingresos medios. En cambio en el Escenario I todos mejorarían los mismos y más en términos proporcionales los estratos bajos que los medios y altos.

5.1.1. La estrategia de Reducción de la Pobreza

El documento de Estrategia para la Reducción de la Pobreza en la República Dominicana²⁹ (ERP RD) fue publicado posteriormente al diseño de los escenarios socioeconómicos, por lo cual explícitamente no está considerado en éstos. Sin embargo, en lo fundamental, esta estrategia para reducir la pobreza coincide en lo fundamental con los planteamientos del Escenario I. A continuación se resumen los principales aspectos del ERP en lo referente a los lineamientos y acciones estratégicas.

La ERP-RD se sustenta en tres lineamientos o pilares básicos: i) un entorno macroeconómico estable, ii) el aumento sostenido del monto y la eficiencia del gasto público social, y iii) el desarrollo rural-regional sostenible. Como ejes transversales fundamentales para su implementación la ERP-RD contempla: i) la participación ciudadana, ii) la equidad de género, iii) la descentralización del Estado, iv) la coordinación interinstitucional, v) la sostenibilidad ambiental y vi) la protección ante los desastres naturales. Algunos de estos ejes fueron sugeridos y otros avalados en la Consulta Social de la ERP-RD.

Para mantener el entorno macroeconómico estable se plantean medidas que garanticen un crecimiento del PIB de por lo menos 4% promedio anual hasta el 2015, en un marco de estabilidad de los principales indicadores macroeconómicos y de impulso a un conjunto de reformas económicas acompañadas de políticas fiscales y monetarias y tasas de interés competitivas. El propósito general de la ERP-RD es el de disminuir el número de pobres y así contribuir al desarrollo económico y social con seguridad en la República Dominicana considerado el fin de la estrategia.

Dados los altos niveles de pobreza y las limitaciones de los recursos, el gasto público social se ha priorizado hacia seis sectores que se consideran claves para la reducción de la pobreza: educación, salud y seguridad social, vivienda y saneamiento, agua potable, alimentación y nutrición y empleo e ingresos y se ha decidido dar mayor prioridad en la asignación presupuestaria a los sectores de salud y educación, por considerar que son los que hacen los mayores aportes a la creación del capital humano. Sin embargo se hace necesario que una revisión y ajuste de la ERP-RD a la luz de las nuevas realidades tome en consideración el sector de la energía por considerarlo un componente esencial de la calidad de vida de la población y en su capacidad productiva y de inserción en la economía.

En el marco de las acciones sociales para los sectores priorizados y otros considerados en la ERP-RD, se definen un conjunto de programas y proyectos clasificados en las vertientes de Asistencia Social, con acciones que buscan proteger a los pobres en pobreza extrema; de Bienestar Social, para garantizar los derechos de todos los ciudadanos, y de Reducción de la Pobreza, para confrontar las desigualdades de capacidad y oportunidad que enfrentan los

²⁹ *Estrategia para la Reducción de la Pobreza en la República Dominicana*, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, GABINETE SOCIAL, OFICINA NACIONAL DE PLANIFICACIÓN, Santo Domingo, República Dominicana, Junio del 2003.

pobres. Para lograr mayor eficiencia en la implementación del gasto social, se ha decidido orientarlo hacia la población más pobre, mediante el Sistema de Focalización, y el establecimiento de un Sistema de Seguimiento y Evaluación.

El sistema de focalización contempla dos grandes etapas: i) la focalización geográfica, la cual fue desarrollada por la ONAPLAN y mediante la cual se identificaron los espacios geográficos (regiones, provincias, municipios, barrios, secciones y parajes) con mayores porcentajes y número de hogares pobres; y, ii) la focalización familiar- individual, seleccionando, en las áreas geográficas priorizadas previamente, las familias y personas más pobres y otros grupos especiales de población vulnerable, para beneficiarlos con los subsidios de la ERP-RD.

El sistema de seguimiento y evaluación está orientado hacia la medición del impacto y el seguimiento y evaluación a los resultados a nivel sectorial, y se complementará con los sistemas de seguimiento y evaluación por resultados de la gestión a nivel de programas y proyectos que cada institución ejecutora desarrollará con la asistencia técnica de ONAPLAN. El Sistema contempla un amplio proceso participativo, a través de auditorías sociales. El mismo será aplicado bajo el principio de gradualidad, valorando la multi-dimensionalidad de la pobreza y la integralidad de los programas, para seguir la programación, la ejecución y los impactos diversos en busca del fortalecimiento institucional, a fin de lograr su sostenibilidad. Se ha previsto iniciarlo con las informaciones disponibles en los sectores de Salud y Educación y posteriormente ir integrando, de forma gradual, los diferentes sectores priorizados en la ERP-RD.

La implementación y desarrollo de la ERP-RD se ha previsto en tres etapas: Etapa 1: Preparación e inicio, a desarrollarse entre el 2003 y 2004; Etapa 2: Inicio de la ejecución y consolidación de los procesos, a desarrollarse entre el 2004 y 2007, Etapa 3: de institucionalización de los mecanismos definidos, que se inicia a partir del quinto año de ejecución y hasta el 2015. Los recursos financieros para la implementación provendrán principalmente de fuentes de recursos públicos y en especial del presupuesto del Gobierno Central, los que dependen, en alta proporción de las recaudaciones tributarias. Otras fuentes de recursos procederán del sector privado, de la cooperación y financiamiento internacional, como son los préstamos y donaciones del BID, del Banco Mundial y otras fuentes.

Para que se puedan obtener los recursos económicos para implementar los programas y proyectos contemplados en la ERPRD y ésta pueda ser sostenible financieramente, el PIB debe mantener una tasa de crecimiento promedio anual de 4.5% durante los próximos quince años. Al mismo tiempo, es necesario mejorar la distribución del ingreso y la eficiencia recaudadora del Estado.

Es importante destacar que para lograr mantener esta tasa de crecimiento del PIB se hace necesario superar la crisis del sector eléctrico y la adopción de las líneas estratégicas planteadas en este plan para garantizar un abastecimiento seguro y eficiente compatible con las necesidades del desarrollo sostenible y de la competencia en los acuerdos de libre comercio.

5.2. Los Escenarios Energéticos

Se trata de establecer los lineamientos principalmente desde el punto de vista del abastecimiento, de los precios de los energéticos y de la demanda por usos y sectores que se tendrán en cuenta para elaborar los Escenarios Energéticos. Adicionalmente se contemplarán los aspectos relacionados con el Uso Racional de la Energía y la penetración de fuentes alternas de energías.

En correspondencia con los escenarios socioeconómicos presentados en el Punto 2, se plantean aquí dos Escenarios Energéticos de tipo exploratorio para el período 2001-2015.

El Escenario II, que se corresponde con un menor crecimiento en el plano socioeconómico, supone una continuidad respecto de la evolución histórica reciente del sistema energético, dejando de lado los movimientos coyunturales. Es decir será un escenario tendencial que contemple la continuidad de la estructura y el funcionamiento que el sistema energético ha tenido en el pasado cercano o eventualmente el mantenimiento de los cambios paulatinos observados.

Por ejemplo no se contemplará la penetración del Gas Natural en los sectores de consumo y se considerará una evolución de los precios internacionales del petróleo y con ellos de los precios y tarifas de los energéticos en el mercado interno con una tendencia al aumento, respecto del Escenario I.

El Escenario I, por contraste con el II, incorporará hipótesis marcadamente diferentes a las de este último. Estas diferencias se notarán más en el largo plazo y no tanto en el corto o mediano (cuatro o cinco años) por la inercia que presenta la efectivización de cambios en el plano energético.

Así por ejemplo se contemplará, en el largo plazo, la penetración del Gas Natural en los sectores de consumo, esencialmente en las Industrias.

Atendiendo a la evolución de los precios internacionales del petróleo, los precios y tarifas de los energéticos en el mercado interno tendrá en este escenario valores inferiores a los del Escenario II.

En el Cuadro 5.2 se describen los dos escenarios, en cuanto a: 1. Característica del Escenario, 2. Sistema de Abastecimiento, 3. Precios y Tarifas de los Energéticos, 4. Los Aspectos tecnológicos y 5. El Uso Racional de la Energía.

Características de los Escenarios Energéticos

Escenario I	
Escenario II	
1. Característica del Escenario	
1. <i>Carácter tendencial</i> , no se prevén modificaciones estructurales más allá de las que surjan de las decisiones ya tomadas en firme, y de los proyectos en ejecución y decididos en firme.	<p>Se suponen <i>modificaciones que alterarán las tendencias históricas</i> de evolución del sistema energético de República Dominicana en consonancia con las pautas indicadas en el correspondiente Escenario Socioeconómico. La mayor parte de las pautas van en el sentido de incrementar la penetración de aquellos energéticos como el Gas Natural, el Gas Licuado de Petróleo y los recursos renovables, además de aumentar el nivel de electrificación y la cantidad y calidad energética de la población rural.</p> <p>Para conseguir lo antes mencionados se requiere un activo papel del Estado, especialmente reforzando su función reguladora y promotora, y una participación de auténticos capitales privados.</p>
2. Sistema de Abastecimiento	
Los equipamientos energéticos decididos y en ejecución.	<p><u><i>El Abastecimiento Eléctrico</i></u></p> <p>Las modificaciones, adicionales a las indicadas en el Escenario II serían las siguientes:</p> <p>Entre 2005 y 2010 se construirá una red de gasoductos que permita abastecer con Gas Natural a parte de las centrales térmicas del país.</p> <p>Las pérdidas de electricidad no técnicas alcanzarían el 10% en el año 2010.</p> <p>Los niveles de cobranza de las Distribuidoras serán prácticamente normales a partir del año 2008.</p> <p>Se producirá una importante penetración del Servicio Público en reemplazo de la Autoproducción.</p> <p>La energía eólica podría desempeñar un rol en el abastecimiento eléctrico, especialmente en los sistemas aislados.</p> <p><u><i>El Abastecimiento Petrolero</i></u></p> <p>Se analizará la conveniencia de ampliar la Refinería REFIDOMSA.</p> <p>La refinería de Falconbridge continuará satisfaciendo los requerimientos de Gasolina y Gas Oil de su establecimiento Minero-Industrial, incorporando adicionalmente Gas Natural.</p>

El Abastecimiento de Gas Natural y GLP

A partir del año 2010, al existir en el País una red de gasoductos para alimentar las Centrales Termoeléctricas, se posibilitará en parte llegar con el fluido a los establecimientos industriales.

No se contempla la penetración del gas natural para abastecer al Sector Residencial Urbano; Comercio; Servicios, Público y Transporte puesto que no se espera que pueda disponerse de redes de distribución de Gas Natural en las principales ciudades dentro del horizonte de esta prospectiva (2015)

El Abastecimiento de Carbón Mineral

Existirá una competencia para abastecer las Centrales Térmicas ubicadas en los Puertos, entre el Carbón Mineral y el Gas Natural, de manera, que cuando se analice el equipamiento eléctrico se compararán las ventajas relativas de ambos energéticos para decidir cual de ellos y en que centrales es utilizado. Como punto de partida, e incluirá a las centrales de Montecristi (Manzanillo I y II de 125 Mw cada una) y a los cambios en Itabo I con 117 Mw y Haina II con 85 Mw.

Fuentes Renovables de Energía

Empleo de este tipo de energéticos para los consumos finales en los sectores, esencialmente en uso calóricos:

La Energía Solar, intensificará su uso respecto de lo señalado en el Escenario II, en Calentamiento de agua en los Sectores Residencial y Servicios. La pauta, sometida a lo que indique el análisis de sustituciones, sería doblar para el año 2010 y triplicar para el año 2015 la participación de la energía solar en Calentamiento de Agua en los sectores Residencial y Servicios.

El Bagazo de Caña de Azúcar abastecerá la totalidad de los requerimientos calóricos y buena parte de los de fuerza motriz de los Ingenios.

Alcohol Etilico, producido a partir de la Caña de Azúcar para mezclarlo con la gasolina.

La Cáscara de Arroz incrementará su aporte al máximo posible, en función de la producción de Arroz, en los Molinos Arroceros.

En cuanto a otros energéticos derivados de la Biomasa, como el Biogás, su consumo sería marginal.

En lo referente a la Leña y el Carbón Vegetal, la pauta es procurar su sustitución, en los Hogares Residenciales Rurales.

Escenario II

Escenario I

3. Precios y Tarifas de los Energéticos*

Año	Petróleo US\$ ₂₀₀₁ /bbl	Petróleo US\$ ₂₀₀₁ /bbl
2003	25.8	25.8
2005	24.8	23.3
2010	26.0	24.5
2015	28.0	25.5

Precios de los Derivados de Petróleo 2003-2020 (\$RD₂₀₀₃/gal)**

	2003	2005	2010	2015	2003	2005	2010	2015
Gasolina Premium	46.7	44.89	47.06	50.68	46.7	42.17	44.34	46.15
Gasolina Regular	41.5	39.90	41.83	45.05	41.5	37.48	39.41	41.02
Gas Oil Regular	25.02	24.05	25.21	27.15	25.02	22.60	23.76	24.73
Avtur	21.78	20.94	21.95	23.64	21.78	19.67	20.68	21.52
Kerosene	25.21	24.23	25.40	27.35	25.21	22.77	23.94	24.92
Fuel Oil	17.24	16.57	17.37	18.71	17.24	15.57	16.37	17.04
Gas Licuado	22.12	21.26	22.29	24.00	22.12	19.98	21.01	21.87

*Estos precios son indicados en US\$ constante tomamando como base el año 2001 por barril.

** Estos precios son indicados en RD\$ constante tomando como base finales de marzo 2003 y un precio por galón del WTI en US\$ 28.62 por barril.

Es importante tomar en consideración que para la fecha de realización del estudio de los modelos de prospectiva energética y los escenarios se construyeron tomando como base el año 2001, que fue el año en que se realizó la encuesta nacional energética. Por otra parte, el tipo de cambio se encontraba en RD\$23.98 en abril 2003 y RD\$46.64 para enero de 2004. Además del incremento notable que ha sufrido el tipo de cambio, se agrega la variación del WTI por la invasión norteamericana de Irak en marzo 2003. Estas variables inciden de manera directa en los precios internos de los combustibles.

Escenario II		Escenario I							
Tarifas de Energía Eléctrica 2003-2020 (\$RD ₂₀₀₃ /KWh.)***									
Usuario	2003	2005	2010	2015	Usuario	2003	2005	2010	2015
Residencial Urbano Alto	4.2736	3.8997	4.0307	4.2477	Residencial Urbano Alto	3.8940	3.9759	4.0895	3.8940
Residencial Urbano Medio	3.5855	3.2718	3.3817	3.5638	Residencial Urbano Medio	3.2670	3.3358	3.4311	3.2670
Residencial Urbano Bajo	3.5627	3.2509	3.3602	3.5410	Residencial Urbano Bajo	3.2462	3.3145	3.4092	3.2462
Residencial Rural	3.4180	3.1190	3.2238	3.3973	Residencial Rural	3.1144	3.1800	3.2708	3.1144
Comercio y Servicios	4,0336	3.6806	3.8043	4.0091	Comercio y Servicios	3.6753	3.7526	3.8598	3.6753
Industrias	4.3070	3.9302	4.0622	4.2809	Industrias	3.9244	4.0070	4.1215	3.9244
30% conformado por el VAD. Disminuye a estándares latinoamericanos.					Índice de cobranza de las distribuidoras llega en el año 2008 al 95%. Disminución adicional de VAD, sobre la estimada en el Escenario II.				
Resto tarifa influida por variación del precio internacional del Fuel Oil.									
Mejora índice de cobranza del 71.5% actual para llegar en 2020 a 95%.									
Precio de la Leña y Carbón Vegetal					Igual al Escenario II				
Precio de la leña es igual al costo de una hora de trabajo, igual a 6.195 \$RD ₂₀₀₃ /Kg y se mantiene constante en \$RD del 2003.									
El precio del Carbón Vegetal se considera igual a 12.39 \$RD ₂₀₀₃ /Kg. y se mantiene constante									

***Estos precios son indicados en RDS/KWh constante tomando como base el año 2003 para usuarios del servicio público.

Estas tarifas son calculadas con el esquema tarifario SIE-31-2002 que rige desde septiembre 2002.

En marzo de 2003 comenzó a subir el tipo de cambio, y para suavizar la variación de los indicadores indexados se creó el "Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica", mediante el Decreto N° 302-03. Otro indexador importante en la tarifa es el fuel oil N°6 con 3% de azufre, que ha seguido la tendencia alcista del precio del petróleo al pasar de US\$/bbl 19.59 en abril de 2003 a US\$/bbl 22.64 en enero de 2004.

En agosto de 2003, el gobierno dominicano y el FMI firman un acuerdo stand by, el cual, a fin de lograr un equilibrio entre los costos de generación y distribución establece un aumento mensual en los precios de la electricidad de un 3%, exceptuando del mismo a las familias de escasos ingresos. Este esquema estuvo vigente hasta diciembre de 2003.

En enero de 2004, con el fin de enfocar mejor la compensación aplicada, en la renegociación del acuerdo stand by se amplió el rango de consumo de electricidad, y se precisó que el aumento del precio de la electricidad debía ir de un 4% a un 8%.

Escenario II

Tarifas del Gas Natural

No hay gas natural

Escenario I

Precio CIF del GNL en República Dominicana (US\$₂₀₀₃/MMBTU)

Año	(US\$ ₂₀₀₃ /MMBTU)
2003	2.90
2005	2.62
2010	2.755
2015	2.871

Precio CIF evoluciona con WTI

El costo de gasificación = 0.10 US\$₂₀₀₃/MMBTU.

El costo de Transporte: 8% del Precio Final Promedio.

El Costo de Distribución: 21% del Promedio.

El Impuesto: 5% del Promedio.

Precio del GN a usuarios para el año 2003:

Precio CIF	US\$ ₂₀₀₃ /MMBTU
Gasificación	2.90
Transporte	0.10
Distribución y Margen	0.364
Impuesto	0.974
TOTAL	0.228
	4.566

(SRD ₂₀₀₃ /MMBTU)	2010	2015
Industria	104,42	108,82

4. Los Aspectos tecnológicos

Se mantendrán las características de los equipos y los artefactos de uso final de energía considerando que los mismos experimentarán una evolución similar a los avances que se produzcan a nivel internacional, tendencialmente.

Los artefactos para el Sector Residencial: Cocinas, Calentadores, Abanicos; Lámparas, Aire Acondicionado; los artefactos y equipos para uso calórico, de fuerza motriz e iluminación del sector Comercial y Servicios; mejorarán su rendimiento de utilización al año 2015.

En el sector Industrial los equipos acompañarán, en especial en Calderas y Hornos, las mejoras de eficiencia que se manifiesten a nivel mundial pero de manera muy mesurada.

En el Sector Transporte irá mejorando el consumo específico de los vehículos nuevos y usados que se incorporen al Parque. Los motores diesel irán reemplazando los sistemas de Bomba de Inyección por la inyección electrónica y la sobrealimentación. Los motores Otto incorporarán las válvulas múltiples y la inyección electrónica.

Los artefactos para el Sector Residencial. Así como los del sector Comercial y Servicios mejorarán a partir del año 2010, levemente su rendimiento de utilización en todas las fuentes al año 2010. La mejora será más importante en el caso de la Leña en el sector Residencial Rural.

En el Sector Industrial y Resto de Sectores mejorarán su eficiencia en forma levemente superior a la del Escenario II.

En el sector Transporte mejorará el consumo específico de los vehículos nuevos que se incorporen al parque. Se supone que los vehículos usados que se incorporen también tendrán mejoras en sus consumos específicos.

5. El Uso Racional de la Energía

Las medidas para disminuir los consumos de energía por uso racional no se intensificarán respecto de los programas que se hubieren implementado en el pasado inmediato. Se circunscribirán al reemplazo de lámparas incandescentes de alto consumo por las de bajo consumo y fluorescentes, en especial en los hogares urbanos y el Sector Comercio, Servicios y Público y a educar a los consumidores. En los hogares rurales las medidas se concentrarán especialmente en Cocción. La meta en Cocción con leña implicará alcanzar eficiencia del 12.5% en el año 2015 frente al 10% relevado en el año 2001.

Se implementará un Plan Nacional de Uso Racional de la Energía a ser aplicado en todos los sectores. Este Plan especialmente implicará realizar Auditorías Energéticas en los establecimientos industriales, hoteles, grandes comercios y un reordenamiento del sistema de transporte carretero de personas y cargas.
 Las metas por sector:
 Sector Residencial Urbano; Hoteles, Restaurantes y Resto de Comercios, Servicios y Público. En Iluminación la meta es que para el año 2015 disminuyan considerablemente las luminarias incandescentes.
 El Estado implementará medidas de aliento a la construcción masiva de colectores solares en el país. Los colectores solares incrementarán su participación para los años 2010-2015 respecto de los valores existentes en el año 2001, sustituyendo GLP y no el calor residual proveniente de la refrigeración de los grupos eléctricos de autoproducción.
 En los hogares rurales, la eficiencia de las Cocinas de Leña aumenta al 20% en el año 2015 frente al 10% relevado en el año 2001
 Sector Industrial, minería y otros: las medidas se aplicarán en Calor de Proceso (Calderas y Hornos de Alta Temperatura). El GN, a partir del año 2010, competirá en la industria con el FO para reemplazar al GO y GLP.

5.3. Proyecciones de la Demanda de Energía

5.3.1. La Demanda Total Final

Sobre la base de las evoluciones de las variables y parámetros que determinan los requerimientos y la demanda de energía, detalladas conceptual y numéricamente en los correspondientes Escenarios Socioeconómicos y Energéticos, se realizaron las proyecciones de la Demanda Final de energía al año 2015 e intermedios, para cada uno de los escenarios formulados.

En el Cuadro N° 5.3.1.1 figuran los valores de las proyecciones de la Demanda Total Final de energía de República Dominicana. Del mismo pueden extraerse las siguientes conclusiones.

Cuadro N° 5.3.1.1
Demanda Final Total de Energía
(kTep)

	2001	2005	2010	2015	Crecimiento 2001-2015	Tasa 2001-15
Escenario I	5,013.7	5,603.8	6,776.7	8,233.9	64.2%	3.61%
Escenario II	5,013.7	5,337.1	5,756.9	6,175.8	23.2%	1.50%

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 118; nov.-2003

El consumo final total en el año 2015 será de 8,233.9 kTep en el Escenario I y de 6,175.8 kTep en el Escenario II. Las tasas anuales de crecimiento promedio serán de 3.61% y de 1.50% respectivamente.

Las elasticidades al PBI del incremento de la energía, medida entre extremos, dan 0.77 para el Escenario I y 0.62 para el Escenario II.

En cuanto a las causas de una mayor eficiencia son varias y están contenidas en los escenarios energéticos. No sólo las medidas de URE mejoran los rendimientos, sino también los procesos de sustitución por fuentes de mayor calidad y también las modificaciones en la estructura del consumo por sectores y módulos que, si bien esto puede mejorar o empeorar los rendimientos, en el caso de República Dominicana se verifica que mejoran la eficiencia global en ambos escenarios. En el punto 5.3.2 de este capítulo, se analizará cómo impacta cada uno de los factores mencionados en la demanda total final de energía.

Considerando que la población total crece a una tasa media anual de 1.5% en el periodo de proyección en ambos escenarios, la evolución del consumo por habitante figura en el Cuadro N° 5.3.1.2. En el Escenario I se incrementará un 33.0% en todo el periodo, pasando de 584.5 kep/hab en el año 2001 a 777.5 kep/hab en el 2015; por el contrario, en el Escenario II caerá un -0.2%, siendo de 583.2 kep/hab en el año 2015.

Cuadro N° 5.3.1.2
Demanda Final Total de Energía por Habitante
 (en kep / habitante)

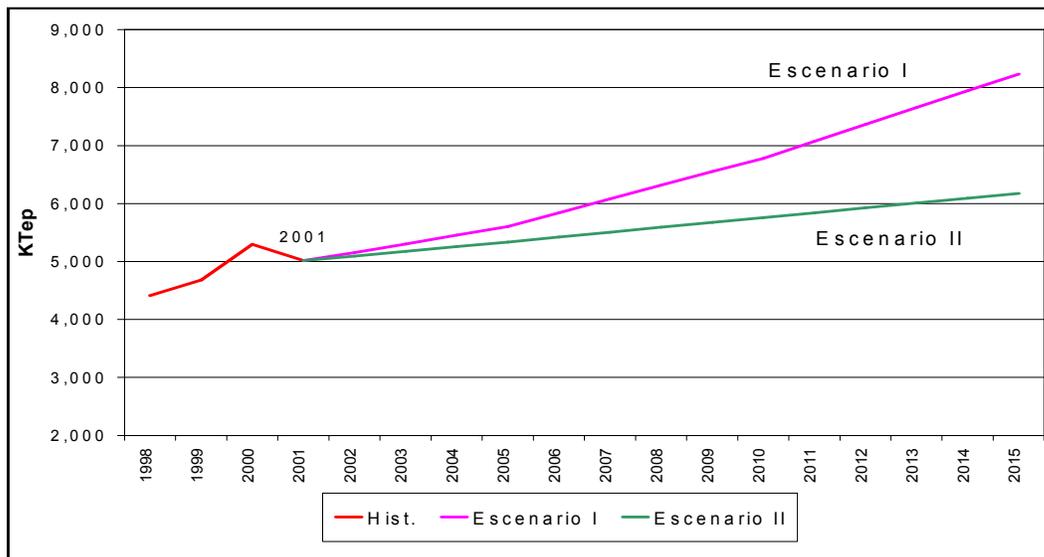
	2001	2005	2010	2015	Variación 2015/2001
Consumo por Habitante					
Escenario I	584.5	615.0	689.9	777.5	33.0%
Escenario II	584.5	585.7	586.0	583.2	-0.2%

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 119; nov.-2003

El Gráfico N° 5.3.1.1 muestra la demanda total final de energía de República Dominicana, empalmado la serie histórica 1998-2001 con los resultados de las proyecciones 2002-2015 para los Escenarios I y II.

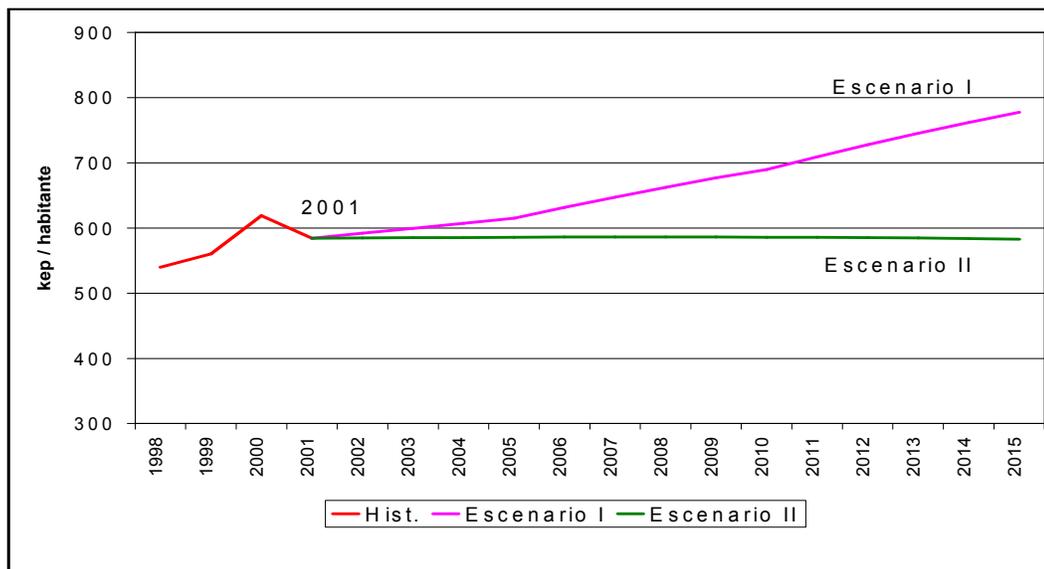
El Gráfico N° 5.3.1.2 muestra la evolución de la demanda final total por habitante en energía para el periodo 1998-2015. Se observa que continúa la tendencia creciente de los últimos años en las proyecciones del Escenario I. En el Escenario II el consumo por habitante se estanca en valores cercanos al del año base 2001.

Gráfico N° 5.3.1.1
Evolución de la demanda Total Final de Energía 1998-2015



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 120; nov.-2003

Gráfico N° 5.3.1.2
Evolución de la Demanda Total Final de Energía por Habitante, 1998-2015



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.-120; nov.- 2003

5.3.2. La Demanda por Fuentes Energéticas

El análisis de la demanda de energía por fuentes adquiere particular relevancia ya que sobre ellas se aplican en definitiva las políticas energéticas. En este punto es donde se reflejan más claramente los procesos de sustitución entre fuentes. Normalmente las sustituciones afectan más la evolución de la demanda de cada fuente energética, cuando dichos procesos son significativos, que las demás variables intervinientes.

a) En el Escenario I

Entre las fuentes que crecen a un ritmo mayor que el consumo total en el Escenario I, y en consecuencia ganan participación, se destacan: el gas natural, que empieza a consumirse en el período 2005-2010 y en el 2015 representará el 4.6% del total; el alcohol etílico que también ingresa en el mismo período y en el 2015 llega al 1.9% del total; la solar con una tasa media en todo el periodo de crecimiento 18.97% acumulativo anual; el gas oil con una tasa de 3.65% y, la electricidad con un crecimiento de 4.72%.

Otras fuentes crecen a un ritmo mayor que la media: avgas, avtur, coque, no energético de petróleo y residuos de biomasa. En estos crecimientos no hay sustituciones involucradas, sino que son propios del crecimiento de las actividades que las consumen.

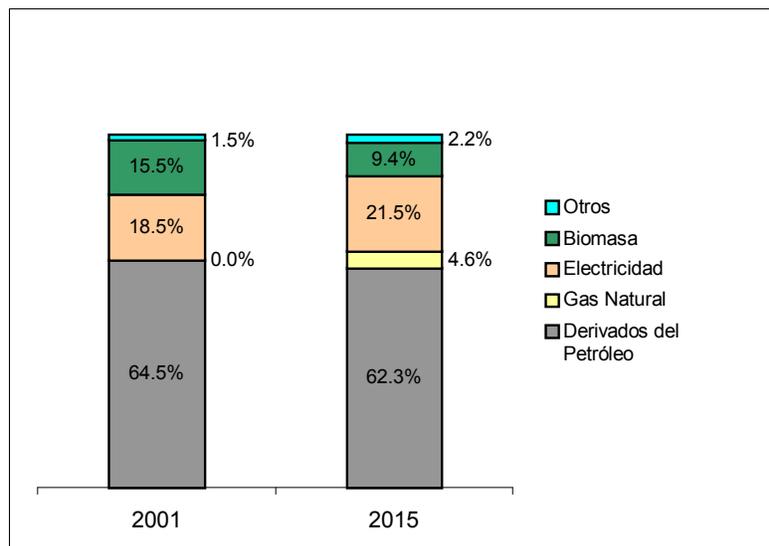
Las principales fuentes en regresión de crecimiento acumulativo anual en el Escenario I son: leña (-7.21%), carbón vegetal (-8.30%), y fuel oil (-4.15%)

En el caso del GLP, que crece a un ritmo acumulativo anual levemente inferior al promedio (3.48% contra 3.61% de promedio), es de destacar que mientras tiene una penetración importante en el sector residencial (sustituyendo a la leña y al carbón vegetal), por otra parte es sustituido por gas natural en el sector industrial, con lo que el efecto resultante es el señalado.

La gasolina crecerá a una tasa menor que la de la demanda de energía total (2.72%), lo cual es positivo para mitigar el crecimiento de la factura petrolera.

La estructura por categoría de fuentes, la misma se muestra en el Gráfico N° 5.3.2.1 para los años 2001 y 2015. Puede apreciarse que los derivados del petróleo reducen su participación del 64.5% al 62.3%; el Gas Natural penetra el 4.6% del total; la electricidad tiene un crecimiento importante, pasando del 18.5% al 21.5%; y las fuentes de biomasa caen del 15.5% al 9.4%.

Gráfico N° 5.3.2.1
Estructura del consumo por categoría de fuentes
Años 2001 y 2015. Escenario I



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.-127; Nov.-2003.

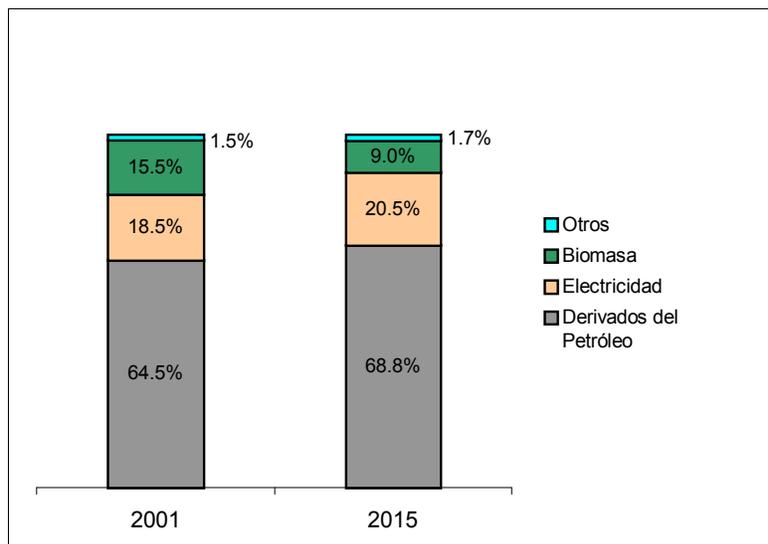
b) En el Escenario II

En el Escenario II, las modificaciones en la estructura del consumo por fuentes son más moderadas. Se recuerda que en este escenario no se prevé la incorporación del gas natural ni el alcohol etílico en el consumo final y la energía solar penetra a una tasa menor.

La sustitución de la leña sigue siendo significativa en el Escenario II, aunque menor que en el Escenario I. La caída de los consumos de leña es a una tasa promedio acumulativa anual de -4.60%, lo que la lleva al 2015 a perder un 5.11% de participación respecto al año base.

El Gráfico N° 5.3.2.2 muestra la evolución de la estructura por categoría de fuentes para el Escenario II, donde puede verse que el conjunto de los derivados del petróleo aumenta su participación del 64.5% al 68.8%; al igual que la electricidad pasa de 18.5% a 20.5%; y por el contrario la biomasa cae de 15.5% a 9.0%.

Gráfico N° 5.3.2.2
Estructura del consumo por categoría de fuentes
Años 2001 y 2015. Escenario II



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.-128; Nov. 2003.

Los efectos más interesantes de las medidas de política energética en la estructura de consumo involucrada en el Escenario I, en comparación con el Escenario II, son la reducción en la participación de los derivados de petróleo y la penetración del gas natural.

5.4. Efectos de las Sustituciones y del Usos Racional de la Energía sobre la Demanda Final.

En primer lugar, se calculan los ahorros de energía neta, medidos en kTep, que se producen como consecuencia de las sustituciones entre fuentes y de las metas de uso racional de la energía para cada uno de los escenarios³⁰. Luego se valorizan dichos ahorros de energía neta considerando precios promedios de importación para el período de proyección, obteniéndose así el ahorro acumulado de divisas que ocurriría en cada escenario.

5.4.1. Impactos sobre la Demanda Final de Energía

a) En el Escenario I

En el Cuadro 5.4.1.1 se resumen los efectos de las sustituciones y medidas de URE sobre el consumo total de energía, discriminados por fuentes, respectivamente. De él se puede extraer las siguientes conclusiones:

³⁰ Para esto se diseñaron los siguientes escenarios:

Escenario de Base (I y II): tiene incorporadas sólo las evoluciones de las variables explicativas y de las intensidades energéticas, sin medidas URE ni sustituciones.

Sustituciones (I y II): se incorporan al Escenario de Base las modificaciones en las estructuras por fuente de cada uso como consecuencia de los procesos de sustitución.

URE (I y II): se incorporan al Escenario de Base sólo las mejoras de la eficiencia en la utilización de la energía debidas medidas de Uso Racional de la Energía y al cambio tecnológico.

Escenario (I y II): es el escenario completo, o sea tiene incorporadas las evoluciones de todas las variables que afectan la demanda de energía en forma conjunta, incluyendo URE y Sustituciones.

En el año 2015, se ahorrarán 291.8 kTep del consumo total como consecuencia de la mayor eficiencia de las fuentes que penetran en los procesos de sustitución, esto representará el -3.2% del consumo del Escenario de Base para el mismo año. Debido a las medidas de URE se consumirán 678.0 kTep menos, o sea -7.4% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado da un ahorro total de 884.5 kTep, y medido en porcentaje -9.7%.

En el sector residencial es donde se produce más del 80% del ahorro por efecto de las sustituciones (de los 291.8 kTep ahorrados totales por este efecto, 243.0 kTep corresponden al residencial). La causa de este ahorro es principalmente la sustitución de la leña por fuentes de rendimiento mucho mayor (GLP).

En el análisis de las sustituciones por fuentes se muestra cuanto aumenta o disminuye el consumo de cada fuente respecto a los valores que ocurrirían si no hubiera procesos de sustitución. La fuente que más reduce su consumo es la gasolina (-335.1 kTep, -15.2% de su consumo); seguida de la leña (-281.6 kTep, -57.3 de su consumo); y (-227.4 kTep, -69.5% de su consumo) el fuel oil. Por el contrario, las que aumentan son el gas natural (418.2 ktep); el alcohol etílico (174.5 ktep); el glp (40.1 ktep); y solar (38.5 kTep), no existentes en la actualidad.

De los 678.0 kTep totales ahorrados por medidas de URE; 47% corresponden al sector transporte; 33% al residencial; y 15% al industrial.

Los ahorros por medidas de URE, de un total de 678.0 kTep, son más significativos, en valores absolutos, en la gasolina (165.4 kTep, 7.5% de su consumo); leña (136.5 kTep, 27.8% de su consumo); y gas oil (98.1 kTep, 9.8% de su consumo).

Los ahorros por efecto combinado, de un total de 884.5 kTep, son más significativos, en valores absolutos, en la gasolina (469.6 kTep, 21.3% de su consumo); leña (336.6 ktep, 68.5% de su consumo); fuel oil (236.7 kTep, 72.3% de su consumo) y gas oil (132.2 ktep, 9.8% de su consumo).

Cuadro N° 5.4.1.1
Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario I - Año 2015

Fuentes	Diferencias respecto al Escenario de Base					
	en kTep			en %		
	Sustituciones I	URE I	Escenario I	Sustituciones I	URE I	Escenario I
Alcohol Etilico	204.3	0.0	159.6			
Avgas	0.0	-0.2	-0.2	0.0%	-7.4%	-7.4%
AvTur	0.0	-65.5	-65.5	0.0%	-6.9%	-6.9%
Bagazo	0.0	-32.7	-32.7	0.0%	-7.3%	-7.3%
Carbón Vegetal	-68.5	-6.5	-69.8	-79.5%	-7.5%	-81.0%
Coque	0.0	-12.9	-12.9	0.0%	-9.3%	-9.3%
Electricidad	-1.7	-44.0	-46.2	-0.1%	-2.4%	-2.5%
Fuel Oil	-227.4	-30.4	-236.7	-69.5%	-9.3%	-72.3%
Gas Natural	418.2	0.0	379.4			
Gas Oil	-39.9	-98.1	-132.2	-3.0%	-7.3%	-9.8%
Gasolina	-335.1	-165.4	-469.6	-15.2%	-7.5%	-21.3%
GLP	40.1	-81.4	-43.6	4.0%	-8.0%	-4.3%
Kerosene	-8.5	0.0	-8.5	-51.8%	0.0%	-51.8%
Leña	-281.6	-136.5	-336.6	-57.3%	-27.8%	-68.5%
No Energético de Petróleo	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0%
Residuos de Biomasa	0.0	-3.0	-3.0	0.0%	-9.0%	-9.0%
Solar	38.5	-1.3	34.4	229.2%	-7.7%	204.8%
Total	-291.8	-678.0	-884.5	-3.2%	-7.4%	-9.7%

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 133; nov.-2003

b) En el Escenario II

Los efectos de las sustituciones y de las medidas de URE sobre el consumo total de energía para el Escenario II son bastante menores, como era de esperarse, y figuran en el Cuadro N° 5.4.1.2. Se resumen las siguientes conclusiones:

En el año 2015, se ahorrarán 174.1 kTep debido a las sustituciones previstas en este escenario; esto representará el -2.6% del consumo del Escenario de Base para el mismo año. Debido a las medidas de URE se ahorrarán 347.4 kTep, o sea -5.2% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado da un ahorro total de 485.9 kTep, y en porcentaje es de -7.3%.

En el sector residencial es donde se produce casi la totalidad del ahorro por efecto de las sustituciones (de los 174.1 kTep totales ahorrados por este concepto, 172.4 kTep corresponden al residencial); siendo el motivo principal de este ahorro la sustitución de la leña. El sector transporte disminuye marginalmente en 5.3 kTep y, por el contrario, el sector industrial aumenta un 3.8 kTep su consumo como consecuencia de las sustituciones.

En el análisis de las sustituciones por fuentes se muestra cuanto aumenta o disminuye el consumo de cada fuente respecto a los valores que ocurrirían si no hubiera procesos de sustitución. La fuente que más reduce su consumo en la leña (-206.1 kTep); seguida de la gasolina (-47.5 kTep); y el carbón vegetal (-35.0 kTep). Por el contrario, las que aumentan son el fuel oil (109.7 kTep); el GLP (20.4 kTep); y solar (10.0 kTep).

De los 347.4 kTep totales ahorrados por medidas de URE; 199.0 kTep corresponden al sector transporte; 113.6 kTep al residencial; y 27.2 kTep al industrial. En los restantes sectores el ahorro por URE es mucho menor en términos absolutos.

De los 347.4 kTep totales ahorrados en este escenario por medidas de URE, 91.7 kTep corresponden a la gasolina; 81.3 kTep a la leña; 56.0 kTep al gas oil; 43.7 kTep a avtur; y 37.6 kTep al GLP. Los ahorros en las restantes fuentes son menos significativos en valores absolutos.

Los ahorros por efecto combinado, de un total de 485.9 kTep, son más significativos, en valores absolutos, en la leña (251.4 kTep, -68.5%); gasolina (135.5 kTep) y gas oil (81.9 kTep.). Por el contrario, el fuel oil incrementa su consumo en 97.4 kTep.

Cuadro N° 5.4.1.2
Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario II - Año 2015

Fuentes	Diferencias respecto al Escenario de Base					
	en kTep			en %		
	Sustituciones II	URE II	Escenario II	Sustituciones II	URE II	Escenario II
Alcohol Etilico	0.0	0.0	0.0			
Avgas	0.0	-0.1	-0.1	0.0%	-5.6%	-5.6%
AvTur	0.0	-43.7	-43.7	0.0%	-6.9%	-6.9%
Bagazo	0.0	-8.7	-8.7	0.0%	-3.1%	-3.1%
Carbón Vegetal	-35.0	-2.8	-36.5	-48.2%	-3.9%	-50.3%
Coque	0.0	-3.6	-3.6	0.0%	-4.0%	-4.0%
Electricidad	-0.3	-12.7	-12.9	0.0%	-1.0%	-1.0%
Fuel Oil	109.7	-8.1	97.4	52.9%	-3.9%	47.0%
Gas Natural	0.0	0.0	0.0			
Gas Oil	-25.2	-56.0	-81.9	-2.6%	-5.8%	-8.4%
Gasolina	-47.5	-91.7	-135.5	-2.9%	-5.7%	-8.4%
GLP	20.4	-37.6	-17.6	2.5%	-4.7%	-2.2%
Kerosene	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0%
Leña	-206.1	-81.3	-251.4	-43.0%	-16.9%	-52.4%
No Energético de Petróleo	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0%
Residuos de Biomasa	0.0	-0.8	-0.8	0.0%	-4.0%	-4.0%
Solar	10.0	-0.3	9.3	147.1%	-4.4%	136.8%
Total	-174.1	-347.4	-485.9	-2.6%	-5.2%	-7.3%

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 135; nov.-2003

A modo de resumen se presenta en el siguiente cuadro los ahorros de cada sector correspondiente al año 2015.

Con el objetivo de identificar los ahorros energéticos, obtenidos a partir de las medidas de URE aquí presentadas, Sustituciones y la combinación de éstas (Escenario I y II); se calculó el ahorro energético acumulado a lo largo del período en estudio (2001-2015). Para ello, se le restó al consumo energético acumulado de los Escenarios de Base I y II, los respectivos consumos acumulados de los Escenarios de URE I y II, de Sustituciones I y II y Escenario I y II.

Cuadro N° 5.4.1.3
Ahorro de Energía Acumulado durante el Período 2001-2015, Respecto al Escenario Base,
(en Tep)

Escenario I

	Residencial	Comercio y Pub.	Industrial	Transporte	Resto Sectores	No Energetico	TOTAL
URE I	1.498.330 41,2%	112.060 3,1%	457.302 12,6%	1.560.798 42,9%	7.470 0,2%	- 0,0%	3.635.960 64,8%
Sustituciones I	1.810.100 91,6%	-14.210 -0,7%	111.571 5,6%	68.426 3,5%	- 0,0%	- 0,0%	1.975.887 35,2%
Escenario I	2.879.360 55,8%	98.500 1,9%	559.749 10,9%	1.612.255 31,3%	7.470 0,1%	- 0,0%	5.157.334

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Proyecto Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 135; nov.-2003

Escenario II

	Residencial	Comercio y Pub.	Industrial	Transporte	Resto Sectores	No Energetico	TOTAL
URE II	791.970 40,1%	36.330 1,8%	144.437 7,3%	999.572 50,6%	2.616 0,1%	- 0,0%	1.974.925 65,2%
Sustituciones II	1.051.720 99,7%	2.700 0,3%	27.395 -2,6%	28.127 2,7%	- 0,0%	- 0,0%	1.055.152 34,8%
Escenario II	1.685.150 58,8%	38.980 1,4%	117.738 4,1%	1.023.545 35,7%	2.616 0,1%	- 0,0%	2.868.029

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 135; nov.-2003

A nivel de las principales conclusiones que se pueden extraer de este cuadro, se citan las siguientes:

El ahorro acumulado en el Escenario I será de 5,157 kTep, mientras que en Escenario II será algo más de la mitad de dicho ahorro con 2,868 kTep en el período.

Aproximadamente el 65% del ahorro energético provendrá en ambos escenarios de las medidas de URE y el 35% de Sustituciones. Aquí cabe destacar, que en el caso de medidas de URE el ahorro de energía es absoluto, pues existe en general un menor consumo debido a mayores eficiencias, sin embargo en el caso de sustituciones, al cambiar de un combustible por otro, puede darse un ahorro en el consumo de una fuente, y un incremento en otra, no siempre generando un ahorro de energía. Lo que en este cuadro se muestra es el efecto de este proceso, observándose que en algunos casos, como consecuencia del proceso de sustituciones puede tener un signo negativo, tal es el caso de los sectores Comercio, Servicios y Público en el Escenario I por el ingreso de la Solar, con menor rendimiento que otras fuentes y en el sector Industrial del Escenario II, por la penetración del Fuel Oil, también con menor rendimiento que otras fuentes.

En el caso del Escenario URE I, los mayores ahorros provendrán de los sectores: transporte (42.9%) y residencial (41.2%); le seguirá el industrial con el 12.6%.

En el caso del Escenario Sustituciones I, los mayores ahorros provendrán del sector residencial (91.6%), principalmente debido a la sustitución de leña por otros energéticos más nobles.

En el caso del Escenario I (efecto combinado), los mayores ahorros provendrán de los sectores: residencial (55.8%) y transporte (31.3%); le seguirá el industrial con el 10.9%.

Como conclusión, se podría indicar que profundizar y aplicar medidas de URE del tipo de las que aquí se presentan, en los sectores transporte y residencial, así como en el industrial, provocaría los mayores ahorros energéticos para el Escenario I, con el consiguiente impacto en ahorro de divisas, efecto que se analizará más adelante en este capítulo. Asimismo, la sustitución de leña por otras fuentes provocaría también ahorros energéticos sustantivos, aunque traería aparejado un aumento en la erogación de divisas por ser reemplazada la leña por derivados de petróleo, principalmente GLP.

En el caso del Escenario URE II, los mayores ahorros provendrán de los sectores: transporte (50.6%) y residencial (40.1%); le seguirá el industrial con el 7.3%.

En el caso del Escenario Sustituciones II, los mayores ahorros provendrán del sector residencial (99.7%), también aquí debido principalmente a la sustitución de leña por otros energéticos de mejor rendimiento.

En el caso del Escenario II (efecto combinado), los mayores ahorros provendrán de los sectores: residencial (58.8%) y transporte (35.7%); le seguirá el industrial con el 4.1%.

Como conclusión, se podría indicar que profundizar y aplicar medidas de URE, del tipo de las que aquí se presentan, en los sectores transporte y residencial, así como en el industrial, generarían los mayores ahorros energéticos tanto para el Escenario I como para el Escenario II. La sustitución de leña en el sector residencial también es una medida que aportará ahorros energéticos.

Por lo tanto se concluye, que independientemente del escenario socioeconómico considerado, la implementación de un plan de URE generará beneficios, principalmente si estas medidas se aplican en los sectores: transporte, residencial, así como en el industrial. Lo mismo se concluye con respecto a la sustitución de leña por otros energéticos en el caso del sector residencial.

5.4.2. Impactos sobre el Ahorro de Divisas

A continuación se presentan los impactos sobre el ahorro en divisas que se obtendrán a partir de la aplicación de las medidas propuestas de URE, sustituciones y la combinación de ambas (Escenarios I y II). Asimismo, se consignan los ahorros energéticos acumulados de cada escenario en cada una de las fuentes.

Los cuadros que se presentan a continuación, reflejan lo sucedido a lo largo del período 2001-2015, pudiéndose extraer las siguientes conclusiones:

Tanto en los Escenarios I y II, los mayores ahorros energéticos se observan en: leña, gasolina y gas oil, ya sea por medidas de ure tanto como por sustitución.

Cabe destacar que en los Escenarios I y II, se observa un ahorro de derivados de petróleo en general, con la excepción del GLP en ambos escenarios y el fuel oil en el Escenario II, donde se observa un incremento del consumo de dicho energético, debido principalmente al sector Industrial.

En el Escenario I, el gas natural es quien toma buena parte del mercado disputable de los derivados de petróleo.

En el caso del Escenario I, el ahorro de divisas, a lo largo del período, debido a URE y sustituciones, será de 711 millones de US\$.

En el Escenario II, dicho ahorro será de 256 millones de US\$.

Cabe destacar, que en el caso del Escenario I el ahorro en compra de derivados de petróleo sería de 934 millones de US\$. El ahorro es menor, pues a esto se le debe sustraer 222 millones de US\$ que se erogarán en divisas para la compra de gas natural durante el período.

En el Escenario II, el ahorro en compra de derivados, distintos del fuel oil, ascendería a 376 millones de US\$, sin embargo y debido a la penetración observada por parte de esta fuente en éste escenario, habría un incremento en la erogación de divisas por compras de Fuel oil de 119 millones de US\$ en el período, dando un ahorro de 256 millones de US\$.

Con respecto a los escenarios de URE, en el caso de URE I, el ahorro es de 455 millones de US\$ y 277 millones de US\$ en URE II.

Por su parte, Sustituciones I generaría un ahorro de 278 millones de US\$, mientras que Sustituciones II produciría un incremento en la erogación de divisas del orden de los 20 millones de US\$, principalmente como consecuencia de la penetración del fuel oil, combustible que presenta una menor eficiencia que otros energéticos, por lo tanto para cubrir igual requerimiento de energía útil, la demanda de energía es mayor.

En función de la magnitud de los montos ahorrados en términos de divisas (711 millones de US\$ en el Escenario I y 256 millones de US\$ en el Escenario II), se recomienda realizar estudios más profundos orientados hacia el diseño e implementación de un plan de URE, acompañado de medidas que promuevan la sustitución energética. Es indudable el elevado impacto positivo que tendrían dichas medidas sobre la balanza de pagos, las cuales además contribuirán a disminuir la vulnerabilidad que presenta la República Dominicana, en cuanto a la dependencia de derivados de petróleo del exterior.

Adicionalmente, se presenta en el siguiente cuadro el ahorro en divisas de cada escenario, respecto del escenario base, descontado a una tasa del 8%.

Cuadro N° 5.4.2.1
Ahorro de Divisas en el Período 2001-2015 descontado al 8%

	Ahorro Neto en US\$ descontados al 8%
Escenario Base I - Sustituciones I	\$102,544,509
Escenario Base I - URE I	\$179,361,489
Escenario Base I - Escenario I	\$273,830,655
Escenario Base II - Sustituciones II	-\$8,706,433
Escenario Base II - URE II	\$110,496,723
Escenario Base II - Escenario II	\$101,571,401

Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
pág.-141; nov.-2003

Se aprecia que el ahorro generado por URE y sustituciones, será del orden de 274 millones de US\$ en el Escenario I y de 102 millones de US\$ en el Escenario II.

Si se toma en consideración que en la República Dominicana el egreso de divisas por importación de derivados de petróleo ascendió en el año 2002 a 1,297 millones de US\$, el impacto del ahorro representa el 21% del egreso de divisas de ese año, en el Escenario I y el 7.9% en el Escenario II.

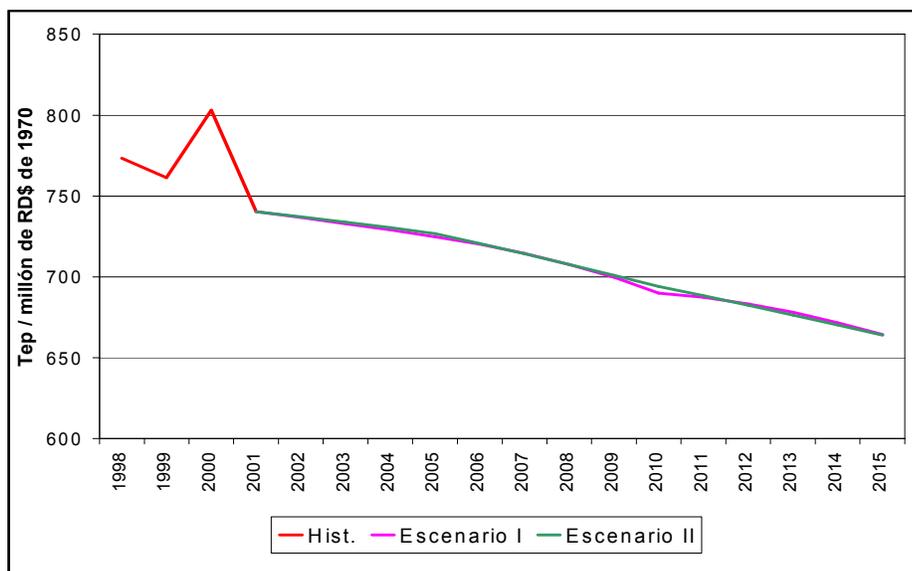
Por lo tanto, analizar y estudiar en detalle la implementación de estas medidas de ahorro sería de gran importancia para la República Dominicana, en virtud del impacto positivo que al menos en el ahorro de divisas se puede apreciar.

5.5. El Sendero Energético de República Dominicana

Poder explicar la evolución de la intensidad energética³¹ de un país es una tarea compleja dado que intervienen en forma conjunta: el grado de desarrollo económico, la estructura productiva, la estructura por fuentes del consumo energético, los esfuerzos en conservación de la energía, etc. A primera vista, lo ideal sería que este indicador disminuyera en el largo plazo, lo que indica que se obtiene la misma unidad de valor agregado con menor consumo de energía, o sea la productividad de la energía aumenta.

En el Gráfico N° 5.2.5.1 se muestra la evolución de la intensidad energética de República Dominicana para el periodo histórico 1998-2001 y para el periodo de proyección 2002-2015.

Gráfico N° 5.2.5.1
Evolución de la Intensidad Energética 1998-2015



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 142; Nov.-2003.

³¹ Este indicador global relaciona el consumo total de energía del país con el PBI y lo medimos en nuestro caso en Tep/millón de RD\$ de 1970. Representa la inversa de la *productividad de la energía*.

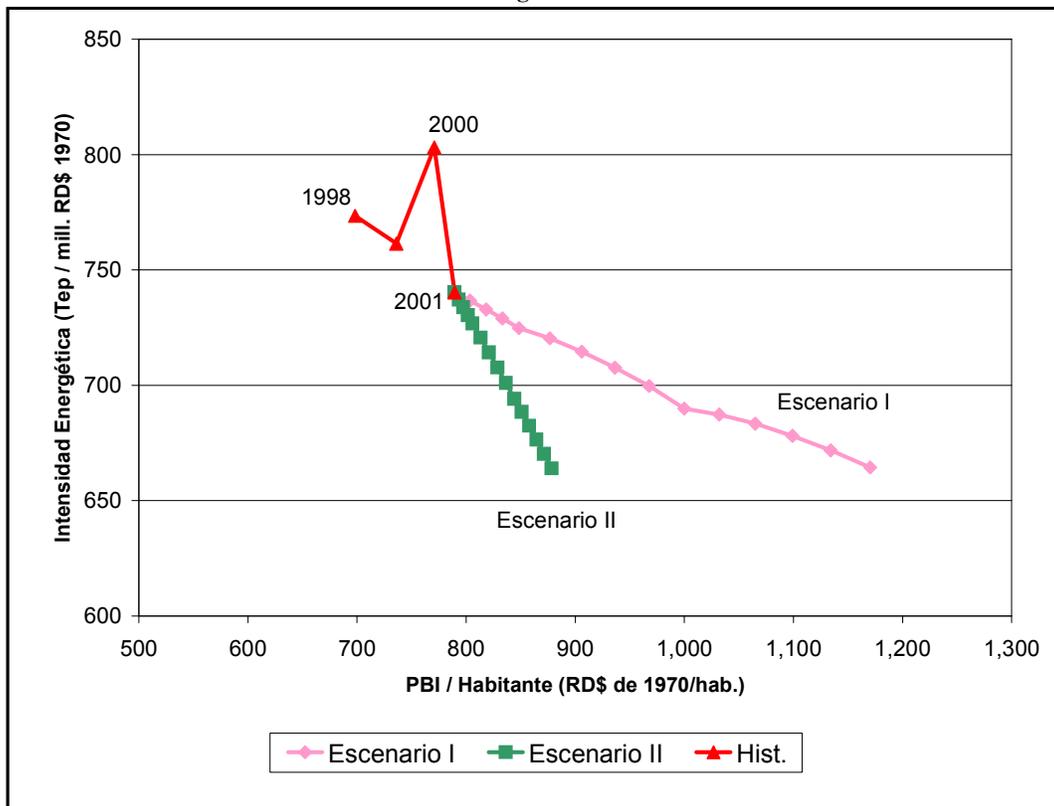
A partir del 2001 la intensidad energética será paulatinamente decreciente y en valores prácticamente iguales para ambos escenarios. La mayor complejidad productiva, en particular del sector industrial, en el Escenario I, que llevaría a aumentar la intensidad energética, será compensada por los procesos de sustitución y las metas de URE.

Otra forma de mostrar globalmente la relación entre el consumo de energía y las variables socioeconómicas es mediante una gráfica que relaciona la intensidad energética con el PBI por habitante, conocida como *sendero energético*.

El Gráfico N° 5.2.5.2 muestra el sendero energético de República Dominicana en el periodo 1998-2015. En el eje de la abscisa se indica el PBI por habitante y en ordenadas la intensidad energética. Lo deseable es una evolución de la parte superior izquierda hacia la inferior derecha, lo que indica que se obtiene un mayor PBI por habitante con una menor intensidad energética. Esta es, en general, la tendencia que se observa en República Dominicana.

En el periodo de proyección, 2002-2015, puede verse que este indicador evoluciona favorablemente, siendo preferible la situación del Escenario I, donde con prácticamente las mismas intensidades energéticas se obtiene un mayor PBI por habitante respecto al Escenario II.

Gráfico N° 5.2.52
Sendero Energético 1998-2015



Fuente: IDEE/FB-CNE: Informe Prospectiva de Demanda de Energía, pág.- 143; nov.-2003

5.6. Los Resultados por Sector³²

5.6.1. Sector Residencial

En el total del sector residencial, el carbón vegetal y la leña verifican las mayores tasas de disminución, siendo sustituidas por la electricidad y el GLP; es también muy relevante la penetración de la energía solar en los módulos Urbanos. Todas estas variaciones son más pronunciadas en el Escenario I.

A nivel de Subsector vuelve a manifestarse el fuerte aumento en la participación de la electricidad y del GLP tanto en el urbano como en el rural, con intensidad superior en el Escenario I. El subsector Rural sin Electricidad, con la importante observación referida a la pérdida de peso relativo, concentra la sustitución de la leña y el carbón vegetal por kerosene y GLP.

En el caso de la electricidad, el crecimiento de su consumo supera al de la población dando un incremento del consumo por habitante del 42.6% para el Escenario I y del 12.7% para el Escenario II. El hecho de que la demanda de electricidad de energía no crezca más rápidamente aún, a pesar del mayor desarrollo de los usos eléctricos específicos, se debe en parte a la mejora de rendimientos por URE.

Como cierre del análisis correspondiente al sector residencial, se analiza la influencia de los dos factores claves sobre cada uno de los escenarios desarrollados: las mejoras por uso racional de la energía, que en el caso residencial se trata tanto de equipos más eficientes como de modificaciones en los hábitos y prácticas de cocción y otros usos, y la sustitución entre fuentes, básicamente la penetración del GLP sustituyendo a la leña en la cocción.

5.6.2. Sector Comercio, Servicios y Público

Tres fuentes EE, GLP y GO, absorben la casi totalidad de los consumos del sector.

En el Escenario I, en el año 2015, se aprecia la penetración de la Energía Solar (como consecuencia de su empleo en Calentamiento de Agua en Hoteles y Restaurantes) y la Electricidad (por la mayor participación de usos como Ventilaciones y Conservaciones de Ambientes en Restaurantes de Conservación de Alimentos en Hoteles y de Iluminación en Resto de Actividades).

Por el contrario la estructura en el Escenario II y año 2015 es muy similar a la del año base.

5.6.3. Sector Industrial

El ingreso de Gas Natural considerado en el Escenario I genera un proceso de sustituciones en prácticamente la totalidad de las ramas industriales, con la excepción de la industria azucarera y resto de industrias. En este último caso penetra el fuel oil contra el gas oil y el GLP debido a la naturaleza de este sector en República Dominicana, es decir un sector poco diversificado, compuesto por muy pequeñas industrias, con bajos

³² En todos los casos, las tasas de crecimiento se refieren al período 2001-15.

consumos en usos calóricos. En el caso de la industria del cemento y la cerámica se ha supuesto que la proporción de coque se mantendrá estable, por lo que el GN penetra muy fuertemente sobre los combustibles líquidos previamente utilizados pero no sobre el coque.

En el caso del Escenario II, como no se contempla el GN, el proceso de sustituciones supone una mayor presencia del fuel oil básicamente respecto al gas oil, especialmente en dos subsectores: industria química, caucho y plásticos y en las zonas francas. Las modificaciones en los restantes sectores son menores y cualitativamente similares. El retroceso del GLP es insignificante salvo en resto de industrias donde su reemplazo por gas oil obedece a razones de costos y precios relativos.

El consumo energético crece en todas las ramas industriales más en el Escenario I que en el II. Sin embargo desde el punto de vista de la estructura subsectorial, el Escenario II presenta un mayor peso relativo en los sectores de cemento y cerámicas, zonas francas y papel e imprenta. Esto se explica porque en el Escenario II estos sectores se desarrollan con un dinamismo superior a la media, debido fundamentalmente al escaso desarrollo de los restantes subsectores. Es decir la evolución sería más lenta en el conjunto de industrias, pero estas tres ramas crecerían no obstante un poco más rápido por estar ligadas dos de ellas al proceso de urbanización y desarrollo del sector turístico, mientras que las zonas francas, si bien se hallan influidas por el contexto general de crecimiento, son más autónomas del desarrollo del mercado interno.

Las fuentes energéticas que penetran a tasas superiores al promedio anual del sector industrial son, en el Escenario I: el gas natural, la gasolina, la electricidad y los residuos de biomasa. En cambio retroceden el fuel oil, el GLP y el gas oil en términos de tasas negativas y las restantes fuentes en términos de participación relativa.

En el Escenario II las fuentes que penetran son: el fuel oil, la electricidad y el coque. Retroceden en términos de tasas de crecimiento negativas el GLP y el gas oil, mientras que los restantes energéticos progresan a ritmos muy próximos al promedio del crecimiento del consumo energético global del escenario y retrocede el bagazo aunque crece su consumo total.

De las modificaciones estructurales más destacadas, cabe señalar la que se produce con respecto al gas natural, en tanto en el Escenario I su participación alcanzaría el 21.3% del consumo total del sector, pero alrededor del 68.8% del mercado disputable si se considera que el bagazo, la electricidad y el coque no podrían ser sustituidos por el GN en el caso de industrias.

En ambos escenarios crece el consumo eléctrico lo que refleja la hipótesis de una mayor incorporación de tecnología y un crecimiento en la participación de la fuerza motriz entre los usos. Sin embargo, hay un contraste entre los escenarios: El consumo eléctrico casi se duplica en el Escenario I y en el Escenario II solo crece 26.3%

La hipótesis supone en el Escenario I un brusco descenso del consumo de fuel oil en el último subperíodo en tanto su consumo se reduce en un 69% entre 2010 y 2015, luego de que su demanda prevista entre 2001 y 2010 crece en un 79%. Al tratarse de un producto importado tal sustitución puede ser vista como altamente ventajosa aunque debería analizarse su impacto sobre la estructura de refinación local.

En el caso del Escenario II el consumo de fuel oil crece en un 85.6%, mientras que el resto de las fuentes prácticamente permanecen estancadas (con excepción de la electricidad).

Esto significa que los mayores cambios inducidos en ambos escenarios se refieren al incremento en la capacidad de refinación necesaria para atender la demanda de fuel oil, o bien el recurrir a su importación.

5.6.4. Sector Transporte

Cabe destacar que este sector, el cual representó en el año 2001 el 42.3% del consumo total final de energía en República Dominicana³³, aumentará a lo largo del período su importancia ubicándose su participación entre 45.2% y 44.2% en el Escenario I y II respectivamente.

Sobre la base de los resultados obtenidos se aprecia un crecimiento acumulativo acumulado del consumo en energía del sector Transporte del orden del 4.1% en el Escenario I y del 1.82% en el Escenario II, donde las fuentes que más crecen son el avtur y avgas, seguido por el gas oil.

Vale la pena destacar que el incremento observado en la participación del consumo de energía de éste sector sobre el resto de los sectores de consumo, se debe en gran medida a la caída del consumo observada en el sector residencial por el proceso de sustitución de leña por otras fuentes.

Con respecto al gas oil, cabe destacar que en el Escenario I se observa una penetración de esta fuente, con un crecimiento en el consumo del 90.6%, mientras que en el Escenario II también penetrará, pero creciendo el 32.9%. Esta situación se explica por dos factores: por una parte se observa que el menor crecimiento económico esperado en el Escenario II con respecto al I, repercutirá en la evolución del parque vehicular, como consecuencia en el consumo energético; mientras que el otro factor se relaciona con el pronóstico de precios de los energéticos, donde se aguarda que entre los años 2001 y 2015, se verifique un aumento en los precios de los derivados de petróleo y del GLP en términos de \$RD₂₀₀₃/MMBTU para el sector transporte del 8.5% en el Escenario II, mientras que en el Escenario I se espera una disminución del 1.1%, en igual período.

Estas diferencias de precios entre el gas oil y las gasolinas de más de 2.5 veces en promedio y de 1.8 veces con respecto al GLP (las cuales se mantienen a lo largo del período en estudio) explica los resultados de las sustituciones. Se aprecia en el Escenario I que el incremento del consumo de esta fuente será del orden del 41.4% (1.6% por superior al crecimiento de las gasolinas).

En el Escenario II, en cambio, el GLP creció tan sólo un 6.7% entre el 2001 y el 2015, mientras que las gasolinas lo hicieron en un 23%. Esta diferencia en el aumento del

³³ Es importante destacar que el peso del sector Transporte sobre el consumo total final de energía es significativamente alto si lo comparamos con el de otros países (20.6% Nicaragua; 23.6% Guatemala; 30% Perú; 30.6% El Salvador; 32.3% Argentina; 32.7% Brasil; 34.7% Colombia; 36.2 Panamá y 37.2 Bolivia), de allí la importancia de este sector en el caso de República Dominicana.

consumo entre escenario, se explica principalmente por el menor crecimiento del parque vehicular pronosticado en el Escenario II respecto al I.

En el caso del Escenario I, se prevé la incorporación de hasta un 10% de alcohol etílico en las gasolinas a partir del año 2010. Esto implicará un consumo de 159.6 ktep en el año 2015, representando el 4.3% del consumo total. La aparición de esta fuente energética permitirá disminuir la presión sobre la demanda de gasolinas, propiciando de este modo menores inversiones en las refinerías locales y/o sobre la balanza comercial.

En lo que respecta a la gasolina, el crecimiento del consumo en el Escenario I será del 39.8%, mientras que en el Escenario II crecerá en un 23%.

Cabe destacar, que si bien en este sector se plantean mejoras en los consumos específicos del orden del 10% en el Escenario I y del 8% en el Escenario II, debe tenerse presente que a nivel de la eficiencia del motor (18% en ciclo Otto y 24% en ciclo diesel), no se esperan cambios, ya que éstas son las eficiencias propias de cada ciclo termodinámico; por lo tanto cuando más cerca se encuentre el rendimiento del sector al 18%, más “gasolinero” será y cuando más cercano al 24% se encuentre más “dieselizado” estará el parque. En consecuencia, se espera en ambos escenarios una pequeña tendencia hacia la “dieselización”, aunque más pronunciada en el Escenario I.

En términos absolutos la gasolina es la fuente más consumida en el sector Transporte durante el año 2001 y seguirá siéndolo en ambos escenarios. En orden de importancia le seguirá el gas oil y el avtur.

Los *autos, jeep y jeepetas* son responsables del 54.2% del consumo de gasolinas en el 2001. Este porcentaje se incrementará, en el año 2015, al 64.4% en el Escenario I y al 57% en el Escenario II. El otro medio que le sigue en orden de importancia en cuanto al consumo de gasolina son las *motocicletas* (16.9% en 2001; 15.8% en el año 2015 Escenario I y 18.2% en el Escenario II). Se puede entonces concluir, que aquellas medidas que tiendan a organizar y mejorar desde el punto de vista tecnológico y de planificación el parque de *autos, jeep y jeepetas* y *motocicletas* posibilitarán una disminución en el consumo de esta fuente.

Por su parte, el consumo de gas oil se explica principalmente por los siguientes medios de transporte: *camiones y utilitarios* (55.6% año 2001; 54.9% año 2015 Escenario I y 53% año 2015 Escenario II) y *autos, jeep y jeepetas* (22.5% año 2001; 24.4% año 2015 Escenario I y 24% año 2015 Escenario II).

En el caso del GLP, se aprecia que el medio *otros* (incluye *conchos*), es el mayor responsable del consumo de esta fuente (58.7% año 2001; 53% año 2015 Escenario I y 60.3 año 2015 Escenario II).

En función de las hipótesis efectuadas en el presente estudio, se observa que las medidas de URE aportarán las mayores disminuciones en los consumos, que las que podrían provenir del proceso de sustituciones.

Por ejemplo, en el caso de los Escenarios I, se observa que por medidas de URE se ahorraría un 8.1% de energía, mientras que sólo un 0.3% de ahorro se produciría a partir

del proceso de sustituciones. El combinado de éstas dos medidas, arroja un ahorro del 8.3%.

Por su parte, en el caso de los Escenarios II, se observa que por medidas de URE se ahorraría un 6.8% de energía, mientras que sólo un 0.2% de ahorro produciría el proceso de Sustituciones. El combinado de éstas dos medidas, arroja un ahorro del 6.9%.

Resulta importante remarcar que de modo general URE engloba medidas tales como: el ahorro energético, la transformación eficiente, la sustitución y la cogeneración. En el caso del sector transporte las medidas de URE que fueron consideradas en el presente estudio, se refieren a las mejoras en la transformación eficiente y la sustitución de combustibles. Por lo tanto, se debería a futuro analizar la contribución que tendrían medidas de ahorro dentro de este sector. Entre las medidas que podrían analizarse se destacan las siguientes:

- Mejorar la infraestructura del sector
- Propiciar el transporte público y medios más eficientes como el ferrocarril.
- Mejorar la administración del tráfico vehicular (ej.: restringir el acceso de vehículos en ciertas áreas)
- Propiciar las revisiones técnicas
- Establecer restricciones a las importaciones de vehículos usados
- Establecer normas de emisiones de gases y partículas
- Incentivar la sustitución de combustibles hacia alcohol y GLP.
- Establecer una autoridad nacional y para la ciudad de Santo Domingo, encargada de coordinar y planificar el desarrollo del sector
- Realizar un estudio detallado del sector, llegando a identificar el parque por tipo de motor

5.6.5. Resto de Sectores

Este subsector engloba el consumo energético de los sectores: agropecuario, minería y construcciones. Cabe destacar, que en el año 2001, resto de sectores representó tan sólo el 3% del consumo total final de energía, de la República Dominicana.

El consumo energético de este sector presentará una tasa interanual de crecimiento acumulativo anual del orden de la proyectada para el PBI nacional (4.4% Escenario I y 2.3% Escenario II), con lo cual las elasticidades serán cercanas a la unidad (0.96 Escenario I y 0.9 Escenario II).

Se observa que los usos transporte interno y fuerza motriz, representan en conjunto el 90% del consumo del sector. Esta proporción se mantiene, llegando al 91% en el año 2015 en todos los escenarios. Cabe destacar, que en el caso de fuerza motriz la electricidad cubre el 100% de las necesidades energéticas del uso, mientras que en el caso del transporte interno, el 74.3% se efectúa con gas oil y el 25.7% restante con gasolina.

La electricidad es la fuente energética más consumida dentro de este sector, con una participación de aproximadamente el 50%, seguida por el gas oil con el 33%, entre ambas explican casi el 85% del consumo energético sectorial.

Cualquier política de sustitución que se pretenda llevar a cabo en este sector, poco podría aportar al ahorro energético, dado que hay usos cautivos de la electricidad y del gas oil en los cuales no podrían estos energéticos ser sustituidos por otros. Sólo queda el caso del GLP en el uso calor de proceso, pero los volúmenes consumidos y el consumo atomizado, hace que sea menor el efecto a lograr en cuanto a ahorro energético a partir de la penetración del gas natural.

Por lo tanto, en este sector las medidas de URE en todos los usos, son las que podrían aportar los mayores ahorros energéticos. A través de medidas de URE en el uso calor de proceso, el ahorro energético conseguido sería del orden del 0.62%, en el caso del Escenario I y del 0.25% en el caso del Escenario II.

CAPITULO VI

EL ABASTECIMIENTO FUTURO DE ENERGÍA

En este capítulo se abordará el tema del abastecimiento de energía en los próximos 15 años para los tres subsectores relevantes en República Dominicana: energía eléctrica, hidrocarburos y carbón, y Fuentes Alternas. Los planes de abastecimiento se refieren a la forma como debe expandirse la infraestructura de producción, transporte, almacenamiento e importación de energía en sus diferentes formas para atender la demanda esperada y tienen un carácter indicativo, en la medida que el grueso de la inversión será llevada a cabo por el sector privado.

Los planes indicativos de abastecimiento de cada subsector se sustentan en una estimación de la demanda futura, basada en la prospectiva desarrollada por la Fundación Bariloche descrita en el capítulo (V). El enfoque en este capítulo es más específico y, consecuentemente, se partirá de una descripción de las demandas correspondientes a los hidrocarburos (incluyendo carbón) y la energía eléctrica para los planes específicos de estos dos subsectores. Las fuentes alternas deben considerarse, como su nombre lo indica, opciones frente a la energía tradicional y cuya racionalidad se basa en dos criterios: a) desarrollar recursos nacionales, tales como hidroenergía, eólica, alcohol y biomasa, para disminuir la dependencia de fuentes importadas y; b) por razones de índole ambiental.

6.1. La Expansión del Sector Eléctrico

La expansión del sector eléctrico contempla las tres actividades o eslabones propios del subsector: generación, transmisión y distribución. Se consideran planes indicativos específicos para cada uno de ellos.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) suscribieron un convenio de cooperación técnica, cuyo objetivo principal es establecer estrategias indicativas de obras de generación del sector eléctrico dominicano para el período 2004-2020.

Con base en el convenio, OLADE preparó un informe que contiene una propuesta de expansión de la generación, reflejado en un plan indicativo de obras, los balances de potencia y energía y los costos marginales de corto plazo para los períodos de punta, demanda media y base. Los resultados obtenidos han sido determinados utilizando como algoritmo de solución el sistema de planificación eléctrica regional de OLADE.

En primer lugar se presenta las características generales de la demanda eléctrica de República Dominicana, su evolución y la proyección de la demanda futura para tres escenarios. A continuación se describe la oferta eléctrica, desglosada en centrales existentes y futuras, separadas por fuente de energía: hídrica y térmica. Finalmente se propone un plan indicativo de expansión para los tres escenarios de demanda indicados y uno global que considera un plan “robusto” para todos ellos.

6.1.1. Prospectiva de Demanda de Electricidad

El punto de partida es la proyección de la demanda de energía y potencia como determinante de los requerimientos de capacidad de generación. Para la proyección de la demanda, la CNE asumió los resultados del estudio “Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico” realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía, ETEE, para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública, CREP, en 1997.

Los resultados de la prospectiva para tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: mayor, medio y menor tienen tasas de crecimiento medio anual para el período 2004-2020 de 7,4%, 6.1% y 4,5%, respectivamente (ver anexo 1).

Para el un adecuado equilibrio entre la demanda y la oferta es necesario conocer la capacidad instalada y disponible con que cuenta actualmente el sistema y su evolución en el tiempo, tomando en consideración las centrales que están en construcción y otras que podrían o deberían concretarse en proyectos requeridos por el sistema eléctrico. A diciembre de 2002 el país disponía de 3,006.4 MW instalados (ver cuadro 6.1.1.1); de los cuales el 18% (542 MW) correspondía a centrales hidroeléctricas y el 82% (2,464.4 MW) a centrales térmicas. Las turbinas a gas son las de mayor capacidad instalada (676.2 MW) y los motores diesel (113.9 MW) tienen tendencia a dar paso a tecnologías más eficientes.

Cuadro N° 6.1.1.1
CAPACIDAD INSTALADA, 2000-2002
(en MW)

	2000	2002
Plantas a vapor	591.5	606.2
Turbinas a gas	775.6	676.2
Ciclo combinado	175.0	485.0
Motores fuel oil	478.4	583.1
Motores gas oil	109.9	113.9
Hidroeléctrica	471.6	542.0
Total	2,602.0	3,006.4

Fuente: Organismo Coordinador. Memorias año 2002

6.1.2. Plan Indicativo de Expansión de la Generación

6.1.2.1. Oferta futura

La oferta futura está orientada a satisfacer los crecimientos de la demanda eléctrica del país. Debido a los plazos de construcción de las centrales y su nivel de estudios (caso de las hidroeléctricas, principalmente), en el corto plazo, las térmicas son las más solicitadas para satisfacer la demanda; en el mediano y largo plazo, las plantas hidráulicas tendrán una mayor opción. Sin embargo, la decisión de incorporarlas o no al sistema dependerá de su precio y del interés que tenga el gobierno para hacerlo.

La Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos que pueden ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros.

Los plazos de construcción de los proyectos hidroeléctricos determinan que la decisión de su construcción deba ser tomada con no menos de 5 años de anticipación a la puesta en servicio. Al mismo tiempo, los proyectos hidroeléctricos reducen el efecto invernadero por lo que se propone a futuro considerar este aspecto, reduciendo sus costos de inversión en US\$ 5 por tonelada de CO₂, correspondiente a los bonos de carbón establecidos en el Protocolo de Kyoto.

En vista que República Dominicana no dispone de recursos energéticos primarios que le permitan satisfacer su requerimiento futuro, y que por lo tanto debe importarlo, entonces, para abastecer la demanda de los años futuros se han considerado plantas térmicas que consuman principalmente gas natural y carbón mineral. El gas natural puede ser utilizado en turbogas o en centrales a ciclo combinado.

En el presente estudio no se consideraron centrales con energía renovable, las cuales se analizan en la última sección de este capítulo dedicado a las Fuentes Alternas.

6.1.2.2. Planes de Expansión Obtenidos

Los casos considerados en el estudio fueron los siguientes:

- Base Combinación de centrales térmicas con tecnología de carbón mineral y gas natural;
- Caso 1 Penetración de la tecnología del gas natural en el país;
- Caso 2 Penetración de la tecnología de carbón mineral;
- Caso 3 Sensibilidad de los costos de los combustibles;
- Caso 4 Instalación de las centrales hidroeléctricas.

- **Caso base**

Del listado de nuevas instalaciones en el sector eléctrico concesionadas al sector privado se consideró solo que la central Seaboard Can como fija para entrar en servicio en el año 2005. Las otras centrales fueron representadas como candidatas para que compitan. Esto permitirá tomar una decisión orientada a la satisfacción del cubrimiento de la demanda eléctrica en las mejores condiciones técnicas y económicas.

Si se considera el escenario de crecimiento medio de la demanda como el más probable, el plan indicativo propuesto sería (Cuadro No. 6.1.2.2.1):

Cuadro N° 6.1.2.2.1
Caso base. Resumen del Equipamiento
(enMW)

	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	798	375	775	1,948
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	300	600	600	1,500
Total	755	843	1,210	2,808

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super con datos de la CNE

Los valores negativos del Cuadro No. 6.1.2.2.1 representan retiro de centrales. El equipamiento detallado por año y tipo de central se encuentra en el Cuadro No. 6.1.2.2.2. El estudio de la Empresa Mejía/Villegas – OC, define de manera preliminar los sitios en donde se podrían construir las nuevas centrales.

Cuadro N° 6.1.2.2.2
Caso base. Equipamiento detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO			
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)	
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65	
	Spm Carbón	Carbón	33	
	Cespm1	Gas natural	100	
	Cespm2	Gas natural	100	
	Cespm3	Gas natural	100	
	Seaboard Can	Vapor bunker	50	
2007	Vapor Carbón Azua	Carbón	300	
2009	Vapor Carbón Itabo	Carbón	200	
2010	Vapor Carbón	Carbón	200	
2011	Ciclo Combinado P Caucedo	Gas natural	300	
2013	Ciclo Combinado Luperón	Gas natural	300	
2014	Vapor Carbón Manzanillo	Carbón	250	
2015	Vapor Carbón Barahona	Carbón	125	
2016	Vapor Carbón Manzanillo	Carbón	250	
2017	Vapor Carbón 7 *	Carbón	400	
2019	Vapor Carbón 8 *	Carbón	125	
	Ciclo Combinado 3 *	Gas natural	300	
2020	Turbo Gas Natural 1 *	Gas natural	300	
	TOTAL			3,498

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE

Sitios definidos por el estudio Mejía-Villegas-Oc.

* A ubicar posteriormente.

Haciendo un resumen de los resultados se puede concluir lo siguiente:

- El 56% del equipamiento total corresponde a centrales a carbón mineral, el 43% a centrales de ciclo combinado y el 1% a plantas a bunker, actualmente en proceso de instalación.
- Del equipamiento total del carbón mineral el 41% se haría en el período 2004-2010; el 19% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2116-2020.

- Del equipamiento total del plantas a ciclo combinado el 20% se haría en el período 2004-2010; el 40% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2116-2020.
- La única central de vapor a bunker C se instala en el año 2005, debido a que se encuentra en etapa de construcción.
- El 33% se instala hasta el 2010; el 28% durante el quinquenio 2011-2015 y el 39% en el período 2016-2020.

El Cuadro No. 6.1.2.2.3 presenta un resumen de los costos para cada uno de los tres escenarios de demanda establecidos:

Cuadro N° 6.1.2.2.3
Caso Base. Resumen de Costos

	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1,071.19	1,383.24	1,647.19
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3,450.78	4,027.32	4,655.33
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4,521.98	5,410.56	6,302.52
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	49.39	50.20	51.58

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super

El Anexo 2 presenta el resumen de los planes de expansión del sistema para los tres escenarios de demanda considerados y para el caso base.

- **Caso gas natural**

Dada la importancia que va tomando el gas natural en el sector energético regional y el avance tecnológico de las centrales a ciclo abierto y ciclo combinado, se decidió tomar como opción que el equipamiento futuro del sistema eléctrico dominicano sea abastecido por centrales que utilicen gas natural para la producción de energía eléctrica.

El plan de expansión obtenido, tanto resumido como detallado se presentan en las Cuadros No. 6.1.2.2.4, No. 6.1.2.2.5, respectivamente.

Cuadro N° 6.1.2.2.4
Caso Gas Natural. Resumen del Equipamiento
(enMW)

	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	148			148
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	1,200	1,000	1,300	3,500
Total	1,005	868	1,135	3,008

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super con datos de la CNE

Cuadro N° 6.1.2.2.5
Caso Gas Natural. Equipamiento Detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO		
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65
	Spm Carbón	Carbón	33
	Cespm1	Gas natural	100
	Cespm2	Gas natural	100
	Cespm3	Gas natural	100
	Seaboard Can	Bunker	50
2007	Ciclo combinado	Gas natural	300
2008	Ciclo combinado	Gas natural	300
2010	Ciclo combinado	Gas natural	300
2012	Ciclo combinado	Gas natural	300
2014	Ciclo combinado	Gas natural	300
	Turbo gas natural	Gas natural	100
2015	Ciclo combinado	Gas natural	300
2016	Turbo gas natural	Gas natural	100
2017	Ciclo combinado	Gas Natural	300
2018	Ciclo combinado	Gas natural	300
2019	Ciclo combinado	Gas natural	300
2020	Ciclo combinado	Gas natural	300
	TOTAL		
			3,648

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE

La Cuadro No. 6.1.2.2.6 contiene el resumen de costos de inversión, operación y medio para los tres escenarios de crecimiento del mercado considerados.

Cuadro N° 6.1.2.2.6
Caso Gas Natural. Resumen de Costos

	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	6,61.85	1,065.00	1,235.28
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3,948.18	4,431.15	5,065.47
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4,610.03	5,496.15	6,300.75
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	51.75	51.29	51.56

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super.

- **Caso carbón mineral**

Al igual que en el caso del gas natural y dadas las características energéticas del país y su cercanía a Colombia y Venezuela, grandes productores de carbón mineral, se decidió tomar como opción que el equipamiento futuro del sistema eléctrico dominicano sea abastecido por centrales que utilicen carbón mineral para la producción de energía eléctrica.

El plan de expansión obtenido, tanto resumido como detallado se presentan en las Cuadros No. 6.1.2.2.7, No. 6.1.2.2.8, respectivamente.

Cuadro N° 6.1.2.2.7
Caso Carbón Mineral. Resumen del Equipamiento
(en MW)

	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	1,073	1,000	1,100	3,173
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	300			1,500
Total	1,030	868	935	2,833

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super con datos de la CNE

Cuadro N° 6.1.2.2.8
Caso Carbón Mineral. Equipamiento Detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO			
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)	
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65	
	Spm Carbón	Carbón	33	
	Cespm1	Gas natural	100	
	Cespm2	Gas natural	100	
	Cespm3	Gas natural	100	
	Seaboard Can	Bunker	50	
2007	Vapor carbón	Carbón	125	
2008	Vapor carbón	Carbón	400	
2010	Vapor carbón	Carbón	400	
2012	Vapor carbón	Carbón	400	
2014	Vapor carbón	Carbón	400	
2016	Vapor carbón	Carbón	200	
2017	Vapor carbón	Carbón	250	
2018	Vapor Carbón	Carbón	200	
2019	Vapor carbón	Carbón	400	
2020	Vapor carbón	Carbón	250	
	TOTAL			3,473

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE

La Cuadro No. 6.1.2.2.9 contiene el resumen de costos de inversión, operación y medio para los tres escenarios de crecimiento del mercado considerados.

**Cuadro N° 6.1.2.2.9
Caso Carbón Mineral
Resumen de Costos**

	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1,301.67	1,581.15	2,165.67
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3,181.69	3,727.94	3,877.35
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4,483.36	5,309.09	6,043.02
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	48.35	47.90	47.90

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo Super.

- **Otros casos analizados: análisis de sensibilidad**

Con el propósito de evaluar el impacto de las nuevas tecnologías y de la participación de las centrales hidroeléctricas de uso múltiple se analizaron los siguientes casos ya mencionados anteriormente.

- Caso 1: Penetración en el sistema eléctrico del gas natural con tecnologías de ciclo combinado y eventualmente de ciclo abierto.
- Caso 2: Similar al caso anterior, pero ahora la tecnología que interviene mayoritariamente en el sistema es el carbón mineral.
- Caso 3: Se realiza una sensibilidad en los costos del carbón mineral en 20% superior para analizar su impacto en el plan de expansión de la generación.
- Caso 4: Se realiza una sensibilidad en los costos de los combustibles aumentando su valor en 20% excepto al carbón mineral.

Las centrales hidroeléctricas, debido entre otros factores a su tiempo de construcción, no aparecen como opciones para cubrir la demanda. Considerando además que la construcción de los embalses de los proyectos hidroeléctricos futuros sirve para usos múltiples como el riego, por ejemplo, se evalúa el incremento de costos en el sector por la decisión de construir plantas hidroeléctricas.

- Caso 5: Manabao Bejucal en Construcción;
- Caso 6: La central hidroeléctrica Las Placetas en construcción;
- Caso 7: La central hidroeléctrica Palomino en construcción;
- Caso 8: El presupuesto total del proyecto hidroeléctrico Manabao Bejucal es reducido en un 50%, debido a sus externalidades;
- Caso 9: El presupuesto total del proyecto hidroeléctrico Las Placetas es reducido en un 40%, debido a sus externalidades.

El Cuadro No. 6.1.2.2.10 presenta un resumen de los principales indicadores económicos para los distintos casos analizados para el escenario medio de demanda.

**Cuadro N° 6.1.2.2.10
Indicadores Económicos para Escenario Medio**

	COSTOS TOTALES (10 ⁶ US\$)			COSTO MEDIO (US\$/MWh)
	INVERSIÓN	OPERACIÓN	TOTAL	
Caso 1	1,065.0	4,431.2	5,496.2	51.29
Caso 2	1,581.2	3,727.9	5,309.1	47.90
Caso 3	1,281.7	4,364.0	5,582.8	52.07
Caso 4	1,387.9	4,570.0	5,957.9	51.51
Caso 5	1,510.7	3,594.8	5,465.5	50.70
Caso 6	1,441.6	4,017.8	5,459.4	50.60
Caso 7	1,453.3	4,033.6	5,486.9	51.10
Caso 8	1,386.7	4,010.9	5,397.6	49.50
Caso 9	1,363.7	4,040.5	5,402.2	49.60

Fuente: procesamiento del modelo Super

Como se puede observar en el Cuadro No. 6.1.2.2.10, la inversión varía de acuerdo con la incorporación al plan de expansión de proyectos eléctricos en donde el capital tiene un uso intensivo, como son los hidroeléctricos. Paralelamente, el costo variable se reduce en los casos en donde los proyectos hidroeléctricos participan en la operación del sistema. Los casos en donde participan los proyectos hidroeléctricos el costo total es mayor.

Dependiendo del incremento o reducción de los costos de los combustibles, el costo variable asociado con la operación del sistema eléctrico también se ve afectado en relación directa.

De todas maneras, las tecnologías que intervienen en la solución del problema de expansión de la generación se siguen manteniendo, dando robustez a la solución encontrada en el caso base.

Para los escenarios de crecimiento menor y mayor de la demanda de electricidad, las conclusiones observadas en el escenario medio siguen siendo válidas.

Adicionalmente fue realizado un análisis comparativo entre el carbón mineral y los proyectos hidroeléctricos futuros. El resultado mostró que para que éstos se vuelvan competitivos y entren a operar en el sistema, el costo del carbón mineral deberá incrementarse en cerca de cuatro veces, aun considerando los “bonos del carbón” que ayudan a la construcción de proyectos hidroeléctricos.

6.1.2.3. Conclusiones

La utilización del modelo permite encontrar resultados satisfactorios para cubrir el crecimiento del sistema eléctrico dominicano en condiciones de mínimo costo y con un cierto grado de confiabilidad.

Los planes de expansión de largo plazo establecidos no son camisas de fuerza que deben ser ejecutados inexorablemente, sino son solo indicativos. Debido a la dinámica del sector eléctrico, indican la tendencia de las nuevas inversiones y dan pautas para que los sectores interesados tomen sus respectivas decisiones.

El equipamiento futuro es una combinación de centrales a carbón mineral y centrales de ciclo combinado de gas natural. Excepto por plantas actualmente en proceso de instalación, el bunker no es una opción conveniente.

El punto de quiebre entre el gas natural y el carbón mineral es del orden del 15%, razón por la cual se justifica que el equipamiento futuro sea una combinación de tecnologías que utilicen estos dos combustibles. El equipar el sistema con centrales eléctricas que utilicen un solo tipo de combustibles puede resultar muy oneroso para el sistema, si es que su costo crece más de lo previsto.

Es conveniente para República Dominicana mantener una diversificación adecuada de combustibles para generación eléctrica, teniendo en cuenta que las tecnologías de ciclo combinado con gas natural son más económicas, pero con mucha volatilidad en el precio del combustible, en tanto que el carbón garantiza mayor estabilidad de precios en el largo plazo pero con inversiones mayores y largos períodos de construcción.

Los proyectos hidroeléctricos reducen el efecto invernadero por lo que se propone a futuro considerar este aspecto, disminuyendo sus costos en US\$ 5 por tonelada de CO₂, correspondientes a los bonos del carbón establecidos dentro del protocolo de Kyoto. En el futuro, este puede ser un incentivo importante para desarrollar proyectos hidroeléctrico, sobre todo si el precio de los bonos de carbón se incrementa.

La utilización de nuevos recursos renovables no convencionales como el eólico y la biomasa es una realidad. Se recomienda que su potencial sea concretado en proyectos que permitan su evaluación técnica y económica y se justifique su utilización.

6.1.3. Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión

El último estudio de Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión fue realizado por la firma Mejía -Villegas S. A. (MVSA) en el año 2002. Hubo muchas premisas tomadas en cuenta por esa firma que no se cumplieron en el período 2002-2003 y casi imposible de cumplir en el 2004-2006. Por ejemplo, la entrada de 540 MW adicionales al parque existente y, por tanto, también el atraso en la expansión de la Transmisión.

Al momento podemos dividir el Plan de Expansión de Transmisión en las obras en ejecución o en alguna fase de contratación (años 2004 y 2005) y aquellos proyectos futuros que requiere el sistema de transmisión, de acuerdo al Plan de Expansión de Generación.

Obras en ejecución previstas para terminarlas antes de Junio 2004:

- Anillo 138 KV Noroeste
- S/E San Pedro II, Timbeque y Puerto Plata II
- Línea 138 KV Canabacoa – Moca – Salcedo – San Fco. Macorís
- Línea 138 KV San Francisco de Macorís – Nagua
- S/E Nagua, Sánchez, Samaná
- Línea 138 KV – Nagua – Sánchez – Samaná
- Línea 69 KV Hato Mayor – El Valle – Sabana de la Mar
- Anillo 138 KV Monte Plata
- Línea 138 KV Palamara - Arroyo Hondo
- S/E El Brisal y Villa Mella a 138/12.5 KV

Obras contratadas previstas para entrar en operación en el año 2005:

- Segundo anillo 138 KV Santo Domingo. Incluye las siguientes obras:
 - Nueva S/E Paraíso 138/12.5 KV.
 - Nueva S/E CNPE 138/12.5 KV.
 - Conversión Subestación UASD de 69/12.5 KV a 138/12.5 KV.
 - Conversión S/E Metropolitano de 69/12.5 KV a otra 138/69/12.5 KV.
 - Líneas 138 KV Itabo – UASD, Itabo – Paraíso, CNPE – Metropolitana, UASD – Matadero, CNPE – Timbeque.
- Líneas 138 KV Los Mina – Timbeque II – Villa Duarte.
- Subestaciones anillo Monte Plata. Incluye las siguientes obras:
 - Monte Plata 138 (69)/34.5/12.5 KV
 - Yamasá 138 (69)/34.5/12.5 KV
 - Compensación Reactiva
- Ampliación S/E Higüey, El Seybo y la Zona Franca de Santiago.

Estas obras están contratadas por CDEEE (Transmisión) y se encuentran en diferentes fases de trabajo.

En el año 2006 deberá entrar en operación la primera fase del proyecto 345 KV, que incluye:

- Línea 345 KV Julio Sauri - Palamara
- S/E 345/138 KV Julio Sauri.
- S/E 345/138 KV Gurabo.
- Línea 345 KV Julio Sauri – Gurabo.
- Línea 138 KV Gurabo – Navarrete.
- Línea 138 KV Gurabo – Canabacoa.
- Ampliación subestación, Navarrete, Canabacoa y Pizarrete. Con dos campos de líneas de 138 KV cada uno.
- Segunda línea 138 KV Los Mina – Hainamosa.
- Línea 138 KV Los Mina – Villa Consuelo – Arroyo Hondo
S/E Villa Consuelo
- Líneas Palavé – Paraíso / Metropolitano – Julio Sauri / Pizarrete – Julio Sauri

Período 2007-2010

Además de los proyectos de mejoramientos de los niveles de tensión y de servicio, se prevé la entrada al sistema de alrededor de 850 MW en nueva generación. Siendo la planificación de la generación indicativa, los sitios o futuros puntos de instalación de las plantas generadoras, también son indicativos. Aunque podría cambiar el orden de entrada de las plantas de acuerdo a las decisiones de los agentes del mercado, los siguientes proyectos de generación están considerados en el escenario medio:

Vapor Carbón Manzanillo de 2 x 125 MW, entraría el año 2008.

Vapor Carbón Azua de 2 x 150 MW, entraría el año 2009.

Ampliación de Itabo 300 MW, entraría el 2010.

Entonces sería necesario reforzar y/o construir nuevas líneas y subestaciones:

- Línea a 138 KV Manzanillo – Montecristi.
- Línea Azua – Cruce de San Juan a 138 KV
- Línea Itabo – Palamara a 138 KV, Los Mina – Hainamosa.

Analizando el informe de Obras de Expansión del Sistema de Transmisión 69, 138 y 345 KV de enero 2003, realizado por ETED, se plantea construir para el período señalado, para mejorar la calidad del servicio en el SENI, las siguientes obras:

- Subestaciones San Juan de la Maguana, 138/69 KV y 69/12.5 KV
- Las Matas de Farfán 69/12.5 KV y 69/34.5 KV
- Ampliación de la S/E Cruce de San Juan.
- S/E Sabana de la Mar 69/12.5 KV.
- S/E Perdernales 69/12.5 y 12.5/34.5 KV.
- Ampliación de Las Damas, 1 campo de 69 KV.
- Cruce de Cabral, 2 campos de 138KV y transformador de 138/69 KV y 4 campos de línea de 69 KV.
- S/E Hato Mayor.

Para cerrar el anillo SPM1 – La Romana – Higüey – El Seybo – Hato Mayor – San Pedro Macorís II, faltará la subestación 138/69 KV de Hato Mayor con dos campos de

138 KV, transformador 138/69 KV, dos campos de línea de 69 KV y ampliación de la existente.

- Líneas San Juan de la Maguana – Las Matas de Farfán – El Cercado a 69 KV.
- Línea 69 KV Las Matas de Farfán – Elías Piña - Pedro Santana.
- Línea 69 KV Cruce de Cabral – Paraíso y Paraíso – Oviedo.
- Línea 69 KV Las Damas – Pedernales.
- S/E Palavé.

Período 2010 – 2013

En este período entrarían al sistema 600 MW nuevos en ciclos combinados ubicados en Arroyo Barril y Luperón o Barahona, dependiendo del desarrollo de las zonas y el nuevo panorama que se tendría del SENI.

En el supuesto que fuera en Luperón y Arroyo Barril, se tendrían los siguientes proyectos:

- En 345 KV, línea Gurabo – Montecristi – Luperón
- Línea Arroyo Barril – Julio Sauri
- En 138 KV, Luperón – Zona Franca de Santiago

En el caso de Arroyo Barril – Barahona, se tendrían los siguientes proyectos:

- En 345 KV, línea Julio Sauri – Cruce de San Juan
- Línea Arroyo barril – Julio Sauri
- En 138 KV, Barahona – Cruce de San Juan
- Cruce de San Juan – Pizarrete

Además de las obras de mejoramiento:

- Segunda línea 138 KV Los Mina – Hainamosa.
- S/E La Vega.
- Ampliación San Pedro II.
- S/E Elías Piña, Paraíso y Oviedo.
- Compensación reactiva en 138 KV y 69 KV

6.1.4. Plan Indicativo de Distribución

Proyecciones de número de viviendas con servicio eléctrico.

En el período 1993-2001 el número de viviendas con servicio eléctrico creció a una tasa de aproximadamente 5.0%. En el Cuadro N° 6.1.4.1, aparece la evolución del número de viviendas con servicio eléctrico para ese período y las proyecciones en el período 2005-2015. El nivel de cobertura actual del servicio implica una disminución de la tasa de crecimiento futura a un promedio anual de 2.1% en los próximos 10 años.

Cuadro N° 6.1.4.1
Viviendas con Servicio Eléctrico
Histórico 1993-2001 y Proyecciones 2005-2015
 (cantidad en número)

Año	Viviendas con Servicio Eléctrico
1993	1,304,461
1994	1,422,729
1995	1,485,826
1996	1,551,720
1997	1,620,537
1998	1,692,406
1999	1,767,463
2000	1,845,848
2001	1,927,709
Tasa crecimiento	5.0%
2005	2,214,256
2006	2,259,822
2007	2,306,325
2008	2,353,786
2009	2,402,223
2010	2,451,657
2011	2,502,108
2012	2,553,597
2013	2,606,146
2014	2,659,776
2015	2,714,510
Tasa crecimiento	2.1%

Fuentess: ONE: Censo Nacional de Población y Viviendas, 1993.
 Proyecciones Proyecto PEN de 1994 -2001

Proyecciones de Pérdidas y Usuarios no Registrados.

El Escenario Tendencial asume que las pérdidas del sistema mantienen la tendencia de los últimos diez años, debido a que no se toman medidas para reducirlas. En el Cuadro No. 6.1.4.2, se pueden apreciar los estimados de pérdidas en MWh por año, desde el 2005 al 2015.

Cuadro N° 6.1.4.2
Escenario Tendencial
Proyecciones de Pérdidas, 2005-2015
(en MWh)

Año	Pérdidas (MWh)
2005	3,519,817
2006	3,776,955
2007	4,048,487
2008	4,335,068
2009	4,637,368
2010	4,956,076
2011	5,291,899
2012	5,645,555
2013	6,017,781
2014	6,409,323
2015	6,820,937

Fuente: Elaborado con datos suministrados por el OC y las distribuidoras.

En el Escenario de Cambios se asume que las empresas distribuidoras van a implementar un Plan de Reducción de pérdidas de seis años, que entre el 2005 y el 2010 bajaría las pérdidas a un 8% y que a partir de ese último año las pérdidas se mantendrían constantes e iguales al 8%.

En el Cuadro No. 6.1.4.3, aparecen las proyecciones de pérdidas de energía, en MWh, del Escenario de Cambios, desde el año 2005 hasta el año 2015.

Cuadro N° 6.1.4.3
Escenario de Cambios
Proyecciones de Pérdidas, 2005-2015
(en MWh)

Año	Pérdidas (MWh)
2005	3,263,191
2006	2,967,919
2007	2,624,382
2008	2,227,786
2009	1,772,927
2010	1,251,041
2011	1,327,480
2012	1,408,589
2013	1,494,654
2014	1,585,977
2015	1,682,880

Fuente: Elaborado con datos suministrados por el OC y las distribuidoras.

Reducción de Pérdidas e Ingresos Adicionales

Si se alcanzaran las metas del escenario de cambios, la energía eléctrica adicional disponible debido a la reducción de pérdidas, con relación al escenario tendencial, serían los indicados en el Cuadro No.6.1.4.4.

Cuadro N° 6.1.4.4
Proyecciones de la Energía Eléctrica Adicional
Disponibles Debido a Reducción de Pérdidas, 2005-2015
 (en MWh)

Año	Energía Eléctrica Adicional Disponible
2005	256,626
2006	809,036
2007	1,424,105
2008	2,107,282
2009	2,864,440
2010	3,705,035
2011	3,964,419
2012	4,236,966
2013	4,523,128
2014	4,823,346
2015	5,138,056

Fuente: Elaborado en base a los datos de los cuadros 6.1.4.2 y 6.1.4.3

Las cantidades de energía eléctrica adicional disponible, indicadas en el Cuadro No. 6.1.4.4, representan la energía adicional facturada y cobrada por las distribuidoras debido al Plan de Reducción de Pérdidas que se debe implementar para alcanzar los objetivos del escenario de cambios.

Los estimados de los consumos promedio de los usuarios, entre el año 2005 y 2020, aparecen en el Cuadro No. 6.1.4.5.

Cuadro N° 6.1.4.5
Proyecciones de los Consumos Promedios, 2005-2015
(en MWh/Año y KWh/Mes)

Año	Consumo Promedio	
	MWh/Año	KWh/Mes
2005	4.58	382
2006	4.76	397
2007	4.94	412
2008	5.13	428
2009	5.32	443
2010	5.53	461
2011	5.74	478
2012	5.97	498
2013	6.20	517
2014	6.44	537
2015	6.69	558

Fuente: Elaborado con datos suministrados por las distribuidoras a la SIE y el cuadro 6.12

El consumo promedio mensual para el año 2005 es de 382 KWh, el cual aumenta hasta 558 KWh en el año 2015.

La tarifa vigente a Marzo 2004 para clientes BTS1, con consumos entre 382 y 678 KWh por mes, es la siguiente:

Cargo fijo = RD\$110.05

Cargo Energía primeros 200 KWh = RD\$2.87 / KWh

Cargo Energía entre 200 y 300 KWh = RD\$3.22 / KWh

Cargo Energía entre 300 y 700 KWh = RD\$5.57 / KWh

Al aplicar esta tarifa a los promedios calculados para el período 2005-2015, obtenemos los valores en dólares (de Marzo 2004) por MWh, que aparecen en el Cuadro No. 6.1.4.6.

Cuadro N° 6.1.4.6
Precios de los Mwh, 2005-2015
(en US\$/MWh)

Año	US\$ / MWh
2005	79.78
2006	81.15
2007	82.42
2008	83.67
2009	84.77
2010	85.99
2011	87.06
2012	88.22
2013	89.25
2014	90.24
2015	91.22

Fuente: Elaborado en base a la tarifa vigente en marzo 2004
y en US\$ constante de la misma fecha.

Al multiplicar los Mwh de energía eléctrica adicional disponible, debidos a las reducciones de pérdidas del Cuadro No. 6.1.4.4, por los precios en dólares de los MWh de el Cuadro No.6.1.4.6, obtendremos los ingresos adicionales que recibirían las distribuidoras por reducción de pérdidas. Estos ingresos adicionales aparecen en el Cuadro No. 6.1.4.7.

Cuadro N° 6.1.4.7
Ingresos que Percibirían las Distribuidoras de
Implementar plan de reducción de Pérdidas, 2005-2015
(enUS\$)

Año	Ingresos Adicionales
2005	20,472,837
2006	65,650,962
2007	117,371,283
2008	176,325,878
2009	242,820,023
2010	318,601,532
2011	345,143,244
2012	373,802,709
2013	403,673,135
2014	435,280,030
2015	468,669,205

Fuente: Elaborado en base a los datos de los cuadros:6.1.4.4 y 6.1.4.6
Nota: Se cálculo tomando como base la tarifa a marzo
De 2004 y en US\$ constante de la misma fecha

Si se rehabilitan los sistemas de distribución, incluyendo nuevas líneas de media tensión, transformadores MT-BT, líneas de baja tensión, acometidas y bases de contadores, con el fin de reducir las pérdidas, los estimados indican que en promedio habría que hacer inversiones del orden de US\$110.25 por usuario.

Para poder alcanzar las metas propuestas en el escenario de cambios, es necesario incrementar, cada año, el número de clientes en las cantidades que aparecen en la tercera columna del Cuadro No. 6.1.4.8. El producto de ese número por la inversión por usuario de US\$110.25 nos dará el valor de la Inversión Anual (columna 4 de dicha

Cuadro). En valor presente, la inversión total en distribución durante el período 2005-2015 ascendería a US\$ 93,4 millones (dólares de 2004).

Cuadro N° 6.1.4.8
Inversión Anual en Distribución, 2005-2015

Año	No. Clientes Escenario Cambios	Incremento No. Clientes	Inversión Anual (en US\$)
2005	1,279,840	106,685	11,762,021
2006	1,472,048	192,208	21,190,932
2007	1,670,702	198,654	21,901,603
2008	1,878,792	208,090	22,941,922
2009	2,093,777	214,985	23,702,096
2010	2,316,816	223,039	24,590,049
2011	2,364,492	47,676	5,256,279
2012	2,413,149	48,657	5,364,434
2013	2,462,808	49,659	5,474,904
2014	2,513,489	50,681	5,587,580
2015	2,565,212	51,723	5,702,460

Fuentes: Elaborado con datos del Censo Nacional de Población y Viviendas de 1993; Memori a Estadística Anual de la CDE, 2000.

6.2. El Abastecimiento de Combustibles

6.2.1. Prospectiva de Demanda de Hidrocarburos y Carbón

La prospectiva se realizó a partir de los escenarios energéticos, tal y como se explicó en el capítulo V. La demanda proyectada al 2004 de los hidrocarburos se estimó en 6,082.5 Ktep para el escenario I y 5,896.4 para el escenario II, con un crecimiento acumulado al 2015 de 56% y 37%, respectivamente, correspondientes a tasas medias anuales de 4% y 3%, en el período 2004-2015.

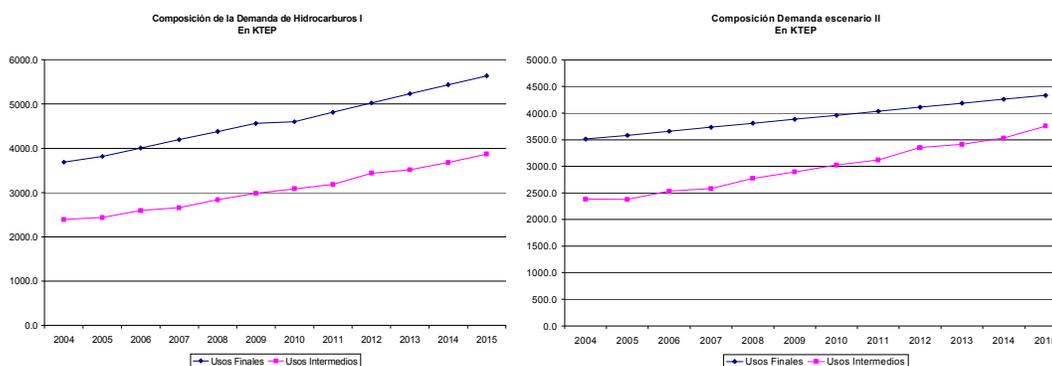
Dentro de las proyecciones se destaca el papel protagonista que estará mostrando el gas natural como combustible limpio y eficiente en la generación de energía eléctrica; el reemplazo de leña por GLP y la tendencia hacia el uso del gasoil en el transporte.

En el Gráfico 6.2.1.1, se observa la identificación del tipo de energía según uso de los diferentes tipos de consumos existentes, tanto finales como intermedios:

- Consumos finales de los sectores industrial, residencial, comercio y servicios y transporte. El GN entra a usos finales antes del 2010 en el escenario alto y en el escenario bajo nunca entra.
- Intermedios: Generación eléctrica del sistema interconectado, sistemas aislados y autogeneración.

Para la construcción de los escenarios se sumaron los consumos finales de hidrocarburos estimados por el software LEAP en el Estudio de Prospectiva de Demanda de la Fundación Bariloche, con los consumos intermedios de la generación del sistema interconectado resultantes del SUPER OLADE, de los de autoproducción y de los sistemas aislados, con el fin de obtener la demanda total de hidrocarburos. Cerca del 58.5% de todos los hidrocarburos para el periodo 2004-2015 corresponderá a consumo final, 37% al consumo de generación, 3.9 % autoproducción y 0.5% sistemas aislados. En el Anexo 3 se presentan las cifras detalladas de las proyecciones y gráficos ilustrativos.

Gráfico N° 6.2.1.1
Composición de la Demanda



Fuente: CNE basado en Estimación de la Demanda por Hidrocarburos 2004-2015

El sistema energético nacional seguirá 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), seguido del fuel oil con (16.6 y 18.2 %), luego las proyecciones muestran que el gas natural llegará a representar 14.2 y 13.7% del suministro energético nacional, como consecuencia de un incremento debido, principalmente, a la generación de electricidad. Se espera que se convierta en la segunda fuente de energía después del fuel oil. Así mismo, cabe observar una importante penetración de carbón para generación eléctrica (ver anexo 3).

6.2.2. Alternativas para el Abastecimiento de Combustibles

6.2.2.1. Refinación o Importaciones

Siendo la República Dominicana un país importador de crudos, sus derivados, gas natural y carbón mineral, la viabilidad del abastecimiento de las demandas descritas arriba se sustentará a través del aumento de las importaciones de combustibles y/o por medio del incremento de la capacidad de refinación.

Las limitaciones que restringen a la República Dominicana como país importador de petróleo y sus derivados pudiese apuntar a una toma de decisión para promover la inversión en la instalación de una refinería con mayor capacidad que REFIDOMSA y/o de aumentar la capacidad de esta última. Este aumento de la capacidad de refinación de crudos en el país, contribuirá a depender menos de las importaciones de los derivados del petróleo y poder abastecer desde el país a la región, sobre la base de su ubicación estratégica.

Las grandes inversiones que demanda tanto la expansión, como la instalación de nuevas refinerías obligan a justificar, desde el punto de vista económico cada proyecto que en ese sentido se plantee realizar. Es importante asegurar que cualquier proyecto que se pretenda ejecutar genere ganancias con la inversión a realizar y estas deben ser rentables en comparación con las importaciones de los derivados del petróleo.

La rentabilidad del proyecto deberá ser suficientemente atractiva desde el punto de vista económico, para cubrir los costos de la instalación de una refinería moderna o la expansión de la capacidad de refinación de REFIDOMSA.

Todo parece indicar que el incremento de las importaciones y la disminución o el mantenimiento de la actual infraestructura de refinación, en contraparte de una ampliación o modernización de REFIDOMSA implicará que las inversiones a realizar serían cuantiosas y de mediano y largo plazo, en cambio el incremento de las importaciones requeriría de pocas variaciones dentro de la cadena de comercialización de los hidrocarburos. Estas aseveraciones se requieren evaluar en un futuro proyecto propuesto por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

REFIDOMSA cuenta con una capacidad de refinación actual del 24% de la demanda nacional de hidrocarburos, y el restante 76% corresponde a productos terminados que importa dicha empresa. Además, algo muy importante es que REFIDOMSA controla el

80% de la canasta de los combustibles en volumen de producción e importación del consumo nacional y cuenta con la mayor infraestructura de almacenamiento del país. Cabe destacar que mundialmente los grandes consorcios petroleros, están cerrando las pequeñas y antiguas refinerías de baja conversión debido a los altos costos operacionales y/o la baja producción de productos valiosos como la gasolina y el gasoil, para convertirlas en terminales de almacenamiento de productos terminados, procedentes de sus grandes y modernas súper-refinerías. Por lo que sería recomendable evaluar en el proyecto propuesto en este punto las ventajas de suplir con la importación todo el mercado nacional. Aún con la tendencia expuesta en el párrafo anterior, recomendamos que es conveniente mantener los procesos de refinación en REFIDOMSA, considerando que el país se encuentra en un período de exploración de hidrocarburos y eventualmente si se encontrase petróleo en cantidades rentables, sería necesario la refinación de los mismos.

En el Cuadro 6.2.2.2.1 se presenta la evolución de las importaciones de combustibles para los dos escenarios, suponiendo que REFIDOMSA continuara con el esquema y la capacidad de refinación actual. Como puede verse, al año 2010, la demanda de combustibles procesados estaría entre 104 y 115 KBPD y en 2015 entre 108 y 128 KBPD, con un peso de las importaciones de cerca de 70%. Este nivel de demanda doméstica podría justificar la ampliación de la actual refinería o a la construcción de una nueva con una capacidad 140 KBPD, para llegar a una escala económica con un potencial de exportar excedentes de productos a la región del Caribe y a la Costa del Golfo de Estados Unidos (USGC).

Es importante anotar que los productos de más demanda interna serán los asociados con el transporte (gasolina, gas oil y Avtur) y GLP, con una disminución notoria de la demanda de fuel oil (ver Cuadro 6.2.2.2.1). Este comportamiento de la estructura de la demanda sugiere una refinería de alta conversión, con el objetivo de reducir la producción de fuel oil a menos del 15%, suficiente para cubrir la demanda interna, lo cual redundaría en facilitar la factibilidad económica de la refinería.

Cuadro N° 6.2.2.21
Balance Proyectado de Producción e Importación de Combustibles
 (barriles diario)

Combustible	Producción Actual (1)	2005		2010		2015	
		Importación	Demanda	Importación	Demanda	Importación	Demanda
GLP	1,260	19,150	20,411	22,493	23,754	26,649	27,910
Gasolinas	6,301	23,687	29,988	25,760	32,061	32,036	38,338
Kero/Jet	6,027	4,243	10,270	7,828	13,855	12,369	18,396
Gasoil	7,397	10,750	18,147	13,525	20,922	19,119	26,516
Fuel Oil	13,014	10,691	23,704	11,920	24,934	4,078	17,092
Total Combustibles (2)	34,000	68,520	102,520	81,527	115,527	94,251	128,251

Combustible	Producción Actual (1)	2005		2010		2015	
		Importación	Demanda	Importación	Demanda	Importación	Demanda
GLP	1,260	17,421	18,681	19,143	20,404	21,386	22,647
Gasolinas	6,301	22,128	28,429	24,403	30,705	26,582	32,884
Kero/Jet	6,027	3,547	9,574	5,016	11,043	6,453	12,480
Gasoil	7,397	10,008	17,406	10,925	18,322	12,893	20,290
Fuel Oil	13,014	9,821	22,834	10,991	24,005	7,071	20,085
Total Combustibles (2)	34,000	62,924	96,924	70,478	104,478	74,386	108,386

Notas: (1) Las Importaciones se calculan como el faltante para cubrir la demanda asumiendo la producción actual de la refinera;

(2) Se excluye "No energéticos", los cuales son importados en su totalidad

6.2.2.1.1. El mercado Internacional de Combustibles

Las condiciones del mercado del USGC (United States Gulf Coast) determinan el comercio internacional de hidrocarburos de República Dominicana y sus precios, por lo tanto, son un elemento fundamental para definir la expansión de un sistema de refinación.

En términos generales las tendencias del mercado más relevantes son:

- La industria manufacturera redujo su consumo de fuel oil en las últimas dos décadas y hacia el futuro se esperan sustituciones significativas por gas natural, tanto en la industria como en generación eléctrica. El mercado del fuel oil será cada vez más pequeño en términos relativos.
- El uso del petróleo se incrementará principalmente en el sector transporte y se espera que decline en los sectores residencial, comercial y de generación eléctrica, donde se dará una sustitución importante por gas natural. Los productos livianos explicarán la mayoría del incremento de la demanda por derivados de petróleo.
- Estados Unidos requerirá de más importaciones, en la medida que el crecimiento de la demanda de derivados exceda la expansión de su capacidad de refinación. Consideraciones legales y financieras han hecho improbable que nuevas refinerías sean construidas en Estados Unidos, aunque nuevas adiciones a las existentes si pueden esperarse.
- Crecimientos sustanciales en capacidad de destilación se espera que se den en el Medio Oriente, Latinoamérica y en la región Asia / Pacífico. Las inversiones futuras en refinación en los países en vías de desarrollo deben incluir configuraciones que permitan suplir la demanda mundial de productos más livianos y de mejor calidad ambiental, de crudos cuya calidad se espera se degrade.
- En el mercado de Estados Unidos, los precios de los combustibles para el transporte, principalmente la gasolina, serán empujados hacia arriba por requerimientos ambientales, una mayor demanda y las limitaciones en la capacidad de refinación.
- En contraste, la tendencia respecto a los residuos será la de valorarlos cada vez menos, configurándose en un incentivo a convertirlo en productos más livianos.
- El comportamiento de los últimos dos años ha mostrado que a medida que se incrementa el precio del crudo, los márgenes entre los productos livianos (gasolina y diesel) y el fuel oil se incrementan.

Por todo lo anterior, existen evidencias claras de que habrá condiciones en el mercado que incentiven la inversión en el tratamiento de residuos y su conversión en productos más livianos. Adicionalmente, las refinerías deben configurarse para tener flexibilidad para procesar crudos más pesados (ver anexo 4).

6.2.2.1.2. Refinería de Alta Conversión

El comportamiento del mercado descrito arriba sugiere la conveniencia de estudiar la factibilidad de un proyecto de una refinería de cerca de 140,000 BPD de alta conversión, a partir de una ampliación de REFIDOMSA o construyendo una nueva.

En relación a esta alternativa hay que tomar en consideración que en el país existen cuatro fábricas de cemento de importancia, las cuales utilizan carbón en su proceso y gomas usadas en menor medida.

Aunque la demanda de coque es todavía baja (cerca de 130,000 ton al año), existiría un gran potencial de crecimiento si hubiera una producción local, dada la elevada proporción que significa la energía en el costo de producción del cemento (situada en algo más del 60%). En la actualidad a nivel mundial se impone tecnológicamente el uso del coque en la producción de cemento, no solo por su bajo costo en relación a otros combustibles, sino también por los beneficios que su ceniza de alto contenido de azufre le aporta al cemento.

De acuerdo con las proyecciones de la CNE, la demanda de coque puede llegar a 174,000 ton/a en 2010 y a 211,000 ton/a en 2015, suficiente para absorber la producción de una refinería entre 100,000 y 140,000 BPD. El coque producido de un coker, que usualmente representa un problema más que una oportunidad debido a su alto contenido de azufre, puede ser consumido por las cementeras locales, donde el azufre es atrapado por el cemento, con beneficio para este, y no es dispersado a la atmósfera.

Con una demanda garantizada para la producción de coque, con destrucción de al menos la mitad del fuel oil, un coker parece ser una opción factible económica y técnicamente para República Dominicana. En el Gráfico 6.1.2.1.2.1 se presentan algunos aspectos técnicos relevantes de una refinería de alta conversión con una unidad de “delayed coking”. En resumen, las siguientes consideraciones deben tenerse en cuenta para sustentar un estudio cuidadoso sobre el tema:

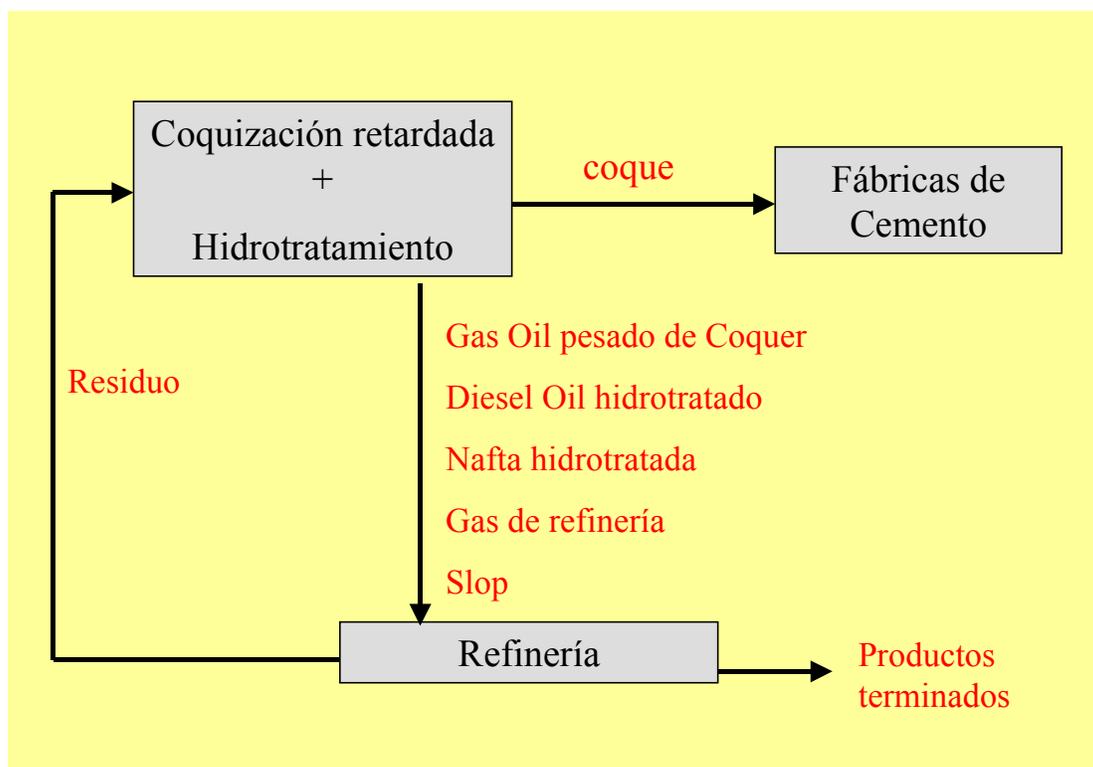
- Un movimiento progresivo hacia el procesamiento de crudos más pesados y más agrios se espera que ocurra en la industria de refinación. En realidad, el incremento de la producción de crudos más pesados a nivel mundial se debe principalmente a desarrollos tecnológicos que hacen más económico el recobro de residuos pesados.
- En la mayoría de los casos, para obtener las ventajas del menor valor de los crudos más pesados, los refinadores han instalado unidades de “delayed coker” capaces de procesar adicionalmente los residuos pesados de las unidades de vacío

y viscorreductoras junto con las corrientes más pesadas y de menor valor de las unidades de procesamiento aguas abajo.

- Esta tendencia es predominante en la USGC, pero también en Suramérica y Europa como una solución para agregar flexibilidad operativa a sus plantas.
- Chem Systems pronostica que al 2010, 90% de la producción de coque caerá en la categoría de alto contenido de azufre y que 70% de la producción de coque provendrá de las refinerías.
- La mayoría del coque es usado en producción de cemento. El azufre contenido se convierte en SOx, el cual es absorbido por el clinker e incorporado en la mezcla del cemento. En consecuencia, no tiene implicaciones respecto a emisiones.
- La ventaja más importante de quemar coque en vez de carbón es debido al mayor contenido de calor (14,000 Btu/lb vs 12,000 Btu/lb de carbón), asociado con un menor valor del coque en términos de valor calorífico.

Gráfico N° 6.1.2.1.2.1

Ejemplo de Ampliación de una Refinería de Baja Conversión



Fuente: Energy Information Administration, DOE.

6.2.2.1.3. Conclusión

En materia de abastecimiento de combustibles, el PEN recomienda en la fase subsiguiente estudiar comparativamente las tres opciones posibles y relevantes:

- Clausurar la refinería actual de REFIDOMSA e integrar sus facilidades de almacenamiento (“farm tank”) a la terminal portuaria. Esta alternativa disminuiría las inversiones en almacenamiento y tendría sentido económico solo si las perspectivas del margen de refinación se reducen de forma considerable.
- Continuar con la producción de la refinería actual y complementar la oferta con importaciones crecientes, lo cual constituiría la permanencia del status quo. Esta alternativa solo requeriría ampliar la capacidad de almacenamiento de algunos productos, tal como se verá en la sección respectiva más adelante. Sería necesario bajo un escenario de márgenes estrechos entre el fuel oil y los productos blancos, con bajos requerimientos de calidad ambiental de los combustibles;
- Construcción de una nueva refinería entre 100,000 y 140,000 BPD o ampliación de REFIDOMSA, con características de alta conversión. Pudiese ser económico bajo un escenario de márgenes amplios entre el fuel oil y los productos blancos, con exigencias ambientales severas, lo cual parecería estar de acuerdo con el comportamiento esperado del mercado. Especialmente, se recomienda examinar la conveniencia de incluir una unidad de “delayed coker”, para disminuir a las proporciones requeridas la producción de fuel oil.

6.2.2.2. Almacenamiento

La capacidad actual de almacenamiento está comprendida dentro de las siguientes categorías:

- a) Los tanques en estaciones de servicio e instalaciones industriales, los cuales atienden la demanda de usuarios finales, incluyendo autoprodutores;
- b) Los tanques de los generadores eléctricos del Sistema Interconectado;
- c) Los tanques en las plantas de abastecimiento de propiedad de los distribuidores mayoristas;
- d) Los tanques en terminales marítimos;
- e) Los tanques en las refinerías, tanto de crudo como de productos.

El almacenamiento indicado en el literal: a) está relacionado con la actividad de distribución minorista y no es relevante para el análisis ni del almacenamiento comercial ni del de seguridad. El almacenamiento indicado en los literales c) y d) tiene una función tanto comercial como de seguridad para garantizar el abastecimiento de la demanda en

los centros de consumo. El almacenamiento del literal e) está, en lo fundamental, al servicio de la producción de las refinerías, pero debe participar en la seguridad del abastecimiento. En general, la capacidad de los comercializadores (mayoristas, refinadores e importadores) y generadores debe dimensionarse para mantener inventarios operativos y de trabajo y un cupo de seguridad.

Partiendo del análisis de las necesidades y estrategia de almacenamiento, con una capacidad de “inventario de seguridad” de 15 días (de acuerdo a recomendaciones internacionales) por encima del inventario comercial real que en la actualidad existe en la República Dominicana, de aproximadamente 5 días, surgen las siguientes consideraciones:

Según el Diagnóstico del Subsector Hidrocarburos, en la República Dominicana existen empresas con una capacidad de almacenaje de combustible entre 17 y 21 días dependiendo del tipo carburante. No obstante, a pesar de esta capacidad de almacenamiento, actualmente el inventario comercial real se limita a un rango entre 5 y 7 días; esto responde únicamente a criterios y estrategias comerciales establecidos por las empresas importadoras, refinadoras y generadoras de estos energéticos, así como también, la frecuencia de llegada de los embarques de hidrocarburos contratados por dichas empresas.

En experiencias recientes a finales del 2003 y a principio del 2004, se puso en evidencia que los embarques de combustibles están sujetos a la capacidad de pago del Estado Dominicano, ya que el negocio de las empresas importadoras de combustibles de generación está subordinado a contratos de exención de impuesto establecido en la Ley 112-00 y en la creación de un “Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica” que cubre el subsidio de energía eléctrica a clientes regulados, contemplado en el decreto presidencial 302-03. Así es que el normal desenvolvimiento de abastecimiento de combustibles para la generación eléctrica está sujeto a la ley y a dicho decreto antes mencionados, además a la capacidad de pago del propio Gobierno. Sí los pagos correspondientes a estas empresas se retardan, la adquisición de los combustibles afectan el desarrollo normal de las operaciones de dichas empresas.

Para que el inventario de emergencia o seguridad pueda incrementarse a los niveles requeridos para los diferentes combustibles, se recomienda que el Estado Dominicano cree un mecanismo de abastecimiento amparado por una nueva Ley Marco de Hidrocarburos que sea aplicada de forma estricta. Solamente debe regularse el inventario de seguridad, puesto que el comercial u operativo depende del comportamiento de la demanda de cada comercializador y los tamaños de los embarques, lo cual es una decisión eminentemente comercial.

De acuerdo con lo anterior, la norma deberá exigir un inventario mínimo de seguridad, en exceso al inventario comercial, solo para ser usado en emergencias declaradas por la CNE, equivalente a 15 días de demanda del respectivo comercializador, aplicable a los mayoristas, refinadores, importadores y generadores eléctricos. Nótese que la exigencia legal se refiere al inventario disponible y no a capacidad de almacenamiento, dejando a

los agentes del mercado la libertad de construir su propia capacidad o arrendarla a un almacenador independiente u otro comercializador.

Con relación al petróleo crudo, la decisión de los refinadores sobre el inventario debe ser estrictamente comercial, asociada a la programación de la operación de la refinería, siempre y cuando se cumpla con la reglamentación aplicable a los productos refinados. No parece justo ni económico aplicarle una doble reglamentación a los refinadores, obligándoles a mantener inventarios de seguridad de crudo y de productos simultáneamente. Una opción alternativa podría ser dejarles la opción a discreción del refinador, de tal manera que tenga una mayor flexibilidad en la operación.

Actualmente, no existe una política de planificación y control para los inventarios de los combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, por razones estratégicas, esta situación tiene que legislarse. Es necesario que estos inventarios se supervisen periódicamente por el organismo fiscalizador, con el objetivo de determinar las estrategias de abastecimiento, y así mantener los balances e inventarios de seguridad que permitan hacer frente a una situación de contingencia nacional o internacional.

Eventualmente, para la creación de nuevos depósitos de almacenamiento de hidrocarburos, se debería contar con un plan de expansión en otra parte del territorio nacional con el objetivo de disminuir la concentración de almacenamiento en la zona sureste del país, que es el área donde se concentra el mayor volumen de tanques y hace vulnerable el sistema de distribución de combustibles en eventos naturales y posibles accidentes.

Capacidad de almacenamiento actual y deseado.

A partir de las proyecciones de la demanda, se estimaron las reservas deseadas de 20 días (asumiendo 5 días de inventario comercial y 15 de seguridad) para cada combustible y 30 días para el gas natural, que al compararlo con las capacidades actuales (cifras de agosto 2003) se concluyó que solo la gasolina, el GLP y el gas natural tienen menor capacidad de almacenaje que la deseada. Los demás combustibles tienen suficiente capacidad para mantener más de los días de inventario requerido, más allá del año 2015:

- Para el gas natural, la capacidad instalada no podrá almacenar el inventario deseado a lo largo de todo el período de análisis y se requerirá incrementarla a partir de 2011, de tal forma que al año 2015, deberá crecer respecto a la actual entre 42 y 16%, equivalente a 69.2 y 34.2 Mm³, para cada escenario respectivamente.
- En el caso de la gasolina la capacidad actual es insuficiente y se requerirá incrementarla de forma inmediata en cerca del 48%, equivalente a 270 KBL. Para el 2010, la capacidad de almacenamiento deberá incrementarse entre 317 y 344 KBL y para 2015 entre 360 y 469 KBL, respecto a la capacidad actual.

- En el caso del GLP también se requerirá incrementar la capacidad inmediatamente en cerca del 45%, equivalente a 170 Kbbbl. Para el 2010, la capacidad de almacenamiento deberá incrementarse entre 199 y 266 Kbbbl y para 2015 entre 244 y 345 Kbbbl, respecto a la capacidad actual.

Cuadro N° 6.1.2.2.1
Capacidad Actual vs. Capacidad Requerida

COMBUSTIBLE	Capacidad Actual		CAPACIDAD REQUERIDA					
			Escenario Alto			Escenario Bajo		
			2005	2010	2015	2005	2010	2015
Gas Natural	96.0	Mm3	80.6	84.6	165.2	78,5	73.6	130.2
GLP	209.4	k BL	408.2	475.1	558.2	373,6	408.1	452.9
Gasolinas	296,5	k BL	599.1	640.4	765.6	568,0	613.4	656.9
Gas Oil	1,260.8	k BL	362.9	418.4	530.3	348,1	366.4	405.8
Fuel Oil	1,677.0	k BL	474.1	498.7	341.8	456,7	480.1	401.7
Avtur	870.0	k BL	201.9	274.2	364,7	187.2	215.3	243.2

Fuente: Elaborado en base a los datos de los cuadros No.- 3.2.5.1, 3.2.5.2 y 3.2.5.3

6.2.2.3. Exploración de Hidrocarburos

La República Dominicana es altamente dependiente del petróleo y sus derivados con un consumo que sobrepasa los 133,000 barriles diarios lo que justifica poner en ejecución un plan para definir y cuantificar si en el territorio existe petróleo o gas natural explotable comercialmente, con tal objetivo como prioridad se conformaría un equipo de técnicos de diferentes áreas que aportarían directrices, con el único objetivo de hacer un plan de exploración de hidrocarburos para el territorio dominicano, para lo cual deben tomarse en cuenta las siguientes actividades:

- Procesamiento de información geológica y exploratoria existente: geología de superficie, geoquímica, sísmica y estudios de pozos perforados.
- Evaluar los contratos vigentes.
- Estudio de prospectiva para el levantamiento de mapa de superficie y ubicar dentro de las cuencas sedimentarias del país áreas con potencial prospectivo de hidrocarburos.
- Diseño de las leyes y esquema contractual y fiscal. Diseño de contratos.
- Plan de acción de promoción de inversiones.

Se recomienda crear un grupo de trabajo que estaría conformado por técnicos especializados en el área de hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía, Secretaría de Estado de Industria y Comercio, Sociedad Dominicana de Geología, Cámara Minera Petrolera de la República Dominicana, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y representantes del Congreso de la República Dominicana.

Este equipo de técnicos, orientados por asesores internacionales, evaluará y emitirá una serie de consideraciones que darán como resultado la dinamización de la exploración de hidrocarburos en la República Dominicana.

En la formulación del plan de exploración, se deberá tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Experiencia en el desarrollo del sector de exploración en países de la zona.
- Estatus de los contratos vigentes y su influencia dentro del plan de explotación, para provocar acuerdos y ajustes a los mismos.
- Evaluar los esquemas de contratos de exploración más usados en el sector y su eventual aplicación en nuestro país, diseñar contratos convenientes para el desarrollo del sector exploración.
- Recopilación y evaluación de la información existente de los pozos perforados para su aplicación en las futuras exploraciones.
- Dentro de las cuencas sedimentarias con indicios de hidrocarburos, identificar zonas prioritarias para la exploración de petróleo.
- Proponer y establecer reglas claras para los inversionistas, y así atraer los capitales necesarios en dicha actividad. Sin un marco legal adecuado, es difícil atraer los recursos que son necesarios para una efectiva labor de explotación.
- Diseñar una Ley Marco de Hidrocarburos y sus reglamentos, con el propósito de unificar, ordenar y actualizar el régimen legal de estos energéticos. Actualmente tenemos una ley impositiva de hidrocarburos N° 112-00 y una ley de exploración de hidrocarburos del año 1958.

6.2.2.4. Gas Licuado de Petróleo, GLP

Plan de acción de GLP, subsidios, regulación, gas para el campo y gas vehicular.

Debido a la carga económica que representa el subsidio generalizado al gas licuado de petróleo, el Estado Dominicano debería abocarse al cumplimiento riguroso de la Ley de Hidrocarburos N° 112-00, que en su párrafo I dice lo siguiente: “El poder Ejecutivo dispondrá un subsidio directo a las familias para la compra de gas licuado de petróleo (GLP) de uso doméstico, a fin de proteger el presupuesto de los hogares dominicanos. Este subsidio nunca será menor que el actual”.

En la actualidad el consumo de GLP es de 22, 000,000 galones por mes y el subsidio es de aproximadamente RD\$25, 000,000/día o RD\$750, 000,000/mes, cantidad que no se corresponde con el subsidio al GLP de uso doméstico. En el referido subsidio se están

beneficiando los sectores transporte, comercial, industrial y turismo, cuando solo debe estar dirigido al GLP de uso doméstico.

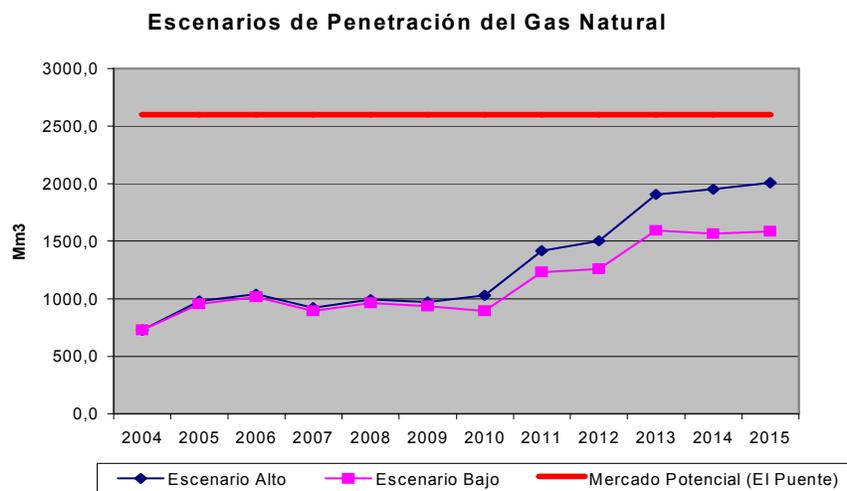
Gas para el Campo (Zona Rural): La instalación de bodegas de GLP (Cilindros de 25 Lb.) en las zonas rurales del país, aplicándole el subsidio. Acorde con la Ley 112-00. El Estado Dominicano creará y facilitará los mecanismos necesarios para su implementación.

Gas Vehicular (Transporte): Las actuales plantas envasadoras podrían funcionar como suplidoras de GLP a vehículos, con el precio real sin ningún tipo de subsidio. Todos los demás sectores del país deberán comprar el GLP al precio real.

6.2.2.5. El Gas Natural

El Gráfico N° 6.1.2.5.1 presenta los escenarios de penetración desarrollados dentro del estudio de prospectiva para los dos escenarios considerados en contraste con el mercado potencial para el gas natural calculado en el estudio realizado por la firma El Puente S.A, estimado en 2,553 Mm³ por año.

Gráfico N° 6.2.2.5.1



Fuente: El Puente S. A. – CNE: El Gas Natural: ¿ Una oportunidad para la República Dominicana?

Dado el potencial estimado y considerando que ya existen centrales eléctricas que lo consumen, es posible considerar la penetración del GNL en el Sistema Energético de la República Dominicana. Para hacer esto posible el PEN propone tomar las siguientes acciones:

- Realizar un estudio detallado del mercado real del gas natural a escala regional para definir la magnitud efectiva de dicho mercado.
- El Estado debería intervenir en la negociación de los precios de importación del GNL y en los convenios de suministro del combustible.

- Procurar la participación del Estado como socio en la titularidad de los gasoductos troncales, fijando a esos efectos las tarifas y efectuando la supervisión en los aspectos técnicos y de seguridad.
- Asegurar el libre tránsito del combustible por los gasoductos para todos los usuarios, fijando el Estado, a ese efecto, la correspondiente tarifa de peaje diferencial, según el tipo de usuario.
- Marco Regulatorio claro, preciso y estimulante para la inversión (Modificación de la Ley 112 - 00).
- Compromiso de los industriales del Gas Natural al desarrollo del Mercado Nacional.

La elaboración y adopción de un marco regulatorio es, de por sí, un proceso complejo, ya que dicho marco debe integrar todos los componentes del mercado del gas natural.

En efecto, las reglas del juego del mercado deben ser diseñadas de tal modo que las ventajas para los clientes sean duraderas por el uso del gas natural y, simultáneamente, que los oferentes de gas y de servicios (almacenamiento, transporte, distribución y comercialización) sean incentivados para realizar las inversiones adecuadas.

Desde el punto de vista del PEN, el plan de desarrollo de la industria del gas natural pretende establecer de forma gruesa los principales componentes de la infraestructura, tal como se presenta a continuación:

1. El terminal metanero

Apoyándose en consideraciones económicas, se parte del principio de que se utilizaría el terminal existente, ya que está realizada la inversión y conviene aprovecharlo al máximo. En consecuencia, el punto de entrada del gas natural es el terminal existente de Punta Caucedo, Boca Chica y no se considera necesario inversiones adicionales significativas en la cuestión del terminal metanero.

2. Almacenamiento

Se podría considerar que un mes de almacenamiento sería suficiente para hacer frente a contingencias normales. Sin embargo, si el gas natural alcanza una participación significativa en el balance energético, pueden tomarse en cuenta otras consideraciones para incrementar la seguridad del abastecimiento.

A continuación se presenta el cuadro N° 6.2.2.5.1 de alternativas de almacenamiento, agregando 1, 2 y 3 meses al almacenamiento mínimo y considerando el máximo potencial estimado de 2,553 Mm³.

Cuadro N° 6.2.2.5.1
Alternativa de Almacenamiento de Hidrocarburos

Consumo anual gas natural	2,553 ¹	Mm ³	
Consumo anual de GNL	4.3 ²	Mm ³	
Consumo mensual de GNL	354,545	m ³	
Meses de almacenamiento	2	3	4
Capacidad requerida	709,090 m ³	1,063,635 m ³	1,418,180 m ³
Capacidad existente (Boca Chica)	150,000 m ³	150,000 m ³	150,000 m ³
Capacidad adicional	559,090 m ³	913,635 m ³	1,268,180 m ³
Número de Tanques con capacidad de:			
200,000 m ³	3	5	7
250,00 m ³	3	4	6
300,000 m ³	2	4	5

Fuente: El Punte S.A- CNE: "El gas natural ¿una oportunidad para la República Dominicana?", pág.-35, 2003

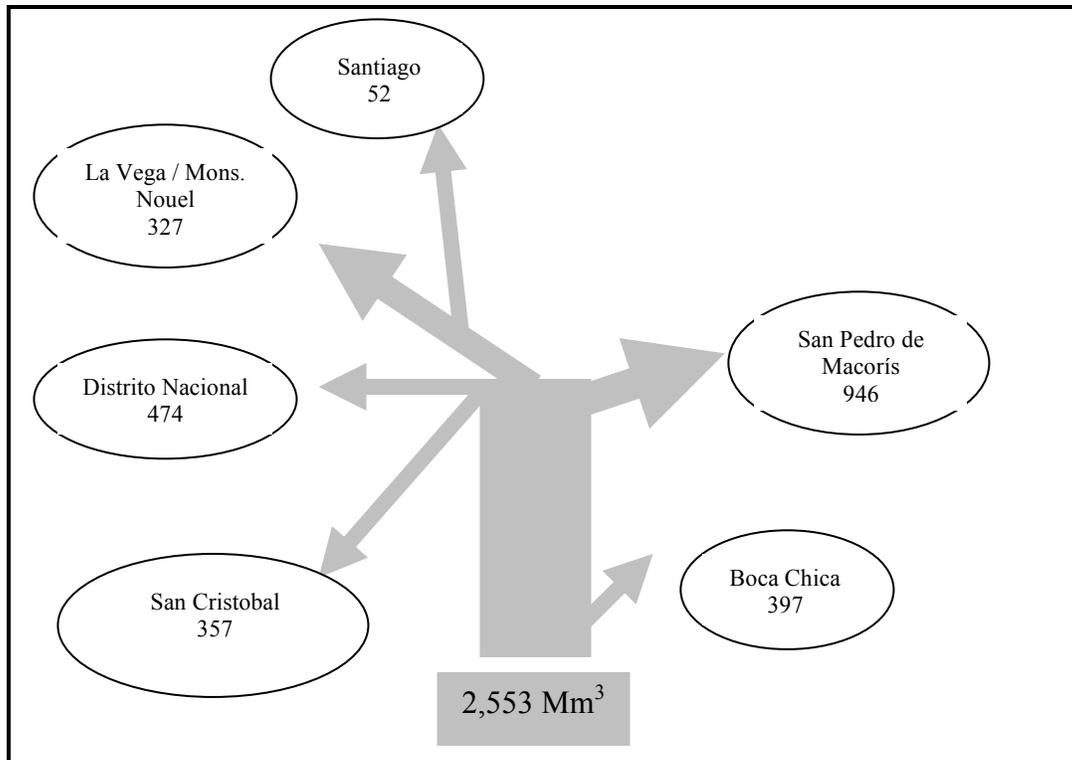
Notas: ¹ El volumen está indicado en estado gaseoso.

² El volumen está indicado en estado líquido, aproximadamente 600 veces menor que en estado gaseoso.

3. Los gasoductos de transporte

Para proyectar la infraestructura de transporte, el punto de partida es el diagrama ya presentado en el capítulo 3 sobre el diagnóstico del sector hidrocarburos (ver Gráfico 6.2.2.5.2).

Gráfico N° 6.2.2.5.2
Propuesta del Gasoducto en República Dominicana



Fuente: El Puente S.A.-CNE: El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?, mayo de 2003.

A partir de esta información, se calculan los datos relevantes del gasoducto, considerando las siguientes hipótesis:

- El caudal de pico representa 1.5 veces el caudal promedio.
- Se agrega al caudal pico una reserva del 30%.
- La presión de operación del sistema es de 70 bares.
- Aguas abajo las presiones pueden ser de 30 o 15 bares.

Cuadro N° 6.2.2.5.2
Características del gasoducto

TRAMO	Distancia km	Mm ³ /año	m ³ /h pico con reserva	Diámetro En pulg.
Boca Chica - Boca Chica	1	397	3,119,825	12
Oca Chica - San Pedro	43	946	7,432,081	16
Boca Chica - D.N.	46	1210	9,507,090	18
D.N. – San Cristóbal	26	357	2,803,846	10
D.N. – La Vega	137	379	2,977,828	16
La Vega - Santiago	39	52	408,403	10

Fuente: El Puente S.A.- CNE: "El gas natural ¿una oportunidad para la República Dominicana?"

CAPÍTULO VII

LA POLÍTICA ENERGÉTICA

7.1. Objetivos de la Política Energética

El PEN tiene como objetivo superior contribuir al desarrollo sostenible del país de manera que se puedan crear las condiciones para que los actores del sector aseguren el abastecimiento de energéticos a menor costo, mayor seguridad y menor impacto ambiental.

La política a implementarse en el sector energético se articula sobre la base de cuatro ejes básicos: asegurar el abastecimiento de energía con la calidad adecuada, la seguridad debida y al menor precio; desarrollar los recursos energéticos domésticos; ofrecer la mayor libertad posible en sus aprovisionamientos a los agentes económicos y a los ciudadanos en general y; consolidar las funciones del Estado como diseñador de la política energética y regulador.

Los objetivos del plan pueden ser permanentes, para aquellos que son propios del sector energético, y otros más instrumentales o transitorios con los que se persigue adecuar la estructura institucional, tecnológica y de gestión del sector. En términos generales, el plan se orienta a la obtención de los siguientes seis logros para el sector energético:

1. Garantizar seguridad y eficiencia en la oferta

El primer objetivo del PEN es el abastecimiento pleno y eficiente de todos los recursos energéticos requeridos para el desarrollo normal y creciente de las actividades económicas y sociales del país. Para tales fines, se persigue mejorar los criterios de competencia de mercado y eficiencia económica, viabilidad técnica y administrativa, solidez financiera, transparencia en la comercialización y seguridad de suministro. Por igual se plantea prever y priorizar aquellos elementos que optimicen la adaptabilidad del sector a los cambios tecnológicos que se produzcan.

2. Impulsar la gestión eficiente de la demanda y Uso Racional de Energía

El segundo objetivo del PEN señala que la conservación de energía y la sustitución de fuentes por energéticos menos costosos y más provechosos constituyen retos permanentes del sector. En tal sentido la promoción del Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) reviste un carácter prioritario, dado que es un asunto de interés social, público y nacional fundamental para asegurar una racionalización del uso de recursos energéticos capaz de contribuir al abastecimiento pleno y oportuno, a la vez de eliminar uno de los principales obstáculos a la competitividad de la economía dominicana.

En términos concretos se pretende lograr una disminución de los costos de abastecimiento energético para las unidades productivas (de bienes y servicios), para mejorar su competitividad, y para los hogares, con el fin de contribuir a una mejoría en la calidad de vida de la población.

3. Desarrollar los Recursos Energéticos Nacionales

Pese a que el país cuenta con alguna diversidad de recursos naturales que podrían utilizarse con fines energéticos, de ese potencial se ha utilizado solo una pequeña parte, a la vez que no se ha puesto el énfasis necesario a la búsqueda de fuentes de energía de origen fósil y en la promoción de energías renovables.

Se plantea establecer la exploración de las fuentes fósiles como un objetivo de la política energética mediante un adecuado conocimiento de la geología del país y un marco institucional y legal adecuado.

4. Reducir la vulnerabilidad del sistema energético y del abastecimiento externo.

En la actualidad, el consumo energético de República Dominicana depende casi en su totalidad del petróleo y sus derivados y, en menor medida, gas natural y carbón, lo cual representa una presión negativa sobre la balanza comercial del país y las posibilidades de crecimiento.

En tal sentido se plantea desarrollar, optimizar y aprovechar de manera sostenible la infraestructura de importación, producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de los diferentes energéticos, con la finalidad de minimizar su vulnerabilidad.

5. Ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-urbanas.

El quinto objetivo de política del PEN, propone ampliar la cobertura y calidad del servicio de energía e incorporar a las propias comunidades en la solución, con miras a contribuir al desarrollo en las zonas rurales y semiurbanas. Más que una electrificación, una energización ampliamente concebida puede aportar directamente en el mejoramiento de la capacidad productiva y la calidad de vida de las comunidades rurales y urbanas marginales.

6. Proporcionar un apropiado marco institucional, legal y regulatorio.

El fortalecimiento de las instituciones, de la normatividad y de las reglas del juego para la competencia en el sistema energético se constituye en el sexto objetivo del PEN. Resulta fundamental fortalecer la regulación, y la aplicación de las leyes y reglamentos vigentes para lograr un adecuado funcionamiento del sector, dadas las dificultades para que la intervención regulatoria pueda prevenir adecuadamente las

prácticas anticompetitivas en situaciones de concentración de poder de mercado. Al mismo tiempo se hace necesario elaborar nuevas legislaciones y marcos regulatorios que fortalezcan el desarrollo del sector.

Con las políticas propuestas se espera desarrollar un sector energético capaz de contribuir al desarrollo de la sociedad dominicana en armonía con sus necesidades económicas, sociales y medioambientales.

El modelo de sector que subyace tras estas reformas es uno en que el Estado define políticas de importancia para el sector a fines de inducir y garantizar las inversiones privadas necesarias, así como la rigurosa regulación del mercado y la puesta en marcha de iniciativas para la eficiencia y el ahorro energético, la explotación de las fuentes renovables de energía y la limitación del impacto ambiental.

Estas reformas crearán las bases para que el Estado busque la conciliación de los intereses de los consumidores y los proveedores de energía, pero dejando las decisiones de inversión, consumo, y transacción de compras y ventas fundamentalmente en manos de agentes no estatales.

La iniciativa privada debe impulsar el desarrollo del sector energético dominicano sobre la base de las necesidades dinámicas y diversas de las personas y las empresas del país, pero siempre preservando la capacidad del Estado para velar por la protección de los derechos de consumidores y suministradores, y de asegurar que las necesidades de la sociedad dominicana—dada la enorme importancia de un sector como el energético—sean satisfechas en todos sus aspectos, buscando complementar la iniciativa privada en donde ésta resulte insuficiente, o impulsarla en las direcciones que resulten más valiosas para la sociedad en su conjunto.

Ello quiere decir que la iniciativa en el sector debe partir principalmente del ámbito privado, asignando al Estado una serie de roles muy concretos como complemento, y nunca como sustituto, de la iniciativa privada. Específicamente, el Estado se ocupa de los siguientes roles:

- Elaboración de las políticas generales del sector energético, como por ejemplo el estímulo a determinadas tecnologías que aseguren una mayor sostenibilidad medioambiental y energía a más bajo costo.
- Fomento al desarrollo de los mercados energéticos y a la libre competencia y la regulación de los precios y condiciones de suministro de energía en ausencia de condiciones de mercado competitivo (por ejemplo, monopolios naturales) y por la presencia de posiciones dominantes, con el fin de proteger sus intereses y de asegurar el equilibrio entre los intereses de los consumidores y de los suministradores de energía.

- Facilitación del acceso a la energía a aquellos segmentos de la población dominicana que, por sus condiciones económicas, geográficas, o de otro orden, no puedan ser atendidos adecuadamente por la iniciativa privada.

El papel del Estado es fundamentalmente de complemento a la iniciativa privada en la consecución de objetivos sociales que la iniciativa privada no sería capaz de cumplir por sí misma. Ello no quiere decir, no obstante, que este papel sea en modo alguno menos importante que el de los agentes privados, puesto que la acción del Estado en cuestiones como el acceso de la población a la energía puede contribuir a objetivos de primer orden para la nación dominicana, como es la erradicación de la pobreza.

El beneficio de asignar las responsabilidades al sector privado reside fundamentalmente en beneficiarse del estímulo a la eficiencia económica que se deriva de la competencia entre agentes privados por captar clientes, y desvincular el riesgo y la carga de las inversiones de las finanzas públicas, traspasándolo en gran medida al inversionista privado, como es normal en la mayoría de sectores de la economía dominicana. El sector público puede aportar recursos por decisión administrativa, pero éstos tienen un costo social de oportunidad, ya que quizás podrían ser mejor utilizados para otros tipos de gastos públicos o por el sector privado mediante una reducción en la presión fiscal.

Las políticas energéticas constitutivas del PEN son presentadas a continuación en el siguiente orden:

- Políticas del Subsector Eléctrico
- Políticas del Subsector de Hidrocarburos
- Fomento a las Fuentes Alternas.
- Gestión Eficiente de la Demanda y Uso Racional de Energía

7.2. Políticas de Subsector Eléctrico³⁴

El objetivo fundamental de la reforma del subsector eléctrico es la corrección de los graves problemas que ha venido experimentando en los últimos años, y que la primera ola de reformas iniciada en el año 1999 no pudo resolver, tal como se describió en el diagnóstico (ver capítulo II).

Los problemas del sector se centran en las dificultades para conseguir su equilibrio financiero, debido a la desconexión entre tarifas y costos y a los bajos índices de cobranza, altas pérdidas no técnicas, problemas financieros del Estado, alto costo de la

³⁴ Tres fuentes, entre otras, han sido tomadas en cuenta para la definición de estas políticas:

- a) Carlos Rufin, Babson College, Antonio Almonte, Comisión Nacional de Energía (CNE), **PROPUESTA DE REFORMA DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO**, Santo domingo, República Dominicana, Mayo 2004.
- b) Manuel I. Dussan, **REPÚBLICA DOMINICANA - DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO Y ELEMENTOS PARA UNA ESTRATEGIA DEL BID**, 7 de mayo de 2003.
- c) Advanced Engineering Associates International (AEI): República Dominicana - Análisis de la Sostenibilidad del Sector Eléctrico, Febrero 2003.

generación de energía eléctrica, agravados por la devaluación de la moneda nacional y el alza de los precios del petróleo.

Se propone un nuevo conjunto de reformas orientado a conseguir la sostenibilidad financiera, social y medioambiental del sector eléctrico a fin de que el mismo sea un motor de la economía dominicana, que permita su crecimiento y ayude a satisfacer las necesidades de la población en materia energética.

Estas reformas no significarán cambios radicales en la estructura y organización del sistema eléctrico, sino la introducción de algunos correctivos a fines de lograr la estabilidad, transparencia y eficiencia que requiere el sistema.

Estas propuestas deben servir de base para la elaboración de propuestas legislativas y de políticas gubernamentales de corto, mediano y largo plazo para su puesta en marcha durante el nuevo mandato presidencial que se inicia a partir del próximo 16 de agosto.

En resumen, las propuestas subsiguientes se proponen cumplir los siguientes objetivos:

- (i) Garantizar el servicio y la cobertura con la calidad adecuada y reducción de costos.
- (ii) Recuperar y fortalecer el rol del Estado como ente regulador y formulador de políticas en el sector eléctrico, al tiempo que se reduce y limita su participación empresarial.
- (iii) Crear las condiciones de tarifas, subsidios, reducción de pérdidas, eficiencia en el cobro y comercialización de las distribuidoras entre otras acciones para mejorar la situación financiera del sector.
- (iv) Fortalecer técnica e institucionalmente a la Comisión Nacional de Energía como instancia principal del Estado para la formulación de planes, políticas y otras iniciativas en el sector.
- (v) Fortalecer el proceso regulatorio así como la capacidad técnica e independencia y autonomía de la Superintendencia de Electricidad.

7.2.1. Expansión Adecuada de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución

El mantenimiento del servicio y la cobertura se facilita con el diseño y monitoreo continuo de un Plan Indicativo de Expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Los planes de expansión de largo plazo establecidos no son camisas de fuerza que deben ser ejecutados inexorablemente, sino son solo indicativos. Debido a la dinámica del sector eléctrico, indican la conveniencia para las nuevas inversiones y dan pautas para que los agentes del mercado interesados tomen sus respectivas decisiones.

La complejidad del sector, agravado con la situación macroeconómica actual, puede dificultar el inicio a este plan, dando lugar a atrasos en el calendario de inversiones propuesto. Sin embargo, como perspectiva de mediano y largo plazo marca las pautas para la expansión.

El Plan de Expansión de Generación es una aproximación robusta de mínimo costo y, en consecuencia, tiene como efecto de mediano y largo plazo disminuir el costo de generación y facilitar el saneamiento financiero del subsector.

El Plan de Expansión de Mínimo Costo tiene las siguientes características:

- Del equipamiento nuevo incorporado en el plan, el 56% corresponde a centrales a carbón mineral, el 43% a centrales de ciclo combinado y el 1% a plantas a bunker, actualmente en proceso de instalación.
- Del equipamiento del carbón mineral el 41% se ejecutará en el período 2004-2010; el 19% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2016-2020.
- Del equipamiento de plantas a ciclo combinado el 20% se hace en el período 2004-2010; el 40% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2016-2020.
- La única central de vapor a bunker C concluirá en el año 2005, debido a que se encuentra en etapa de construcción.
- En el resumen el 33% se instala hasta el 2010; el 28% durante el quinquenio 2011-2015 y el 39% en el período 2016-2020.

Como se puede ver, la solución óptima es una combinación de plantas de carbón y plantas de ciclo combinado de gas natural.

El Plan de Expansión de Transmisión consta de las obras en ejecución o en alguna fase de contratación (años 2004 y 2005) y aquellos proyectos futuros que requiere el sistema de transmisión, de acuerdo al Plan de Expansión de Generación, los cuales se describen en el Capítulo 6.

El Plan Indicativo de Distribución parte de las proyecciones de crecimiento del número de viviendas con servicio eléctrico. En el capítulo 6 se estiman las inversiones requeridas para desarrollar un plan adecuado. Si se rehabilitan los sistemas de distribución, incluyendo nuevas líneas de media tensión, transformadores MT-BT, líneas de baja tensión, acometidas y bases de contadores, con el fin de reducir las pérdidas, los estimados indican que en promedio habría que hacer inversiones del orden de US\$110 por usuario. En valor presente, la inversión total en distribución durante el período 2005-2015 ascendería a US\$ 93,4 millones (dólares de 2004).

7.2.2. Iniciativas sobre las Empresas donde el Estado participa

7.2.2.1. Contratación de la administración de EDENORTE y EDESUR

Con el propósito de que las necesidades de corto plazo no sean obstáculo para el cumplimiento de los objetivos de mediano y largo plazo; y especialmente a fines de garantizar que el Estado no sea simultáneamente *juez y parte* en el sector eléctrico, en tanto que regulador y prestador de servicio; y con el fin de incrementar la eficiencia y transparencia en la regulación y la gestión del sector, se recomienda llevar a cabo una licitación internacional para adjudicar la administración, con base en contratos, de EDENORTE y EDESUR a sendas empresas privadas especializadas en gerencia de empresas de servicios públicos.

Las condiciones de responsabilidades y beneficios de las empresas gestoras, así como la duración de la administración contractual de las empresas, se establecerían en dichos contratos. La contratación de la administración de estas empresas tendrá el beneficio adicional de desligar el endeudamiento de estas empresas de la deuda pública dominicana, a efectos de las limitaciones acordadas con el FMI, con lo que las instituciones multilaterales podrán incrementar sus préstamos a estas empresas en caso necesario. Los administradores contratados se centrarán en el saneamiento financiero de estas empresas, especialmente la reducción de pérdidas e incobrables, para posibilitar su posterior venta al sector privado.

7.2.2.2. Venta en el largo plazo de las propiedades del Estado

En términos inmediatos o de corto plazo no se recomienda la venta de las propiedades del Estado en el sector eléctrico. No obstante, en el largo plazo el Estado debería limitar su participación empresarial en el sector a la propiedad y gestión del sistema de transmisión y las empresas hidroeléctricas.

En ese sentido se recomienda que una vez lograda la estabilidad macroeconómica y el equilibrio financiero del sector eléctrico, el Estado debiera vender, en un proceso de licitación pública internacional competitiva y transparente, las empresas EDENORTE y EDESUR así como sus acciones en EGE-HAINA, EGE- ITABO y EDE-ESTE.

Para estos fines probablemente será necesario modificar con antelación el texto de la Ley de Reforma de la Empresa Pública.

7.2.3. Mantenimiento de la Separación Vertical y Horizontal del Sector.

Asegurar en el tiempo la necesaria segmentación del sector eléctrico, restringiendo la integración vertical.

La estructura vertical del sector eléctrico debe estar en función del tamaño del sistema, aportando los beneficios de la competencia en los segmentos competitivos, como la

generación. El sector eléctrico dominicano posee una demanda y una capacidad instalada de generación que sin duda superan los niveles necesarios para la competencia, que actualmente se sitúan por debajo de los 500 MW.

La experiencia internacional avala el modelo de separación vertical. Las reformas exitosas del sector eléctrico en América Latina, como la de Chile, Perú, Bolivia, y un número creciente de países centroamericanos, han incluido la separación vertical. Así ha sido también en el Reino Unido, en Europa Continental, y en Estados Norteamericanos como Massachussets.

Por otro lado en estos momentos existen 14 empresas de generación de electricidad en la Republica Dominicana, las cuales tienen muy distintas, y en algunos casos, complicada composición societaria y de financiamiento. En el caso de que se decida reintegrar todas esas empresas en tres o cuatro corporaciones se tendrá entonces que desarrollar un complicado proceso de negociación ínter empresarial con el alto riesgo de que algunas o varias de ellas queden fuera de toda relación de propiedad con las distribuidoras. En ese caso esas empresas, con grandes inversiones de capitales correrían con los conocidos costos hundidos que típicamente les son luego reclamados al Estado como pago de compensación por haber sido este el responsable de introducir cambios en las reglas de juego del mercado con base a las cuales se realizaron las inversiones iniciales.

Se trata, en resumen, de una arriesgada movida que podría complicar mucho más el sector eléctrico y potenciar los ya graves conflictos existentes entre el Estado y las empresas privadas del sector.

Por último, cabe añadir que la reintegración vertical del sector eléctrico difícilmente resolvería la crisis actual por sí misma. Como se ha dicho, los problemas del sector se centran en las dificultades para conseguir su equilibrio financiero.

7.2.4. Conclusión del proceso de formación de la Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHID) y de la Empresa de Transmisión de electricidad (ETED) como empresas independientes

La propiedad estatal no debe ser obstáculo para el buen funcionamiento del sector. Con el fin de evitar al máximo posibles conflictos de intereses en la actuación del Estado, que también es regulador del sector, *la transmisión y las centrales hidroeléctricas deben ser gestionadas con criterios de independencia de intereses políticos y de eficiencia.*

La empresa de transmisión debe estar con exclusividad dedicada a facilitar el transporte de energía eléctrica de un punto a otro del territorio dominicano al menor costo de largo plazo. La empresa hidroeléctrica debe estar exclusivamente dedicada a producir energía hidroeléctrica al menor costo posible de largo plazo, teniendo en cuenta los múltiples usos del agua y consideraciones ambientales y sociales, como la regulación de los caudales aguas abajo de las represas para evitar inundaciones.

7.2.5. Renegociación de Contratos

Se deberá analizar el impacto que tienen los contratos entre la CDEEE y los IPPs sobre las finanzas públicas y las tarifas que se aplican a los clientes regulados. Por ejemplo, algunos contratos podrían tener cláusulas de indexación de precios que no guardan relación alguna con la estructura de costos involucrados en la construcción y operación de las plantas que hacen parte del contrato.

El objetivo de estas evaluaciones es cerciorarse de que dichos contratos sean satisfactorios, es decir comprobar su legitimidad, que no sean lesivos para las partes y de esta manera, despejar cualquier duda que sobre los mismos se tenga, y si fuere necesaria cualquier renegociación, que esta se haga con la mayor transparencia posible, para que los usuarios del servicio eléctrico tengan la percepción de que les están cobrando una tarifa justa.

En la medida en que estos contratos disminuyan el nivel de competencia en el mercado mayorista, o afecten el funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto, por ejemplo, en lo que respecta a la oferta y precio de servicios auxiliares, sería deseable corregir los elementos distorsionantes que formen parte de estos contratos. De esta manera, los beneficios que implican la competencia podrían ser llevados más fácilmente a los participantes del mercado eléctrico, los que al internalizarlos influirían en la toma de decisiones de inversión, la compra - venta de energía y demás transacciones relacionadas con el mercado eléctrico.

Debe tomarse en cuenta el posible impacto que sobre la deuda del sector público, pueda tener cualquier renegociación de contratos que implique el incremento del endeudamiento del sector eléctrico.

La CNE, con asistencia de especialistas en el manejo y negociación de contratos, deberá realizar las evaluaciones de los contratos vigentes. Ese estudio deberá concluir con la elaboración de un *protocolo de negociación* de los referidos contratos.

7.2.6. Sostenibilidad financiera

7.2.6.1. Reducir el costo de generación

El alto costo de de generación es un problema de primer orden para garantizar la sostenibilidad financiera de largo plazo. El costo principal del suministro de electricidad en el país es, sin duda alguna, el del combustible, que debe ser importado en su totalidad y que cubre la inmensa parte de las necesidades, dado el escaso aporte actual de la generación hidroeléctrica y las fuentes renovables. El costo del combustible es insoslayable, puesto hay que pagarlo a los productores internacionales de petróleo, que están fuera de control del Estado dominicano. Debe reducirse el costo de los combustibles, disminuyendo el peso de los derivados de petróleo, especialmente el del diesel (ver Plan de Expansión, numeral 7.2.1). El equipamiento futuro debe ser una

combinación de centrales a carbón mineral y centrales de ciclo combinado de gas natural. Excepto por plantas actualmente en proceso de instalación, el bunker no es una opción conveniente.

Es conveniente para República Dominicana mantener una diversificación adecuada de combustibles para generación eléctrica, teniendo en cuenta que las tecnologías de ciclo combinado con gas natural son más económicas, pero con mucha volatilidad en el precio del combustible, en tanto que el carbón garantiza mayor estabilidad de precios en el largo plazo pero con inversiones mayores y largos períodos de construcción.

La utilización de nuevos recursos renovables no convencionales como el eólico, la biomasa y cogeneración con bagazo de caña de azúcar es una oportunidad impostergable. El PEN plantea que su potencial sea concretado en proyectos que permitan reducir el costo marginal de generación, lo cual es una característica de las energías renovables.

7.2.6.2. Aumento del índice de cobranza

La sostenibilidad financiera del sector eléctrico pasa necesariamente por conseguir un mayor equilibrio entre ingresos y costos del servicio eléctrico. Entre los principales causantes del actual desequilibrio, acentuado tras los últimos aumentos tarifarios, se encuentran los altos niveles de pérdidas y cuentas incobrables de las distribuidoras. Se necesitan urgentes inversiones para poner nuevos medidores, proteger a todos los medidores de posibles fraudes, eficientizar los sistemas de cobro, y mejorar la información sobre pérdidas y cobros.

Es fundamental que estos esfuerzos vayan acompañados de una campaña educativa para que la población entienda por qué son necesarios. El gobierno, a través de la CNE, debe iniciar una campaña nacional de educación y concienciación de la población para incentivar el pago y regularización del consumo de electricidad. Este plan de educación debe ser coordinado con acciones de las empresas distribuidoras que refuercen el mensaje de la necesidad de pago del consumo de electricidad, tales como las siguientes:

- Iniciar un programa de capacitación de jueces y funcionarios del sector judicial sobre los aspectos legales relativos al servicio eléctrico;
- Aumento del índice de cobranza en el corto plazo;
- Elaboración y puesta en marcha de un plan de concienciación ciudadana sobre la necesidad de pagar la factura eléctrica y regularizar su conexión al sistema. Este plan debe contar con la aprobación del liderazgo político, comunitario y de la sociedad civil, para crear un adecuado clima social que sirva de base para las medidas de regularización de las conexiones y el pago del servicio eléctrico.

7.2.6.3. Aplicación de la Tarifa Técnica

A pesar de las recientes alzas tarifarias, resultan necesarios nuevos cambios en la tarifa. Además de las nuevas subidas, resulta conveniente transparentar al máximo los costos del sector en la factura, según se pretende con la tarifa técnica, con el fin de que los consumidores puedan ver más claramente en qué se gastan sus pagos y de esa forma educarlos sobre las necesidades del sector.

Concretamente, se subraya la necesidad de señalar claramente los costos de generación y de distribución y de dar publicidad a las compras de energía de las distribuidoras. Con ello se pretende también que los consumidores puedan ver claramente en qué zonas hay fuertes volúmenes de energía suministrada pero no facturada, y así crear mayor presión social para que todos los consumidores asuman una responsabilidad de pago acorde con sus posibilidades. Se debe establecer un plan de transición del actual esquema tarifario para la distribución a la tarifa técnica prevista por la Ley. Como parte de este proceso de transición, el índice de cobranza reconocido en la fórmula de cálculo de la tarifa de distribución deberá ascender a niveles razonables para el contexto dominicano.

7.2.6.4. Diseño y aplicación de un nuevo esquema de subsidios

Cualquier esquema de subsidio al servicio eléctrico que se ponga en práctica para las familias de bajos ingresos, debe ser sostenido de forma solidaria por la sociedad dominicana, o ser un subsidio interno (cruzado) al sector eléctrico, por el resto de consumidores de electricidad. Los grandes consumidores, en este último caso, no deben poder sustraerse al cargo aplicable para mantener el subsidio.

Se recomienda que el gobierno, a través de la CNE y con la asistencia de expertos internacionales, diseñe y presente un plan completo de subsidio para el sector eléctrico cuya implementación garantice una correcta focalización, viabilidad y aplicabilidad técnica, la reducción gradual del compromiso financiero del Estado, y que aborde no sólo la problemática del consumo de electricidad entre los residentes de las zonas urbanas del país, sino también el acceso a la energía eléctrica por parte de los pobladores de las zonas rurales y semiurbanas.

En todo caso, el tema de los subsidios trasciende al sector eléctrico y debe enmarcarse también en la estrategia de reducción de la pobreza (ERP) y la gobernabilidad.

7.2.7. Formación de empresas comunitarias para la distribución y comercialización de electricidad (FERUM)

Se recomienda que el Gobierno otorgue facilidades e incentivos para el desarrollo de empresas comunitarias con participación y gestión de representantes de los consumidores locales y líderes comunitarios para la distribución y comercialización de electricidad a nivel de ciertas zonas rurales y de algunas poblaciones urbano-marginales.

Para estos fines se puede aprovechar la experiencia acumulada por la CDEEE a través de su extenso programa de electrificación rural y algunos proyectos de cooperativas de electricidad que viene desarrollando con la cooperación de la National Rural Electrical Cooperative Association (NRECA) de los Estados Unidos.

Se sugiere que para garantizar la eficiencia y adecuada transparencia en su gestión y desarrollo, el Gobierno facilite la creación de una Fundación de Empresas Eléctricas Rurales y Urbano Marginales (FERUM) como organización sin fines de lucro con una dirección y participación de representantes del sector privado y público.

Se recomienda que el Estado aporte parte de los activos y otras ayudas materiales e institucionales para la fase de inicio e implantación de dicha Fundación.

7.2.8. Aspectos Regulatorios e Institucionales

7.2.8.1. Formación de los recursos humanos requeridos para fortalecer la regulación

La regulación del sector eléctrico es un tema de fuerte complejidad en sus aspectos tecnológicos, económicos, y jurídicos. Además de personal con buenos conocimientos de los procesos mecánicos y térmicos de generación de electricidad, y del funcionamiento de redes eléctricas, son necesarios expertos en la defensa de la competencia y en planificación, además de juristas familiarizados con los procesos regulatorios, que tienen escasa tradición fuera de Norteamérica. Por ello es urgente destinar parte de la inversión en el sector a la formación del personal de la SIE y el OC en estos temas.

Las necesidades de formación, no se limitan al personal de estos organismos. Una formación más rigurosa de los recursos humanos con responsabilidades técnicas y administrativas en las empresas del sector eléctrico, puede redundar en procesos regulatorios menos contenciosos, una mejor calidad de la información sobre el sector en los medios de comunicación, y la posibilidad de que los participantes aporten mejor información y mejores propuestas a las instituciones del sector.

En consecuencia, se recomienda no sólo invertir en la formación de las personas, sino en crear centros de formación en las instituciones universitarias del país. Además, la similitud de muchos procesos de regulación en diferentes sectores o actividades crea economías de escala, por lo que estos centros de formación pueden tener un impacto positivo no sólo en electricidad, sino también en medio ambiente, agua y saneamiento, telecomunicaciones, etc.

7.2.8.2. Fortalecimiento del la Superintendencia y el proceso de regulación

Uno de los problemas fundamentales que ha enfrentado el sector eléctrico en estos años ha sido la debilidad institucional que ha dificultado la aplicación de la ley y su aceptación por parte de la sociedad dominicana. Con el fin de dar mayor solidez a las instituciones

del sector, éstas deben funcionar con un fuerte grado de transparencia. La transparencia puede ayudar a educar al público, evitar la aplicación arbitraria de la ley, y especialmente evitar la impresión de que la ley se aplica arbitrariamente o no se aplica. La difusión por Internet de los datos disponibles por parte de la SIE, CNE, y OC, por ejemplo en cuanto a demanda de electricidad, oferta disponible, precios del combustible, niveles de pérdidas y cobros, etc., puede ser un instrumento fundamental para incrementar la transparencia del sector.

La SIE debe elaborar un procedimiento de trabajo que contemple la obligación de celebrar audiencias públicas con anterioridad a la toma de cualquier decisión dentro de las atribuciones que la ley y el reglamento otorgan a la SIE. Este procedimiento deberá especificar asimismo las condiciones de celebración de las audiencias públicas, que deben incluir la posibilidad de participación de cualquier parte afectada por la decisión bajo consideración de la SIE; el debido preaviso de la celebración de la audiencia en medios de información de alcance nacional; y la difusión del contenido y resultados de la reunión en la página de Internet de la SIE.

La SIE deberá estudiar también el desarrollo de mecanismos de participación de los grupos que, por sus características propias, tales como la carencia de recursos económicos, puedan verse limitados para participar en las audiencias públicas.

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad debe ser modificado con el fin de que las resoluciones de la SIE contengan, además de la decisión propiamente dicha: una exposición detallada de los motivos que hacen necesaria la toma de una decisión por parte de la SIE; una exposición resumida de los puntos de vista vertidos oralmente o por escrito en las audiencias públicas previas a la toma de la decisión, así como la valoración por parte del Consejo de la SIE de tales opiniones; y una explicación de la decisión tomada, así como la opinión de cualquier miembro del Consejo que estuviere en desacuerdo con la decisión de la mayoría.

7.2.8.3. Celebración pública de las reuniones entre la SIE y los agentes del sector

Con el mismo fin del apartado anterior, de reforzar la transparencia del proceso regulatorio, y evitar el comprometer a la entidad regulatoria ante los afectados por este proceso, el Consejo de la SIE, así como cualquiera de sus funcionarios, debe tener prohibido participar en negociaciones privadas con el Estado o con cualesquiera de las empresas del sector sobre temas que afecten a las funciones regulatorias que marcan la ley y el reglamento. Cualquier reunión concerniente a estas funciones siga el formato de audiencia pública, con arreglo a las condiciones descritas en el apartado previo.

7.2.8.4. Fortalecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE)

La CNE debe asumir con efectividad las responsabilidades que le consigna la Ley General de Electricidad (Ley 125-01), las cuales tienen que ver con la elaboración y coordinación de la normativa legal y reglamentaria; adopción de políticas y normas; y elaboración de planes indicativos para el buen funcionamiento del sector energía, y

proponerlos al Poder Ejecutivo, además de asesorar a esta instancia en todo lo relativo al desarrollo del sector, para lo cual se requiere el fortalecimiento de la institución

7.2.9. Medidas de Corto Plazo.

7.2.9.1. Inyección de capital.

La recapitalización del sector es un requisito indispensable para la continuidad del servicio.

La crisis de los últimos doce meses ha producido una fuerte descapitalización del sector debido a la insuficiencia de los ingresos captados por las empresas para hacer frente a gastos corrientes y nuevas inversiones.

El sector ha acumulado fuertes deudas con vencimiento a corto plazo para paliar la insuficiencia de recursos propios. Estos balances deben ser liquidados o convertidos en endeudamiento de largo plazo para dotar al sector de capacidad financiera para seguir operando y realizar las inversiones necesarias que se prevén significativas, con el fin de reducir pérdidas e incobrables, las cuales exigen mayores recursos humanos y equipamientos como medidores y redes de distribución, así como mejora en la red de transmisión.

Como posibles fuentes de capital se recomienda:

- Gestionar financiamiento a largo plazo con algunos de los organismos multilaterales de financiamiento con base a un acuerdo o concertación entre todos los agentes del sector para aplicar un plan de reformas como el propuesto en este documento.
- Ofrecer las acciones del Estado en EGE Haina y EGE Itabo como garantías a posibles acreedores.
- Que con base a un acuerdo de consenso nacional el gobierno dominicano solicite al FMI cierta flexibilidad para gestionar el financiamiento necesario para implementar estos acuerdos de reforma y recuperación en el corto plazo del sector eléctrico.

7.2.9.2. Saneamiento Financiero

Estos problemas están asociados con las secuelas que dejó el manejo de la crisis de los últimos años para enfrentar el aumento de precios de los combustibles, en particular el impacto del subsidio generalizado establecido por el Gobierno y la mora en el pago de las obligaciones por suministro de energía y de las compensaciones a las empresas por el subsidio tarifario.

Conciliación y pago cuentas pendientes. La aplicación del subsidio generalizado y del esquema de compensaciones a distribuidoras y generadores por la no aplicación de los factores de indexación de precios resultó en una acumulación de deudas, cruce de cuentas entre las empresas y CDEEE, y firma de acuerdos de pago entre empresas que han llevado a una situación en que es difícil determinar con claridad el estado de las obligaciones mutuas. Es necesario conciliar estas cuentas, determinar las obligaciones a cargo de las partes, cancelar cuentas y negociar nuevos acuerdos de pago para las cuentas en mora.

Transparencia en las transacciones entre empresas y entre gobierno y empresas. La renegociación de los PPAs, la ejecución del PRA y el manejo de la mora en el pago de electricidad del sector gobierno han llevado a implantar un esquema de “subsídios” cruzados y transacciones poco transparentes entre empresas como mecanismo de compensación. Se recomienda eliminar este tipo de transacciones. Como ejemplo de lo que hay que hacer, el Gobierno recientemente eliminó la práctica de utilizar a CDEEE como intermediario para el pago a las distribuidoras de las facturas por suministro de electricidad al sector gobierno, que consistía en que las distribuidoras descontaban estas facturas del pago a CDEEE por compra de energía en bloque. Se estableció que las instituciones de Gobierno deben tener su presupuesto, ser responsables por su pago y que el servicio se corta si no se paga.

CDEEE ha acordado compensar el pago del peaje de transmisión a algunos generadores como parte de la renegociación de los contratos. Se recomienda que se cuantifique el valor presente de estos beneficios y se incorpore en un acuerdo de pago con el generador privado para que ETED pueda aplicar las reglas sobre peaje en forma uniforme a todas las empresas.

El subsidio del Gobierno al programa PRA se otorga parcialmente por medio de “Acuerdos de Suministro de Energía a Barrios Marginados” entre CDEEE y las empresas distribuidoras, en que CDEEE vende energía hidroeléctrica a precios subsidiados. Esta práctica se podría aceptar como una solución transitoria debido a la dificultad de financiar este subsidio con recursos del presupuesto, pero es inconveniente mantenerla en forma permanente pues crea el precedente de precios diferenciados de suministro dependiendo del destino de la energía (discriminación de precios) y dificulta la operación comercial de EGEHID. Los subsidios a los consumidores deben ser explícitos y focalizados hacia los consumidores de bajos ingresos en barrios marginados.

Finalizar renegociación PPAs con IPPs. CDEEE ha llegado a acuerdos o está finalizando los detalles de los acuerdos con todos los generadores privados, excepto Cogentrix. En principio, es del interés de las partes buscar una solución en todos los casos.

Recuperación financiera de las distribuidoras y normalización de la cadena de pago. Con los niveles actuales de pérdidas de distribución y de recaudo no es viable el negocio de distribución ni el funcionamiento del mercado mayorista que depende de pagos oportunos de las distribuidoras. Por otra parte, no es viable ni recomendable compensar a

las distribuidoras por esas pérdidas y trasladar al usuario los costos adicionales. Es necesario, por lo tanto, mejorar sustancialmente la gestión comercial de las distribuidoras.

Los elementos críticos para normalizar la cadena de pago son:

- a) Completar la capitalización de EDENORTE y EDEESTE, que tienen una situación financiera débil, así como revisar el plan de negocios propuesto para verificar que sea un instrumento bien diseñado para asegurar su recuperación financiera. En paralelo, completar la evaluación de las operaciones de EDENORTE y EDESUR para aclarar las dudas que existen sobre su manejo y fortalecer la administración de estas empresas.
- b) Apoyo político y financiero al PRA y PAEF para aumentar su cobertura y establecer mecanismos para monitorear sus resultados.
- c) Compromiso de pago oportuno de los consumos de electricidad del sector Gobierno.
- d) Diseñar un programa de mejoras en la calidad del servicio para que las campañas de recuperación de pérdidas y combate del fraude sean efectivas (¿porqué hay que pagar por un servicio malo y caro?).
- e) Establecer para el cálculo de la tarifa al usuario final en el nuevo pliego tarifario un ajuste gradual de las pérdidas permitidas de los niveles actuales a las metas de eficiencia, de tal forma que las distribuidoras tengan un respiro financiero en los primeros años pero también tengan incentivos para cumplir las metas de eficiencia.
- f) Éxito del esquema del Fondo de Compensación para no volver a reincidir en la aplicación de subsidios generalizados.

El taller sobre el sector eléctrico llevado a cabo los días 29 y 30 de abril de 2004 en Santo Domingo, recomienda las siguientes actividades para ser realizadas en el corto plazo (Cuadro 7.1).

Cuadro N° 7.1
Resumen de Propuestas de Acciones de Corto Plazo para la Reforma del Sector
Eléctrico Dominicano
Acordadas en Reuniones Celebradas los Días 29 y 30 de Abril de 2004

Propuestas	Objetivos	Acciones
1. Contratación de administración privada para EDENORTE y EDESUR	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Introducir eficiencia y transparencia en la gestión de las distribuidoras. ▪ Facilitar la función reguladora del Estado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preparar términos de referencia. ▪ Convocar licitación internacional. ▪ Evaluar ofertas. ▪ Adjudicar administración al mejor oferente.
2. Venta de la participación accionaria del Estado en EGE Haina y EGE Itabo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Captación de capitales frescos. ▪ Reducir el papel del Estado en el mercado de electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valuar los activos de las empresas cuyas acciones serán transadas. ▪ Abrir la licitación ▪ Elaborar contrato de compra venta.
3. Finalización del proceso de constitución de las empresas EGEHID y ETED	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 125-01, Art. 138, Párrafo I. ▪ Introducir transparencia y eficiencia en el mercado eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instruir a la CDEEE para que complete el proceso de separación financiera, administrativa y legal de la CDEEE.
4. Venta de la participación accionaria del Estado en EDEESTE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Captación de capitales frescos. ▪ Reducir el papel del Estado en el mercado de electricidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valuar los activos de las empresas cuyas acciones serán transadas. ▪ Abrir la licitación para la venta. ▪ Elaborar contrato de compra venta.
5. Aumento del índice de cobranza de las distribuidoras.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducir el déficit financiero del subsector eléctrico. ▪ Lograr la sostenibilidad financiera de las empresas del subsector eléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elaborar plan de cobranza
6. Implementación de la tarifa técnica.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hacer que la tarifa refleje los costos del servicio de electricidad. ▪ Lograr el equilibrio financiero del subsector. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Emitir resolución de la SIE
7. Rediseño del esquema de subsidios.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Focalizar los subsidios en los sectores de la población de menores ingresos. ▪ Hacer sostenible la carga financiera del Estado. ▪ Impulsar el uso racional de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La CNE solicitará asistencia técnica del BM, USAID y BID. ▪ Elaborar propuestas con el nuevo esquema de subsidio.
8. Reestructuración del Programa de Reducción de Apagones (PRA).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentar la cantidad de energía servida a los pobres. ▪ Reducir las pérdidas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La SIE y la CNE elaborarán un estudio sobre el particular.

9. Renegociación de contratos.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transparentar los costos de generación. ▪ Reducir los costos de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La CNE solicitará asistencia técnica para evaluar contratos vigentes. ▪ Se elaborarán términos de referencia de negociación. ▪ Se diseñará un protocolo de negociación. ▪ Se renegociarán los contratos que se ameriten, de acuerdo a la evaluación.
10. Mantenimiento y profundización de la desintegración vertical	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lograr la competencia en la generación y comercialización de electricidad. ▪ Aumentar la eficiencia del mercado eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Continuar con las discusiones para buscar consenso.
11. Formación del FERUM	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incorporar a usuarios del servicio de electricidad en la distribución y comercialización. ▪ Mejorar la calidad del servicio eléctrico en zonas urbano marginal y rural. ▪ Mejorar los índices de cobranza en las zonas urbano marginales y urbanas. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elaborar términos de referencia. ▪ Firmar convenio de asistencia técnica con NRCA. ▪ Presentar proyecto FERUM al Poder Ejecutivo.
12. Fortalecimiento de la SIE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejorar la institucionalidad regulatoria. ▪ Lograr el reconocimiento de la autoridad de la SIE por parte de todos los agentes del sector 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentación de plan de fortalecimiento de la SIE
13. Fortalecimiento de la CNE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lograr que la CNE le sea reconocida su ámbito de competencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presentación de plan y fortalecimiento de la CNE
14. Reglamentación del alumbrado público		
15. Inyección de capitales al subsector eléctrico.		

7.3. Políticas de Subsector de Hidrocarburos

Las políticas de este subsector se refieren al ordenamiento de las actividades de exploración de hidrocarburos, distribución, comercialización, transporte y manejo de las facilidades de combustibles, así como la reingeniería para la incorporación dentro del Estado de una institución que regule al sector, que instrumente y fortalezca una política Estatal, teniendo como principal objetivo el ordenamiento del negocio de crudos y sus derivados, gas natural y carbón en todas sus fases.

7.3.1. Exploración petrolera

- Diseñar un **Plan Exploratorio y de Promoción**, partiendo de una evaluación sobre la situación actual de exploración, para desarrollar estudios basados en tecnologías de punta: geofísicos, geoquímicos y geológicos, a fin de identificar áreas promisorias donde se ubiquen pozos exploratorios e instrumentar mecanismos de asociación estratégica. Este esfuerzo deberá producir un mapa geológico petrolero del país, identificando las áreas más prospectivas que puedan ofrecerse a inversionistas. De esta forma, el **Plan Exploratorio y de Promoción** deberá incluir una estrategia y un programa de promoción.
- Revisión de los contratos de exploración a fin de recuperar áreas e identificar nuevas áreas submarinas que se puedan ofertar dentro del **Plan Exploratorio y de Promoción** a empresas de petróleo o gas natural interesadas en la exploración de los mismos.
- Establecer el marco legal, contractual y tributario para la exploración de hidrocarburos. Establecer los incentivos legales y fiscales adecuados que den soporte a un ambiente más atractivo para los inversionistas interesados en los proyectos de exploración de hidrocarburos.
- Crear un organismo regulador de alto nivel que fortalezca y supervise desde el punto de vista técnico e institucional, las actividades de exploración, capacitar el personal técnico nativo para proporcionar seguimiento necesario de estas actividades.

7.3.2. Refinación

- Contratar una asesoría con una empresa de prestigio en el área de refinación que contraste los costos de producción/ampliación de la refinería, frente a los costos de importación de combustibles que abastecen el mercado. En este sentido se determinaría si es conveniente económicamente refinar en el país o importar los derivados de petróleo, o en su defecto mantener el procedimiento mixto que actualmente existe para satisfacer la demanda del mercado interno.
- Crear las condiciones para estimular la inversión que permitan la construcción de nuevas refinерías de alta conversión, que compitan con la ya existente, tanto para

abastecer el mercado nacional como el internacional. La política de promoción de inversión en refinación deberá orientarse por cuatro lineamientos:

- Producción de derivados de alto valor y reducción de la producción de residuos (fuel oil). Los productos para exportación deberán cumplir con los requerimientos ambientales y de calidad, en particular, los concernientes a contenido de azufre y octanaje de la gasolina.
- Producción de excedentes de exportación de alto valor para el mercado del Caribe y la USGC.
- El diseño de las refinerías deberá tener en cuenta el programa de etanol. El etanol, por efecto de la dilución disminuye el contenido de azufre, aumenta el octanaje y oxigena la gasolina. De esta forma el consumo interno del referido combustible se vería beneficiado con la mezcla con etanol.
- Producción de coque para la industria cementera.

7.3.3. Comercialización:

- Control de calidad de acuerdo a estándares internacionales de los combustibles y otros energéticos importados en el país por el organismo estatal. Se plantea la habilitación técnica del Instituto Dominicano de Tecnología (INDOTEC) para que pueda servir de laboratorio técnico que ejecute e interprete estas pruebas.
- Reglamentar las prácticas oligopólicas de las grandes empresas distribuidoras, amparando la igual distribución de los combustibles entre estas empresas mayoristas y los detallistas independientes. Generar los mecanismos para incentivar la competencia en toda la cadena. En particular, se promoverá el incremento del número de importadores y mayoristas mediante el desarrollo de capacidad de almacenamiento y de facilidades portuarias (ver *almacenador independiente*).
- Revisar los márgenes de intermediación (tanto para combustibles líquidos como para el GLP) para darles consistencia y transparencia dentro de la cadena de comercialización: importador, distribuidor, transporte y detallistas. Revisar los márgenes de ganancias en toda la cadena de comercialización, considerando las reales inversiones involucradas en cada actividad.
- Regular el manejo de los combustibles hacia el medio ambiente. Se requiere implementar conjuntamente con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA), un sistema de gestión ambiental, de seguridad y calidad, que asegure el cumplimiento de esta política y que incluya programas de:

- Prevención de la contaminación.
 - Reducción de riesgos de trabajo y mejora de los ambientes laborales.
 - Aumento de la satisfacción de los clientes.
 - Prevención y respuesta en casos de emergencia
- Estudiar la aplicación los mecanismos de cobertura (Hedging, Swap) como forma de mitigar los precios de los combustibles con la banca internacional.

7.3.4. Transporte:

- Sobre la base del alto consumo de combustibles como gasolinas, diesel y GLP en el transporte, se requiere que la CNE evalúe en conjunto con la Dirección General de Tránsito Terrestre y el Consejo Nacional de Transporte, la situación actual y del parque vehicular en República Dominicana, a fines de optimizar el uso de combustible.
- Regular el transporte de combustibles por barcazas. Evaluar el impacto ambiental de este tipo de transporte por ríos y aguas marinas nacionales.
- Diseñar y regular las normas de seguridad y de impacto al medio ambiente en relación con el transporte de combustibles. En particular, reglamentar el procedimiento de llenado y abastecimiento de las estaciones de expendio y almacenes detallistas de combustibles, de acuerdo a las normas de seguridad internacional.

7.3.5. Almacenamiento

- Distribución regional del almacenamiento de combustibles, especialmente hacia las zonas norte y noreste del país. Las implicaciones estratégicas y de seguridad nacional no permite que se siga estimulando la concentración de almacenamiento de combustibles en el sur del país.
- Se requiere un estudio coordinado por la CNE en conjunto con las Fuerzas Armadas y entes privados del sector, para definir los volúmenes de reservas estratégicas necesarias de los combustibles y para la seguridad de la nación en caso de contingencia. El Estado dominicano debe definir un mecanismo que permita adquirir sus reservas estratégicas de combustibles, amparado por una nueva Ley Marco de Hidrocarburos que sea aplicada de forma estricta.
- Solamente debe regularse el inventario de seguridad, puesto que el comercial u operativo depende del comportamiento de la demanda de cada comercializador y los tamaños de los embarques, lo cual es una decisión eminentemente comercial. La exigencia legal se refiere al inventario disponible y no a la capacidad de

almacenamiento, dejando a los agentes del mercado la libertad de construir su propia capacidad o arrendarla a un *almacenador independiente* u otro comercializador.

- Creación del *almacenador independiente* como un nuevo actor que ofrezca capacidad de almacenamiento y facilidades portuarias a los importadores y mayoristas, sin involucrarse en actividades de comercialización. La actividad de almacenamiento debe remunerarse adecuadamente y está orientada a facilitar la aparición de nuevos importadores y mayoristas para incrementar la competencia.

7.3.6. GLP

- El subsidio al GLP debe focalizarse hacia el uso doméstico de los sectores de menores ingresos y eliminar el subsidio generalizado. Revisar la Ley 112-00, de tal forma que se elimine la ambigüedad y la contradicción entre el denominado subsidio directo a los hogares y un subsidio generalizado a todos los sectores (automotor, industrial y servicios).
- El subsidio generalizado al GLP, el cual es un sacrificio fiscal para el Gobierno, debe transformarse en un impuesto al consumo de todos los sectores, de tal forma que el precio sea el mismo para todos los consumidores sin excepción. El impuesto debe ser suficiente para atender el subsidio al programa de gas para el campo (ver abajo) y a los hogares de bajos ingresos, el cual debe darse en la forma de una compensación directa a las familias, lo cual requiere la estratificación de los hogares y el levantamiento de una base de datos de quien debe ser objeto de dicha compensación. Este esquema requerirá del diseño y montaje de un sistema electrónico de pagos mediante tarjetas débito.
- Diseñar un programa de gas para el campo, para mitigar el alto costo del GLP para las familias de muy bajos ingresos en las zonas rurales. El programa debe contemplar la entrega sin costo de una estufa, cilindro y dos recargas iniciales, junto con una compensación permanente a las familias que incentive y facilite su uso. Este programa debe ser prioritario dado el doble impacto social y ambiental de protección de los recursos forestales.
- Para la protección del consumidor doméstico, el sistema actual de precios del GLP en cilindros, basado en una unidad volumétrica (RD\$/Gl), debe cambiarse por uno por peso (RD\$/lb). De esta forma, se establece un valor por cilindro (RD\$/cilindro), para el cual se garantiza un peso determinado del combustible contenido.
- La seguridad en el manejo del GLP se debe reglamentar lo antes posible, ya que las especificaciones y técnicas de seguridad en el transporte y en las instalaciones de distribución y comercialización no cumplen con los patrones internacionales. Muy especialmente, debe reglamentarse el uso vehicular por o precario de las instalaciones y la ausencia de normas y vigilancia: la normatividad debe incluir la reglamentación de *kits*, talleres de conversión y estaciones de llenado.

7.3.7. Gas Natural

- Realizar un estudio detallado del mercado potencial del gas natural para definir la magnitud del negocio en República Dominicana.
- Diseñar un plan detallado de desarrollo de la infraestructura del gas natural y de las inversiones requeridas, junto con los mecanismos de promoción y estímulo al sector privado.
- Definición de un marco regulatorio claro y estimulante para la inversión. Esta propuesta debe de estar contenida en la Ley Marco de Hidrocarburos. La regulación deberá contener la estructura de precios y tarifas de cada uno de los eslabones de la cadena.
- Como aspecto relevante, la regulación garantizará el libre acceso al sistema de gasoductos para todos los usuarios, fijando el Estado, para ese efecto, la correspondiente tarifa de peaje diferencial, según el tipo de usuario, y el reglamento de transporte.
- El Estado supervisará la negociación de los precios de importación del GNL y en los convenios de suministro del combustible.

7.3.8. Combustibles sólidos (Carbón)

- El Estado Dominicano emprenderá una política integral de exploración de posibles yacimientos de carbón, de los cuales se tiene una data de afloramientos a ser ponderados y cuantificados.
- Para el manejo del carbón mineral en usos industriales y en la generación eléctrica, se diseñarán estrictas medidas medio ambientales para su manejo.

7.3.9. Marco Legal e Institucional

- Se propondrá la Ley de Marco Hidrocarburos en corto plazo.
- Creación de un organismo regulador del sector, tanto para hidrocarburos líquidos como gaseosos, para toda la cadena, desde la exploración hasta la comercialización. La creación de este organismo estará contenida en la propuesta de Ley Marco de los Hidrocarburos.
- Diseño de los reglamentos, por parte de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA), que mitiguen los impactos ambientales y los riesgos de seguridad y la salud en los proyectos presentes y futuros que se emprendan y existen en el sector hidrocarburos líquidos y gaseosos, en toda la cadena. Este reglamento debe incluir todas las recomendaciones particulares en

materia de seguridad y protección ambiental planteadas arriba en cada uno de los eslabones de la cadena.

7.4. Fomento a las Fuentes Alternas de Energía

Las Fuentes Alternas deben considerarse, como su nombre lo indica, opciones frente a la energía tradicional y cuya racionalidad se basa en tres criterios: a) desarrollar recursos nacionales, tales como hidroenergía, energía eólica, alcohol y biomasa, para disminuir la dependencia de fuentes importadas; b) por razones de índole ambiental dadas sus características limpias y renovables y c) en muchos casos, son una solución tecnológica y económica en zonas aisladas no vinculadas a las redes de distribución de las energías comerciales. Sin embargo, en general, por los todavía altos costos de inversión de las Fuentes Alternas, respecto a las fuentes convencionales, su desarrollo requiere de incentivos especiales, fuentes de financiación permanentes y, sobre todo, una legislación específica que articule el esfuerzo de todos los agentes que pueden aportar a su desarrollo.

7.4.1. Áreas de trabajo

La política de fuentes alternas se basa en el desarrollo de 6 posibles áreas de trabajo, con impactos significativos:

1. Energía **EOLICA** para electricidad, con una capacidad instalada que se propone llegue al menos a 500 Mw. para el año 2015, a razón de 50 Mw. por año como promedio. Dicha aparición y crecimiento no sería lineal, sino que en los primeros años será menor de 50 Mw y en los últimos años mayor.
2. Bio-combustible **ETANOL**, con una capacidad de sustitución (por mezcla) de la gasolina de un 10% para el año 2012 y mayores porcentajes posteriormente, hasta 25%. Esto es, unos 45 millones de galones de etanol por año y con miras a duplicarse cada lustro siguiente, destinados la mayor parte a exportación (a USA) o a la generación de electricidad y/o de hidrógeno.
3. Energía eléctrica de fuentes biomásicas como **RESIDUOS AGRÍCOLAS Y ANIMALES**, preferiblemente plantas pequeñas de BIOGAS, dispersas para auto-consumo y también conectadas a la RED para vender sus excedentes.

Este renglón debería llegar al menos al orden de los 50 Mw como valor agregado para el año 2015. Si se producen residuos adicionales de la agroindustria del etanol (gasificación de los residuos de vinaza en las destilerías de etanol) esta cifra podría crecer mucho más.

4. Energía eléctrica de fuentes de **residuos y basuras urbanas** que serán finalmente aprovechadas para fines energéticos, mediante recolección de gas metano (gasificación) y/o por incineración; es previsible una meta de 60 Mw. para Santo Domingo al 2015 y el doble de esas cifras para el 2020.

5. Bio-combustible del tipo **BIODIESEL**, con una capacidad de sustitución por mezcla de un 5% del consumo nacional o para uso en mayor proporción en sectores prioritarios en casos de emergencia, deberán llegar a unos 25 millones de galones para el 2015, aunque requiera de “subsidio” o compensaciones especiales por su valor estratégico y a producirse preferiblemente en las regiones fronterizas.
6. Investigación y evaluación de innovaciones energéticas plausibles de ser introducidas al mercado local, como las referentes a las energías oceánicas, los combustibles artificiales, el hidrógeno y las pilas de combustibles, nuevos métodos de almacenamiento de energía (pilas cinéticas, aire comprimido o energía neumática) y sus aplicaciones combinadas con métodos tradicionales.

7.4.2. Marco Legal

- Aprobación y promulgación de la “**Ley de Incentivo a las Fuentes Renovables de Energía**” que fue propuesta por el INDOTEC y luego consensuada entre múltiples instituciones y grupos interesados, con participación activa de la CNE³⁵.
- Elaborar como complemento a dicha ley, los siguientes **Reglamentos**, bajo la coordinación de la CNE:
 - Reglamento para ejecución de Fincas de Energía Eólica (a diferentes escalas)
 - Reglamento para Energía Hidráulica (en pequeñas escalas por el Sector Privado)
 - Reglamento para Uso de Energía Solar (en usos rurales y urbanos)
 - Reglamento para Producción de Biocombustibles (biogás, biodiesel, etc.)
 - Reglamento para Generación Eléctrica con Biomasa y/o Biocombustibles.
 - Reglamento para Explotación de las Energías Oceánicas.
- Aprobación de la “**Ley de Promoción y Mezcla del Etanol Carburante**”, a ser mezclados con la gasolina, así como los **Reglamentos** que acompañen dicha ley³⁶.
- Preparar la elaboración y propuestas de legislaciones que se requerirán cuando se introduzcan de manera significativa las tecnologías de las pilas de combustibles, de la producción y uso del hidrógeno en los mercados del transporte y de la electricidad, así como en las posibilidades de la llamada “generación distribuida” que acompañará al advenimiento de esta tecnología.

³⁵ Una versión previa del Proyecto de Ley ya fue discutida en la Cámara de Diputados en una primera lectura hace tiempo y vistas públicas controversiales se sostuvieron que condujeron a modificaciones y varios talleres de reformulación del proyecto de ley ya consensuados.

³⁶ Existe una Comisión Interinstitucional de Técnicos que viene elaborando hace meses dichos reglamentos y en la cual están participando técnicos de la CNE. El INAZUCAR y la SEIC están coordinando las labores de dicha Comisión.

7.4.3. Políticas Económico-empresariales y Financieras

Estas son todas las políticas que conducen a programas, proyectos y acciones que procuren evaluar y determinar **todos los posibles “nichos de mercados”** locales o foráneos de las energías renovables y los bio-combustibles, el desarrollo de sus fuentes y su explotación, como también los nichos de mercados de “servicios” y venta de equipos. Asimismo, aquellas medidas relativas a hacer más eficiente la producción y el consumo de energía eléctrica, del transporte y del parque energético nacional en general.

Complementariamente al estímulo y la asistencia de la explotación de las oportunidades económicas, deberán considerarse las políticas para crear, expandir y reforzar –asistir- los **recursos humanos empresariales** (emprendedores) y de técnicos con que deberá contar el país para posibilitar la realización de la explotación de dichos nichos de mercado y que expandirán la actividad económica nacional y el desarrollo sostenible.

Las energías renovables cuentan ya con financiamientos especiales en los países desarrollados y en el contexto de los tratados internacionales. Se espera lograr extender los mismos a República Dominicana, como por ejemplo, en lo relativo a la “compra” de los llamados “Bonos de Carbono” (Acuerdo Kyoto) por la captura del CO₂ que se atribuye a las energías renovables. Muchos de esos financiamientos internacionales no serán obtenibles en el país mientras no se apruebe la Ley de Estímulo a las Fuentes Renovables mencionada.

La ley de Hidrocarburos (Ley 112-00) creó un fondo de Promoción de Energías Renovables y programas de ahorro y eficiencia que está aun pendiente de ser reglamentado en cuanto a la optimización de su uso. El apropiado funcionamiento de este fondo se constituye en la base de la política de financiamiento de las Energías Renovables.

7.5. Gestión Eficiente de la Demanda y Uso Racional de Energía

El PEN establece como una prioridad el diseño e implantación de un PROGRAMA DE USO RACIONAL DE ENERGIA (URE), definido como un proceso integral, de orden cultural, político, económico y tecnológico, que busca atender las necesidades energéticas de la economía de manera eficiente y sostenible ambientalmente, asegurando a cada agente de la sociedad la cantidad y calidad de energía requerida para mantener o mejorar su calidad de vida y su productividad³⁷.

El diseño del Programa de Uso Racional de Energía contempla los siguientes aspectos:

- Generación de una nueva cultura frente a los hábitos de uso de la energía, con mecanismos que incentiven un cambio cultural, que propicien la difusión de la mayor información posible a los consumidores respecto a sus posibilidades técnicas y económicas.

³⁷ La CNE ya viene elaborando dicho plan de Gestión Eficiente y URE con apoyo de la USAID norteamericana y la GTZ alemana, entre otras.

- Identificación de esquemas empresariales, de financiamiento y de servicios tecnológicos (incluida la transferencia) que permitan adoptar y desarrollar proyectos específicos e impulsar la creación de la infraestructura necesaria para que los usuarios energéticos dispongan de la mejor tecnología.
- Promoción de reglamentaciones en materia energética, ambiental y económica que impulsen el uso racional de la energía.
- Reconocimiento de la temática URE como un factor de competitividad de los sectores económicos y de mejora del desempeño ambiental, con la posibilidad de canalización de recursos a través de diferentes instrumentos económicos o de la utilización de mecanismos internacionales, como los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto, entre ellos el Mecanismo de Desarrollo Limpio, cuando estos sean aplicables.
- Racionalizar la intensidad del consumo energético en las diferentes actividades económicas.
- Apoyar la diversificación y ampliación de las disponibilidades y opciones energéticas del consumidor.
- Fomentar y diseñar las acciones o planes de uso racional de energía en los principales campos de la actividad económica y adelantar las labores de difusión necesarias.
- Aplicar planes específico de racionalización y ahorro en la producción y consumo de agua (WATERGY) por tratarse de un consumo altamente asociado a la energía en cuanto a la extracción, tratamiento, almacenamiento, bombeo y consumo de agua en sus diversas modalidades (consumo residencial, industrial, turístico, ect.).
- Identificar incentivos y mecanismos que propicien la puesta en marcha de medidas URE, cuando estas no generan de manera directa beneficios a los diversos agentes de la economía, en condiciones de mercado.

Se implementará un Plan Nacional de Uso Racional de la Energía a ser aplicado en todos los sectores. Resulta importante remarcar que de modo general URE engloba medidas tales como: el ahorro energético, la transformación eficiente, la sustitución y la cogeneración, así como la promoción e introducción de innovaciones tecnológicas que resulten más eficientes en el futuro próximo, como las celdas de combustible (hidrógeno), el uso de aire comprimido o de combustibles artificiales.

Este Plan especialmente implicará realizar Auditorías Energéticas en los establecimientos industriales, hoteles, grandes comercios y un reordenamiento del sistema de transporte carretero de personas y cargas. Se prestará especial atención a las siguientes medidas:

- En el caso del sector transporte las medidas de URE propuestas se refieren a las mejoras en la transformación eficiente del parque, la sustitución de combustibles y la

organización del sector. De modo general, se buscará mejorar el consumo específico de los vehículos que se incorporen al parque. Específicamente, entre las medidas que recomendadas se destacan las siguientes:

- Mejorar la infraestructura del sector;
 - Propiciar el transporte público masivo y medios más eficientes como el ferrocarril /Metro de buses articulados. En particular sustituir el sistema de “motoconchos” por sistemas modernos de transporte público.
 - Mejorar la administración del tráfico vehicular (ej.: restringir el acceso de vehículos en ciertas áreas o a ciertas horas);
 - Propiciar las revisiones técnicas;
 - Establecer restricciones a las importaciones de vehículos usados de consumo ineficiente;
 - Establecer normas de emisiones de gases y partículas.
 - Incentivar la sustitución de combustibles hacia etanol y GLP. El PEN contempla la producción de etanol carburante para ser mezclado con la gasolina en una proporción entre 10 y 25%;
 - Corregir la multiplicidad de autoridades de transporte, estableciendo una autoridad nacional y otra específica para la ciudad de Santo Domingo, encargadas de coordinar y planificar el desarrollo ordenado del sector;
 - Realizar un estudio detallado del sector, llegando a identificar el parque por tipo de motor y combustible, edad, etc.
- Sector Residencial Urbano, Hoteles, Restaurantes, Comercio, Servicios y Público: En Iluminación, disminuir considerablemente las luminarias incandescentes. El Estado implementará medidas de aliento a la construcción masiva de colectores solares, sustituyendo GLP en calentamiento de agua.
 - Los artefactos para el Sector Residencial, así como los del sector Comercial y Servicios mejorarán su rendimiento de utilización en todas las fuentes por la aplicación de un programa de normalización y etiquetado que especifique el consumo energético. Propiciar mayor eficiencia en el consumo de aire acondicionado mediante mejores equipos y aislamientos y soluciones de climatización focalizadas
 - En los hogares rurales, las medidas se orientarán a reducir los consumos de leña mediante el incremento de la eficiencia de las estufas de leña, la implementación de un programa de gas para el campo, con el objetivo de promover el uso de GLP, y el uso de estufas solares y de etanol.

- Sector Industrial y Minería: las medidas se aplicarán en calor de proceso (Calderas y Hornos de Alta Temperatura), tanto en incremento de la eficiencia como en los programas de sustitución. El GN, a partir del año 2010, competirá en la industria con el FO para reemplazar al GO y GLP.
- Se incentivará la cogeneración como forma de usar eficientemente el calor residual de los procesos industriales. Especialmente, en la industria azucarera, la cogeneración con bagazo en calderas de alta presión permitirá el incremento de la producción de vapor de proceso y capacidad de generación. Con la producción de alcohol carburante se espera incrementar la disponibilidad de bagazo de manera importante, de tal forma que la economía de los ingenios estará sustentada en las sinergias entre la producción de azúcar, alcohol y cogeneración.
- Elaborar una **“Ley de Eficiencia Energética”** dirigida a elevar el ahorro y propiciar la eficiencia energética tanto en el consumo (demand side) como en la producción (supply side), transmisión, distribución y comercialización. Dicha ley deberá tratar los consumos relativos a los diseños ambientales y uso de materiales, a los equipos, las maquinarias y los electrodomésticos residenciales, turísticos, comerciales, industriales, institucionales, alumbrado público, etc., así como los mercados energéticos nacionales de que se trate, como el del transporte, el mercado eléctrico y el de la cocción residencial, comercial e industrial.

Anexo 1

La Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica

1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro de la necesidad de crecimiento de la economía y de mejoramiento en la calidad de vida de los dominicanos, la disponibilidad de energía eléctrica se vuelve un requisito fundamental para la expansión de las actividades productivas, debido a que se requiere para elaborar bienes y servicios que satisfagan las necesidades de consumo de la población. Por consiguiente, su papel es crucial para asegurar la competitividad de la economía dominicana en el ámbito internacional en el mediano y largo plazo.

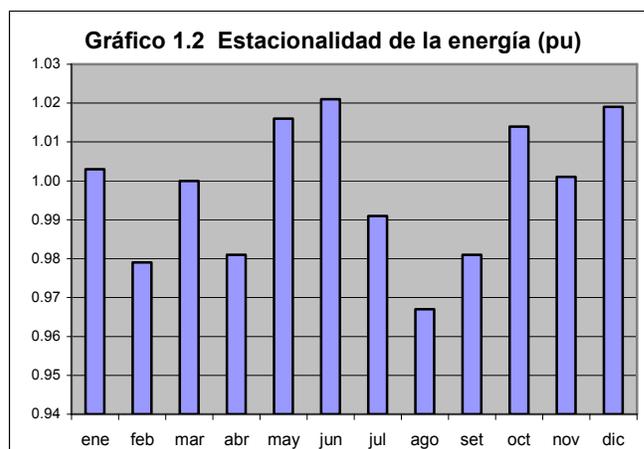
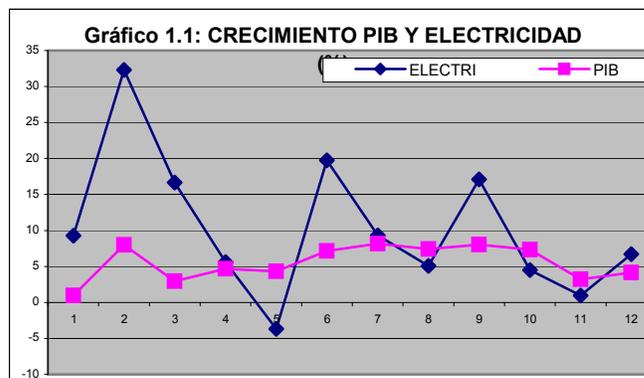
Muchos factores determinan la demanda de energía eléctrica. Entre ellos, los más importantes son el crecimiento económico y demográfico, el nivel del desarrollo del país, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios, innovaciones tecnológicas como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

De acuerdo con la información estadística del organismo coordinador del sistema eléctrico dominicano, en el año 2002 la demanda máxima de potencia activa estimada en el sistema fue 1,943 MW y la generación bruta de energía estimada fue de 11,510 GWh.

Si bien existe una recuperación del mercado eléctrico, éste no ha crecido como se esperaba. Según análisis técnicos del sector, la tendencia de crecimiento es más bien conservadora, esto se debe a los periódicos cortes de energía en el sector eléctrico.

Los gráficos No. 1.2 y 1.3 presentan la distribución estacional de la demanda eléctrica dominicana correspondiente al año 2001. Se puede concluir que los meses de mayor y menor consumo son diciembre y febrero, respectivamente; que entre los dos existe una variación cercana a un 18%. En los meses de marzo, mayo, agosto y noviembre el consumo es similar y cercano al valor medio. El mes de octubre forma una segunda punta que decae en noviembre y se recupera en diciembre; la diferencia entre estas 2 puntas es menor de un 2%.

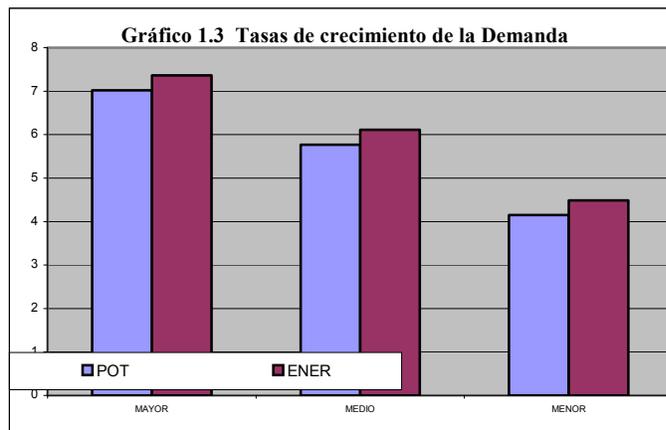
En cuanto a la demanda máxima su mayor valor ocurre también en diciembre. Abril es el mes de menor demanda: la variación entre el mayor y menor mes de consumo es de 12%.



Los meses de enero, marzo, julio y agosto son meses de comportamiento similar y su consumo es cercano al promedio. A partir de septiembre la demanda se vuelve creciente.

Los meses de mayor factor de carga son mayo y octubre, con valores del orden del 80%; mientras que agosto y noviembre son los de menor valor con un factor de planta del 74%. El factor de carga anual del sistema es 72%.

En cuanto a la proyección de la demanda, la CNE asumió los resultados del estudio “Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico” realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía, ETEE, para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública, CREP, en 1997.



Los resultados de la prospectiva para tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: mayor, medio y menor tienen tasas de crecimiento medio anual para el período 2004-2020 de 7,4%, 6.1% y 4,5%, respectivamente, como se puede observar en El Cuadro No. 1.1.

Para cada uno de estos escenarios se deberá definir un plan de expansión indicativo y posteriormente se propondrá un único plan “robusto”; es decir, que soporte cualquier escenario, satisfaciendo el criterio de minimización de los costos marginales de largo plazo.

Un primer análisis de la proyección de la demanda indica que el factor de carga del sistema crece progresivamente, desde el valor de 73.4% hasta el 77.2%, lo que permite concluir que se espera una mejor utilización de la energía eléctrica en el sistema eléctrico dominicano.

El Cuadro No. 1.1 presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los tres escenarios de demanda establecidos por la CNE.

Cuadro N° 1.1
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

AÑO	ESCENARIO MAYOR		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO MENOR	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2004	2,084	13,403	2,084	13,403	2,084	13,403
2005	2,267	14,623	2,229	14,382	2,209	14,255
2006	2,440	15,792	2,389	15,460	2,316	14,997
2007	2,638	17,127	2,550	16,557	2,421	15,723
2008	2,813	18,326	2,682	17,470	2,514	16,379
2009	3,048	19,917	2,866	18,726	2,626	17,165
2010	3,257	21,349	3,031	19,864	2,731	17,903
2011	3,471	22,817	3,198	21,029	2,840	18,675
2012	3,703	24,422	3,357	22,143	2,947	19,441
2013	3,942	26,080	3,525	23,324	3,044	20,142
2014	4,220	28,006	3,703	24,577	3,129	20,767
2015	4,478	29,809	3,891	25,907	3,233	21,526
2016	4,704	31,422	4,089	27,309	3,397	22,691
2017	5,034	33,734	4,324	28,977	3,537	23,709
2018	5,388	36,216	4,574	30,747	3,684	24,772
2019	5,766	38,881	4,838	32,626	3,837	25,883
2020	6,171	41,742	5,117	34,619	3,996	27,044
Crecim (%)	7.02	7.36	5.77	6.11	4.15	4.49

Fuente: CNE, basado en estudios de ETEE

Un elemento importante que debe ser considerado en la proyección de la demanda es el volumen de pérdidas eléctricas que si bien no son facturadas en cambio si requieren que las centrales la produzcan. Este rubro ha ido creciendo de manera significativa y en la actualidad se considera que superan el 40%. Documentos oficiales indican que en 1999 la cifra de clientes ilegales era de 530 mil en comparación con los 734 mil de clientes legales.

2. OFERTA EXISTENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La evolución de la capacidad instalada en República Dominicana en la década anterior fue muy reducida; sin embargo, la capacidad de producción disponible era mucho menor, debido a la falta de mantenimiento de las centrales de generación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), como resultado de problemas financieros y de gestión.

Para paliar la crisis energética de la década pasada, el gobierno decide promover la participación del sector privado. La emergencia impulsó a la CDE a firmar contratos sin licitación, con costos altos de la energía debido al tipo de centrales que se instalaron.

Los sectores comercial e industrial se vieron obligados a instalar generadores a diesel que solo pueden operar durante períodos de tiempo muy cortos, debido a su alto costo.

Algunas estimaciones indican que estas plantas tienen una capacidad de generación cercana a los 500 MW de los cuales únicamente el 10% podría acoplarse a la red nacional.

A diciembre de 2002 el país disponía de 3,006.4 MW instalados; de los cuales el 18% (542 MW) correspondía a centrales hidroeléctricas y el 82% (2,464.4 MW) a centrales térmicas. Las turbinas a gas son las de mayor capacidad instalada (676.2 MW) y los motores diesel (113.9 MW) tienen tendencia a dar paso a tecnologías más eficientes.

Cuadro No. 2.1
CAPACIDAD INSTALADA
(en MW)

	2000	2002
Plantas a vapor	591.5	606.2
Turbinas a gas	775.6	676.2
Ciclo combinado	175.0	485.0
Motores fuel oil	478.4	583.1
Motores gas oil	109.9	113.9
Hidroeléctrica	471.6	542.0
Total	2,602.0	3,006.4

Fuente: O. C. : Memoria Anual y Estadísticas de Operación, 2002

Actualmente compiten en el sistema empresas de generación estatal y privadas. La transmisión está a cargo de una sola empresa del estado y, la distribución es atendida por tres empresas en las cuales el Estado es dueño de dos y accionista importante de una tercera.

Oferta hidroeléctrica

La oferta hidroeléctrica está constituida por las centrales de propiedad de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. Actualmente cuenta con 542 MW de los cuales el 17% son centrales de pasada y el resto, 81% tienen embalse.

El Cuadro No. 2.2 siguiente presenta las principales características de los proyectos hidroeléctricos que han sido considerados en el estudio.

Cuadro No. 2.2
Principales Características de las Centrales Hidroeléctricas Existentes

PLANTA	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /seg)			GENERACION (GWh)
		MEDIO	TURB	VERT	
1 ANGOSTURA	18.0	1.4	24.6	0.4	75.5
2 C. E. MONCION	3.2	0.0	15.6	3.9	19.4
3 HATILLO	9.6	40.8	19.4	21.2	58.3
4 JIMENOA	10.5	7.8	5.2	2.6	42.6
5 LAS DAMAS	8.3	1.1	1.1	0.0	26.9
6 LOS TOROS	9.4	0.0	9.5	10.7	75.6
7 SABANA YEGUA	13.0	20.1	13.1	6.8	82.1
8 SABANETA	7.9	9.3	7.1	2.2	37.2
9 AGUACATE	56.0	5.3	17.2	0.1	238.4
10 JIGUEY	98.0	12.1	11.6	0.4	217.9
11 MONCION	52.0	21.0	18.8	0.8	200.5
12 RINCON	10.1	9.9	9.9	0.0	10.7
13 RIO BLANCO	25.0	6.9	6.0	0.9	125.7
14 TAVERA	100.0	28.5	23.5	0.2	199.3
15 VALDESIA	52.0	3.0	11.6	0.0	59.3

Fuente: EGEHIDRO y Modelo Super

Oferta termoeléctrica

Esta oferta proviene fundamentalmente de las centrales de las empresas generadoras públicas y privadas.

Las turbinas a gas, las plantas a vapor y los motores a fuel oil son las centrales más representativas del sistema. Entre ellas representan más del 60% de la oferta térmica disponible.

En el año 2002 se instalaron 115 MW térmicos de los cuales 110 eran de ciclo combinado. A su vez se retiraron 134 MW entre turbinas a gas (99.4 MW) y turbo vapor (34.6 MW). Adicionalmente entró en funcionamiento la central hidroeléctrica Monción con 48 MW de capacidad instalada.

Para el retiro de estas centrales de la operación dentro del sistema se ha considerado la vida útil propia de acuerdo con su fecha de instalación y los mantenimientos mayores realizados.

El Cuadro No. 2.3 contiene los principales parámetros de estas centrales.

Cuadro N° 2.3
Características de las Plantas Térmicas Existentes

NOMBRE CENTRAL	CLASE TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Costo medio (US\$/MWh)	Rendimiento (%)
BARAHONA V	BARAHONA CARBON	42.0	18.62	30.0
CEPP-1	CEPP	16.8	35.60	40.0
CEPP-2	CEPP	56.0	35.60	40.0
HAINA TG	HAINA TG	95.0	64.68	29.0
FALCON 1	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
FALCON 2	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
FALCON 3	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
HAINA 1	HAINA1 FUEL	50.0	47.92	29.0
HAINA 2	HAINA1 FUEL	50.0	47.92	29.0
HIGUAMO 1	HIGUAMO	34.0	63.75	29.0
HIGUAMO 2	HIGUAMO	34.0	63.75	29.0
ITABO 1 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 2 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 3 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 1 CARBON	ITABO1 CARBON	124.0	17.29	33.0
ITABO 2 CARBON	ITABO1 CARBON	115.0	17.29	33.0
A BARRIL	LAESA	6.3	59.09	32.0
DAJABON	LAESA	3.0	59.09	32.0
LA ISABELA	LAESA	1.5	59.09	32.0
MONTECRISTI	LAESA	7.6	59.09	32.0
OVIEDO	LAESA	0.8	59.09	32.0
PIMENTEL	LAESA	48.0	59.09	32.0
S GDE BOYA	LAESA	1.5	59.09	32.0
YAMASA	LAESA	2.3	59.09	32.0
MAXON TG	MAXON	28.0	64.84	29.0
LA VEGA UF	PALAMARA	87.5	31.87	45.0
METALDOM	PALAMARA	42.0	31.87	45.0
MONTERRIO	PALAMARA	100.0	31.87	45.0
PALAMARA UF	PALAMARA	103.0	31.87	45.0
SEABOARD EDM	PALAMARA	73.5	31.87	45.0
SEABOARD EDN	PALAMARA	37.3	31.87	45.0
SULTANA	PALAMARA	150.0	31.87	45.0
PCAUCEDO AES1	PC AES1	300.0	25.20	54.0
PTO PLATA 1	PPLATA1	25.0	42.73	33.0
PTO PLATA 2	PPLATA1	36.0	42.73	33.0
SMITH	SMITH ENRON	165.0	52.40	34.0
LOS MINA V	TG NATURAL	105.0	35.95	40.0
LOS MINA VI	TG NATURAL	105.0	35.95	40.0

Fuente: CNE, sobre la base de datos oficiales

3. OFERTA FUTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La oferta futura está orientada a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica de República Dominicana. Debido a los plazos de construcción de las centrales y su nivel de estudios, como el caso de las hidroeléctricas, principalmente, en el corto plazo las centrales térmicas son las más solicitadas para satisfacer la demanda. En el mediano y largo plazo, las plantas hidráulicas tendrán una mayor opción. Sin embargo, la decisión de incorporarlas o no al sistema dependerá de su precio y del interés que tenga el gobierno para hacerlo.

En vista que República Dominicana no dispone de recursos energéticos primarios que le permitan satisfacer su requerimiento futuro, y que por lo tanto debe importarlo, entonces para abastecer la demanda de los años futuros se ha considerado plantas térmicas que consuman principalmente gas natural y carbón mineral.

El gas natural puede ser utilizado en turbogas o en centrales a ciclo combinado.

Proyectos hidroeléctricos

La Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros. El cuadro No. 3.1 presenta las principales características de estos proyectos

Cuadro N° 3.1
Principales Características de los Proyectos Hidroeléctricos Futuros

PLANTA	POTENCIA MW	TIPO	CAUDALES (m ³ /seg)			GENERACION MEDIA ANUAL (GWh)
			MEDIO	TURBI	VERT	
1 ARROYO GALLO	12.6	de pasada	2.3	2.4	0.0	42.5
2 BONITO	17.9	de pasada	15.9	14.8	1.1	53.5
3 EL TORITO	14.9	de pasada	3.0	3.0	0.0	66.8
4 HONDO VALLE	13.5	de pasada	1.3	1.3	0.0	48.2
5 LA HILGUERA	13.2	de pasada	6.9	6.1	0.8	58.9
6 MASIPEDRO	16.5	de pasada	3.5	3.5	0.0	47.8
7 PALOMINO	98.8	de pasada	10.3	10.3	0.0	148.3
8 PINALITO	39.0	de pasada	9.7	9.5	0.2	134.0
9 SAN PEDRO	18.6	de pasada	11.6	11.6	0.0	55.5
10 YASICA	14.0	de pasada	2.8	2.8	0.0	43.1
11 ALTO JIMENOA	34.0	embalse	7.3	7.3	0.0	84.2
12 ALTO YUNA	37.0	embalse	3.1	3.1	0.0	127.0
13 LAS PLACETAS	87.0	embalse	2.1	2.1	0.0	311.0
14 MANABAO-BEJUCAL	98.0	embalse	12.3	12.3	0.0	290.0

Fuente: EGEHID y Modelo Super

Los plazos de construcción de los proyectos hidroeléctricos hacen que la decisión de su construcción deba ser tomada con no menos de 5 años de anticipación a la puesta en servicio.

Los proyectos hidroeléctricos reducen el efecto invernadero por lo que se propone a futuro considerar este aspecto, reduciendo sus costos de inversión en US\$ 5 por tonelada, correspondientes a los bonos del carbón para fuentes alternas.

Centrales termoeléctricas

El incremento de la demanda del sector eléctrico dominicano puede ser abastecido también por centrales térmicas que consuman gas natural y carbón mineral, siempre y cuando se preserve el ambiente.

Los principales tipos de centrales térmicas utilizadas en el estudio consumen gas natural y carbón mineral. La tabla No. 3.2 presenta las características más relevantes de las centrales que han sido consideradas en el plan de expansión de la generación para el período 2004-2020.

Tabla N° 3.2
Características de las plantas térmicas futuras

NOMBRE CENTRAL	CLASE TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Costo medio (US\$/MWh)	Rendimiento (%)	Vida útil (años)
VAPOR 2	CARBON 1	125.0	14.55	38.0	25
VAPOR 3	CARBON 1	125.0	14.55	38.0	25
VAPORMANZA	CARBON 1	250.0	14.55	38.0	25
MONTE RIO CARBON	CARBON 2	300.0	13.15	41.0	25
VAPOR 4	CARBON 2	200.0	13.15	41.0	25
VAPOR 5	CARBON 2	200.0	13.15	41.0	25
VAPOR 6	CARBON 2	250.0	13.15	41.0	25
VAPOR 7	CARBON 2	400.0	13.15	41.0	25
CESPM1	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20
CESPM2	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20
CESPM3	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20
CICLO COMB 1	CICLO COMBINADO	300.0	22.88	60.0	20
CICLO COMB 2	CICLO COMBINADO	300.0	22.88	60.0	20
CICLO COMB 3	CICLO COMBINADO	300.0	22.88	60.0	20
HAINA 4 CARBON	ITABO1 CA	65.0	17.29	33.0	20
SPM CARBON	MITSHUBISHI CARBON	33.0	16.71	32.0	20
DIEMANZA	PALAMARA	150.0	31.87	45.0	20
DIESEL HAINA	PALAMARA	70.0	31.87	45.0	20
DIESEL-PP	PALAMARA	35.0	31.87	45.0	20
HAINATG-NAT	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 1	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 2	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 3	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 4	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 5	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
SEABOARD CAN	PALAMARA	50.0	31.87	45.0	20

Fuente: CNE sobre la base de datos oficiales

En el presente estudio no se consideraron centrales con energía renovable. De acuerdo con datos proporcionados por la Gerencia de Fuentes Alternas de la CNE, República Dominicana dispone de un alto potencial energético de este rubro que podría llegar a los 450 MW. Además se conoce del interés de inversionistas privados de instalar centrales relacionadas con la producción de la caña de azúcar (cogeneración). Para futuros estudios se sugiere disponer de proyectos concretos con información robusta que compitan en el abastecimiento futuro del sistema eléctrico.

También la energía eólica cobra importancia por lo que se recomienda realizar estudios que permitan medir la velocidad del viento y definir nuevas centrales. De acuerdo con la información citada en el párrafo anterior, el potencial eólico en el país es del orden de los 1,000 MW. Así mismo se sugiere transformar este potencial en proyectos concretos que puedan ser cuantificados.

Anexo 2

Planes Indicativos de Expansión de Generación



Cuadro 2.1
Sistema Eléctrico de República Dominicana:
Planes Indicativos de Expansión para el Caso Base



AÑO	ESCENARIO MEDIO			ESCENARIO ALTO			ESCENARIO BAJO				
	PLANTA	TIPO	POT (MW)	PLANTA	TIPO	POT (MW)	PLANTA	TIPO	POT (MW)		
2005	HAINA 4 CARBON	C	65	HAINA 4 CARBON	C	65	HAINA 4 CARBON	C	65		
	SPM CARBON	C	33	SPM CARBON	C	33	SPM CARBON	C	33		
	CESPM1	GN	100	CESPM1	GN	100	CESPM1	GN	100		
	CESPM2	GN	100	CESPM2	GN	100	CESPM2	GN	100		
	CESPM3	GN	100	CESPM3	GN	100	CESPM3	GN	100		
	SEABOARD CAN	B	50	SEABOARD CAN	B	50	SEABOARD CAN	B	50		
2007	VAPOR CARBON	C	300	VAPOR CARBON	C	300	VAPOR CARBON	C	300		
				TURBO GAS NATURAL	GN	100					
2008				VAPOR CARBON	C	200	VAPOR CARBON	C	200		
2009	VAPOR CARBON	C	200	VAPOR CARBON	C	200	VAPOR CARBON	C	200		
2010	VAPOR CARBON	C	200	CICLO COMBINADO	GN	300					
2011	CICLO COMBINADO	GN	300								
2013	CICLO COMBINADO	GN	300	CICLO COMBINADO	GN	300					
2014	VAPOR CARBON	C	250	VAPOR CARBON	C	500					
2015	VAPOR CARBON	C	125	VAPOR CARBON	C	200	VAPOR CARBON	C	200		
2016	VAPOR CARBON	C	250	VAPOR CARBON	C	450	VAPOR CARBON	C	200		
2017	VAPOR CARBON	C	400	CICLO COMBINADO	GN	300	VAPOR CARBON	C	250		
2018				TURBO GAS NATURAL	GN	100					
2019	VAPOR CARBON	C	125	TURBO GAS NATURAL	GN	655	CICLO COMBINADO	GN	300		
	CICLO COMBINADO	GN	300	MANABAO-BEJUCAL	H	98					
				LAS PLACETAS	H	87					
2020	TURBO GAS NATURAL	GN	300				CICLO COMBINADO	GN	125		
TOTAL (MW):			3498	TOTAL:			4238	TOTAL (MW):			2223

COSTO DE INVERSIÓN (10⁶ US\$)	1383.24	1647.19	1071.19
COSTO DE OPERACIÓN (10⁶ US\$)	4027.32	4655.33	3450.78
COSTO TOTAL (10⁶ US\$)	5410.56	6302.52	4521.98
COSTO MEDIO DE EXP. (US\$/MWh)	50.2	51.58	49.39

Tipo de plantas	Costo combustible
B Bunker (Fuel Oil No. 6)	23.7 (US\$/barril)
D Diesel (Fuel Oil No. 2)	32.0 (US\$/barril)
C Carbón Mineral	33.0 (US\$/Ton)
GN Gas Natural	4.11 (US\$/10 ⁶ BTU)
H Hidráulica	

Anexo 3

Proyecciones de Demanda de Combustibles

Proyección de la Demanda por tipo de Consumo

La prospectiva se realizó a partir de los escenarios energéticos tal y como se explicó en el capítulo V, la demanda de hidrocarburos proyectada para ambos escenarios fue calculada para todos los hidrocarburos que se emplean según los diferentes tipos de consumos en el país: no energético de petróleo, kerosene, gasolina, gas oil, gas natural, glp, fuel oil, coque, avgas, avtur, carbón mineral.

El escenario I se corresponde con un crecimiento económico mayor que el del escenario II y por tanto más dinámico en relación a sustituciones y cambios estructurales, lo cual incide en el comportamiento de la demanda de energía. En las prospectivas para el periodo 2004-2015 en 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%.

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, 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 cápita, así como los patrones de consumo de energía derivados sustituciones, URE, y también se suponen mejoras en las eficiencias.

Se sumaron los consumos finales de hidrocarburos 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, de los de autoproducción y de los sistemas aislados, con el fin de obtener la demanda total de hidrocarburos.

Escenario I y II del LEAP Consumos finales del Proyecto Prospectiva de la Demanda de Energía del Instituto de Economía Energética de la Fundación Bariloche.

Los Escenarios Alto, Medio y Bajo del Super OLADE: como solo se tenía el escenario medio, los escenarios bajo y alto se calcularon con el valor de los consumos medios de combustibles afectándolos en la misma proporción en que los escenarios de demanda de energía eléctrica aumentaban o disminuían (ponderados por la cantidad de energía demandada).

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.

Las proyecciones para la autogeneración se obtuvieron con las proporciones de los GWh generados con relación al Servicio público se asumió que en el escenario I iba a ir disminuyendo 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.

La demanda de derivados de petróleo estimados se compararon con los de la Secretaría de Estado de Industrias y Comercio, y las diferencias se explican porque el SUPER OLADE es un programa que optimiza la entrada de plantas y combustibles. Por tanto puede parecer que las estimaciones de gasoil y de bunker C están subestimadas con relación a lo que ha sido el comportamiento histórico.

Cuadro N° 3.1
Proyección de Demanda de Hidrocarburos y Carbón
(En Miles de Barriles, excepto gas Natural, Coque y Carbón)

Escenario I Alto

1) CONSUMO FINAL	2005	2010	2015	Tasa Crecimiento Anual 2004-2015
GASOLINA	10,930	11,686	13,972	2,5%
GASOIL	5,945	6,927	8,737	3,8%
GAS NATURAL (Millones de m ³)	-	109	383	
GLP	7,450	8,670	10,187	3,2%
FUEL OIL	1,331	1,957	604	-6,5%
COQUE (en k Ton)	139	174	211	4,2%
AVTUR	3,684	5,005	6,655	5,9%

2) GENERACIÓN ELÉCTRICA				
BUNKER C	6,064	5,663	3,742	-6,5%
DIESEL	-	-	-	-24,9%
GAS OIL SMITH	-	22	60	-5,2%
GAS NATURAL DUCTO	569	511	482	3,7%
GAS NATURAL AES	412	409	1,145	9,9%
CARBÓN MINERAL (en K ton)	1,103	2,971	3,975	15,6%

3) SISTEMAS AISLADOS				
GASOIL	521	665	848	5,0%
BUNKER C	1,148	1,466	1,870	5,0%

4) AUTOGENERACIÓN				
GASOIL	158	23	32	-14,5%
BUNKER C	109	16	22	-14,5%
GASOLINA	5	1	1	-14,5%

5) TOTAL				
GASOLINA	10,934	11,687	13,973	2,5%
GASOIL	6,624	7,637	9,678	3,6%
GAS NATURAL (en Millones de M ³)	980	1,030	2,010	9,7%
GLP	7,450	8,670	10,187	3,2%
FUEL OIL	8,652	9,101	6,239	-4,5%
COQUE (en k Ton)	139	174	211	4,2%
AVTUR	3,684	5,005	6,655	5,9%
CARBÓN MINERAL (en K ton)	1,103	2,971	3,975	15,6%

Escenario II Bajo

	2005	2010	2015	Tasa Crecimiento Anual 2004-2015
1) CONSUMO FINAL				
GASOLINA	10,360	11,188	11,980	1,5%
GASOIL	5,669	5,855	6,395	1,3%
GAS NATURAL (Millones de M ³)	-	-	-	
GLP	6,819	7,447	8,266	1,9%
FUEL OIL	1,207	1,829	2,030	5,1%
COQUE (en k Ton)	126	136	146	1,4%
AVTUR	3,416	3,930	4,438	2,6%
2) GENERACIÓN				
BUNKER C	5,911	5,510	3,644	-6,8%
DIESEL	-	-	0	-25,1%
GAS OIL SMITH	-	21	59	-5,4%
GAS NATURAL DUCTO	554	498	469	3,4%
GAS NATURAL AES	401	398	1,115	9,6%
CARBÓN MINERAL (en K ton)	1,075	2,891	3,871	15,3%
3) SISTEMAS AISLADOS				
GASOIL	492	570	661	3,0%
BUNKER C	1,084	1,257	1,457	3,0%
4) AUTOGENERACIÓN				
GASOIL	193	242	291	4,4%
BUNKER C	133	166	200	4,4%
GASOLINA	6	7	9	4,4%
5) TOTAL				
GASOLINA	10,366	11,195	11,989	1,5%
GASOIL	6,353	6,688	7,406	1,4%
GAS NATURAL (Millones de M ³)	955	896	1,584	7,3%
GLP	6,819	7,447	8,266	1,9%
FUEL OIL	8,335	8,762	7,331	-3,0%
COQUE (en k Ton)	126	136	146	1,4%
AVTUR	3,416	3,930	4,438	2,6%
CARBÓN MINERAL (en K ton)	1,075	2,891	3,871	15,3%

Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de : Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Para el año 2010 se asume que va a desaparecer el consumo urbano en los estratos socioeconómicos altos y medios y en los bajos disminuye significativamente. Así mismo, para el caso rural con electricidad disminuye significativamente.

La variación acumulada durante el periodo (2004-2015) es de -11 % para el escenario alto y 52% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de -1% en el escenario I y 4% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 0.1% para el escenario alto y 0.2% para el bajo.

Gasolina

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

En el escenario I la gasolina pierde participación con la incorporación del etanol en un 10%; también la desaparición de la autogeneración; propiciando de este modo menor impacto en la balanza comercial y menores inversiones en refinerías y almacenaje. El consumo decrece porque se producen sustituciones con el gasoil debido a que en términos de energía útil el gasoil es más barato, y ahorros por las medidas URE. 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.

El crecimiento acumulado durante el periodo (2004-2015) fue de 32% para el escenario alto y 18% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 2.5% en el escenario I y 2.5% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 19.7% para el escenario alto y 20% para el bajo.

Gasoil

El grueso de la demanda total de este combustible está dominado por la generación eléctrica y el transporte. Para el escenario alto en el 2010 se asume que habrá una sustitución de Autoproducción por Servicio Público. En el transporte se producirán mayores sustituciones en el escenario alto por el mayor crecimiento económico, los precios y la evolución del parque.

La variación acumulada durante el periodo (2004-2015) fue de 47% para el escenario alto y 17% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 3.6% en el escenario I y 1.4% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 14.2% para el escenario alto y 13.6% para el bajo.

Gas Natural

En el escenario I se contempla, en el largo plazo, mayor potencial por la penetración del Gas Natural en las Industrias. A partir del año 2010 se supone que existirá una red de gasoductos que permitan abastecer con Gas Natural a buena parte de las centrales térmicas del país.

En el escenario II solo hay posibilidad de penetración del GN por medio de la extensión de las redes desde AES hasta COGENTRIX, para abastecer a usuarios rurales no servidos.

El cambio acumulado durante el periodo (2004-2015) es de 186% para el escenario alto y 117% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 9.7% en el escenario I y 7.3% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada DE total un 14.2% para el escenario alto y 13.7% para el bajo.

GLP

Es un combustible empleado múltiples sectores: transporte, residencial, servicios e industria.

Para transporte hay competencia con la gasolina en motores de ciclo otto. El GLP es sustituido por el gasoil porque el GLP es en términos de energía útil veces más caro.

En el caso residencial para el escenario I los colectores solares penetran en sustitución del GLP a partir del 2010 para calentamiento de agua. Para el escenario II se produce una sustitución de leña por gas licuado de petróleo, por lo cual su uso va creciendo a través del tiempo.

En las industrias en calor de proceso entrará en competencia con el fuel oil y gas oil hasta el año 2009 y luego en el 2010 con el GN en usos calóricos por razones de precios.

El aumento acumulado durante el periodo (2004-2015) fue de 42% para el escenario alto y 23% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 3.2% en el escenario I y 1.9% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total de un 10.7% para el escenario alto y 10.2% para el bajo.

Bunker C

El fuel oil se emplea fundamentalmente en la generación eléctrica, principalmente en el Servicio Público, autogeneración y sistemas aislados, pero también en usos calóricos en la industria.

La diferencia en consumo entre ambos escenarios se reduce porque este combustible es usado mayormente en la actualidad para generación de electricidad, pero con la implementación del Plan de expansión su consumo disminuirá; por tanto la demanda total disminuye a través del periodo analizado.

La variación acumulada durante el periodo (2004-2015) es de -40% para el escenario alto y -28% para el bajo; disminuyó a una tasa promedio anual de -4.5% en el escenario I y -3.0% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total de un 16.6% para el escenario alto y 18.2% para el bajo.

Coque

Mantendrá su participación, de acuerdo con el escenario socioeconómico correspondiente, por no ser parte del mercado disputable empleado en los hornos de la industria de cemento y cerámica como calor de proceso.

El crecimiento acumulado durante el periodo (2004-2015) fue de 57% para el escenario alto y 17% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 4.2% en el escenario I y 1.4% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 1.3% para el escenario alto y 1.2% para el bajo.

Avgas

Se consideró el uso de avgas durante toda la proyección según el escenario socioeconómico.

El aumento acumulado durante el periodo (2004-2015) es de 92% para el escenario alto y 31% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 5.9% en el escenario I y 2.6% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 0.025% para el escenario alto y 0.021% para el bajo.

Avtur

Empleado en consumo final de transporte cautivo de la aeronavegación. Crece a un ritmo elevado con relación a los demás combustibles, por el crecimiento del turismo.

La variación acumulada durante el periodo (2004-2015) es de 89% para el escenario alto y 33% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 6% en el escenario I y 3% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 8.6% para el escenario alto y 7.5% para el bajo.

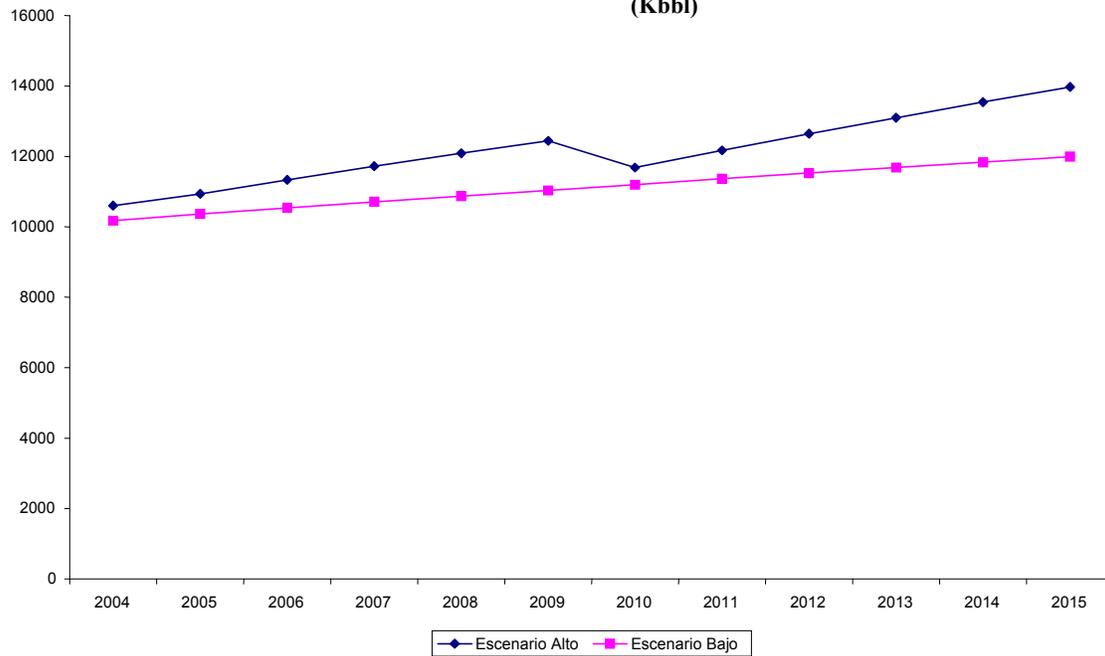
Carbón Mineral

Casi no hay diferencias entre un escenario y otro es baja porque las plantas a carbón siempre funcionan porque son las de mas bajo costo marginal y aunque la demanda total de electricidad crezca menos en un escenario que en otro le afecta poco a las plantas a carbón ya que se mantendrán operando en cualquier caso.

El aumento acumulado durante el periodo (2004-2015) es de 394% para el escenario alto y 381% para el bajo; creciendo a una tasa promedio anual de 15.6% en el escenario I y 15.3% en el II. Tiene una participación dentro de la energía demandada total un 12.2% para el escenario alto y 13.2% para el bajo.

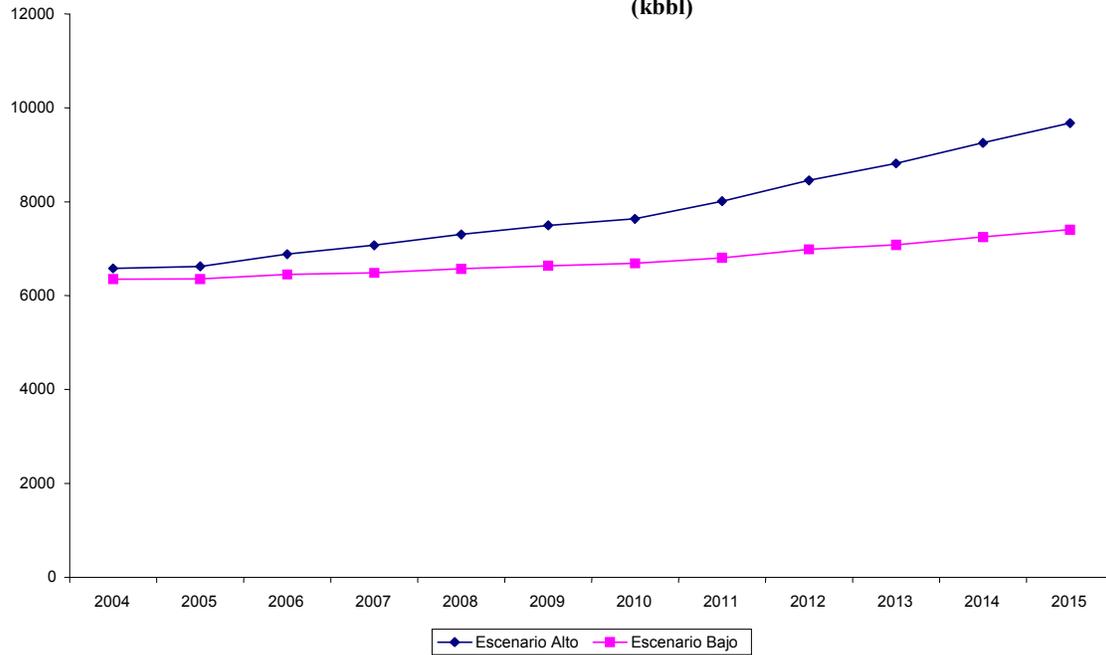
En los gráficos siguientes se presentan la demanda proyectada para los combustibles más relevantes.

Gráfico N° 3.2
Perspectiva de la Demanda de Gasolina, 2004-2015
(Kbb)



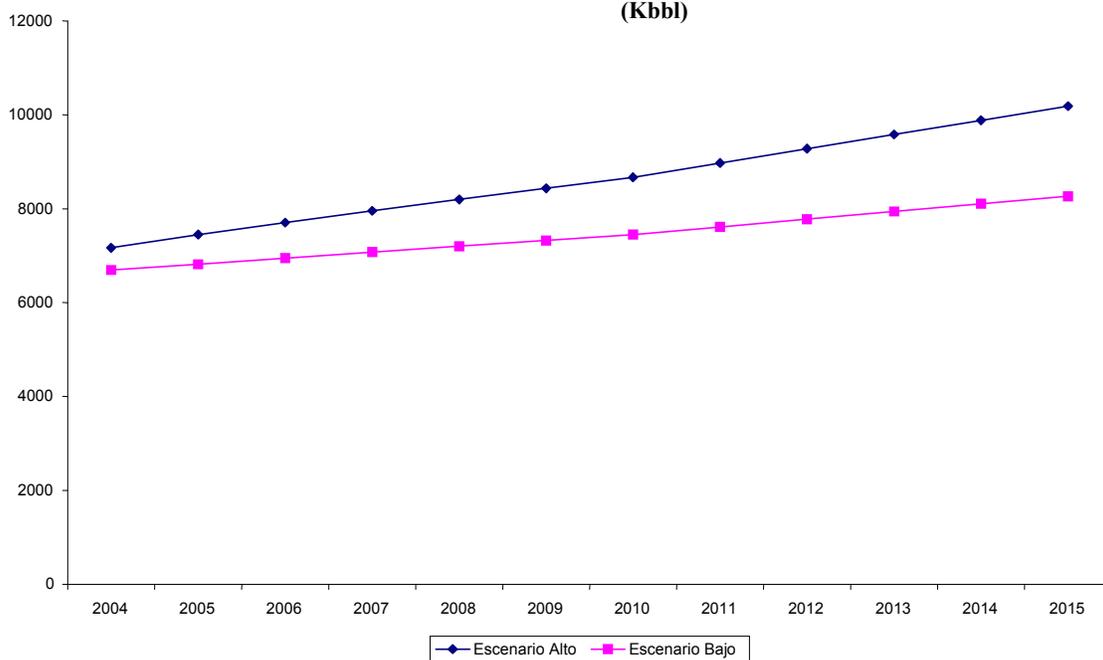
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.3
Perspectiva de la Demanda de Gas Oil, 2004-2015
 (kbbbl)



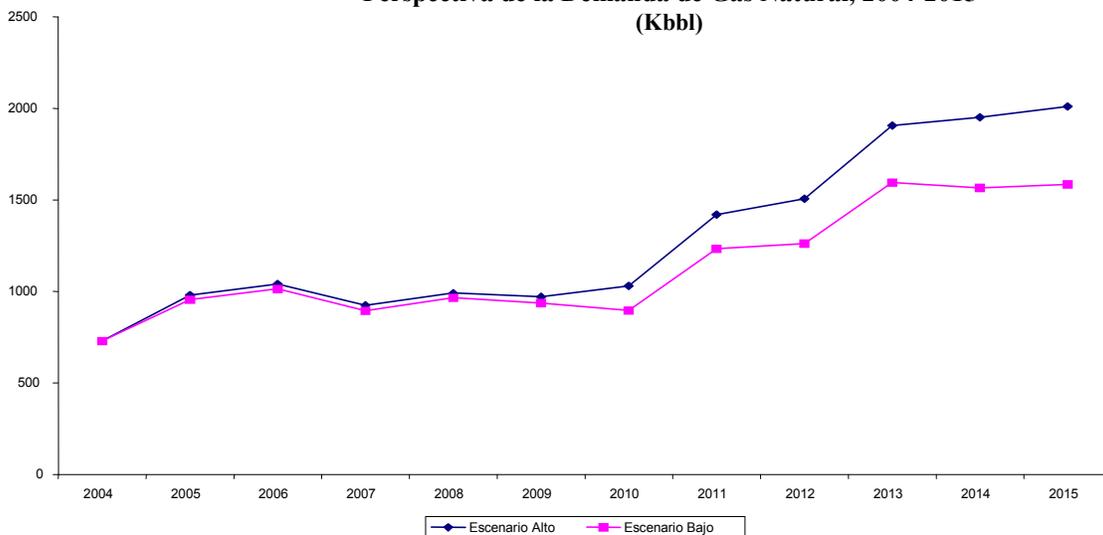
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.4
Perspectiva de la Demanda de GLP, 2004-2015
(Kbbl)



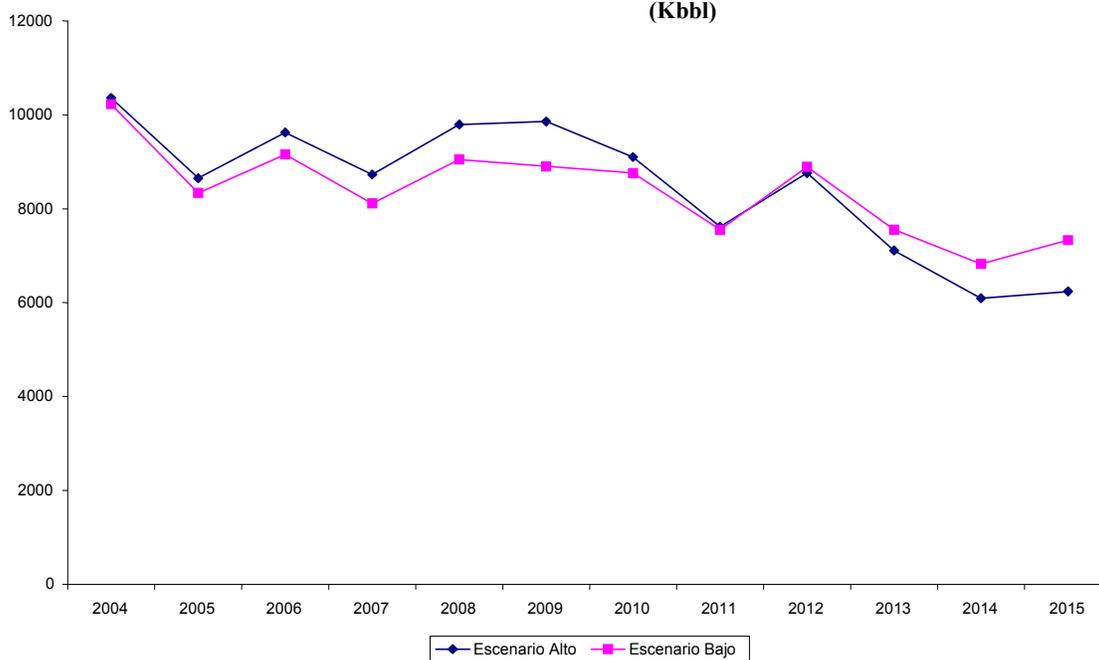
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informa Sobre Balances.

Gráfico N°3.5
Perspectiva de la Demanda de Gas Natural, 2004-2015
(Kbbl)



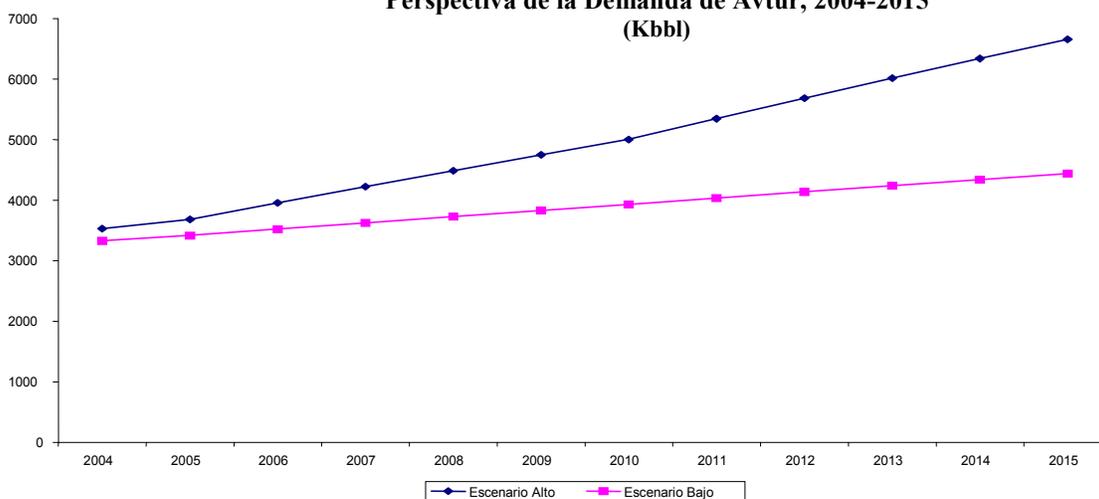
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informa Sobre Balances.

Gráfico N° 3.6
Perspectiva de la Demanda de Fuel Oil Bunker C, 2004-2015
(Kbbl)



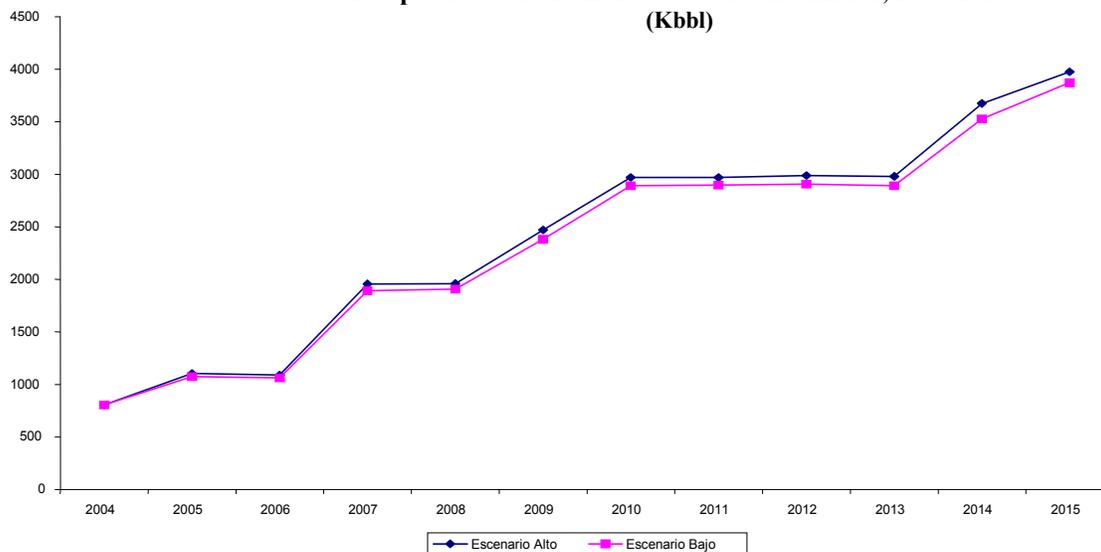
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.7
Perspectiva de la Demanda de Avtur, 2004-2015
(Kbbl)



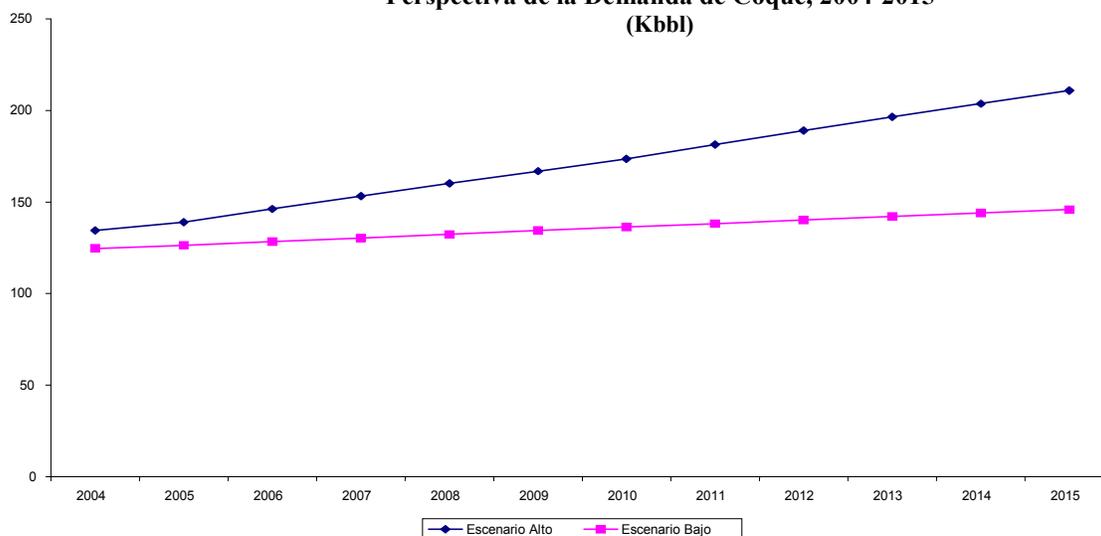
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N°3.8
Perspectiva de la Demanda de Carbón Mineral, 2004-2015
(Kbb)



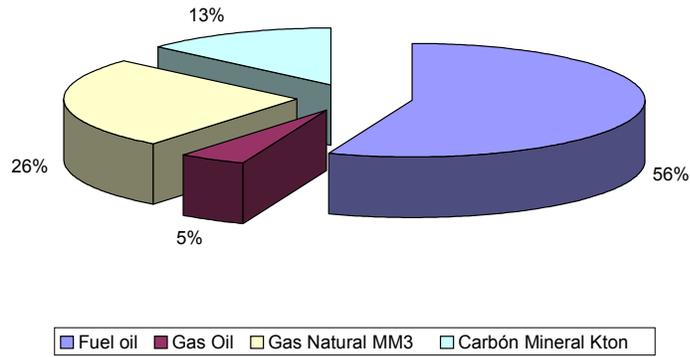
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N°3.9
Perspectiva de la Demanda de Coque, 2004-2015
(Kbb)



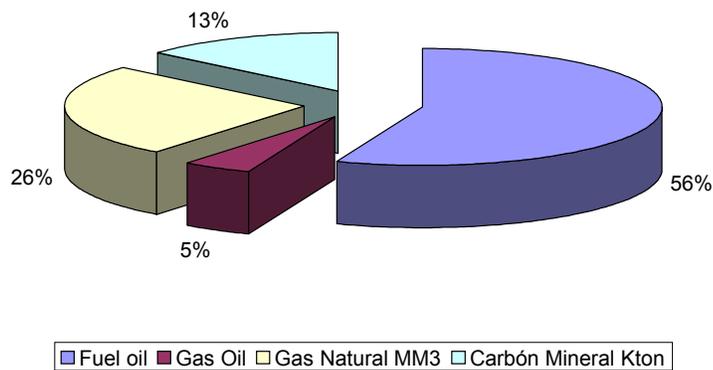
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.10
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2004
Escenario Alto



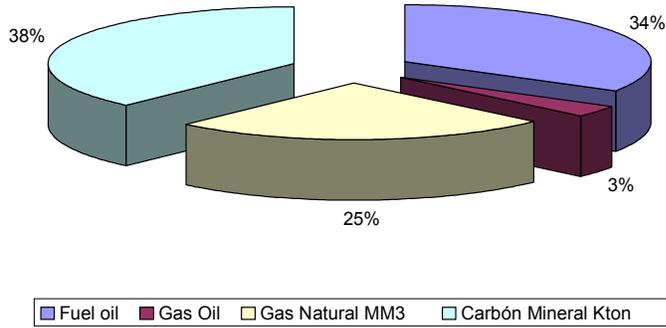
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.11
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2004
Escenario Bajo



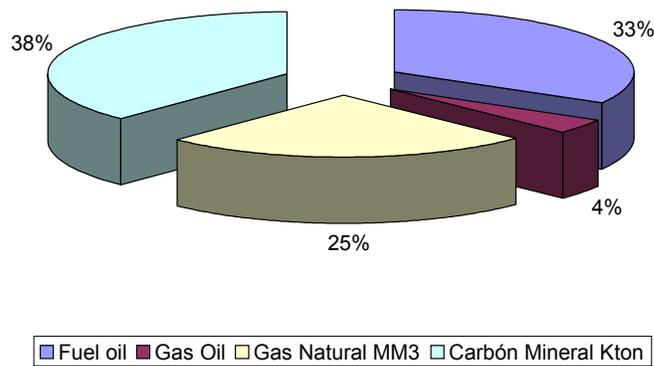
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.12
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2010
Escenario Alto



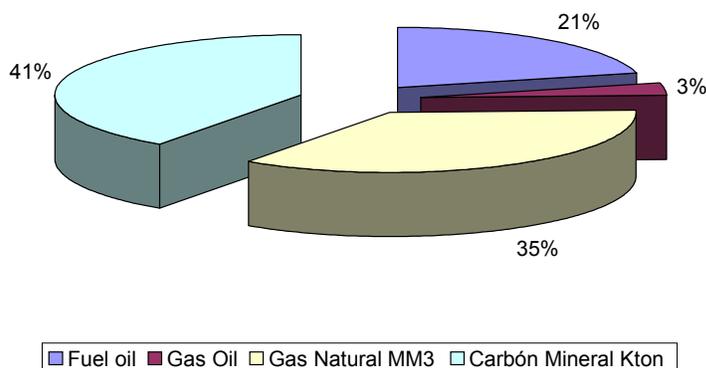
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.13
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2010
Escenario Bajo



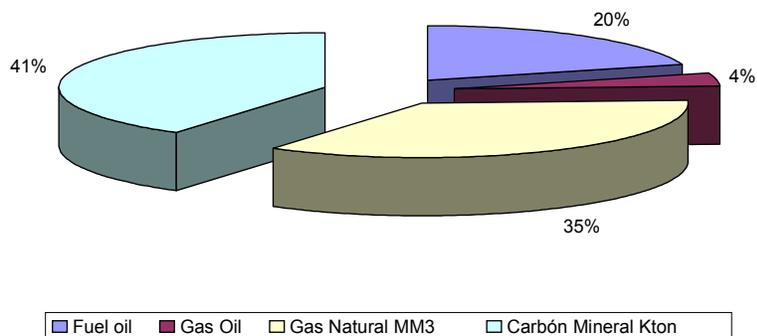
Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.14
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2015
Escenario Alto



Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Gráfico N° 3.15
DEMANDA DE HIDROCARBUROS PARA GENERACION, 2015
Escenario Bajo



Fuentes: Elaborado en base a proyecciones del modelo LEAP de: Informe Prospectiva de la Demanda de Energía
 Proyecciones demanda de energía de: Plan de Expansión Indicativo de Generación.
 Datos de los sistemas aislados suministrados por la SEIC.
 Informe Sobre Balances.

Anexo 4

Tendencias del mercado Internacional de Combustibles

Determinantes Económicos y Ambientales para la Inversión en Refinación

Las condiciones de precios del mercado del USGC (United States Gulf Coast) son decisivas para las importaciones de hidrocarburos de República Dominicana y, por lo tanto, son un elemento fundamental para definir la expansión de un sistema de refinación, por lo que deben resaltarse los siguientes aspectos:

Tendencias del Mercado Mundial

- Las expectativas de mayor demanda, jalonada por China, la India y los países del Sudeste Asiático, aún con crecimientos moderados de los países industrializados, combinado con las acciones de la OPEC, apuntan a precios por encima de US\$20/Bbl, por lo menos en el próximo quinquenio. En los últimos cinco años el mercado ha pasado, en precios, de bajos históricos a altos históricos, mostrando gran volatilidad y la imposibilidad de mantener supuestos inmodificables. Obviamente, la economía de las refinerías es totalmente diferente en un ambiente de precios más altos, dado que los márgenes cambian sustancialmente;
- Las refinerías de la USCG operaban en 1996-1997 con un factor de capacidad entre el 85 y el 90%, en contraste con un 96% en la actualidad. En efecto, el crecimiento de la capacidad y conversión de las refinerías ha sido inferior al de la economía y se espera que nuevas refinerías y unidades de conversión provengan fundamentalmente de países del tercer mundo, dado los altos costos ambientales para construir refinerías en EU y Europa;
- La percepción que se tenía hace cuatro años era la de un excedente mundial en la capacidad de refinación, con gran posibilidad de permanencia durante mucho tiempo y un margen de refinación mediocre. Aparentemente, las nuevas condiciones del mercado favorecen en los países del tercer mundo la inversión en capacidad de conversión y de mejoramiento de productos. Dentro de este tema, los precios relativos del fuel oil con respecto a los combustibles para el transporte (gasolina y diesel) y las regulaciones ambientales jugarán un papel definitivo para definir las inversiones en equipamiento de las refinerías;
- Las modificaciones en las condiciones del mercado tienen dos efectos importantes en los propósitos de analizar las condiciones de participación del sector privado: el primero y más importante, es la reconsideración de la conveniencia o no de procesar los fondos (residuos) para convertirlos en productos más livianos, a la luz de nuevas perspectivas de precios relativos y márgenes. Para promover la participación privada, se requiere establecer condiciones que permitan inversiones rentables en procesos de profundización (mayor conversión) del proceso de refinación o en servicios de desulfurización;
- Durante los años 90, en Estados Unidos la gasolina y el diesel fueron “reformulados” muchas veces para alcanzar los requerimientos incluidos en el “Clean Air Act Amendments of 1990” (CAA90) y otras iniciativas estatales.

Aunque los cambios pasaron desapercibidos por los motoristas, los requerimientos ambientales requirieron muchos ajustes en las refinerías y los sistemas de distribución. Las refinerías cambiaron los procesos existentes e invirtieron en nuevos. Así mismo, los sistemas de almacenamiento y distribución fueron modificados para manejar productos adicionales;

- La “Fase II” de la gasolina reformulada, la cual será requerida a partir del año 2000, es el último cambio especificado por la CAAA90, pero cambios adicionales están en el horizonte. Dos temas controversiales –remoción adicional de azufre y la reducción del MTBE como aditivo de la gasolina – señalarán nuevos retos para la industria de refinación. Por un lado, la EPA (Environment Protection Agency) está en el proceso de finalizar regulaciones que restringirán severamente el contenido de azufre de la gasolina y está proponiendo restricciones similares para el diesel.

Conversión de Fuel Oil en Combustibles para Transporte

- El alto valor relativo del fuel oil respecto a los productos más ligeros es el punto esencial para determinar la conveniencia de invertir en procesos de conversión del primero en combustibles para el transporte (diesel y gasolina). Dentro de este tema se analizan tres aspectos. Dado que el mercado que define los precios relativos de los combustibles para República Dominicana es el de USGC, se examinará en primer lugar cual ha sido la evolución pasada y las perspectivas futuras del fuel oil en Estados Unidos: los dos mercados de interés son los de la industria manufacturera y el de generación eléctrica. En segundo lugar, se trata de visualizar cual será la estructura de la demanda de derivados de petróleo y las necesidades de refinación hacia el futuro. Finalmente, se analiza el comportamiento de los precios relativos y los márgenes en los últimos tres años;

- La gran mayoría de los derivados de petróleo transados por los diferentes sectores industriales y domésticos de Estados Unidos para producir calor son los combustibles (fuel oil) de destilados y residuos. El fuel oil de destilados, el producto más ligero, es usado para calentamiento ambiental en los hogares y edificios comerciales. El fuel oil residual, más denso y pesado, es usado principalmente en la industria y en la generación eléctrica;

- La industria manufacturera de Estados Unidos ha reducido su consumo de fuel oil en las últimas dos décadas. Como una proporción del total de contenido calórico (Btu) de los combustibles comprados, el fuel oil alcanzó su máximo de 16,5% en 1977 y ha decrecido hasta un 4,5% en los 90's (ver Gráfico N° 1). El fuel oil de destilados representa 5,5% de todos los combustibles usados en 1977, pero solo el 1,2% en 1994. El Fuel oil de residuos alcanzó su máximo de 12,4% de los combustibles comprados en 1978, pero ha caído a 3,3% del total;

- En contraste, la participación en el consumo del gas natural ha permanecido relativamente estable desde 1974, alrededor del 47%. La participación del carbón creció entre 1974 y 1985, de 9,4% a 13,3%, pero a partir de 1985 ha venido

declinando de manera constante, hasta un 10%. Finalmente, la energía eléctrica comprada creció hasta alcanzar un nivel de 23%, donde se ha mantenido. En relación con la competencia con el gas natural, el Gráfico N° 2 muestra el proceso de sustitución que se ha dado desde 1975, tanto del fue oil destilado como del residual. Varias son las conclusiones del estudio del DOE (Department of Energy):

- *La industria manufacturera prefiere el gas natural cuando razonablemente puede escoger el combustible*³⁸. Aun desde 1985, año en que por primera vez la información está disponible, la industria ha mostrado una preferencia para usar la menor cantidad de fuel oil como sea posible, a pesar de las fluctuaciones de los precios relativos promedios entre fuel oil y gas natural;
- *En 1994, una mayor proporción de industrias sustituyó fuel oil residual por gas natural que lo contrario.* La MECS³⁹ de 1994 midió por primera vez la sustitución real entre combustibles, constatando que la razón principal del cambio, en ambas direcciones era el precio del combustible en el momento de la sustitución;
- *La capacidad de almacenamiento de fuel oil de la industria manufacturera está declinando rápidamente*⁴⁰. Otra indicación de la disminución del aporte del fuel oil a la satisfacción de las necesidades energéticas de la industria es la capacidad de almacenamiento en las plantas, la cual declinó, desde 1985, en 60% para fuel oil destilado y 37% para el fuel oil residual. Uno de los problemas del fuel oil, relativo a otros combustibles, es el costo adicional de mantener grandes tanques y medidas complementarias para evitar contaminación subterránea por filtración.

³⁸ Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS). Tables:

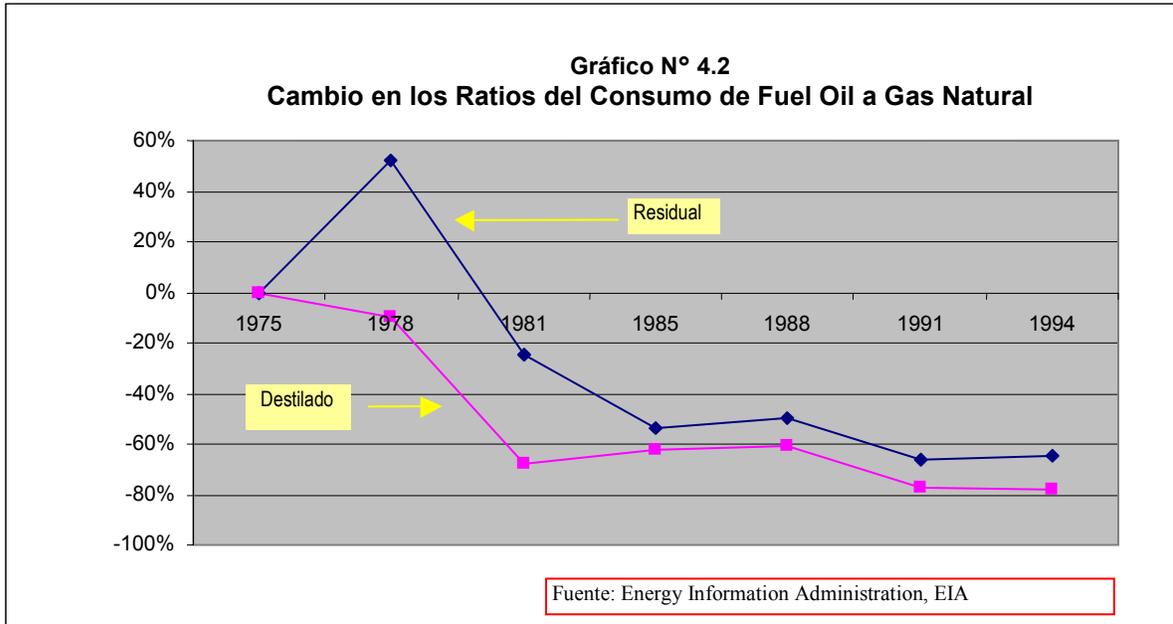
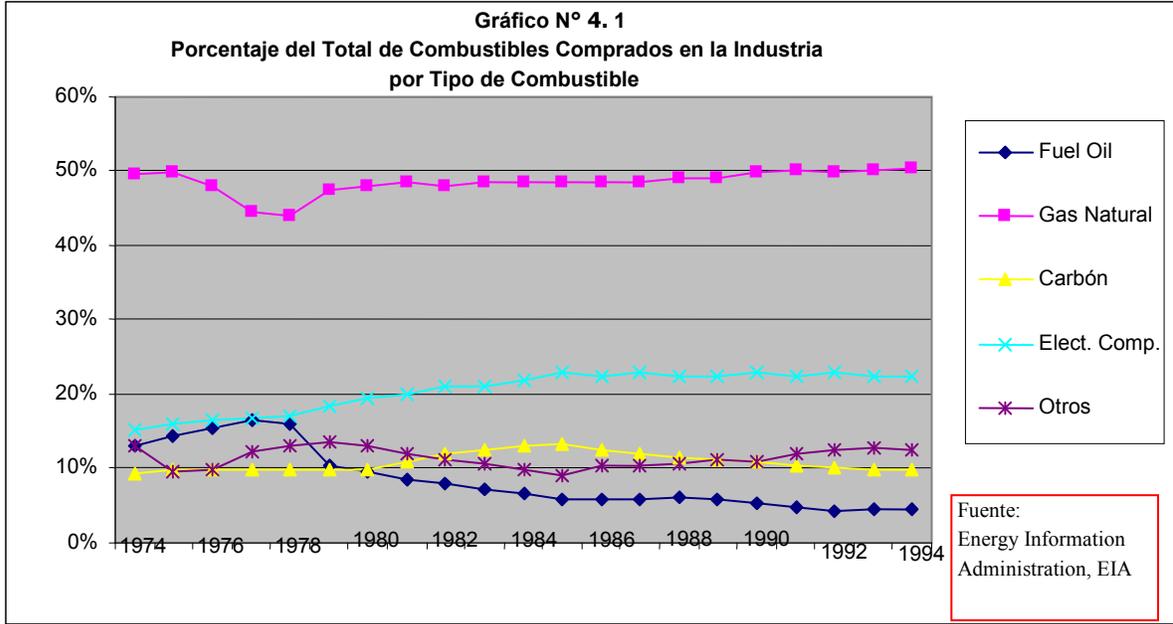
- *Nonswitchable Minimum Requirements and Maximum Consumption Potential by census Region and Census Division*
- *Capability to Switch from Natural Gas to Alternative Energy Sources by Industry Group, Selected Industries, and Selected Characteristics*
- *Capability to Switch from Residual Fuel Oil to Alternative Energy Sources by Industry Group, Selected Industries, and Selected Characteristics*

³⁹ MECS, 1994:

- *Number of Establishments that actually Switch From Natural Gas to Residual Fuel Oil, by Industry Group an Selected Industries*
- *Number of Establishments that actually Switch From Residual Fuel Oil to Natural Gas, by Industry Group an Selected Industries*

⁴⁰ Referencia:

- *Shell Storage Capacity of Selected Petroleum Products by Census Region, Census Division, Industry Group, and selected Industries*
- Energy Information Administration, *Manufacturing Energy Consumption Survey: Consumption Energy q985*, DOE/EIA-0512 (85)(Washington, DC, November, 1988)

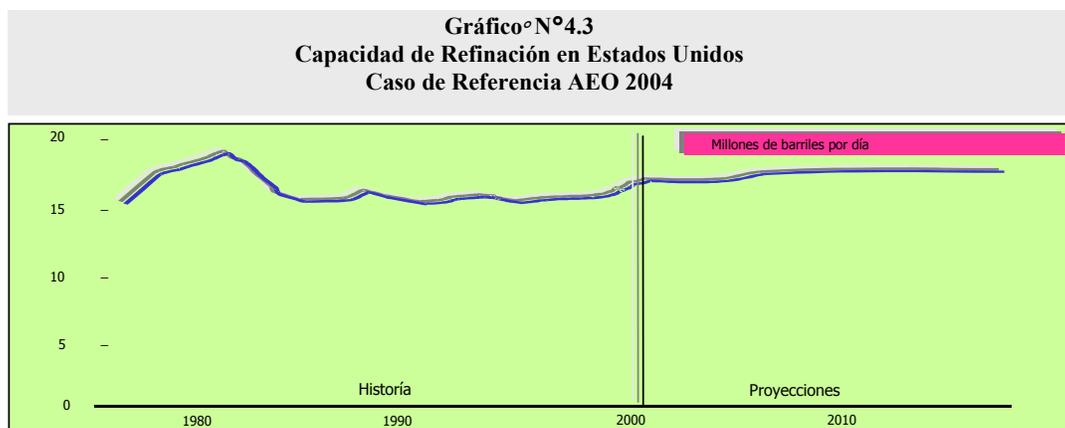


- En las proyecciones del AEO 2004 para estados Unidos, se establecen incrementos significativos del gas natural, hacia el futuro. El crecimiento se dará en todos los sectores consumidores, pero principalmente en generación eléctrica, de donde provendrá más de la mitad del incremento. El consumo de gas natural crecerá debido al crecimiento de la demanda de la electricidad (nueva capacidad) y al reemplazo de viejas plantas de vapor a carbón y fuel oil por turbinas de ciclo

combinado. Menores costos de capital, períodos de construcción más cortos, mayores eficiencias y más bajas emisiones le dan al gas natural ventajas sobre los combustibles fósiles. En gran medida, las ventajas ambientales del gas natural serán decisivas para el crecimiento de su uso en generación eléctrica.

La Demanda de Combustibles y la Expansión en Capacidad de Refinación

- Aunque se espera que el crudo continúe siendo el mayor componente de las importaciones petroleras de los Estados Unidos, los productos refinados presentarán un crecimiento importante en su participación. Más importaciones serán necesarias en la medida que el crecimiento de la demanda de derivados exceda la expansión de la capacidad de refinación en Estados Unidos;
- Lo más probable es que la nueva capacidad de refinación se de en las refinerías existentes. En la década de los ochenta, la caída de la demanda de productos petroleros y la desregulación de la industria llevó a una declinación durante 13 años en la capacidad de refinación. En 1995 esa tendencia se revierte y hacia 1999 la capacidad aumentó en 0,9 MBPD. Consideraciones legales y financieras han hecho improbable que nuevas refinerías sean construidas en EU, pero nuevas adiciones a las refinerías existentes si pueden esperarse. En el Gráfico N° 3 se presenta una descripción de la evolución de la capacidad de refinación y una representación de lo que podría ser el desarrollo futuro;
- En el AEO 2004, casi todas las adiciones en capacidad se proyectan que ocurrirán en la Costa del Golfo. Las refinerías existentes continuaran siendo utilizadas intensivamente, en el largo plazo, en un rango entre 93% y 96% de su capacidad, bien arriba de lo observado a mediados de la década de losnoventa.

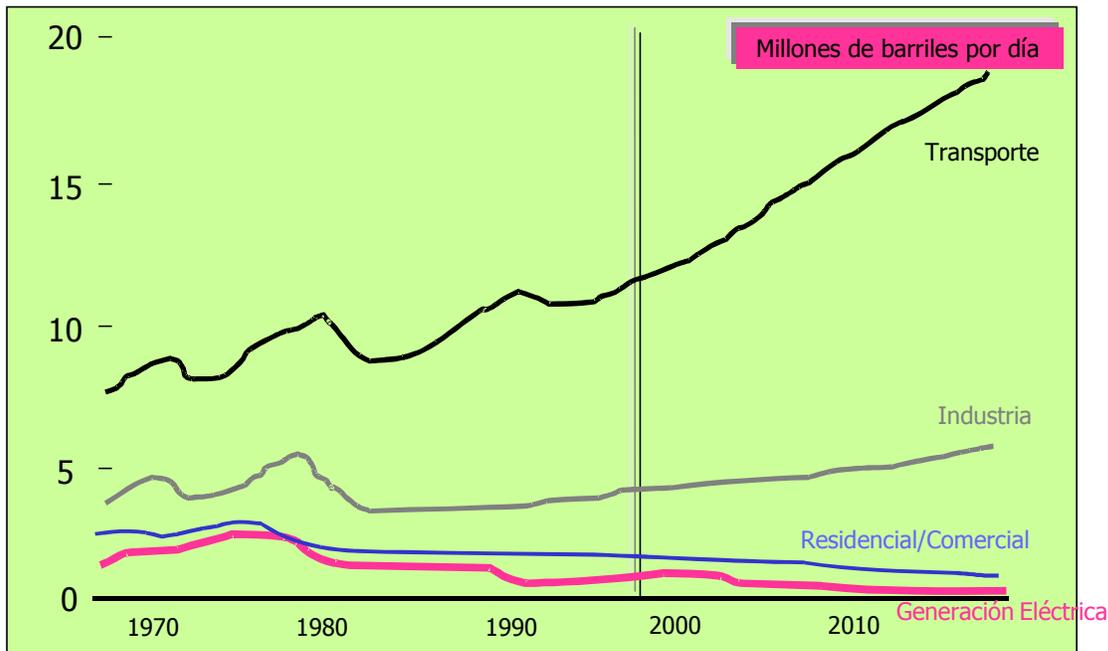


Fuente: Energy Information Administration, E I A.

- Unidades de procesamiento adicionales “downstream” (Refinación, Elaboración, Mercadeo, etc.) permitirán a las refinerías domésticas producir menos combustibles residuales, los cuales tienen un mercado cada vez más reducido, y más productos livianos de alto valor, tales como gasolina, diesel, jet fuel y GLP;

- El uso del petróleo se incrementará principalmente en el sector transporte, el cual representó las dos terceras partes de la demanda total de derivados de petróleo en 1998. Se espera que decline en los sectores residencial, comercial y de generación eléctrica, donde se dará una sustitución importante por gas natural (ver Gráfico N° 4);

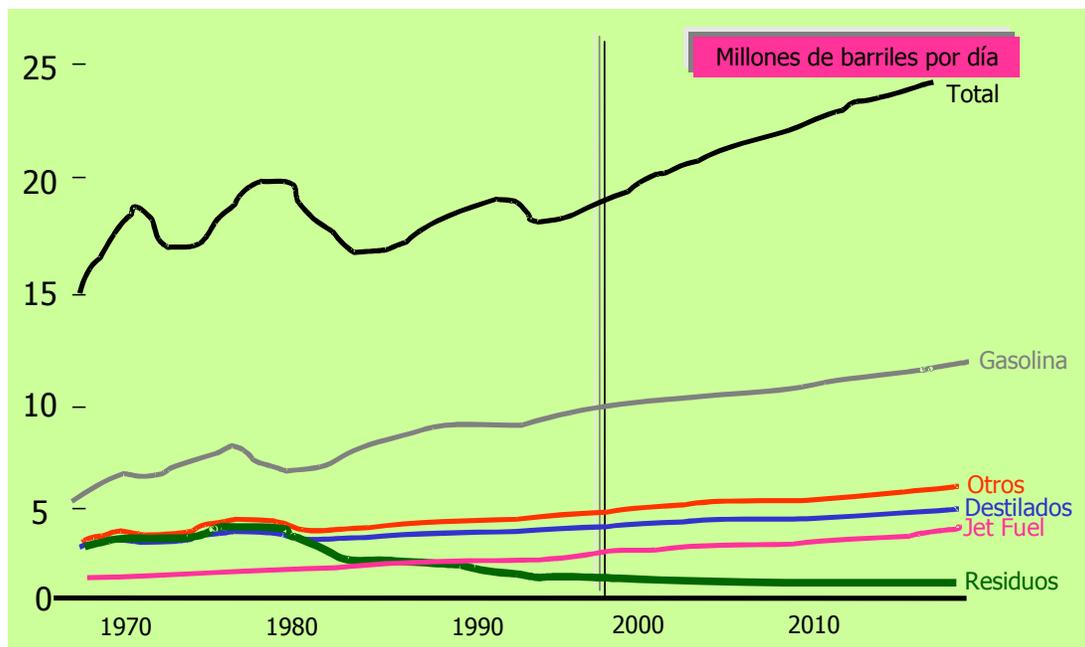
Gráfico N° 4.4
Consumo Derivados de Petróleo por Sector
 Caso de Referencia AEO 2004



Fuente: Energy Information Administration, E I A .

- Los productos livianos explicarán la mayoría del incremento de la demanda por derivados de petróleo (ver Gráfico N° 5). En efecto, más del 90% del crecimiento proyectado de derivados proviene de incrementos en el consumo de gasolina, diesel, jet fuel y GLP, los cuales son más costosos y más difíciles de producir que los productos más pesados. En el pronóstico, la gasolina continuará dando cuenta del 45% de la demanda, el diesel mostrará pocos cambios y los combustibles de residuos declinarán sustancialmente;

Gráfico N° 4.5
Consumo de Derivados de Petróleo



Fuente: Energy Information Administration, E I A.

- Aunque las inversiones en mayor conversión incrementarán la capacidad de EU de producir productos livianos, éstas solo compensará menos de la mitad del incremento de la demanda, de tal forma que un déficit creciente será importado. No hay duda que para los países con excedentes de gasolina, EU y México (también con creciente déficit de gasolina) serán mercados interesantes e incentivo para inversiones en mayor conversión en el Caribe y el resto de Latinoamérica. Para los países deficitarios, representará una competencia por los excedentes;
- Crecimientos sustanciales en capacidad de destilación se espera que se den en el Medio Oriente, Latinoamérica y en la región Asia / pacífico. Esta última ha sido la de mayor crecimiento en los noventa, y recientemente ha sobrepasado a Europa como el segundo mayor centro de refinación y, en términos de capacidad de destilación, se espera que supere a EU en el 2010. Mientras EU y Europa no han incrementado su capacidad de destilación de manera significativa, sus refineries han tendido a mejorar la calidad de los productos y a incrementar la capacidad de conversión para procesar crudos pesados;
- Es claro que las inversiones futuras en refinación en los países en vías de desarrollo deben incluir configuraciones que están más avanzadas que las actualmente en operación. Sus refineries serán las encargadas de suplir la demanda mundial de productos más livianos y de mejor calidad ambiental. Una

carga adicional en nuevas y actuales refinerías provendrá de la necesidad de suplir productos más livianos de crudos cuya calidad se espera se deteriore hacia el futuro: más pesados y más agrios;

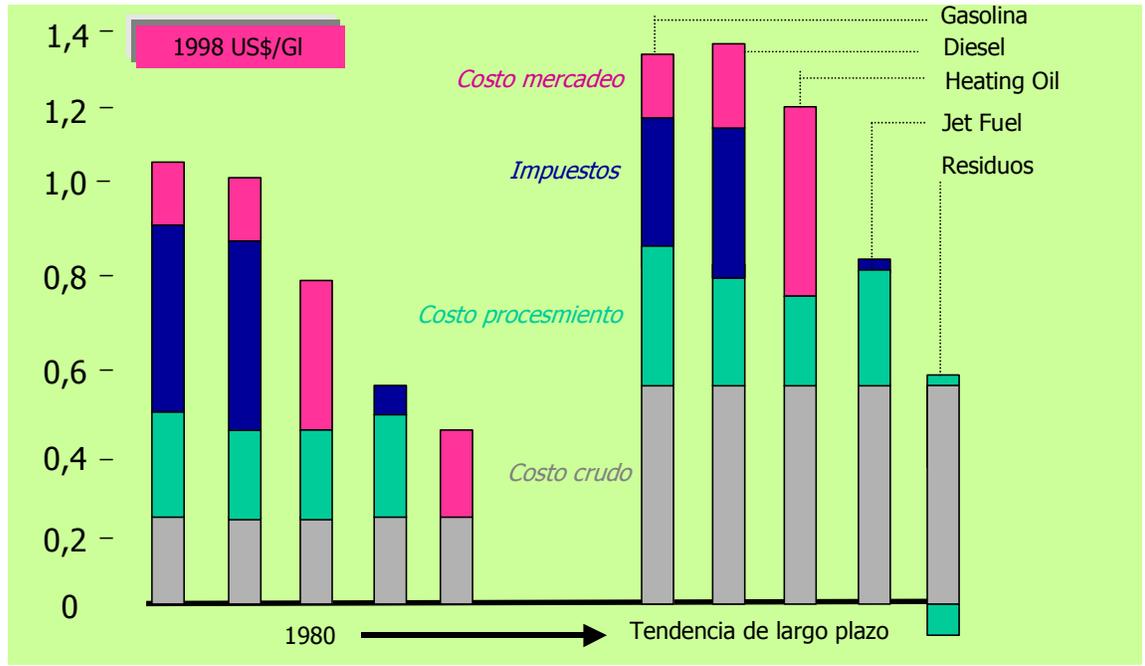
- Adicionalmente, el AEO 2004 proyecta un papel en expansión del etanol como combustible para vehículos, producido a partir del maíz, como aditivo para expandir volumen e incrementar octanaje, en proporción de 10% etanol y 90% gasolina. Así mismo, lo proyecta para reemplazar el MTBE como oxigenado para la RFG (Reformulate Gasoline) en California⁴¹;
- Los precios de los productos refinados están determinados por el costo del crudo, el costo del proceso de refinación (incluyendo utilidades), el costo del mercadeo y comercialización y los impuestos. En las proyecciones del AEO 2004, el costo del crudo continuará aportando la mayor contribución a los precios de los productos, los costos de mercadeo permanecerán estables, pero la contribución del costo de procesamiento y de los impuestos cambiará considerablemente (Gráfico N°6). Los costos de procesamiento de la gasolina y el jet fuel se incrementarán hacia el futuro. Los incrementos se atribuyen principalmente al crecimiento de la demanda de esos productos y también en parte a inversiones relacionadas con el cumplimiento de regulaciones de emisiones, salud y seguridad en refinerías, las cuales adicionarán entre 1 y 3 cent/Gl al costo de procesamiento de los productos livianos. Mientras los costos de procesamiento tienden a incrementar los precios de los productos, con efectos a nivel de venta mayorista, los supuestos sobre impuestos tienden a disminuirlos en términos reales, con efectos a nivel de distribución minorista, en la medida que la tendencia ha sido mantenerlos en términos nominales o incrementarlos con la inflación;
- En resumen, en el futuro se espera que los precios de la gasolina sean empujados hacia arriba por un incremento en la población y la expansión económica. Adicionalmente, tanto estándares ambientales más estrictos sobre la calidad de la gasolina como las limitaciones en la capacidad de refinación en los EU, serán también factores para empujar el precio hacia arriba. La falta de capacidad de refinación ya está contribuyendo a mayores precios en California y se espera que se disemine por todos los estados. Sin embargo, los menores impuestos harán que a nivel minorista los precios en EU se mantengan entre los más bajos del mundo⁴²;
- Con respecto a los residuos, la tendencia será la de valorarlos cada vez menos, configurándose en un incentivo a convertirlo en productos más livianos.

⁴¹ Downstream Alternatives, Inc., The Use of Ethanol in California Clean Burning Gasoline: Ethanol Supply and Demand (Bremen, IN, February 5, 1999).

⁴² Ver

www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/primer_on_gasoline_prices/html/p_etbro.html

Gráfico 4.6
Componentes de Costos de Productos Refinados



Fuente: Energy Information Administration, E I A.