

# REPÚBLICA DOMINICANA

## PROYECTO DE ASISTENCIA TECNICA AL SECTOR ENERGIA PRESTAMO BIRF N° 7217-DO

### DIAGNOSTICO

### SECTOR HIDROCARBUROS

### INFORME FINAL

*Consultor Jorge E. Lapeña*

*- Enero de 2008 -*

# **INDICE GENERAL**

**PAG.**

## **CAPITULO I : EL CONTEXTO ENERGETICO DOMINICANO**

<b>I.1. <u>INTRODUCCION</u></b>	<b>17</b>
<b>I.2. <u>EL BALANCE ENERGETICO DE REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>17</b>
I.2.1. ENERGIA PRIMARIA	17
I.2.2. ENERGIA SECUNDARIA	18
I.2.3. CENTROS DE TRANSFORMACION DE HIDROCARBUROS	20
I.2.4. CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE PETROLEO	20
I.2.4.1. <u>Por Derivados</u>	20
I.2.4.2. <u>Consumo de Derivados por Sector</u>	21
I.2.5. CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO EN CENTRALES ELECTRICAS	21
<b>I.3.- <u>ESCENARIOS DE PRECIOS INTERNACIONALES</u></b>	<b>22</b>

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

**PAG.**

**CAPITULO II : ASPECTOS INSTITUCIONALES Y LEGALES**

<b>II.1. <u>ASPECTOS LEGALES</u></b>	<b>28</b>
II.1.1. LEY N° 4.532	28
II.1.2. LEY DEL MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL	29
II.1.3. LEY N° 112/00	29
II-1.4. DECRETO REGLAMENTARIO DE LA LEY N° 112/00	32
<b>II.2.- <u>ASPECTOS INSTITUCIONALES Y ORGANIZATIVOS</u></b>	<b>40</b>
II.2.1. LA EXISTENCIA DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE)	42
II.2.2. LEY N° 7 57-07 DE INCENTIVOS A LAS ENERGIAS RENOVABLES Y REGIMENES ESPECIALES	44
<b>II.3.- <u>ESTUDIO DE PROYECTOS DE LEY QUE TENGAN POR OBJETO REORDENAR EL SECTOR ENERGETICO DOMINICANO</u></b>	<b>45</b>
II.3.1. PROYECTO DE LEY DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS	45

## **INDICE GENERAL** **(Continuación)**

**PAG.**

II.3.2. LA PROPUESTA DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA Y SU GERENCIA DE HIDROCARBUROS PARA LA CREACION DE UN ORGANISMO REGULADOR INDEPENDIENTE EN LA CADENA DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y EL GAS NATURAL	47
---	----

### **CAPITULO III : EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN REPUBLICA DOMINICANA**

<b><u>III.1. LA INFRAESTRUCTURA DEL CONOCIMIENTO GEOLOGICO PETROLERO EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>51</b>
III.1.1. ANTECEDENTES	51
III.1.2. LA INFRAESTRUCTURA DE CONOCIMIENTO Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL AREA DEL CONOCIMIENTO GEOLOGICO	53
III.1.3. EVALUACION PRELIMINAR DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DE LA REPUBLICA DOMINICANA – DIC. 2006 – INFORME MINISTERIO DE LA INDUSTRIA BASICA DE CUBA	54
<b><u>III.2. LOS CONTRATOS DE EXPLORACION VIGENTE</u></b>	<b>56</b>
III.2.1. EL CONTRATO DE EXPLORACION VIGENTE EN REPUBLICA DOMINICANA: ANALISIS DE DETALLE	58

## **INDICE GENERAL** **(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
<b><u>III.3. EL EJERCICIO DE LA FISCALIZACION POR PARTE DEL ESTADO SOBRE LOS CONTRATOS PETROLEROS EN REPUBLICA DOMINICANA. ESTADO DE SITUACION</u></b>	66
III.3.1. LAS OBLIGACIONES QUE IMPONE LA LETRA DEL CONTRATO A LAS PARTES	66
III.3.2. ORGANIZACIÓN PARA LA FISCALIZACION	69
III.3.3. CONCLUSION DEL CONSULTOR SOBRE EL ESTADO DE SITUACION EN MATERIA DE FISCALIZACION	70
<b><u>III.4. SITUACION DE LAS COMPAÑIAS EXPLORADORAS DE PETROLEO EN REPUBLICA DOMINICANA (ABRIL 2006)</u></b>	70
<b><u>III.5. CONCLUSIONES</u></b>	71
<b><u>III.6. CONCLUSIONES DIAGNOSTICAS PARA EXPLORACION DE HIDROCARBUROS</u></b>	72
<b><u>III.7. PROGRAMA GENERAL DE EXPLORACION PARA REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	73

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

**PAG.**

**CAPITULO IV : COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS**

<b><u>IV.1. EL COMERCIO INTERNACIONAL</u></b>	<b>74</b>
<b><u>IV.2. LOS CRUDOS Y DERIVADOS IMPORTADOS POR LA REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>76</b>
<b><u>IV.3. IMPORTADORES DE CRUDOS Y DERIVADOS</u></b>	<b>79</b>
<b><u>IV.4. CRECIMIENTO DEL VOLUMEN IMPORTADO</u></b>	<b>80</b>
<b><u>IV.5. MARCO LEGAL</u></b>	<b>81</b>
<b><u>IV.6. DESCRIPCION DE PROCESO DE COMERCIALIZACION ACTORES INTERVINIENTES</u></b>	<b>82</b>
<b><u>IV.7. MARGENES DE INTERMEDIACION E IMPUESTOS</u></b>	<b>83</b>
<b><u>IV.8. TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE</u></b>	<b>87</b>
<b><u>IV.9. DISTRIBUCION DE COMBUSTIBLES</u></b>	<b>89</b>

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
IV.10. <b><u>DETALLISTAS O VENTAS POR MENOR</u></b>	91
IV.11. <b><u>CALCULO DEL PRECIO MAXIMO DE VENTA AL PUBLICO</u></b>	94
IV.12. <b><u>COMPARACION DE LOS PRECIOS VIGENTES EN REPUBLICA DOMINICANA Y OTROS PAISES</u></b>	95

**CAPITULO V : ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

V.1. <b><u>INTRODUCCION</u></b>	105
V.2. <b><u>LAS BASES LEGALES</u></b>	105
V.3. <b><u>PRECIOS VIGENTES PARA EL CARGO POR TERMINAL</u></b>	107
V.4. <b><u>ESTUDIOS DE LA GERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LA CNE SOBRE REFINACION</u></b>	108
V.5. <b><u>EL ESTUDIO DE LA CNE SOBRE COMERCIALIZACION DE CRUDOS Y COMBUSTIBLES EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	109
V.6. <b><u>CONCLUSIONES</u></b>	111

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

**PAG.**

**CAPITULO VI: REFINACION**

<b>VI.1. <u>REFIDOMSA</u></b>	<b>114</b>
VI.1.1. BREVE HISTORIAL DE LA EMPRESA	114
VI.1.2. DESCRIPCION TECNICA	116
VI.1.3. COSTOS DE PRODUCCION	117
VI.1.4. CAPACIDAD DE ALMACENAJE	118
VI.1.5. PRODUCCION ANUAL POR PRODUCTO 1994-2004	118
VI.1.6. DESCRIPCION DEL PROCESO DE IMPORTADOR, REFINACION, ALMACENAJE Y DESCRIPCION	119
VI.1.7. ASPECTOS ECONOMICOS	122
<b>VI.2. <u>FALCONBRIDGE</u></b>	<b>126</b>
<b>VI.3. <u>ELEMENTOS DE DIAGNOSTICO PARA EL SECTOR REFINACION</u></b>	<b>126</b>
<b>VI.4. <u>ESTUDIO DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE) SOBRE LA EVALUCION REFINACION EN REPUBLICA DOMINICANA – AÑO 2004 –</u></b>	<b>128</b>

## **INDICE GENERAL** **(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
VI.4.1. EL ESTUDIO DE LA GERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LA CNE	128
VI.4.1.1 <u>La Producción de Derivados en República Dominicana</u>	128
VI.4.1.2 <u>La Propuesta de la Nueva Refinería</u>	130
VI.4.2. COMENTARIOS DEL CONSULTOR SOBRE LA IDEA –PROYECTO ANALIZADA	133
VI.4.3. RECOMENDACIONES DEL CONSULTOR	136

### **CAPITULO VII : EL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA**

VII.1. <b><u>ANTECEDENTES RELEVANTES DEL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>136</b>
VII.2. <b><u>LA EMPRESA AES DOMINICANA Y EL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>142</b>
VII.2.1 INTRODUCCION	142
VII.2.2 LA EMPRESA AES EN REPUBLICA DOMINICANA	142
VII.2.3 TERMINAL METANERA AES.	144

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
<b><u>VII.3. EL GNC EN LA INDUSTRIA Y EL TRANSPORTE</u></b>	<b>149</b>
VII.3.1 EN LA INDUSTRIA	149
VII.3.2 EL GNC EN EL TRANSPORTE	150
<b><u>VII.4. LA COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL EN LA GENERACION DE ELECTRICIDAD</u></b>	<b>153</b>
VII.4.1 CAPACIDAD INSTALADA Y TIPO DE CENTRALES	154
VII.4.2. PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION ELECTRICA	154
VII.4.3. COSTOS DE GENERACION	155
VII.4.4. LA COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD	155
VII.4.5. ENTREVISTAS Y VISITAS A CENTRALES ELECTRICAS	156
<b><u>VII.5. EL POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA DE REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>160</b>
VII.5.1.CONDICIONES GENERALES DE COMPETITIVIDAD	160

## **INDICE GENERAL** **(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
VII.5.2. VISITA A INDUSTRIAS	162
<b><u>VII.6. ESTUDIOS DE DEMANDA Y PRONOSTICOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>169</b>
VII.6.1 ESTUDIO DE LA EMPRESA AES (2005)	169
VII.6.2 EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MERCADO ELECTRICO	170
VII.6.3 EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A LA REGION CENTRO-AMERICANA. UNA REFERENCIA CONTEXTUAL	174
<b><u>VII.7. LA OFERTA MUNDIAL DEL GNL</u></b>	<b>176</b>
<b><u>VII.8. ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONALES RELACIONADOS CON LA INTRODUCCION DEL GAS NATURAL CON ALCANCE NACIONAL</u></b>	<b>180</b>
VII.8.1 LA NECESIDAD DE UN MARCO REGULATORIO	180
VII.8.2 DECRETO N° 264-07 INTERES NACIONAL DEL GNC	181

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

**PAG.**

**CAPITULO VIII : GAS LICUADO DE PETROLEO**

<b><u>VIII.1. DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE GLP</u></b>	<b>185</b>
<b><u>VIII.2. LAS DISTRIBUIDORAS</u></b>	<b>187</b>
<b><u>VIII.3. LAS ENVASADORAS</u></b>	<b>188</b>
<b><u>VIII.4. EL ABASTECIMIENTO A LA INDUSTRIA Y HOTELES</u></b>	<b>189</b>
<b><u>VIII.5. RESTAURANTES Y EDIFICIOS DE VIVIENDAS RESIDENCIALES CON INSTALACIONES CENTRALES DE GLP</u></b>	<b>189</b>
<b><u>VIII.6. GLP EN EL TRANSPORTE</u></b>	<b>189</b>
VIII.6.1 ASPECTOS IMPOSITIVOS Y TRIBUTARIOS	189
VIII.6.2. ESTIMACION DE LOS MONTOS DE IMPUESTOS NO PAGADOS Y SUBSIDIOS APROPIADOS	190
VIII.6.3. LA MODALIDAD DE LA UTILIZACION DEL GLP VEHICULAR	191
VIII.6.4. LA ADAPTACION DE LOS AUTOMOVILES PARA EL USO DEL GLP	198
VIII.6.5. LA SEGURIDAD EN GLP VEHICULAR	201

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
<b><u>VIII.7. LA NORMALIZACION DEL GLP AUTOMOTOR</u></b>	<b>201</b>
VIII.7.1 INTRODUCCION	201
VIII.7.2 LOS PERJUDICADOS	202
VIII.7.3 LA REGULARIZACION DEL GLP AUTOMOTOR	203
VIII.7.4 PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL GLP VEHICULAR	204
 <b><u>CAPITULO IX : FISCALIZACION DE LA CALIDAD</u></b> <b><u>DE LOS COMBUSTIBLES EN LA REPUBLICA DOMINICANA</u></b>  	
<b><u>IX-1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE FISCALIZACION</u></b>	<b>206</b>
<b><u>IX.2. ESTADO DE SITUACION</u></b>	<b>208</b>
<b><u>IX.3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u></b>	<b>208</b>

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

**PAG.**

**CAPITULO X : IMPUESTOS SOBRE LOS COMBUSTIBLES**

<b>X.1. <u>LOS PRECIOS E IMPUESTOS VIGENTES EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>211</b>
<b>X.2. <u>LAS LEYES TRIBUTARIAS</u></b>	<b>214</b>
X.2.1. LEY N° 112/00	214
X.2.1.1 <u>Impuestos que gravan el consumo de combustibles en República Dominicana</u>	214
X.2.1.2 <u>Subsidio al GLP Utilizado por las Familias</u>	216
X.2.1.3 <u>Indexación de los Impuestos</u>	217
X.2.1.4 <u>Funciones de Fiscalización y Administración</u>	217
X.2.1.5 <u>Destino de los Fondos Recaudados por los Impuestos</u>	217
X.2.1.6 <u>Precios de Venta al Publico</u>	220
X.2.1.7 <u>Libre Importación de Combustible</u>	220

**INDICE GENERAL**  
**(Continuación)**

	<b><u>PAG.</u></b>
<b>X.3. <u>LOS IMPUESTOS SOBRE LOS COMBUSTIBLES SEGÚN SU USO</u></b>	<b>220</b>
X.3.1. IMPUESTOS EN LOS COMBUSTIBLES DE USO VEHICULAR	221
X.3.2. IMPUESTOS SOBRE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA	222
<b>X.4. <u>LOS ELEMENTOS DE DIAGNOSTICO QUE SURGEN DEL SISTEMA IMPOSITIVO SOBRE LOS COMBUSTIBLES EN REPUBLICA DOMINICANA</u></b>	<b>222</b>

**CAPITULO I**

**EL CONTEXTO ENERGETICO**  
**DOMINICANO**

## **I.1. INTRODUCCION**

La República Dominicana ocupa la parte este de la Isla Hispaniola; tiene una superficie de 48,670 Km<sup>2</sup> y una población de 9,032, 000 habitantes (en 2005).

La densidad poblacional es alta: 185 hab. /Km<sup>2</sup>. La población es mayormente urbana. El Producto Bruto Interno a precios corrientes de 2005 es de 29,333 millones de U\$. El año 2006 ha sido un año de gran crecimiento de la actividad económica; el PBI tuvo un crecimiento del 10.7% en términos reales lo que refleja un fuerte proceso de recuperación económica.

La condición insular y la alta densidad poblacional dan al país ciertas características estructurales: a) el intercambio con el exterior en materia energética no puede realizarse por redes fijas: oleoductos; gasoductos; electroductos y b) la alta densidad poblacional favorece la construcción económica de sistemas de abastecimiento mediante ductos de cortas distancias y alta utilización.

La energía en RD está basada en forma predominante en el petróleo de procedencia importada. Las importaciones de crudo alcanzan el 8.36% del PBI.

## **I.2. EL BALANCE ENERGETICO DE REPUBLICA DOMINICANA**

En el Anexo I-1 se muestra el Balance Energético de República Dominicana para el año 2005.

El Balance Energético está realizado en unidades físicas propias de cada producto energético y en Toneladas Equivalentes de Petróleo (Tep). Este último, al trabajar con unidades homogéneas permite hacer análisis rigurosos desde el punto de vista estructural del sector energético.

Del análisis del Balance surgen los siguientes elementos de diagnóstico:

### **I.2.1. ENERGIA PRIMARIA**

1) La oferta total de energía primaria de República Dominicana es de 3,743.75 miles de Tep. De ellos 1,202.67 corresponden en producción doméstica (32.7%) el resto 2,681.74 (67.8%) es de procedencia importada.

2) La producción nacional de petróleo; gas natural y carbón mineral es nula; siendo los mismos íntegramente importados.

3) La producción nacional de energía primaria por rubro en el año 2005 es la siguiente:

	<u>10(3) Tep</u>	<u>%</u>
LEÑA	699.25	58.2
HIDROENERGIA	203.86	16.9
PRODUCTOS DE Caña	261.8	21.8
SOLAR	4.5	0.4
Otras BIOMASAS	<u>33.24</u>	<u>2.7</u>
	<b>1,202.67</b>	<b>100.00</b>

Como puede apreciarse la leña es el recurso de producción nacional más utilizado; el volumen anual de leña utilizada en cantidades físicas totaliza los 1.9 millones de toneladas.

La hidro energía aparece disminuida respecto a su real valor en razón a la equivalencia utilizada en la confección del balance 860 Kcal. / Kwh, en lugar del equivalente de una máquina termoeléctrica, aproximadamente 2,000 Kcal. / Kwh

4) La importación de crudo asciende a 2,138 miles de Tep; la importación de gas natural 358.79 miles de Tep y el carbón mineral a 184.73 miles de Tep.

## I.2.2. ENERGIA SECUNDARIA

5) La Energía Secundaria utilizada (aquella que es consumida después de un proceso de transformación industrial del recurso energético primario) es 6,875 miles de Tep; de ellas 3,157.96 (47.9%) son de producción nacional, y el resto 3,709.69 miles de Tep (54.1%) son importados.

6) Las importaciones de Energía secundaria están constituidas básicamente por derivados del petróleo:

La tabla siguiente muestra la participación de cada producto energético en el total de energía secundaria

	<u>10(3) Tep</u>	<u>%</u>
GLP (Gas Licuado de Petróleo)	702.66	18.9
GASOLINAS	626.45	16.8
GAS OIL	1,094.71	29.8
FUEL OIL	908.36	24.5
AV TUR	189.99	5.1
OTRAS ENERGIA SECUNDARIAS	<u>187.52</u>	<u>4.9</u>
	<b>3,709.69</b>	<b>100.00</b>

7) Los derivados del petróleo en su mayoría son de procedencia importada frente a la producción nacional. La siguiente tabla muestra la proporción entre producción nacional e importada para cada producto. El volumen importado asciende al 75% del total.

	<i>NACIONAL</i>	<i>IMPORTADO</i>	<i>TOTAL</i>
	%	%	%
<b>GLP</b>	5.1	94.9	100
<b>GASOLINAS</b>	43.0	57.0	100
<b>GAS OIL</b>	28.5	71.5	100
<b>FUEL OIL</b>	47.5	52.5	100

Fuente: Balance Energético Nacional 2005.

### I.2.3. CENTROS DE TRANSFORMACION DE HIDROCARBUROS

8) Las refinerías en República Dominicana procesan 2,104.21 miles de Tep de crudo (unos 15.2 millones de barriles por año).

9) Las Refinerías producen el siguiente balance:

<i>ENTRADA CRUDO</i>	<i>100%</i>
• GLP	1.8
• GASOLINAS	22.0
• KEROSENE	0.4
• GAS OIL	20.8
• AV TUR	11.9
• FUEL OIL	38.5
• PERDIDAS Y NO APROVECHADO	4.6

### I.2.4. CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DE PETROLEO

#### I.2.4.1. Por Derivados

En el consumo final en lo relativo a los derivados del petróleo se tiene lo siguiente:

a) GLP:

- 381.7 miles de Tep son consumidos en el sector residencial (51%)
- 42.7 miles de Tep en el sector comercial (5.6%)
- 30.45 miles de Tep en el sector industrial (4.0%)
- 273.88 miles de Tep en el sector transporte (37%)

b) GASOLINAS:

- El consumo total es de 950.09 miles de Tep, el sector transporte consume 933.38 miles de Tep. Lo que significa el 98.2%.

**c) GAS OIL:**

Tiene un consumo energético total de 710.04 miles de Tep, de ellos 529.14 miles de Tep (84.6%) son consumidos en el transporte y 111.85 miles de Tep en el Industrial (15.6%)

**d) AVTUR:**

Tiene un consumo final total de 444.12 miles de Tep íntegramente consumidos en el sector transporte.

**e) FUEL OIL:**

El consumo final de 196.65 miles de Tep se realiza en la Industria.

**I.2.4.2. Consumo de Derivados por Sector**

a) Sector Residencial: El consumo de GLP (es de 381.74 miles de Tep) y una muy pequeña cantidad de Kerosén. Debe mencionarse no obstante que el mayor producto energético utilizado por el sector residencial es la leña con 676 miles de Tep. La energía eléctrica consumida por el sector residencial es de 362 miles de Tep.

b) Sector Comercial y Servicio Público: Consume GLP y Gas oil.

c) Sector Transporte: Consume unos 2,180.5 miles de Tep: 933.38 miles de Tep de Gasolinas Automotor (42.7%); 273.88 miles de Tep de GLP (12.5%); 444.12 miles de Tep de Av. Tur (20.35%); y 529.14 miles de Tep de Gas oil (24.2%).

Luce claramente desproporcionado el consumo de GLP en el transporte.

d) Sector Industrial: Consume 1,062 miles de Tep, de los cuales 261 miles de Tep corresponden a productos de la caña; 389 miles de Tep son consumidos como electricidad; 111 miles de Tep son consumidos como gas oil y 196 miles de Tep como Fuel Oil,

**I.2.5. CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO EN CENTRALES ELECTRICAS**

Dos derivados del petróleo son utilizados mayoritariamente como materia prima para la producción energética: el gas oil y el fuel oil.

a) **Gas Oil**

En República Dominicana existe un consumo global bruto de 1.529 miles de Tep, de ellos 819 miles de Tep (53.5%) son utilizados para generar energía eléctrica en Centrales de Servicio Público (21.5%) y en Centrales de Auto producción (78.5%); el resto 710 miles de Tep (46.5%) son consumidos como consumo final.

b) **Fuel Oil:**

Para un consumo bruto de 1,728 miles de Tep, la generación eléctrica utiliza 1,492 miles de Tep en Centrales de Servicio Público (84.5%) y en Centrales de Auto producción (15.5%).

Los derivados del petróleo consumidos en República Dominicana son producidos por las refinerías nacionales (REFIDOMSA y FALCONBRIDGE) a partir de crudos importados.

Lo dicho nos muestra una economía del sector hidrocarburos dominicano altamente dependiente del mercado internacional.

### **I.3. ESCENARIOS DE PRECIOS INTERNACIONALES**

El precio director de la energía en el mercado mundial es el precio del petróleo. Este es un commodity cuyo mercado demuestra ser a lo largo del tiempo altamente sensible a pequeñas fluctuaciones o desajustes entre la oferta y la demanda. Pequeñas restricciones en la oferta -reales o potenciales- pueden dar lugar a importantes subidas ó bajadas en los precios. Se trata de un mercado volátil (Ver anexo I-2.1).

Este mercado, cuya oferta está regulada en cantidad por el Cartel de la OPEP que nuclea a los países productores que poseen en sus territorios alrededor del 70% de las reservas mundiales de crudos y que opera con cuotas de producción, ha demostrado ser altamente sensible a factores políticos (guerras; huelgas; terrorismo); a factores económicos (Vg. incrementos de demandas regionales); y a factores naturales (huracanes, olas de frío o calor; etc.).

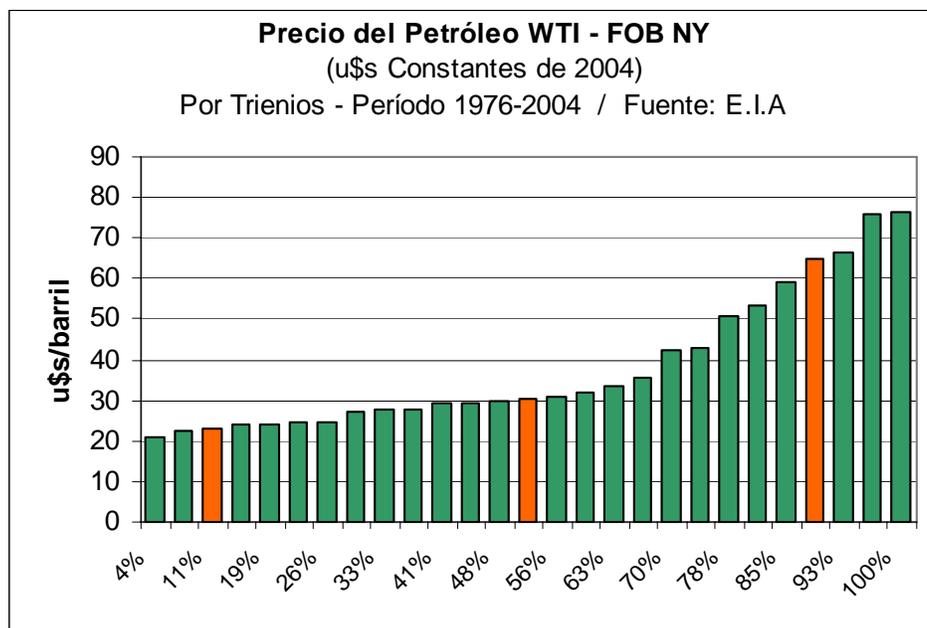
En el Anexo I-2 se muestran un conjunto de documentos que contienen diversas proyecciones para los precios internacionales del crudo. En los anexos figuran algunos trabajos que han sido utilizados con la finalidad de adoptar un conjunto de precios de referencia razonables a los fines perseguidos en el estudio:

- a) Annual Energy Outlook 2007 – DOE OIL PROYECTIONS
- b) World Energy Outlook 2007 OPEP
- c) US Energy Price: Base Case EIA. Junio 2006
- d) Serie de Precios Internacionales de crudo y derivados (precios reales y nominales 1980-2006)

Si bien en la actualidad y desde mediados de 2004 el petróleo se cotiza en los niveles nominales más altos de la historia (50 U\$S/barril en Noviembre de 2004; 60 U\$S/barril en Junio de 2005; 70 U\$S/barril en Agosto de 2005, 78 U\$S/barril en 2006), los precios expresados en dólares constantes de 2004 se han cotizado en otras épocas a valores más altos que los actuales, por ejemplo en el período agudo de la guerra IRAK-IRAN a comienzos de los '80).

El gráfico siguiente muestra una curva de frecuencias acumuladas de los precios promedio por trienios del crudo en el período 1976-2004 expresado en valores de dólares del año 2004.

**Gráfico N° 1: Precio del petróleo crudo en dólares constantes de 2004 (por trienios) para el período 1976 – 2004**



\* Dentro del gráfico se indican valores del crudo que fueron superados en el 10%; el 50% y el 90% de los casos.

Fuente: Elaboración propia

Como puede apreciarse, los valores promedios por trienio oscilan entre un mínimo en torno a los 20 US\$/barril y un máximo cercano a los 78 US\$/barril; estos valores promedios fueron superados en períodos mas cortos (anuales; mensuales; etc.).

El valor medio (que fue superado en el 50% del tiempo) se ubica en torno a un valor de 30 US\$/barril. Por otra parte un precio de 22 US\$/barril fue superado en el 90% del tiempo; y un valor en torno a los 40/US\$/barril tiene una frecuencia acumulada del 70%.

Parece lógico que se tengan en cuenta estas características de mercado (volatilidad y amplia variación en series largas) a la hora de evaluar proyectos de largo plazo o firmar contratos de suministro de largo plazo de productos que como veremos a continuación tienden a alinearse en sus transacciones spot con el precio del crudo.

La experiencia prueba que el precio del Fuel Oil y los demás derivados se correlaciona en forma muy directa con el precio del crudo. A su vez mediante una serie completa de cuadros que muestran la relación entre los precios del Fuel Oil y los precios del Gas Natural en boca de pozo en el mercado de EEUU (competencia gas – fuel oil). Por otra parte los precios del gas natural para diversos usos están relacionados entre sí.

Es obvio entonces que el sistema de precios que se adopte en República Dominicana, a los efectos de definir una estrategia energética de largo plazo, debe tener una base de racionalidad impuesto por la competencia entre los diversos combustibles entre sí cuando ello es posible. No obstante, en ausencia de esta competencia pueden darse precios locales.

La política de precios internos debe responder a la lógica económica, no obstante se deben tener en cuenta algunas particularidades que pueden ajustar los precios internos.

- 1- La política de impuestos internos (impuestos a los combustibles).
- 2- El hecho de que se produzcan precios locales cuando no existe competencia con el exterior (pe: precios internos bajísimos del petróleo doméstico en los países de la OPEP con producciones cuotificadas o precios bajos del gas natural en las cuencas productoras que no tienen suficiente capacidad de transporte).

### **ESCENARIOS DE PRECIOS PROPUESTOS**

a) Un escenario de precios altos del orden de 60 US\$/barril para el crudo WTI que sería similar a los precios actuales, pero a su vez menor que el precio máximo nominal de 78 US\$/ barril que se alcanzó en agosto de 2006 en el contexto de una situación de guerra en Irak y toda la región;

b) Un escenario de precios más bajos en torno a los 45 US\$/barril que representaría un precio que sólo fue superado en el 25% del tiempo en los últimos 30 años (ver gráfico de frecuencias acumuladas de precios constantes de los archivos 3 y 4);

Y;

c) Teniendo en cuenta que en el transcurso del año 2007, mientras se desarrolló el presente estudio los precios internacionales llegaron a los 100 u\$/barril en Diciembre de 2007 y que en el promedio anual se elevó un 20% con respecto al promedio 200% podría ser aconsejable el planteo de un tercer escenario con un precio de 72 u\$/barril.

En este contexto los siguientes son precios referenciales:

<b><u>Escenario de Precios Base</u></b>	
Crudo WTI	60 US\$/ Bbl
Precio Gas Henry Hubb	6.65 US\$/ / 10 <sup>6</sup> pc
Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica FOB	7.83 US\$/ / 10 <sup>6</sup> BTU

Fuente: Elaboración Propia.

<b><u>Escenario de Precios Bajos</u></b>	
Crudo WTI	45 US\$/ / Bbl
Precio Spot Henry Hubb	4.98 US\$/ / 10 <sup>6</sup> pc
Fuel Oil	5.49 US\$/ / 10 <sup>6</sup> BTU

Fuente: Elaboración Propia

<b><u>Escenario de Precios Altos</u></b>	
Crudo WTI	72 US\$/ bl
Precio Spot Henry Hubb	7.98 US\$/ 10 <sup>6</sup> pc
Fuel Oil	9.4 US\$/ / 10 <sup>6</sup> BTU

Fuente: Elaboración Propia.-

## **CAPITULO II**

### **ASPECTOS INSTITUCIONALES Y LEGALES**

En el presente capítulo se describen los principales instrumentos legales e institucionales que rigen el funcionamiento del Sector Hidrocarburos en República Dominicana.

## **II.1.- ASPECTOS LEGALES**

### **II.1.1- LEY 4532**

Se trata de una **ley minera para la exploración y explotación de petróleo sancionada en 1956**; es una ley corta de sólo 8 artículos basada en lo establecido en el Artículo 99 de la Constitución de la República que establece que los yacimientos mineros pertenecen al Estado y sólo podrán ser explotados por particulares en virtud de concesiones o contratos otorgados en función de la presente ley por el Poder Ejecutivo.

El artículo 1 de la ley establece que **“los derechos de explotación serán otorgados por tiempo ilimitado y con la extensión superficial que se convenga”**.

El artículo 2 declara de **utilidad pública** todo lo relativo a la exploración de hidrocarburos del territorio nacional.

El artículo 3 establece que los contratos deben contar con aprobación del **Congreso Nacional**; y que **una vez aprobados por éste no podrán ser revocados, alterados ni modificados sin el consentimiento de ambas partes**.

El artículo 4 hace **reserva para los dominicanos o sociedades dominicanas** podrán obtener el derecho a explorar y explotar los yacimientos; los extranjeros podrán ser beneficiarios de una concesión si aceptan la jurisdicción de los tribunales dominicanos.

Se trata de una ley de contenido muy general; antigua y que requeriría ser reemplazada por una ley más moderna que tome en cuenta en primer lugar las disposiciones constitucionales pero que en su redacción utilice como antecedentes las más modernas legislaciones hoy utilizadas en el mundo y en la región de forma de ofrecer a los inversores nacionales y extranjeros las condiciones de seguridad jurídica requeridas para fundar una política de largo plazo y al mismo tiempo resguarde en forma adecuada el interés nacional.

## **II.1.2- LEY DE MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL**

La República Dominicana recibe un suministro externo de gas natural en forma de gas natural licuado (GNL); en la actualidad la actividad esta focalizada fundamentalmente en el sector de generación eléctrica pero es incipiente en el resto de los sectores (ver Balance Anexo I-1); sin embargo es previsible que en un futuro muy cercano exista un incremento de la actividad gasífera que involucre a otras actividades: transporte mediante gasoductos; distribución domiciliaria; GNC automotor; suministro por redes a industrias; etc.

Esa circunstancia previsible torna conveniente encarar el tema de la redacción de un Marco Regulatorio general de la actividad En el Anexo I-3.6 se consigna un ejemplo de marco regulatorio que puede ser utilizado como modelo.

## **II.1.3- LEY 112/00**

El Subsector hidrocarburos en su funcionamiento está regido por la ley 112/00 sancionada en fecha 29 de noviembre del 2000, y su Decreto Reglamentario; ambos se han incluido en este trabajo en el Anexo I-3.

La ley tiene por objeto lo siguiente:

- 1) Fijar un impuesto al consumo de combustibles fósiles (Art.1);
- 2) Establecer un subsidio al GLP para uso doméstico (Art. 1);
- 3) Crear un fondo para la promoción de las energías alternativas y el ahorro energético;
- 4) Establecer procedimientos de fiscalización por parte de la Dirección General de Aduanas;
- 5) Establecer los precios de venta al publico de los combustibles (Art. 8 y 9);
- 6) Establece sanciones para quienes utilicen indebidamente los impuestos.

### **a) Impuesto a los Combustibles**

La Ley establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo despachados a través de la Refinería Dominicana de Petróleo, S.A. (REFIDOMSA) u otra empresa, o importado al país directamente por cualquier otra persona física o empresa para consumo propio o para la venta total o parcial a otros consumidores. (Art. 1)

Los valores consignados en la siguiente tabla serán actualizados trimestralmente por la Secretaría de Estado Industria y Comercio en base al **índice de precios al consumidor**.

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 1. COMBUSTIBLES CONVENCIONALES	IMPUESTO RD\$ por galón
2711.12.00/13.00/19.00	Gas Licuado de Petróleo (GLP) Uso Doméstico Gas Licuado de Petróleo: Uso Industrial y Comercial	0.00 0.00
2710.00.19	Gasolina Premium Gasolina Regular	18.00 15.00
2710.00.41	Kerosene Avtur (Jet A-1 para turbinas de aviación)	5.00 1.75
2710.00.50	Gasoil Premium: (FO No. 2, 0.3% azufre). Uso General Gasoil Premium: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Gasoil Premium: EGP-C Gasoil Premium: EGP-T Gasoil Regular: Uso General Gasoil Regular: EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Gasoil Regular: EGP-C Gasoil Regular: EGP-T	6.30 6.30 6.30 6.30 5.00 0.00 0.00 0.00
2710.00.00	Fuel Oil: (FO No.4), Uso General Fuel Oil: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Fuel Oil: EGP-C Fuel Oil: EGP-T Fuel Oil: Bunker - C	5.00 0.00 0.00 0.00 0.00

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 2. OTROS COMBUSTIBLES	IMPUESTO RD\$ por galón
2711.00.00/21.00	Gas Natural (Licuado, comprimido u otra forma transportable)	Exento
2711.12.00/13.00/19.00	Otros gases licuados de petróleo: Uso doméstico Otros gases licuados de petróleo: Uso industrial y comercial	0.00 0.00
2710.00.11	Gasolina para motores de aviación (AVGAS)	18.00
2710.00.20	Otros combustibles tipo gasolina para reactores y turbinas	15.00
2710.00.15	Otras gasolinas premium (especificación: Octanaje 93 RON o mayor) Otras gasolinas regulares (especificación: Octanaje menor de 93 RON)	18.00 18.00
2710.00.49	Otros combustibles tipo kerosenes para turbina de aviación	2.50
2710.00.50	Otros gasoil premium: (0.3% azufre o menos), uso general Otros gasoil premium: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Otros gasoil regular: (más de 0.3% azufre), uso general Otros gasoil regular: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad)	6.30 6.30 5.00 0.00
2710.00.60	Otros fuel oil: (residuales diferentes al FO No. 6), uso general Otros fuel oil: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad)	5.00 0.00
2709.00.00	Petróleo pesado virgen (para uso directo como combustible)	0.35
2710.00.00	Petróleo pesado emulsionado	0.35

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 3. OTROS COMBUSTIBLES	IMPUESTO RD\$ por tonelada métrica
2702	Lignitos	0.00
2701/2702/2713	Carbón mineral y el coque de petróleo	0.00
2704/2708/2713	Coques y semicoques de hulla, lignito, petróleo o turba	0.00

Fuente: Ley 112/00

## **b) Subsidio al GLP**

Por otra parte, se establece **un subsidio al GLP para uso doméstico**, el que será financiado con fondos provenientes de rentas generales (Art. 1)

**PARRAFO I.-** 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 en los hogares dominicanos. Este subsidio nunca será menor que el actual.

**PARRAFO II.-** El gas licuado de petróleo (**GLP**) para uso doméstico, industrial y comercial tendrá el mismo precio máximo para la venta en planta al consumidor.

**PARRAFO III.-** El subsidio de gas licuado de petróleo (**GLP**) será financiado por los fondos procedentes de los ingresos generales del gobierno. (Art. 1).

## **c) Fondo especial para el desarrollo de programas de energía alternativa y Ahorro de Energía**

La Ley 112 instituye un **Fondo Especial** que tendrá los siguientes objetivos declarados de alto interés nacional:

- a) Fomento de programas de energía alternativa, renovables o limpias.
- b) Programa de ahorro de energía.

El Poder Ejecutivo coordinará la asignación de los recursos afectados a este fondo entre las instituciones públicas responsables de perseguir los objetivos antes señalados. Dicho fondo será constituido a partir del 1° de enero del año 2002 con el dos por ciento (2%) de los ingresos percibidos, en virtud de la aplicación de la presente ley, con un incremento anual de un uno por ciento (1%) hasta alcanzar el cinco por ciento (5%).

Se sugiere como elemento de diagnóstico hacer un relevamiento de los fondos recaudados por este concepto y su aplicación concreta a los fines previstos en la Ley.

## **d) Precios de Venta al Público**

**ART.8.-** La Secretaría de Estado de Industria y Comercio establecerá, mediante resoluciones que dictará **al efecto semanalmente**, los precios de venta al público que regirán para los combustibles **referidos en la tabla 1 del artículo 1 de esta ley**. Estos precios habrán de reflejar, con actualizaciones semanales, los precios de los combustibles en el mercado internacional, y la tasa de cambio suministrada por el Banco Central de la República Dominicana. Dichas resoluciones serán publicadas semanalmente en diarios de circulación nacional y deberán desglosar los elementos que componen el precio de venta al público de cada combustible, incluyendo el impuesto al consumo.

**ART.9.-** Se establece la libre importación de combustibles fósiles y derivados del petróleo para las personas físicas o empresas que tengan estructuras para tales fines.

## e) Sanciones

**ART.7.-** Cualquier empresa que sea detectada haciendo **un uso distinto de los combustibles objetos de una reducción de impuesto o un subsidio**, como se establece en los párrafos I y II del artículo 1 de esta ley, será sancionada de acuerdo con los recargos, multas e intereses indemnizatorios que establece el Código Tributario.

Cabría en este punto comentar la anomalía detectada en los Balances Energéticos y puesta de manifiesto por todos nuestros entrevistados respecto al GLP utilizado en el transporte en lo relativo a “uso distinto de los combustibles objeto de una reducción de impuestos o subsidio”.

### II.1.4- DECRETO REGLAMENTARIO DE LA LEY 112/00

El decreto 301/01 reglamenta la ley 112/00; el texto forma parte del Anexo I-3.

El reglamento está destinado a servir de guía a las actividades que realizan las empresas o personas físicas que importen combustibles fósiles y derivados del petróleo para la venta total, parcial ó para consumo propio como medio de generación de electricidad, en cuanto al mecanismo para el pago y tramitación de los impuestos por parte de las empresas importadoras como agentes de retención, así como otros aspectos establecidos mediante la Ley de Hidrocarburos, No. 112-000, promulgada por el Poder Ejecutivo en fecha 29 de noviembre del 2,000.

El reglamento utiliza como base legal un conjunto de leyes y normas de menor jerarquía cuyo listado es el siguiente:

- Ley No.4378 de fecha 10 de febrero del 1956, que crea la Secretaría de Estado de Finanzas.
- Ley No. 290 de fecha 30 de junio de 1966, que Crea Secretaría de Estado de Industria y Comercio.
- Ley No. 112-00 de fecha 29 de noviembre del 2000, que establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo. (Ley del Impuesto al Consumo de Combustibles).
- Reglamento 2119 de fecha 29 de marzo de 1972, sobre regulación y uso de Gases Licuados de Petróleos (GLP).
- Resolución No. 123 del 20 de agosto de 1994, que establece los criterios para cualificar como empresa distribuidora y comercializadora de combustibles.

- Resolución No.168 del 30 de octubre del 2000, que modifica la Resolución No .123.
- Resolución No. 273 del 12 de diciembre del 2000, que establece el procedimiento para calificar como Empresa Generadora de Electricidad Privada (EGP).
- LEY No. 602 de fecha 20 de mayo de 1977, que crea la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR).
- Decreto No. 2209, que regula el transporte interno de petróleo y sus derivados.
- Código Tributario. Ley No. 1192 del 16 de mayo de 1992.
- Ley No. 17-97 del 15 de enero del 1997 que destina el 4% de los ingresos totales a los ayuntamientos del país.
- Ley No. 1728 de fecha 3 de junio de 1948, sobre tanques de combustibles.
- Resolución No. 28-66 de la Sala Capitular del Ayuntamiento del Distrito Nacional de fecha 15 de junio de 1966, sobre construcción de estaciones gasolineras.

Las principales disposiciones del Decreto Reglamentario son los siguientes:

*a) DE LA CREACIÓN DE FONDOS ESPECIALIZADOS*

Está destinada a los **Aspectos Tributarios** incluyendo la creación de fondos de compensación y la administración de los Impuestos.

**- Fondos para Programas de Compensación**

El Poder Ejecutivo llevará a cabo programas de compensación económica **para los hogares de escasos recursos** a través de **un subsidio al gas licuado** de petróleo (GLP).

La Secretaría de Estado de Industria y Comercio determinará los montos para la puesta en práctica de los programas de compensación económica.

Los fondos destinados a subsidiar el gas licuado de petróleo en los programas de compensación económica procederán de los **ingresos generales del Gobierno Central**.

## **- Del Fondo de Interés Nacional**

Con efectividad al primero (1ro.) de enero del año 2002, se constituirá un fondo especial que tendrá objetivos de interés nacional, orientados al **fomento de programas de energía alternativa**, renovables o limpias; y un programa de ahorro de energía.

El fondo especial tendrá como fuente principal la aplicación del 2% de los ingresos percibidos a través de la Ley de Hidrocarburos, No. 112-2000, con un incremento anual de un 1% y hasta el 5% que la Secretaría de Estado de Finanzas pondrá a disposición de los organismos que ejecutan dichos proyectos.

La Secretaría de Estado de Finanzas, en coordinación con las instituciones centralizadas y descentralizadas del Gobierno Central que guarden relación con los objetivos para los cuales se instituyó el fondo especial, preparará los estudios y programas de acción para su implantación a partir del mes de enero del año 2002.

Dichos estudios y programas de acción deben estar concluidos a más tardar el día 30 de noviembre del año 2001 y contarán con la aprobación del Poder Ejecutivo para su ejecución.

Se recomienda auditar el avance de estos programas de base legal y reglamentaria.

### **b) ASPECTOS TÉCNICOS**

La segunda parte del decreto está destinada a los aspectos técnicos incluidos entre estos los siguientes: creación de registros de empresas; licencias para importar combustibles; licencias de almacenamiento de combustibles; tramitaciones y requisitos para obtener las licencias; calibración volumétrica de tanques y surtidores; certificaciones de calibración.

Asimismo, en el capítulo 4 se refiere a las medidas de seguridad ambiental y particularmente lo atinente al reglamento para la ubicación de refinerías, plantas de transformación, almacenamiento, procesamiento y reciclaje, depósitos y terminales de importación y almacenamiento; etc.

Reglamento también regula la actividad de transporte de combustibles y lo relativo a las Estaciones de servicio; expendio de GLP y expendios móviles. Particularmente para el caso de las Estaciones de servicio la reglamentación establece lo siguiente:

**ART. 21.- LICENCIA DE ESTACIÓN DE SERVICIO Y LICENCIA DE EXPENDIO DE GLP.-** La persona interesada en operar estaciones de servicio, previamente debe obtener Licencia de Operación de Estación de Servicio, y para expendio de GLP previamente debe obtener Licencia de Expendio de GLP ya sea para el uso vehicular o doméstico. Las solicitudes se realizarán siguiendo lo establecido en las regulaciones vigentes por los organismos oficiales que intervienen en cada una de las etapas del proceso de aprobación, como son: Ayuntamiento, Obras Públicas, Defensa Civil, Cuerpo de Bomberos, Dirección General de Catastro, Poder Ejecutivo (Ley No.317) y la SEIC.

#### c) CUOTAS DE IMPORTACION DE GLP

Mientras exista un sistema de regulación parcial de la importación y abastecimiento de los combustibles, específicamente para el GLP (Ley No.520-73), la SEIC establecerá cuatrimestralmente el nivel de cuotas mínimas para cada una de las Empresas Importadoras que suplen Gas Licuado de Petróleo (GLP) a través de las Empresas Distribuidoras al mercado nacional, dicho nivel mínimo deberá ser cubierto por cada una de las Importadoras autorizadas, todo ello en interés de asegurar un abastecimiento mínimo permanente al mercado para evitar así períodos de crisis en el suministro a la población de dicho combustible.

Las cuotas mínimas mensuales a importar por cada una de las empresas que a la fecha del presente Reglamento abastecen el mercado nacional, será de un 80% del nivel actual equivalente a 17.6 millones de galones mensuales, dejando el 20% restante a la libre competencia y a las posibilidades de venta en el mercado de cada una de las empresas importadoras autorizadas.

#### d) FORMULA DEL PRECIO DE PARIDAD

En el Capítulo 5 del Reglamento se establece la detallada metodología con la cual se regulan los precios de los combustibles en forma semanal en la República Dominicana que constan de las siguientes reglas:

1.-PRINCIPIO DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN: Es el principio bajo el cual los precios de venta para las terminales de combustibles se establecen en función de lo que le hubiese costado al Estado Dominicano si los productos vendidos cada semana hubiesen sido importados en su totalidad, bajo la fórmula de paridad de importación, la cual incorpora adicionalmente las regulaciones técnicas locales, así como parámetros de tamaño de las parcelas de los productos y otros elementos de costos. Es un instrumento analítico utilizado con el propósito de medir el costo total de importación de un producto colocado en las facilidades físicas de una empresa nacional, que es capaz de producir el producto importado internamente. Este principio debe incorporar la premisa de que el país obtiene un ahorro de divisas, al generar valor agregado nacional en la producción interna de derivados de petróleo.

2.- PRECIO DE VENTA EX -TERMINAL: Constituye el precio de venta a las compañías distribuidoras fijado por resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio sobre los productos con precios regulados o determinado por la terminal, en base al procedimiento establecido en la Fórmula de Paridad de Importación.

3.-PRECIO DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN: Es el costo de referencia de las importaciones de productos derivados del petróleo adquiridos por las terminales, que se determina en base a la fórmula de precios de paridad de importación, según los parámetros establecidos y aceptados explícitamente por el Estado Dominicano, descrito en este documento más adelante.

4.- COMPRAS BAJO CONTRATO: Son aquellas compras realizadas por las terminales de importación en el mercado internacional de derivados del petróleo, para las cuales se ha suscrito un contrato que estipula los precios a los cuales el combustible será suministrado por los suplidores durante un tiempo determinado.

5.- IMPORTACIONES SPOT: Se denomina a los fines del presente documento y para fines prácticos como cargamentos “SPOT” todas aquellas compras de derivados del petróleo, efectuadas por las terminales en el mercado internacional fuera de los suplidores bajo contrato y/o los volúmenes bajo contratos a términos.

PARRAFO: Los costos adicionales de compras “spot” y las compras bajo contrato, sólo se aceptarían y se cargarán a los diferenciales o a los subsidios cuando las razones de los costos adicionales de dichas importaciones se deban a causa de fuerza mayor, es decir, que no se deban a factores causados por los suplidores externos (bajo contrato y bajo compras “spot”) o deficiencias operacionales y administrativas de las terminales.

6.- FUERZA MAYOR: Causas no atribuibles a los transportistas, a los suplidores del producto, o a las terminales, tales como las siguientes: fuegos, inundaciones, terremotos, epidemias, guerras, restricciones de cuarentena, bloqueos, huelgas, embargos marítimos, vandalismos, motines, revoluciones, condiciones atmosféricas severamente anormales, y otras causas de naturaleza parecidas.

#### FORMULA PARA DETERMINAR LOS PRECIOS DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

PARRAFO I: Esta fórmula es de tope máximo en relación al precio máximo al que pueden vender las terminales de importación de combustibles (excepto en el caso del GLP que tendrá un precio de venta igual para todas las terminales), en consecuencia, las compañías importadoras deben competir en cuanto a precio y calidad del servicio que ofrecen.

PARRAFO II: Esta fórmula podrá ser revisada y modificada una vez entre en vigencia y se observen los efectos en el mercado de hidrocarburos, en las finanzas del Estado Dominicano y en los ingresos de los consumidores.

$$PPI = FOB + FT + SM + CB+ OC+ CMT+GAL$$

***EXPLICACIÓN DE LOS ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA FÓRMULA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN:***

PPI = Precio de Paridad de Importación: Descriptivamente es la sumatoria de todos los costos y cargos de referencia admitidos explícitamente por el Estado Dominicano en la Fórmula de Paridad de Importación, con algunas correcciones en cuanto a octanaje, contenido de azufre y otros parámetros explícitamente establecidos y aceptados por el Estado Dominicano.

El Precio Oficial de Venta de los Combustibles resultaría de la sumatoria del PPI más impuesto establecido para cada combustible, más los márgenes de distribución y detalle, más la Comisión de Transporte que establece la Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

***EXPLICACIÓN DE LOS TÉRMINOS DE LA FÓRMULA:***

**FOB PARA TODOS LOS COMBUSTIBLES (Excepto GLP):**

FOB = Libre a Bordo: Costo FOB de cada hidrocarburo (excepto GLP) basado en la publicación Platt's USGC Waterbone de los días martes, de la semana anterior.

**FOB PARA GLP**

FOB = Libre a Bordo: Costo FOB del GLP basado en el precio "Mont. Belvieu" del martes de la semana anterior del mercado "spot" para el Golfo de México incluyendo la costa Este de los Estados Unidos (Houston-Texas), Venezuela y Trinidad-Tobago. El costo FOB se expresará en U\$\$/galón y separadamente se ajustará con la tasa de cambio del peso dominicano que estipula este documento para expresarlo en RD\$.

El precio FOB del GLP será el promedio que resulte al sumar los precios mínimos y máximos cotizados para propano y butano ó de la mezcla de ambos en la proporción de 70% de propano y 30% de butano del día martes de la semana anterior.

#### FLETE PARA LOS PRODUCTOS BLANCOS (Excepto GLP):

FT=FLETE: Se considerará el precio estándar del transporte marítimo desde US Golfo al Área del Caribe, el cual se obtiene de la publicación WORLDSALE hacia Río Haina (o cualquier otro puerto de la República Dominicana) multiplicado por el escalador del mercado de buques publicado en Platt's para buques de 30,000 TM.

#### FLETE PARA LOS PRODUCTOS NEGROS (Incluyendo fuel-oil):

FT=Flete: Se considerará el precio estándar del Caribe US AC (Costa Atlántica), de la publicación WORLDSALE hacia Río Haina (o cualquier otro Puerto de la República Dominicana) publicado por Platt's para buques de 70,000 TM. multiplicado por escalador de mercado de buques publicado en Platt's en ruta del Caribe a la Costa Atlántica.

#### FLETE PARA EL GLP:

FT=Flete: La tarifa de flete a considerar será el resultado del promedio simple de las cotizaciones de todas las terminales obtenidas para el total de los embarques anuales de cada una de las terminales, en base a cargamentos estándar entre 3,000 a 6,000 toneladas métricas, con una frecuencia de 36 a 52 embarques anuales por un período de 12 meses para el valor de las compras proyectadas por cada terminal para el año, tomando en cuenta los cuatro principales puntos de importación del Golfo de México, incluyendo la Costa Este de los Estados Unidos, así como Venezuela y Trinidad/Tobago.

SM= Seguro Marítimo: El Seguro Marítimo que se aplicará a los embarques anuales será el valor promedio que resulte para cada producto de las cotizaciones, para un período de 12 meses que cada una de las terminales realizará entre las diez principales compañías de seguros del país.

Se harán cotizaciones individuales para cada uno de los productos blancos y negros (crudo o reconstituídos o fuel-oil). El promedio para los productos se hará considerando los puntos de carga del Golfo de México, incluyendo la costa Este de los Estados Unidos, así como Venezuela y Trinidad/Tobago.

Las cotizaciones se realizarán en el período octubre-noviembre de cada año quedando el parámetro determinado en el mes de diciembre para entrar en vigencia a partir del 1ro. de enero.

CB= Costos Bancarios: Los costos bancarios (CB) se refieren a los gastos bancarios tales como comisión de cambio de divisas, costo de apertura de cartas de crédito y transferencias bancarias realizadas a través de Bancos Comerciales ubicados en la República Dominicana.

El parámetro de costos bancarios se aplicará a todos los productos derivados de petróleo importados y estará compuesto por:

1) Comisión Bancaria.

La comisión bancaria a tomar en consideración para la fijación del parámetro será la dispuesta por el Banco Central de la República Dominicana para cada semana. La incidencia en los movimientos de los costos de la Comisión Bancaria será incorporada a la fórmula a la fecha de entrada en vigencia, según lo que exprese la Resolución de la Junta Monetaria.

2) Gastos de Transferencia y apertura de carta de crédito.

Los gastos de transferencias y de apertura de cartas de crédito que se aplicarán a los embarques serán el valor promedio que resulte de las cotizaciones para un período de 12 meses, que se realizarán entre los cinco principales bancos comerciales del país. Las cotizaciones se efectuarán sobre la base del total de barriles a ser importados cada año y se realizarán en el período octubre-noviembre de cada año.

El parámetro de gasto de transferencia y apertura de cartas de crédito quedará determinado en el período octubre-noviembre de cada año para entrar en vigencia a partir del 1 de enero.

OC= Otros Costos: Como parámetro de referencia se tomará el promedio ponderado de las cotizaciones sometidas por las terminales para el valor total de los embarques para un período de un año, indicando las bases sobre las cuales han sido incluidos y determinados.

GAL= Gasto de Administración de la Ley: Correspondiente a un elemento de costo local que se agrega a la fórmula de paridad. El mismo se refiere a una comisión que la SEIC establecerá mediante resolución, a los fines de cubrir los costos relativos a la fiscalización y supervisión de las recaudaciones del impuesto en que incurra la SEF. Esta comisión será liquidada semanalmente por las empresas importadoras y remitidas en cheques certificados a la SEF, la cual establecerá el fondo de fiscalización correspondiente.

CMT= Cargo por Manejo de Terminal: El cargo por Manejo de Terminal lo establecerá la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en coordinación con la Secretaría de Estado de Finanzas, previas solicitudes documentadas por las terminales, las cuales deberán incluir un análisis de ingresos-costos-beneficios de cada una de las terminales de importación.

2.1) Tasa de Cambio: Los valores FOB y flete en US\$ serán convertibles a RD\$

2.2) El precio de venta incluirá el impuesto establecido por la Ley en las Tablas I, II, III. Cuando el producto no tenga precio regulado por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, el precio de venta incluirá siempre el monto del impuesto establecido por la Ley 112-00.

2.3) Los elementos de costos anteriores se adaptarán a las especificaciones y condiciones de venta de los derivados del petróleo, octanaje en el caso de la gasolina, viscosidad y contenido de azufre en el caso del fuel-oil, para la venta a fin de adaptar las fórmulas de los contratos de compra a precios internacionales. Sino también todos los elementos de costos en que se haya incurrido en su importación.

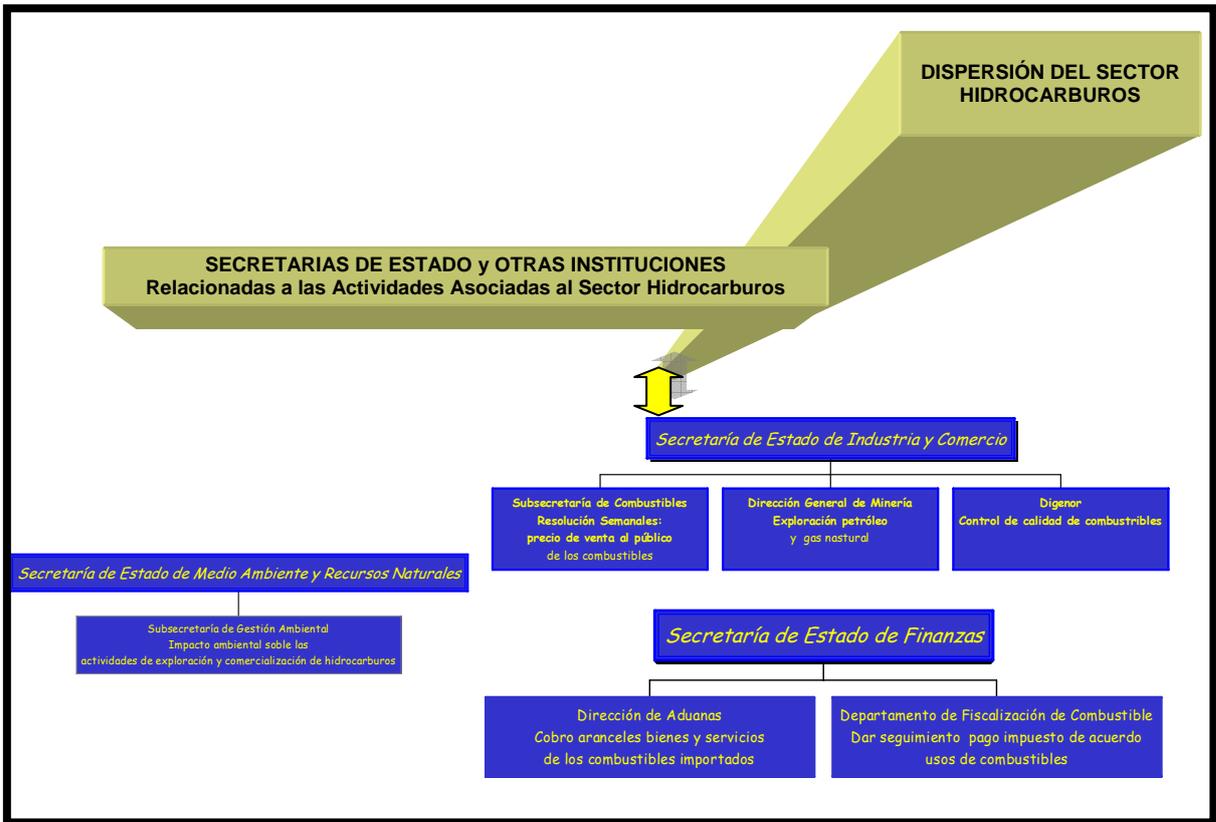
## **II.2- ASPECTOS INSTITUCIONALES Y ORGANIZATIVOS**

La Organización de la República Dominicana en lo relativo al Subsector que integra el negocio del petróleo y sus derivados, del gas natural, y el carbón mineral está compuesta por un conjunto institucional que integra a varias instituciones con incumbencias concretas. Existen diez departamentos y gerencias de hidrocarburos, ubicadas en la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, Secretaría de Finanzas (Actual Secretaria de Estado de Hacienda), Superintendencia de Electricidad, Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Dirección General de Aduanas, Banco Central de la República Dominicana, y la Comisión Nacional de Energía. La dispersión de actividades en las diferentes instituciones gubernamentales del Subsector hidrocarburos genera dispersión de esfuerzos y se observa que falta coordinación interinstitucional en el Subsector como parte de Sector Energía.

La existencia del marco legal y una adecuada organización para el cumplimiento de las funciones en el para el Subsector hidrocarburos es una cuestión de vital importancia para el adecuado funcionamiento de un sector y para que este pueda alcanzar en forma eficiente sus objetivos estratégicos y sus metas de corto plazo.

En el caso de República Dominicana ese cuerpo normativo está compuesto por un conjunto de normas entre los que cabe citar en forma prioritaria a las siguientes: La ley de Hidrocarburos 112-00, la ley General de Electricidad 125-01, así como la ley 4833 de Exploración Petrolera de 1958 y la Ley 57-07 de Incentivo al Desarrollo de la Fuentes Alternas de Energía constituyen el Marco Normativo y fijan las misiones y funciones de dependencias gubernamentales.

En el Cuadro siguiente se ponen de manifiesto las características de la organización actual donde es posible visualizar la gran cantidad de dependencias gubernamentales en funciones sobre el sector de los hidrocarburos.



Fuente: Gerencia de Hidrocarburos, CNE



Fuente: Gerencia de Hidrocarburos, CNE

## **II.2.1- LA EXISTENCIA DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)**

La Ley General de Electricidad N° 125-01 si bien es una Ley que tiene por objeto (Art.1) establecer el marco regulatorio del Subsector eléctrico, es una Ley que consideramos muy importante para el funcionamiento actual del sector energético de la República Dominicana en su conjunto.

Los objetivos de la Ley están claramente definidos en el Título II de la misma “Ámbito y Objetivos”. Es una Ley que rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del Estado relacionado con otras materias (Art. 3).

La Ley en su Título III dedicado a las “Instituciones del Subsector Eléctrico” en sus Art. 6 y Art. 7 crea dos Instituciones que hoy son fundamentales en República Dominicana: La Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad.

Nos interesa mencionar en este punto a la primera de esas Instituciones, la CNE (Comisión Nacional de Energía) ya que sus funciones que están definidas en los Art. 12 y siguientes exceden lo meramente eléctrico subsectorial para adquirir una dimensión que abarca a la totalidad del Sector Energético.

Nos interesa destacar su carácter de:

- a) personalidad jurídica de derecho público,
- b) patrimonio propio,
- c) su relación con el Poder Ejecutivo a través de un Secretario de Estado presidente de su directorio (Art. 6)

Por otra parte define las Funciones y Atribuciones de la Comisión Nacional de Energía (Art. 12 a 14 que se transcriben a continuación) y muestran una Institución cuya competencia incluye claramente a todo el Sector Energético: petróleo, gas, derivados del petróleo, carbón, electricidad y demás fuentes energéticas presentes o futuras.

A continuación transcribimos las funciones según el texto legal.

### **FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

**Art. 12.-** Corresponde a La Comisión, en general, elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

**Art. 13.-** Para los efectos de la competencia que sobre esta materia corresponde a La Comisión, el sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, construcción, exportación, producción, transmisión, almacenamiento, distribución, importación, comercialización, y cualesquiera otras que conciernan a la electricidad, carbón, gas, petróleo y sus derivados, energía hidráulica, nuclear, geotérmica, solar, energía no convencional y demás fuentes energéticas, presentes o futuras.

**Art. 14.-** Para el cumplimiento de sus objetivos, La Comisión tendrá, en particular, las siguientes funciones y atribuciones:

- 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 la 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 con el Subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento;
- d) Informar, al Poder Ejecutivo en los casos que determine el reglamento, las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones, en relación con el sector, que se otorguen o celebren en cumplimiento de las leyes y sus reglamentos. Los interesados cuyas solicitudes de concesión, permiso o autorización fueren rechazadas o no, consideradas por los funcionarios encargados de tramitarlas o concederlas, podrán recurrir ante La Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los expedientes al Poder Ejecutivo para su resolución definitiva;
- e) Velar por el buen funcionamiento del mercado en el sector energía y evitar prácticas monopólicas en las empresas del sector que operan en régimen de competencia;
- f) Promover el uso racional de la energía;
- g) Requerir de la Superintendencia de Electricidad, de los servicios públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación los antecedentes y la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de esos antecedentes e informaciones obligados a proporcionarlos en el más breve plazo. El incumplimiento de esa obligación podrá ser sancionado, en caso de negligencia, de conformidad a las normativas vigentes;

- h) Requerir de las empresas del sector y de sus organismos operativos, los antecedentes técnicos y económicos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, los que estarán obligados a entregar las informaciones solicitadas;
- i) Cumplir las demás funciones que las leyes y el Poder Ejecutivo le encomienden, concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector;
- j) 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 de sus reglamentos.

En Anexo I.3.3 se consigna el texto completo de la Ley 125-01.-

## **II.2.2.- LEY 57-07 DE INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y REGÍMENES ESPECIALES**

Esta Ley promulgada de 2007 y que aún no ha sido reglamentada tiene importancia dentro del esquema organizativo del Sector Energético de la República Dominicana.

La Ley tiene como alcance el ser un “Marco Normativo y Regulatorio Básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional para incentivar y regular el desarrollo y inversión en proyecto que aprovechen cualquier frente de energía renovable y que procuren acogerse a dichos incentivos”

Los objetivos de la Ley establecidos en el Art. 3 constituyen un menú de “objetivos estratégicos y de interés público” que solo pueden ser establecidos en el marco de un Planeamiento Energético de largo plazo y de una política energética previamente definida tales como:

- diversificar la matriz energética
- reducir la dependencia de los combustibles fósiles
- estimular la inversión privada en la utilización de fuentes renovables de energía.
- mitigar impactos ambientales negativos derivados de la utilización de combustibles fósiles
- etc.-

Es importante destacar que la Comisión Nacional de Energía es de acuerdo a lo normado en el Art. 6 de la Ley “la institución estatal encargada principalmente de trazar la política del Estado Dominicano en el sector energía y (la Institución) responsable de dar seguimiento y cumplimiento de la presente Ley”.

La Ley en su Art. 7 crea un Organismo Asesor de la CNE que actuará como entidad técnica de apoyo y producirá los informes (no vinculantes) cuya existencia será necesaria para la toma de decisiones por parte de la CNE.

### **II.3- ESTUDIO DE PROYECTOS DE LEY QUE TENGAN POR OBJETO REORDENAR EL SECTOR ENERGETICO DOMINICANO**

Se ha tomado nota de la existencia de dos proyectos de ley para reordenar el sector energético de República Dominicana. El primero de ellos es el Proyecto de Ley de Exploración y Explotación Petrolera, que habida cuenta de nuestro comentario formulado en el párrafo 1.1. de este Capítulo sobre la antigüedad de la ley vigente N° 4.532 debe ser tenido por un proyecto que viene a cubrir un vacío normativo y organizativo en el Sector Hidrocarburos de RD.

El segundo proyecto analizado es la propuesta de la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE consistente en crear un organismo de fiscalización propio para el sector hidrocarburos con la incorporación dentro del Estado de una Superintendencia de Combustibles que regule al sector.

#### **II.3.1. PROYECTO DE LEY DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS (N° de iniciativa 01607-2006-20/0-CD)**

El proyecto inició su tratamiento parlamentario el 13/09/2006. Sus autores son los Diputados Pelegrín Castillo Semán y José Taveras Blanco.

El proyecto toma en cuenta que la exploración y explotación de hidrocarburos exige una inversión de alto riesgo financiero y técnico y que ésta se canaliza hacia países con un adecuado marco legal y fiscal.

También se expresa que la actual legislación data del año 50 y es obsoleta.

El Proyecto de Ley consta de 48 artículos organizados en 12 capítulos.

En el Capítulo 1 se define al Estado como titular del dominio absoluto, inalienable e imprescriptible de los yacimientos de hidrocarburos, incluidos los que se encuentran en la plataforma económica exclusiva (Plataforma Marina y Cuencas oceánicas).

El objeto de la Ley (Art. 2) es la de promover, desarrollar, regular y controlar la exploración y explotación de hidrocarburos.

La Organización y Competencia: Se define a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio como la institución que promoverá y fomentará la explotación de hidrocarburos ya sea en forma “directa” o por medio de “concesiones” de diversos tipo.

La Dirección General de Minería se define en el Art. 3 como el “órgano técnico especializado” de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para formalizar, supervisar y ejecutar correctamente las concesiones.

Para tal efecto el proyecto de ley propone la creación de un “Consejo Técnico para asuntos de Hidrocarburos” integrado por cinco miembros; 4 designados por el Presidente de la República y presidido por el Secretario de Estado de Industria y Comercio.

El proyecto define la misión y funciones para el Consejo Técnico y un conjunto de obligaciones para la Dirección General de Minería e Hidrocarburos.

En resumen el proyecto de Ley define la Secretaría de Estado de Industria y Comercio a través de la Dirección General de Minería e Hidrocarburos como autoridad de Aplicación de la Ley en los aspectos de supervisión técnica de los programas de exploración y explotación petrolífera.

Los permisos de Exploración (Art. 17): El proyecto define un período de exploración de 3 años prorrogable por 3 períodos de 1 año cada uno (Total máximo 6 años).

Período de Explotación (Art. 18): 20 años con reversión sin cargo al Estado de todas las instalaciones.

No existirán prórrogas luego de los 26 años (20 Explotación + 6 años máximos Exploración)

El área objeto del contrato se dividirá en bloques de 200,000 Has y cada bloque será subdividido en lotes de 2,500 Has.

El proyecto define (Art. 19) un máximo de lotes a adjudicar para cada concesionario.

El Capítulo V está destinado al almacenaje y transporte de los hidrocarburos producidos.

Las concesiones previstas en esta Ley están reguladas en el Capítulo VI en el cual se detallan adecuadamente las modalidades y los requisitos de los mismos; particularmente en el Art. 26 se estipula que el procedimiento para otorgarles es la “Licitación Pública”.

El Capítulo VII está dedicado a los Derechos y las Obligaciones Complementarias de los Concesionarios.

En el Art. XI “Tributación y Otros Asuntos Fiscales” se define una regalía mínima variable para cada yacimiento en función de la producción del mismo.

## **OPINIÓN DEL CONSULTOR SOBRE EL PROYECTO DE LEY:**

Se trata de un muy buen proyecto de ley que reúne todos los elementos que requiere una ley moderna.

Su sanción permitirá llenar el vacío legal que actualmente existe con la legislación actual que está parcialmente cubierta con la redacción de los contratos de exploración y explotación vigentes.

El proyecto avanza y define la cuestión de los tributos y regalías; y la conformación de la Autoridad de Aplicación.

Quizás el trámite parlamentario y su debate podrían introducir correcciones de detalle para transformarlo en el instrumento legal que necesita actualmente República Dominicana para el área de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y del que carece.

### **II.3.2. LA PROPUESTA DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA Y SU GERENCIA DE HIDROCARBUROS PARA LA CREACION DE UN ORGANISMO REGULADOR INDEPENDIENTE EN LA CADENA DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y EL GAS NATURAL**

La Gerencia de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía CNE elaboró en 2007 un “Diagnóstico del Subsector Hidrocarburos de la República Dominicana”.

El diagnóstico realizado por la Gerencia ha detectado una gran “dispersión” de actividades que regulan, fiscalizan y controlan el mercado dominicano de hidrocarburos y la “Carencia de personal especializado”. Se afirma acertadamente el Subsector hidrocarburos tiene responsabilidades concurrentes tres Secretarías de Estado: 1) Industria y Comercio; 2) Hacienda y 3) Medio Ambiente. De estas dependencias a su vez dependen Direcciones Generales, Departamentos y Subsecretarías que realizan distintas funciones vinculadas al Subsector de los hidrocarburos.

Existen también otras dependencias descentralizadas como la Superintendencia de Electricidad; El Banco Central de la República Dominicana y Corporación Dominicana de Electricidad que poseen dependencias especializadas en materia de hidrocarburos para cumplir determinadas funciones encomendadas al organismo principal.

En función de consideraciones realizadas en el trabajo la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE llega a la conclusión de que es necesario “un reordenamiento de área de exploración, distribución, comercialización y transporte de Hidrocarburos”. En función de lo cual recomienda realizar una “reingeniería para la incorporación dentro del Estado de una Superintendencia de Combustibles que regule al sector”.

## **OPINION DEL CONSULTOR**

Si bien son múltiples los organismos y dependencias que tienen relación con los hidrocarburos en República Dominicana, y que los mismos dependen de distintas dependencias gubernamentales tal como afirma el trabajo de la CNE; ello no significa necesariamente que haya superposición de tareas.

Basta como ejemplo que la Dirección de Aduanas tiene la misión de cobrar aranceles de todos los bienes y servicios importados por República Dominicana, y siendo uno de los principales productos importados por República Dominicana el petróleo y sus derivados, es lógico que el citado organismo posea la especialización y medios técnicos para llevar adelante tal cometido; por otra parte esto está reglamentado en el Decreto N° 307/01 vigente.

Lo mismo podría argumentarse respecto al Banco Central de República Dominicana que cuenta con dependencias especializadas en el comercio exterior.

No obstante lo anterior, sí es posible afirmar “prima facie” que existen superposiciones y “vacíos” que justificarían encarar la **reingeniería** propuesta por la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE en sus trabajos.

Las siguientes son sólo algunos ejemplos:

- 1) Las funciones de la CNE están definidas en la Ley General de Electricidad N° 125/01 y su Decreto Reglamentario y son amplias y extensivas para todo el sector energético; o sea que exceden lo meramente eléctrico;
- 2) La Ley de Promoción de Energías Renovables Ley N° 57/07;
- 3) El reciente Decreto de Promoción del Gas Natural (Ver punto 2.7.2.);
- 4) El Proyecto de Ley de Hidrocarburos del Dip. Pelegrín Castillo (ver Punto 5.1).

En todos estos instrumentos legales que hemos analizado se observan claramente dos criterios organizativos superpuestos:

- 1) el primero de ellos consiste en la jerarquización de la CNE (Ver Ley 125/00 y Ley n° 57/07);

2) el segundo criterio privilegia a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio a través de sus dependencias específicas en la funciones políticas; regulatorias y de fiscalización del sector hidrocarburos (esto es visible tanto en la Ley 112/00 y su decreto reglamentario 307/101; en el Decreto 264/07 referido a la promoción del gas natural, y en el Proyecto de Ley de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Diputado Dr. Pelegrín Castillo).

Todo ello nos hace concluir que es pertinente estudiar **la reingeniería institucional** para definir la institucionalidad del sector hidrocarburos.

**CAPITULO III**  
**EXPLORACION Y PRODUCCION DE**  
**HIDROCARBUROS EN REPUBLICA**  
**DOMINICANA**

### **III.1.- LA INFRAESTRUCTURA DEL CONOCIMIENTO GEOLOGICO PETROLERO EN REPUBLICA DOMINICANA**

#### **III.1.1. ANTECEDENTES**

Hemos tenido oportunidad de consultar amplia bibliografía e informes sobre el potencial de hidrocarburos fósiles en la República Dominicana.

La información nos fue suministrada por la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE; asimismo se han mantenido reuniones en la Dirección de Minería de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

Se ha consultado la siguiente bibliografía:

1. El potencial de hidrocarburos de la República Dominicana (Romeo A. Llinás – Andrés Pérez Estaúm) Nov. 2005.
2. Análisis Informe de Evaluación Petrolera del Instituto Mexicano del Petróleo (Abril 1980) Ing. Romeo A. Llinás.
3. Estudio Geofísico (Sísmico) de la Estructura Litosférica de la Hispaniola en zonas offshore- Onshore para aplicación de Proyectos Energéticos (compilación Ing. Romeo A. Llinás- Gerente de Hidrocarburos CNE) – Octubre 2006 -.
4. Programa de Asistencia Técnica Empresa estatal Cuba-Petróleo (CUPET) al Gobierno Dominicano. – Presentación ante la Comisión Bicameral Congreso Nacional – 2 Enero 2007 Ing. Romeo Llinás.
5. Evaluación Preliminar del Potencial de Hidrocarburos de la República Dominicana. Diciembre 2006 (Misión cubana).
6. Contrato suscrito entre el Estado Dominicano y la Empresa Maleno Oil Company sobre exploración y explotación de hidrocarburos en la región suroeste del país excluyendo las Reservas naturales del Lago Enriquillo.
7. Petroleum Potential of Southern Hispaniola (P.Mann and RS Lawrence) Julio 1991.
8. Perspectivas Energéticas de República Dominicana – Posibilidades Petrolíferas de la RD – 1974. Romeo Llinás.
9. Erdolgeologische/geochemische Kurzzeitberatung der Dirección General de Minería e Hidrocarburos en Santo Domingo (Dr. K. Hiller – 1988).

10. Ideas sobre Formación y Destrucción de Trampas petrolíferas cuencas sedimentarias de la Hispaniola (Dic. 2006 – compilado por Ing. Romeo Llinás).

11. Geología del Área Polo Duvergé Cuenca de Enriquillo – República Dominicana – Revista Codia N° 31 1972 – Ing. Romeo A. Llinás.

En el “Potencial de hidrocarburos de la República Dominicana” (Llinás – Pérez Estaún – 2005) se consignan algunos elementos que nos parece oportuno poner de manifiesto y que citamos en forma textual:

“a) El contexto geológico de la República Dominicana parece inicialmente poco favorable para la existencia de grandes reservorios petrolíferos o campos gigantes de petróleo (1)”.

“b) No obstante las limitaciones señaladas, no hay duda de que existe un potencial petrolero en la región de la Hispaniola que ocupa la República Dominicana. Esta afirmación viene avalada por la gran abundancia de materia orgánica contenida en los sedimentos, formados en condiciones tropicales o subtropicales, la presencia de grandes masas calcáreas en gran parte de la isla y la existencia de diversos y múltiples indicios petroleros tales como pozos ya realizados, manaderos de petróleo y gas, fuentes sulfuradas, filtraciones de asfaltos, además, que al comparar las características de nuestras cuencas sedimentarias, su historia geológica, multiplicidad de pliegues anticlinales cartografiados en los mapas geológicos principalmente los aportados por la Standard Oil of New Jersey (Seabord Dominicana de Petróleo) de la década de los años 40 y los más recientes del 1995-2004 del Programa SYSMIN de la Unión Europea, las secuencias estratigráficas y litologías de las Formaciones sedimentarias y extensión superficial de nuestras cuencas, al correlacionarlas con las de otros países del Arco Insular del Caribe y Centroamérica, se advierte que son positivas las posibilidades petrolíferas de la Hispaniola, aunque no se hayan descubierto todavía yacimientos explotables.”

“c) Como ya se ha expresado, el contexto geológico indica que la potencialidad de existencia debe matizarse por la dificultad de encontrar grandes reservorios. La estructura geológica de la isla condiciona la existencia de reservorios poco atractivos para las grandes empresas petrolíferas en razón de que si existen serían de tamaño pequeño ó mediano y estructura geológica compleja, Por otra parte, las características de la estructuración geológica en las Cuencas sedimentarias estudiadas del país, conducen a trampas geológicas muy complicadas y costosas para su exploración. Esto hace las empresas independientes de menor tamaño se vean obligadas a desarrollar metodologías muy costosas de exploración y no adecuadas a su tamaño tecnológico y económico, lo cual es una razón básica que ha restringido la ejecución de los estudios de exploración realizados hasta el presente, ya que ha faltado una más completa exploración con base científica y técnica.”

Una de las limitaciones a la hora de evaluar el potencial petrolífero de la República Dominicana es la ausencia de suficiente información geológica.

#### **“d) Conclusión**

“De los datos conocidos y con las cautelas y reservas ya expresadas en este informe, puede decirse que la República Dominicana tiene una determinada potencialidad petrolera. Lo que resulta obvio de cualquier análisis que se realice, es que es necesaria una mayor exploración y que existen datos que es necesario ampliar para poder hacer atractiva esa exploración.”

“En tierra, las áreas potenciales se sitúan principalmente en el Suroeste de la República. Se trata de las Cuencas de Azua, Cinturón de Peralta, Cuenca de San Juan y Cuenca de Enriquillo. Otra zona no investigada hasta el momento y de interés se situaría en la parte oriental de la República, al Sur y Este de la Cordillera Oriental (El Seibo).”

“En la plataforma insular, cabe destacar la Cuenca de San Pedro, del margen SE de la República Dominicana (al Sur de La Romana), y el margen continental oriental de la República. También la plataforma marina de la Bahía de Ocoa al Sur de Azua y la plataforma marina del norte y noroeste del país, que corresponde a la denominada Zona del Mar de Thetys, donde han sido descubiertos los depósitos de Plataformas de Cuba.”

### **III.1.2. LA INFRAESTRUCTURA DE CONOCIMIENTO Y ORGANIZACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL AREA DEL CONOCIMIENTO GEOLOGICO**

El Informe de Evaluación Petrolera del Instituto Mexicano de Petróleo de abril de 1980 realizó una Evaluación de la Exploración Petrolera en la Cuenca de Enriquillo a pedido de la Dirección General de Minería de la Secretaría de Industria y Comercio.

El informe produjo una serie de recomendaciones técnicas en varias disciplinas. Nos interesa no obstante poner de relieve la consideración respecto al factor humano y organizacional para llevar a cabo estas tareas desde el Estado, citamos textualmente:

“ENTRENAMIENTO:

“Ahora bien, para iniciar una estructura básica tecnológica que le permita al Estado Dominicano a futuro tener un control adecuado de su recurso energético, el Instituto Mexicano del Petróleo (I.M.P.) considera conveniente que disponga de profesionales Geológicos, Geofísicos y Electrónicos propios, en el número que le sea posible, para que se entrenen intensamente en las diversas disciplinas de la exploración petrolera, durante períodos de tres a seis meses, en países que desarrollen actividad petrolera exploratoria. Esos profesionales deberán regresar a la República Dominicana a prestar servicios de campo por períodos no mayores de un año, para luego volver a un segundo y tercer entrenamientos, cada vez en diferentes disciplinas, con objeto de que les permita una supervisión efectiva a las compañías, por parte del Estado Dominicano”.

### **III.1.3- EVALUACION PRELIMINAR DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DE LA REPUBLICA DOMINICANA – DIC. 2006. INFORME MINISTERIO DE LA INDUSTRIA BASICA DE CUBA**

El trabajo realizado por la misión cubana en Diciembre de 2006 analizó gran cantidad de información existente en República Dominicana y produjo un conjunto de conclusiones y recomendaciones de alto valor diagnóstico respecto a la calidad de la información existente; la suficiencia de la misma y la necesidad de su sistematización y profundización.

Asimismo en el trabajo se proponen varios sistemas petroleros conceptuales.

Nos parece conveniente citar textual para los fines del presente diagnóstico las conclusiones del trabajo contenidos en las páginas 125 y 126 de dicho Informe que hemos tenido a la vista.

“1- La Hispaniola y dentro de ella el territorio ocupado por la República Dominicana, ha sido objeto de estudios con diferentes fines, incluyendo la búsqueda de petróleo, pero la información es variable en su contenido y calidad, de ahí que se pueda afirmar que ésta no es suficiente, sobre todo en los siguientes criterios:”

- Espesor real de las cuencas, tipos y edad de los sedimentos que las rellenan;
- Rocas madre, tipos, edad, capacidad real de generación y expulsión;
- Trampas, tipos, edad de formación, procesos favorables y desfavorables.
- “Timing” de los posibles sistemas petroleros.”

“2- Con la información existente, tanto publicada por diferentes investigadores dominicanos y de otros países, así como la de informes y datos archivados en la Dirección General de Minería, hemos podido establecer algunas premisas generales y específicas parciales sobre su potencial exploratorio:

- Existe petróleo y gas demostrado por las acumulaciones no comerciales de Maleno e Higuerito, las numerosas manifestaciones superficiales de gas y escasas de petróleo y las manifestaciones de petróleo y gas en la mayoría de los pozos perforados.
- Existen cuencas con relleno sedimentario considerable demostrado por el mapa del basamento construido recientemente por el levantamiento magnetométrico aéreo realizado en todo el territorio por el proyecto SYSMIN.
- Existe la posibilidad de que en la parte norte se desarrollen sedimentos asociados al margen continental de Las Bahamas, con características similares a los de Cuba.

- Existen rocas sedimentarias que pueden constituir sellos de calidad variable y algunos tienen extensión calificada como regional, como en el caso de los carbonatos de la Fm. Sombrerito, cuya presencia está demostrada por pozos en las Cuencas de Azua, San Juan y Enriquillo y posiblemente se extienda hacia la Sierra de Bahoruco.
- Existen rocas sedimentarias que pueden constituir sellos de calidad variable y algunos tienen extensión calificada como regional, como es el caso de las arcillas de la Fm. Trinchera, cuya presencia está demostrada por pozos en las Cuencas de Azua, San Juan y Enriquillo y posiblemente se extienda hacia la Sierra de Bahoruco.
- Existen estructuras reveladas por la sísmica cuya mayor parte responden a la componente compresiva de los movimientos ocurridos en la Hispaniola, sobre todo aquellos que están asociados con fallamiento inverso y se localizan cercanos a los bordes de las cuencas.
- Existen datos geoquímicos aislados que apuntan hacia la existencia de rocas generadoras de petróleo y de gas biogénico.”

“3- Se proponen varios **Sistemas Petroleros Conceptuales (Especulativos, Hipotéticos y No Convencionales)**, los que según su denominación no están demostrados.

Se consideran como más importantes:

- Sistemas Petroleros de la parte norte de la República Dominicana.
- Sistemas Petroleros Cretácico Medio – Oligoceno/Mioceno.
- Sistemas Petroleros No Convencionales de gas biogénico.

Asociados a éstos, se proponen posibles “plays” ó “prospectos”.

- El play asociado a pliegues dúplex;
- El play “Sombrerito”;
- El play “gas biogénico”.

“4- Teniendo en cuenta los resultados aportados por la presente evaluación preliminar, se considera completamente imprescindible la elaboración de un Programa de Trabajo que permita aumentar el grado de certidumbre y confiabilidad de esta evaluación, con la finalidad de establecer el Potencial Petrolero de la República Dominicana y recomendar las *Direcciones Principales de la Exploración*, haciendo esta actividad más racional y efectiva.

En base a estas conclusiones el trabajo propone un **Plan de Trabajos de adquisición de información básica que permitirían dar la infraestructura de información** para encarar un Plan Exploratorio ambicioso del cual República Dominicana carece.”

### **III.2.- LOS CONTRATOS DE EXPLORACION VIGENTES EN RD**

La Exploración de Petróleo en la República Dominicana se rige por lo dispuesto en la Ley 4532 sancionada en Septiembre de 1956.

El contenido de esta Ley se ha comentado en el párrafo 1.1 del Capítulo II.

Se trata de una Ley muy general de sólo siete artículos que consideramos insuficiente para funcionar como marco regulatorio del sector hidrocarburos en las actuales circunstancias; razón por la cual creemos que es necesario encarar una reforma de la misma reemplazándola por un instrumento de mayor complejidad que tenga en cuenta legislaciones más modernas.

Básicamente nos interesa destacar los siguientes artículos de esa Ley:

“Art.1.- Los yacimientos de petróleo y sus derivados, los hidrocarburos y demás combustibles análogos, pertenecen al Estado y podrán ser explorados y explotados, y beneficiados por los particulares **solamente en virtud de los contratos que otorgue el Poder Ejecutivo, en forma y condiciones que considere conveniente al interés nacional. Los derechos para la explotación serán otorgados por tiempo ilimitado y con la extensión superficial que se contenga.**”

Como puede observarse los contratos son en el texto de la Ley a perpetuidad otorgados por el Poder Ejecutivo.

Art.3.- Los contratos que otorgue el Poder Ejecutivo para la exploración, explotación y beneficio del petróleo y demás sustancias hidrocarbурadas serán sometidos para su aprobación al Congreso Nacional, y una vez aprobados por éste, no podrán ser revocados, alterados ni modificados sin el consentimiento de ambas partes contratantes.

Los contratos no pueden ser reservados ni alterados ni modificados sin el consentimiento de ambas partes, al ser una ley general no establece ni derechos ni obligaciones de cada una de las partes firmantes de los contratos; razón por la cual el tema queda abierto a la confección del contrato en sí mismo.

La experiencia actual de República Dominicana en materia de Exploración de Hidrocarburos, no obstante muestra que en los hechos la ley mencionada no fija “el marco regulatorio” de la actividad.

En efecto existe un conjunto de contratos vigentes entre el Estado Dominicano y particularmente que describiremos a continuación cuyas cláusulas guardan poca relación con el texto de la ley mencionada

Al momento existen 3 (tres) contratos vigentes:

- a. Contrato de concesión minera par la exploración, desarrollo y producción de petróleo entre el Estado Dominicano y la Compañía Petrolera Once-Once, S.A .del 1991.
- b. Contrato de Exploración Minera. Estado Dominicano y Compañía Mobil Exploración Dominicana S.A. 1991.
- c. Estado Dominicano y Maleno Oil Company C por A. sobre exploración y explotación de hidrocarburos en la región suroeste del país excluyendo la reserva natural del Lago Enriquillo (1998).

Estos contratos firmados por el Estado Dominicano cuyo análisis y contenido se hace en detalle para el caso del Contrato con Maleno Oil Company en el párrafo 5.5 de esta misma sección.

En el Anexo II.1 se consignan la Ley N° 4532 actualmente vigente y los contratos de Explotación firmados entre República Dominicana y las empresas Maleno Oil Company; Murfin y Once-Once. Cabe comentar que, en ausencia de una Ley de Hidrocarburos actualizada y bien organizada, la redacción de los contratos ha debido ir incorporando en su texto las disposiciones que definen las modalidades hoy vigentes en lo relativo a los permisos y concesiones petroleras.

### **III.2.1. EL CONTRATO DE EXPLORACION VIGENTE EN REPUBLICA DOMINICANA: ANALISIS DE DETALLE**

Se ha analizado el Contrato de entre el Estado Dominicano y Maleno Oil Company firmado el 25 de febrero de 1997.

El Contrato se rige por el Ley Petrolera 4532 de 31 de Agosto de 1956 modificada por la Ley 4833 y en virtud del Art. 3 de dicha Ley requiere la aprobación del Congreso Nacional.

Conceptualmente se trata de un “Contrato de exploración a riesgo” en el cual el concesionario asume el riesgo exploratorio.

- El período de exploración está subdividido en subperíodos (en total 8 años).
- El área objeto del Contrato es de 537,000 Acres (aproximadamente 2,300 Km<sup>2</sup>).
- Las regalías para el Estado Dominicano son variables con la producción.

- El período de explotación tiene una duración de 32 años.

El análisis de detalle del contrato nos dice lo siguiente:

a) **Ley que rige el Contrato**

“Ley Petrolera” significa la Ley N° 4532 del 31 de Agosto de 1956, modificada por la Ley N° 4833 del 17 de enero de 1958 según esté en vigencia o como sea modificada periódicamente, e incluye cualquiera reglamentos hechos bajo la misma y que estén en vigor.

b) **Concesión y Alcance del Contrato**

2.1. El objeto de este Contrato es la exploración de petróleo en el Área del Contrato a cuenta y riesgo del Contratista únicamente.

2.2. El Contratista será el responsable frente al Estado por la Ejecución de tales operaciones petroleras de conformidad con las estipulaciones del Contrato. Sin perjuicio de la posición del Contratista como un Contratista independiente en el presente, el trabajo a ser realizado por el Contratista estará sujeto a la supervisión general y revisión por el Estado de conformidad con el Contrato.

2.3. En la ejecución de las operaciones petroleras, el contratista proveerá todos los requerimientos financieros y empleará los métodos científicos avanzados, procedimientos, tecnologías y equipo generalmente aceptados en la Industria Petrolera Internacional.

2.4. El Contratista no recibirá compensación por sus servicios, ni reembolso alguno por sus gastos bajo el Contrato, excepto por la proporción de petróleo del Área del Contrato a que pueda llegar a tener derecho bajo el Artículo 10; si no hay descubrimiento Comercial en el Área del contrato, o si la producción alcanzada de un campo de petróleo crudo o un campo de Gas desarrollado por el Contratista es insuficiente para rembolsar al Contratista, el Contratista cargará con sus propias pérdidas.

c) **Áreas de Contrato**

2.5. El Área del Contrato, a la fecha efectiva del Contrato, comprende un área total de aproximadamente, Quinientos Noventa y Siete Mil acres (597,000), aproximadamente 2,300 Km<sup>2</sup>, excluyendo el área del Lago Enriquillo (Reserva Natural), y cualquier otra área señalada como Reserva Natural.

d) **Plazos del Contrato**

d1) **Exploración**

3.1. El período de Explotación comprenderá un período inicial de exploración de dos (2) años de Contrato a partir de la Fecha Efectiva. El Contratista tendrá el derecho a

extensiones del período de exploración inicial hasta dos (2) períodos sucesivos de (1) año contrato cada uno y subsecuentemente a un (1) período de tres (3) años Contrato (todos estos períodos denominados en adelante “**Períodos de Renovación**”), **siempre que haya cumplido sus obligaciones en el presente Contrato para el período entonces en curso.**

3.2. El Estado además se compromete a conceder extensiones al período de **Exploración Inicial** o períodos de Renovación por el tiempo necesario para que el Contratista complete la perforación, pruebas o tapado de cualquier pozo que esté actualmente siendo perforado, probado o tapado al final del período anual en curso, más sesenta (60) días para evaluar los resultados, pero no más de noventa (90) días después de la expiración de tal período si la totalidad del Área de Contrato excluyendo cualesquiera campos en existencia, no ha sido renunciada a la expiración de tal período.

#### d2) **Reversión al Estado**

3.3. Si al final del período o extensión del mismo, ningún Descubrimiento Comercial ha sido realizado en parte alguna del Área de Contrato, el Contrato quedará automáticamente terminado en su totalidad, siempre que, sin embargo, el Estado se comprometa a conceder una extensión.

Que el Contratista haya abandonado las Operaciones de Producción, o que la producción Comercial del (de los) Campo (s) de petróleo o de gas haya terminado, o treinta y dos (32) años de Contrato a partir de la Fecha Efectiva, con la posibilidad de una extensión de cinco (5) años de Contrato si requerida por el Contratista y acordada por el Estado, cualquiera que sea más corto.

5.1. Por lo menos noventa (90) días antes del comienzo de cada año calendario, o en tal otro momento según sea acordado entre las partes, el contratista deberá preparar y someter anualmente al estado, a los fines de revisión y consulta, a un programa de Trabajo y un Presupuesto del programa de Trabajo de las Operaciones petroleras y los Gastos de las Operaciones petroleras por Trimestres, para el Área del Contrato estableciendo las Operaciones petroleras que el Contratista propone llevar a cabo durante al Año Calendario correspondiente. Tales programas de Trabajo y Presupuesto de programas de Trabajo anuales deberán cumplir con las obligaciones mínimas de trabajo y desembolsos descritas en el Artículo 6.1. Sin perjuicio al Artículo 5.2. abajo indicado. Las propuestas del Contratista se considerarán adoptadas treinta (30) días después del recibo por el Estado de dichas propuestas, siempre que el Estado no haya ejercido sus derechos de conformidad con el Artículo 5.2., más abajo.

#### f) **Obligaciones de Trabajo y Desembolso**

El Concesionario asume un conjunto de obligaciones de trabajo y desembolso tanto en el período de exploración como en cada uno de los sub.-períodos que lo componen.

#### g) **Declaración de Comercialidad**

Si de acuerdo con el Artículo 6.2.2., el Contratista notifica al Estado que el descubrimiento es de interés comercial potencial, el Contratista deberá con la debida diligencia, preparar un programa de trabajo para la evaluación de tal Descubrimiento.

Tal programa de trabajo o presupuesto de programa de trabajo de evaluación deberá incluir un programa completo de las operaciones de evaluación necesarias para determinar si dicho Descubrimiento es un Descubrimiento Comercial.

Salvo previsión contraria en el Contrato, El Contratista renunciará cualquier Campo de Petróleo Crudo en que la Producción Comercial Inicial no ha comenzado dentro de los períodos previstos a continuación, esto sin perjuicio de los derechos que le asisten al Contratista sobre el Área del Contrato:

- a) Campos sobre tierra: tres (3) años a contar de la Fecha de Declaración de Descubrimiento Comercial.
- b) Campos bajo el mar (donde la columna de agua subyacente al campo tienen menos de doscientos (200) metros de profundidad): cuatro años a contar de la Fecha de Declaración de Descubrimiento Comercial.
- c) Otros campos bajo el mar: cinco años a contar de la Fecha de Declaración de Descubrimiento Comercial.

#### **h) Obligaciones del Contratista**

8.0. El Contratista estará obligado, en adición a sus obligaciones bajo otras disposiciones del Contrato a:

8.1. **Proveer todos los fondos necesarios para las Operaciones Petroleras**, incluyendo, pero limitado a fondos requeridos para la compra o arrendamiento de todos los bienes, materiales y suministros que es requerido comprar o arrendar de conformidad con los programas de Trabajo, y tales otros fondos para la ejecución de los programas de Trabajo incluyendo pago a terceros que puedan realizar cualesquiera servicios contractuales, y proveer servicios técnicos, tecnología y todo personal extranjero que sea requerido para la ejecución del programa de trabajo.

8.2. Conducir todas las Operaciones Petroleras de una manera diligente, concienzuda y competente, de acuerdo con la ley aplicable y el Contrato, y normas generalmente aceptadas de la Industria Petrolera Internacional diseñadas para lograr Operaciones Petroleras eficientes y seguras, y para maximizar el recobro más económico de petróleo.

#### **i) Comité Supervisor**

10.1 Dentro de los (90) noventa días que sigan a la Fecha Efectiva del Contrato se establecerá un Comité Supervisor compuesto por seis (6) Miembros, tres (3) de los cuales serán designados por el Estado y tres (3) por el Contratista. El Presidente del Comité Supervisor será designado por el Estado.

10.2. El Comité Supervisor se reunirá regularmente y servirá como el forum donde las Partes se consultarán sobre los siguientes asuntos:

a) Todos los Programas de Trabajo, reportes y propuestas que se requiere sean sometidas al Estado, incluyendo, pero no limitado a documentos a que se refieren los Artículos 5, 8 y 17.

b) Progreso en el trabajo del Contratista,

c) Problemas relativos a las Operaciones Petroleras.

d) Todos los demás asuntos atribuidos al referido Comité en sus reglas internas y acordadas de otra manera por las Partes.

**j) Regalías**

11.1. El Contratista tendrá el derecho de utilizar, libre de costo, el petróleo producido del área de Contrato, en la medida que se requiera, razonablemente, para las Operaciones Petroleras bajo el Contrato.

11.2. Sujeto a las disposiciones del Artículo 11.1 del presente, el Contratista pagará al Estado una regalía como:

a) Por Petróleo Crudo; el Contratista pagará al Estado una regalía de acuerdo con la siguiente tabla de tasa basadas sobre Ingresos Brutos de Petróleo crudo producido y almacenado del Área del Contrato y medido en el punto de Medición:

**Promedio y Producción de Producción Bruta Mensual  
Producida y**

**Tasa de Regalía Incrementada (%)**

Almacenada del Área del Contrato (mil  
Barriles Por Día (“MBD”))

Primeros 50 MBD	15
Próximos 30 MBD	20
Próximos 100 MBD	25

b) **Por Gas Natural, el Estado y el Contratista acordarán una regalía justa y equitativa sobre el valor de la Producción bruta anual basada en los Ingresos Brutos recibidos por el Gas Natural producido, almacenado y vendido del Área del Contrato y medido al punto de medición. Las tasas de la regalía serán determinadas tomando en cuenta los volúmenes y precios del Gas natural a ser vendido, la naturaleza y ubicación de los mercados a ser servidos, así como los costos del desarrollo, transportación y distribución del Gas Natural a ser producido.**

**k) Libros de Cuentas, Estados Financieros y Auditoria**

17.1. El Contratista mantendrá de acuerdo con prácticas aceptadas de contabilidad generalmente utilizadas en la Industria Petrolera Internacional, en sus oficinas en Santo Domingo, o, durante el período de Exploración, en la de su contador público autorizado

en Santo Domingo, libros de cuentas y tales otros libros y registros que puedan ser necesarios para reflejar el trabajo realizado bajo el Contrato, los costos incurridos y la suma y el valor de todo el petróleo producido y conservado del Área del Contrato.

El Contratista suministrará al Estado un Informe mensual reflejando la cantidad de Petróleo producido y vendible bajo el presente Contrato. Tal informe será preparado en la forma requerida por el Estado y será firmado por el administrador designado o un asistente debidamente designado, y entregado al Estado dentro de los quince (15) días que siguen al final de mes que cubre el Informe.

### **III.3.- EL EJERCICIO DE LA FISCALIZACIÓN POR PARTE DEL ESTADO SOBRE LOS CONTRATOS PETROLEROS EN REPÚBLICA DOMINICANA. ESTADO DE SITUACION**

#### **III.3.1. LAS OBLIGACIONES QUE IMPONE LA LETRA DEL CONTRATO A LAS PARTES**

Según se desprende de la lectura de los contratos petroleros firmados entre el Estado Dominicano y las empresas privadas (ver Anexo N° II.1.) existen un conjunto de derechos y obligaciones que los contratistas deben cumplir en forma obligatoria y cuyo cumplimiento debe ser objeto de fiscalización por parte del Estado.

Una lectura detallada de los textos contractuales muestra que las siguientes constituyen las principales obligaciones del Contratista según surgen de las cláusulas contractuales.

El artículo 8 establece que el Contratista estará obligado, en adición a sus obligaciones bajo otras disposiciones del Contrato, a realizar un conjunto de tareas que se mencionan taxativamente en el Contrato a lo largo de 20 incisos (Ver Anexo N° II.1):

8.1. Proveer todos los fondos necesarios para las Operaciones Petroleras, incluyendo, pero no limitado a fondos requeridos para la compra o arrendamiento de todos los bienes, materiales y suministros que es requerido comprar o arrendar de conformidad con los Programas de Trabajo, y otros fondos para la ejecución de los programas de Trabajo incluyendo pago a terceros que puedan realizar cualesquiera servicios contractuales, y proveer servicios técnicos, tecnología y todo personal extranjero que sea requerido para la ejecución del programa de trabajo.

8.2. Conducir todas las Operaciones Petroleras de una manera diligente, concienzuda y competente, de acuerdo con la ley aplicable y el Contrato, y normas generalmente aceptadas de la Industria Petrolera Internacional diseñadas para lograr Operaciones Petroleras eficientes y seguras, y para maximizar el recobro más económico de petróleo y para su real cumplimiento los contratos establecen la creación de un Comité Supervisor del Contrato de las siguientes características:

10.1. Dentro de los (90) días que sigan a la Fecha Efectiva del Contrato de establecerá un Comité Supervisor compuesto por seis (6) Miembros, tres (3) de los cuales serán

designados por el Estado y tres (3) por el Contratista. El presidente del Comité Supervisor será designado por el Estado.

10.2. El Comité Supervisor se reunirá regularmente y servirá como el forum donde las Partes se consultarán sobre los siguientes asuntos:

- a) Todos los Programas de Trabajo, reportes y propuestas que se requiere sean sometidas al Estado, incluyendo, pero no limitado a, documentos a que se refieren los Artículos 5, 8 y 17,
- b) Progreso en el trabajo del Contratista,
- c) Problemas relativos a las Operaciones Petroleras,
- d) Todos los demás asuntos atribuidos al referido Comité en sus reglas internas y acordadas de otra manera por las Partes.

Por otra parte existen un conjunto de obligaciones por parte del Contratista y el Estado sobre el ejercicio de la fiscalización y sus modalidades.

Las mismas están contractualmente pactadas y tienen la forma que se establece en el Art. 17 del Contrato cuyo contenido transcribimos continuación:

#### “ARTICULO 17”

##### “LIBROS DE CUENTAS, ESTADOS FINANCIEROS Y AUDITORIA”

“17.1. El Contratista mantendrá de acuerdo con prácticas aceptadas de contabilidad generalmente utilizadas en la Industria Petrolera Internacional, en sus oficinas en Santo Domingo, o, durante el periodo de Exploración, en la de su contador público autorizado en Santo Domingo, libros de cuentas y tales otros libros y registros que puedan ser necesarios para reflejar el trabajo realizado bajo el Contrato, los costos incurridos y la suma y valor de todo el petróleo producido y conservado del Área del Contrato. El Contratista mantendrá tales libros de cuentas y registros en español y en dólares estadounidenses.”

“17.2. El Contratista suministrará al Estado un informe mensual reflejando la cantidad de Petróleo producido y vendible bajo el presente Contrato. Tal informe será preparado en la forma requerida por el Estado y será firmado por el administrador designado o un asistente debidamente designado, y entregado al Estado dentro de los quince (15) días que siguen al final de mes que cubre el informe.”

“17.3. El Contratista preparará para cada Año Calendario un balance y un estado de ganancias y pérdidas reflejando sus operaciones bajo el Contrato. Los métodos de contabilidad, reglas y prácticas aplicadas para determinar ingresos y gastos, serán consistentes con la práctica acertada y usual de la Industria Petrolera Internacional, y las leyes de la República Dominicana. Cada uno de tal balance y estado de ganancias y pérdidas será certificado por una firma independiente de contadores públicos autorizados, aceptable al Estado y será sometido, junto con el reporte del auditor, al Estado dentro de los ciento veinte (120) días que sigan al final del Año Calendario al cual se refiere.”

“17.4. El Estado tendrá el derecho de inspeccionar y auditar los libros, cuentas y registros del contratista relativos a las operaciones petroleras bajo el Contrato a los fines de verificar el cumplimiento por parte del Contratista de los términos y condiciones establecidos en el presente Contrato. Habrá no más de una auditoría para el período Inicial de Exploración y una auditoría para cada período de Renovación. Tales auditorías serán iniciadas dentro del período de dos años que siga al período al final de tal período. Todos los esfuerzos serán dirigidos a completar tales auditorías dentro de los seis (6) meses a partir de su comienzo. Tales libros, cuentas y registros estarán disponibles en Santo Domingo en todo momento razonable para inspección y auditoría por representantes del Estado debidamente autorizados, incluyendo auditores independientes que puedan haber sido empleados por el Estado.”

“17.5. El Estado podrá requerir al Contratista, no más frecuentemente que anualmente, que emplee los auditores de la casa matriz del Contratista para examinar, al costo del Contratista y de acuerdo con las normas de auditores generalmente aceptadas, los libros y registros de la Afiliada del Contratista, para verificar la certeza y el cumplimiento de los términos del Contrato. Cuando se requiera la auditoría de los libros de una Afiliada, el Estado especificará por escrito el punto o puntos de los que requiere verificación por parte de tal auditor independiente. Una copia de los hallazgos del auditor independiente será entregada al Estado dentro de los treinta (30) días luego de la terminación de tal auditoría.”

Tienen un conjunto de derechos y obligaciones a cargo de las partes.

La verificación del cumplimiento de esas obligaciones es materia de alta relevancia técnica y organizacional.

Es necesario que se articule un adecuado sistema de fiscalización, dotado de los recursos humanos capacitados con la suficiente experiencia, para hacer el seguimiento de las obligaciones del Contrato.

Es fundamental que los contratos sean auditados por el Estado Dominicano. La auditoría del cumplimiento de las obligaciones que realice el estado Dominicano pueden ser realizadas por la Administración, es decir por dependencias oficiales del Estado o bien contratadas a una entidad independiente de reconocida jerarquía, capacidad y experiencia en este tipo de actividad.

## **RESUMEN: DE LA LECTURA DE CONTRATO; RECOMENDACIONES**

Se debe solicitar lo siguiente:

- 1) Resultado de las Auditorias previstas en el Artículo 17 (Libros de Cuentas Estados Financieros y Auditoría).
- 2) Informe si existieran declaraciones de Comercialidad.
- 3) Cumplimiento de obligaciones contractuales y plazos.
- 4) Comité Supervisor. Informes de funcionamiento.
- 5) Programas de Trabajo y cumplimiento de los mismos en función de lo dispuesto en el Artículo 5.

Las materias que deben ser objeto de evaluación son las siguientes:

### **TEMAS A CONSIDERAR SOLICITAR DE MANERA SISTEMATICA EN LOS INFORMES DE LAS COMPAÑIAS CONCESIONARIAS DE EXPLORACION PETROLIFERAS**

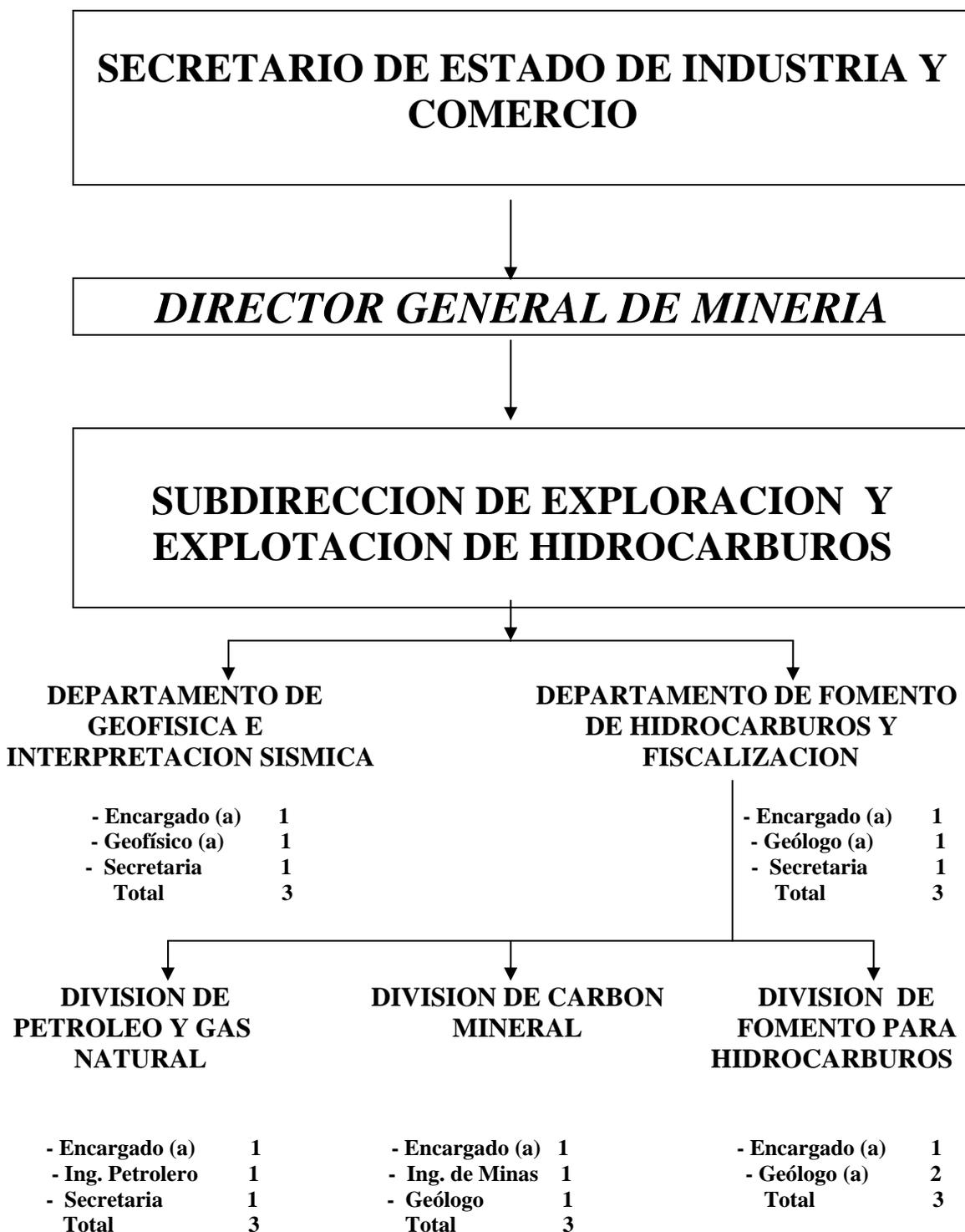
1. Informe Anual de operaciones de cada año de operación.
2. Informe de las interpretaciones y conclusiones de Estudios previos realizados en el país para fines de sus investigaciones petrolíferas.
3. Informe sobre Estudios Geológicos Estratigráficos y Geofísicos realizados cada año.
4. Reporte de Estudios Gravimétricos Geofísicos realizados.
5. Reportes de interpretaciones de Estudios previos realizados referentes a los Estudios Magnetométricos del Programa Sysmín de la Unión Europea aplicados a su área.

6. Reporte de los Estudios Sísmicos realizados con sus perfiles de interpretación.
7. Reporte de los Estudios Geofísicos compilados de investigaciones anteriores realizadas en el país con las nuevas re-interpretaciones en existencia.
8. Estudios y Análisis Geológicos, Estratigráficos y Estructurales previos a la realización de Sondeos de pozos de Exploración en su área de trabajo o adyacentes.
9. Reportes de Sondeos realizados con sus descripciones Litológicas, Estratigráficas y Micropaleontológicas con sus Registros Geofísicos.
10. Informes de Manifestaciones de Hidrocarburos con sus Análisis Geoquímicos.
11. Estudios Geológicos de Superficie a Escala 1:50,000 realizados por la empresa para fines de sus investigaciones, incluyendo los Mapas Geológicos y Secciones Estructurales.
12. Reporte de los Estudios Geoquímicos realizados como soporte para los Estudios Geológicos.
13. Secciones Geológicas Estructurales realizadas durante el proceso de investigación, previas a los Sondeos de Pozos ejecutados.
14. Secciones Estructurales realizadas posteriores a los Sondeos realizados en las zonas de exploración.
15. Conclusiones y Recomendaciones de los Estudios y Análisis realizados que deben estar incluidos en los Reportes Anuales.
16. Programa de Trabajo en cada año a fin de que la Dirección General de Minería verifique trimestralmente su cumplimiento contractual.

La pregunta que cabe contestar EN FORMA OBJETIVA es en qué medida los contratos vigentes que datan de 1991 y 1997 han cumplido a cabalidad con las obligaciones que emanan de los mismos.

### III.3.2. ORGANIZACIÓN PARA LA FISCALIZACION

En la actualidad la fiscalización se realiza en dependencias de la División de Petróleo y Gas Natural dependiente del Departamento de “Fomento de Hidrocarburos y Fiscalización” dependientes de la Dirección General de Minería de la Secretaría de Estado Industria y Comercio (Ver Figura).



Sin embargo, en cuanto a este organigrama, se pudo comprobar que dependientes del Subdirector de Hidrocarburos solamente se encuentran 1Geólogo, 1Químico y 1Secretaría.

### III.3.3. CONCLUSION DEL CONSULTOR SOBRE EL ESTADO DE SITUACION EN MATERIA DE FISCALIZACION

- Se ha hecho evidente en nuestras entrevistas con las entidades de la Dirección General de Minería que el ejercicio de la fiscalización por parte del Estado Dominicano sobre los Contratos de Exploración es en la práctica sumamente reducida; no hemos podido constatar que en los 16 años de operación con los Contratos de Exploración Petrolífera se haya integrado el Comité Supervisor compuesto por 3 representantes del Contratista en cada caso (Petrolera Once-Once; Maleno Oil Company; Murphin\_Mobil) y 3 representantes del Estado.
- Se hace impostergable que la institución que ha suscrito los Contratos de Exploración, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, con la colaboración de la Comisión Nacional de Energía en atención a las facultades que le otorga la Ley 125-01 modificada por la Ley 186-07 en sus artículos 14 y 15 y su Reglamento de aplicación, para que la SEIC realice una evaluación técnica profunda de los resultados obtenidos en la Exploración de Hidrocarburos que en los últimos 16 años han realizado las tres empresas concesionarias.

### III.4.- SITUACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS EXPLORADORAS DE PETRÓLEO EN REPÚBLICA DOMINICANA (ABRIL 2006)

El Cuadro siguiente muestra el estado de situación de cada contrato.

COMPAÑÍAS	AÑO DEL CONTRATO	AREAS ORIGINALES EN HECTAREAS	AREAS ACTUALES DESPUES DE RENUNCIAS EN HECTAREAS	PORCENTAJE RENUNCIA REALIZADO	DURACION ORIGINAL DEL CONTRATO	VENCIMIENTO ORIGINAL DEL CONTRATO	ENMIENDA AL CONTRATO	VENCIMIENTO ENMIENDA AL CONTRATO	ENMIENDA O PRORROGA OTORGADAS AL CONTRATO	VENCIMIENTO ENMIENDA AL CONTRATO
MURFIN DOMINICANA	26/08/1991	2,226,197	556,549.25	75	7 Años	26/08/1998	08/12/1999	08/12/2004	08/12/2007	08/12/2007
PETROLERA ONCE ONCE	05/09/1991	1.001,29	495,136,42	50	7 Años	05/09/1998	03/09/1999	3/9/004	21/04/2004	21/04/2009
MALENO OIL COMPANY	09/04/1998	241,606	181,204,50	25	7 Años	09/04/2005	06/07/2005	06/07/2008		

Como se puede observar todos los contratos han vencido sus plazos originales; al vencimiento de dichos plazos se han realizado una o mas enmiendas de próximo vencimiento. En el caso del contrato con la empresa MURFIN Dominicana que mantiene sólo un 25% del área original contratada el vencimiento se operará el 8/12/2007.

En el caso de Petrolera Once cuyo contrato data de 1991 se ha revertido al Estado el 50% de área original y la segunda prórroga vence en 2009.

En el caso de Maleno Oil cuyo contrato original venció en 2005 se ha otorgado una prórroga que vence en 2008. La empresa ha revertido el 25% del área original.

### **III.5.- CONCLUSIONES**

De la información expuesta se deduce que:

- a) En los próximos 18/24 meses expiran todos los plazos de todas las prórrogas otorgadas a los contratos.
- b) El Estado Dominicano tendrá así una extraordinaria oportunidad de implementar una nueva política petrolera en todo el territorio nacional.
- c) No deben darse nuevas prórrogas de los actuales contratos.

La información recogida por el Consultor indica que las tareas de fiscalización previstas en los contratos no se cumplen si no en un porcentaje mínimo; los recursos humanos y técnicos son exiguos.

### **III.6.- DIAGNOSTICO SOBRE EL ESTADO DE LA EXPLORACION DE HIDROCARBUROS EN RD**

Aunque la actividad de exploración petrolera es antigua en República Dominicana se han perforado unos 100 pozos exploratorios desde 1904 y han existido descubrimientos de petróleo e hidrocarburos, no han existido descubrimientos comerciales.

La inexistencia de información sistematizada y de organización institucional impide formular una política exploratoria de largo plazo.

No se cuenta en República Dominicana con un estudio básico de todas las cuencas sedimentarias que permitan evaluar adecuadamente el potencia petrolero de cada una de las cuencas y dirigir la exploración hacia los sectores más promisorios.

La inexistencia de una Ley de Hidrocarburos que defina claramente los derechos y obligaciones de quienes se dediquen a la actividad de exploración y producción de petróleo y gas natural.

A partir del conocimiento de información geológica sistematizada sobre las cuencas petroleras y de una Ley de Hidrocarburos será posible definir:

- a) Una estrategia de exploración petrolera.
- b) Definir un contrato tipo de exploración de acuerdo a la experiencia internacional.
- c) Definir un Plan de Promoción de la actividad de exploración.

Que se cree oportunamente una Comisión para auditar técnica y económicamente, los contratos de exploración vigentes y el grado de cumplimiento de sus obligaciones sin que existan resultados hasta el presente.

### **III.7.- PROGRAMA GENERAL DE EXPLORACION PARA REPUBLICA DOMINICANA**

Sugerimos un “PROGRAMA INTEGRAL DE EVALUACIÓN DEL RECURSO PETROLERO EN REPÚBLICA DOMINICANA” y subsiguientemente.

El “Diseño de una Política Petrolera Nacional”.

El programa propuesto se enuncia a continuación:

1. Realizar una Auditoría completa de acuerdo al texto contractual del cumplimiento de los Contratos de Exploración vigentes con las empresas: 1) Petrolera Once-Once (1991); 2) Compañía Mobil Exploración Dominicana (1991); 3) Maleno Oil Company (1998).
2. En función del resultado de la auditoría de los contratos dar por concluido los mismos al fin de los plazos contractuales. No otorgar prórrogas adicionales a dichos contratos.
3. Realizar la campaña de relevamiento de estudios geológicos que permitan evaluar el potencial petrolero y seleccionar áreas y objetivos exploratorios. Se propone tomar como base para dicho sistema la propuesta del Ministerio de Industria de Cuba. Iniciar estos estudios en fechas tempranas.
4. Seleccionar en función de ello áreas y objetivos exploratorios en un plazo de 5, 10 y 15 años.
5. Reemplazar la actual Ley de Exploración de Hidrocarburos N° 4532/56 por una Ley Moderna que fije claramente los derechos y obligaciones de los concesionarios y permisionarios. Se sugiere utilizar el Proyecto del Dip. Pelegrín Castillo Semán. Para la redacción de la nueva legislación se debe procurar adoptar la más moderna legislación petrolera disponible en la región.
6. Elaborar un Contrato tipo de Exploración en concordancias con los lineamientos de la “Nueva Ley de Hidrocarburos”. Se usarán como antecedentes los modelos de Contrato petrolero exitosos y existentes en la región (Brasil; Contrato Argentino; colombiano; otros).
7. Se definirá una Política Exploratoria.

8. Se definirá una Estrategia de promoción de “Modelo de Contrato Dominicano” y de la “Nueva Política Petrolera Dominicana”. Esta estrategia de promoción se realizará en las principales capitales petroleras mundiales: 1) Nueva York; 2) Denver Colorado (USA); 3) Houston (USA); 4) París; 5) Londres.
9. República Dominicana debería asimismo hacer las presentaciones ante Naciones Unidas reclamando la zona económica exclusiva en el mar que rodea la isla Hispaniola en concordancia con lo dispuesto en LA CONVENCION DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE DERECHO DEL MAR (COVEMAR).

**CAPITULO IV**

**COMERCIALIZACION DE**  
**HIDROCARBUROS**

#### **IV.1.- EL COMERCIO INTERNACIONAL**

El abastecimiento de hidrocarburos de la República Dominicana es de procedencia importada en el caso del crudo, del gas natural y de la mayoría de los derivados del petróleo y está fuertemente relacionado con el comportamiento del mercado mundial; la ubicación del país en el Caribe es ampliamente favorable para el logro de un buen y diversificado aprovisionamiento.

La demanda de Petróleo del mundo continuará en aumento en la medida que continúe el crecimiento económico global ampliándose a medida que los países en desarrollo como China y la India aumenten la intensidad del consumo energético para el desarrollo de sus economías.

La OPEP en su World Oil Outlook 2007 pronostica un consumo mundial de petróleo en crecimiento desde 83 millones de barriles por día en 2005 hasta los 118 millones b/d en 2030; para un crecimiento de la economía mundial de 3.3% anuales, y con un rango de precios nominales ubicados entre 50- 60 U\$\$/Bbl (ver Anexo I-5.1).

Se prevé que durante este período ocurran importantes transformaciones en la matriz energética mundial siendo la más notable la penetración del gas natural en desmedro del petróleo y el carbón: la OPEP estima que en el período de 25 años (2005-2030) la demanda energética crecerá con una tasa del 1.7% anual; el petróleo (1.4% anual); combustibles sólidos (1 % anual); gas natural (2.4% anual) y la energía hidroeléctrica, nuclear y renovable (1.3% anual).

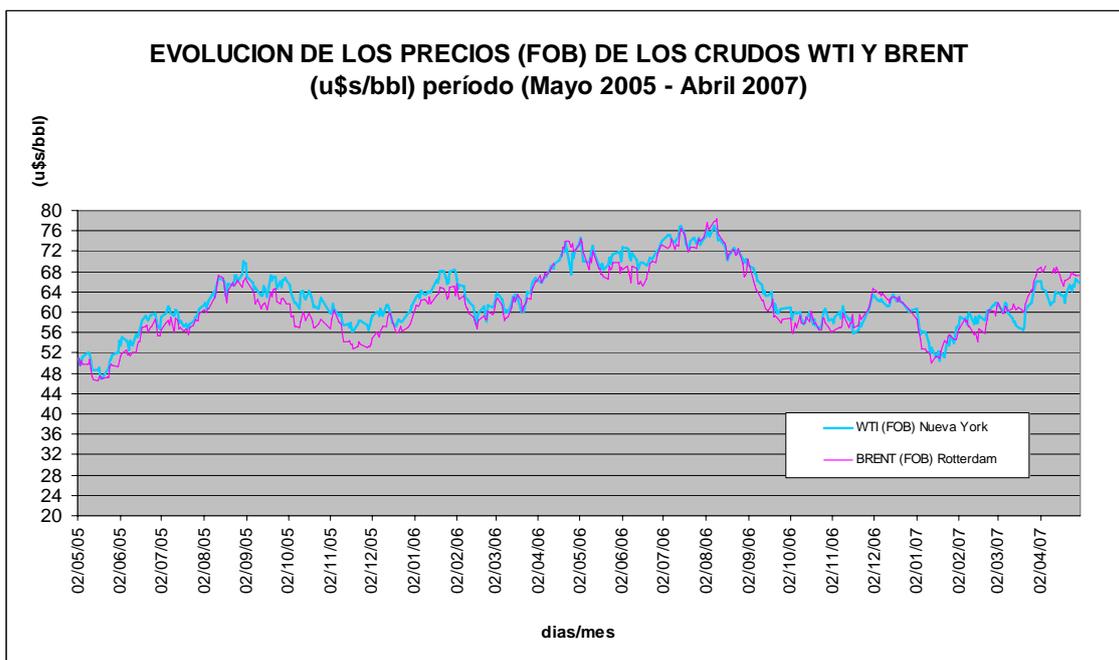
Los aumentos del precio del petróleo en el mercado internacional provocan, como efecto inmediato, una subida de la inflación ya que se incrementan los costos en, prácticamente, todos los sectores. El petróleo más caro, implica energías más caras. Según estimaciones de la Unión Europea, si se produce un incremento sostenido en el tiempo (inflación) de diez dólares del precio del petróleo, se produciría una disminución del PIB de medio punto.

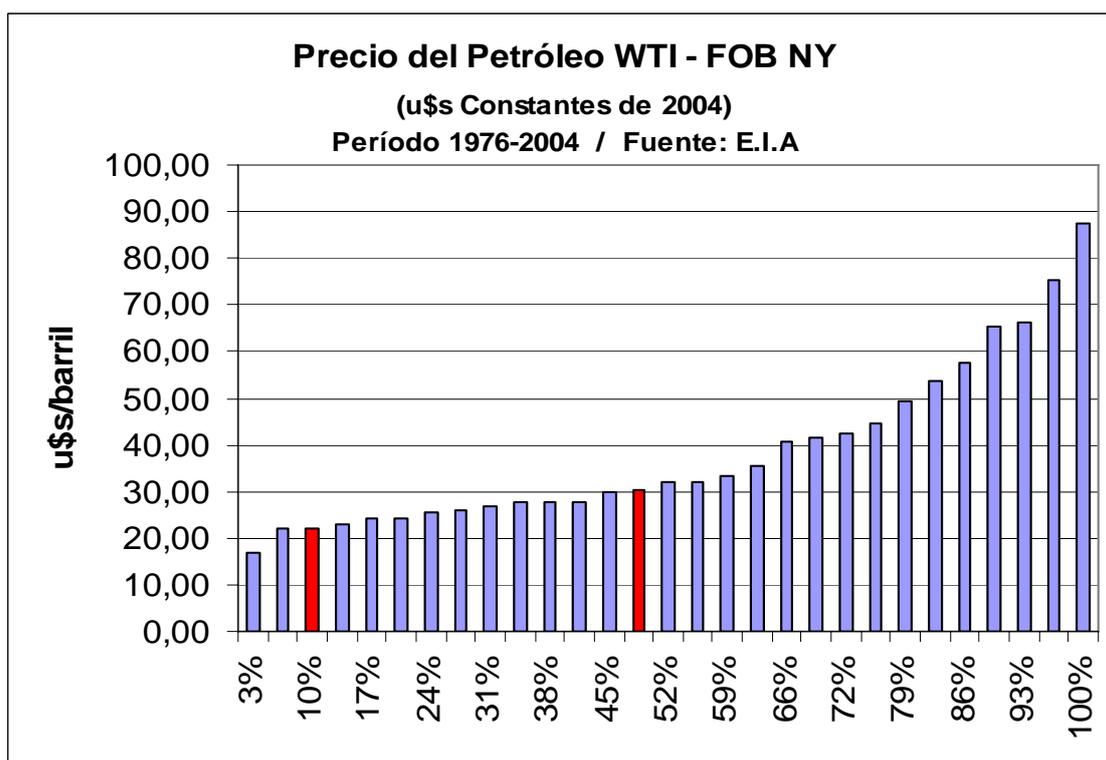
Los gráficos siguientes muestran la evolución de los precios internacionales del petróleo en una serie larga, en términos nominales; así como también en valores constantes en una curva de frecuencias acumuladas de precios promedio trianuales. En países donde los precios del petróleo están alineados con los precios internacionales; y en ausencia de mecanismos de compensación de precios, los costos mayoristas y minoristas y por ende el índice de inflación del precio de la canasta familiar es muy sensible a estas variaciones y volatilidades del mercado internacional.

## Variación promedio del costo del barril de petróleo del año 1989 al 2003



Fuente: [www.elmundo.es](http://www.elmundo.es), 4/12/05





#### **IV.2.- LOS CRUDOS Y DERIVADOS IMPORTADOS POR LA REPÚBLICA DOMINICANA**

##### **IMPORTACIONES DE CRUDO**

Los crudos importados a la República Dominicana son de dos tipos: petróleo crudo en estado natural y petróleo reconstituido.

En el ANEXO I-5.2 se consignan las series de importaciones de crudo y derivados para el período 1994-2006

Del total de las importaciones para el 2006, el 34%<sup>1</sup> corresponde al renglón de crudos. Los suplidores más destacados son Colombia (14%), Venezuela (29%), Méjico (4%) y Los Estados Unidos (9%). Para ese año las importaciones totales fueron de 46.7 millones de barriles equivalentes, por un valor de US\$ 2,700 millones; de éstos 15.4 millones correspondieron a crudos; 3.4 millones de barriles a gas natural y el resto aproximadamente 27.9 millones de barriles a derivados del petróleo incluyendo GLP.

En 2006 el crudo importado en promedio se pagó a 61.88 US\$/Bbl; en promedio para todos los productos importados el precio promedio fue de 59.68 US\$ /Bbl.

## IMPORTACION DE DERIVADOS

Los derivados importados son: Gasolinas y Gasoil (Premium y regular), Av tur, Gas Licuado de petróleo y fuel Oil. El uso de los distintos derivados del petróleo se corresponde con el uso que se le da en los diferentes sectores de la economía, lo cual define su nivel de importancia estratégica (ver Anexo I-5.2); en el mismo se encuentran las series históricas de importaciones de crudo y derivados: combustible; volumen importado mensual; precio promedio mensual y monto total. Para cada producto en particular se tiene en el mismo Anexo I-5.2 la información de cada embarque consignado: puerto de embarque; cantidades; precio FOB; flete; seguro; precio CIF, para el período 2005-2006.

En las importaciones de derivados de crudos, el flete es un componente importante de los costos, por lo tanto la distancia del país de origen ha de ser considerada, lo cual explica en parte, la selección de los países suplidores que hace la República Dominicana. Ver serie histórica en Anexo I-5.2.

Los suplidores de derivados de los que con mayor frecuencia se importa son: México (41.5%), Venezuela (29.3%) y Colombia (13.9%).

El mayor suplidor de GLP es Trinidad & Tobago con cerca del 60% del total. Más del 70% de las gasolinas proceden de Colombia y Venezuela. Aproximadamente la mitad del gasoil se importa desde Venezuela. Sin embargo el Astur proviene en su mayoría (48%) de Colombia. Otros suplidores importantes son las Antillas Holandesas y los Estados Unidos en el caso del fuel Oil (ver Tabla).

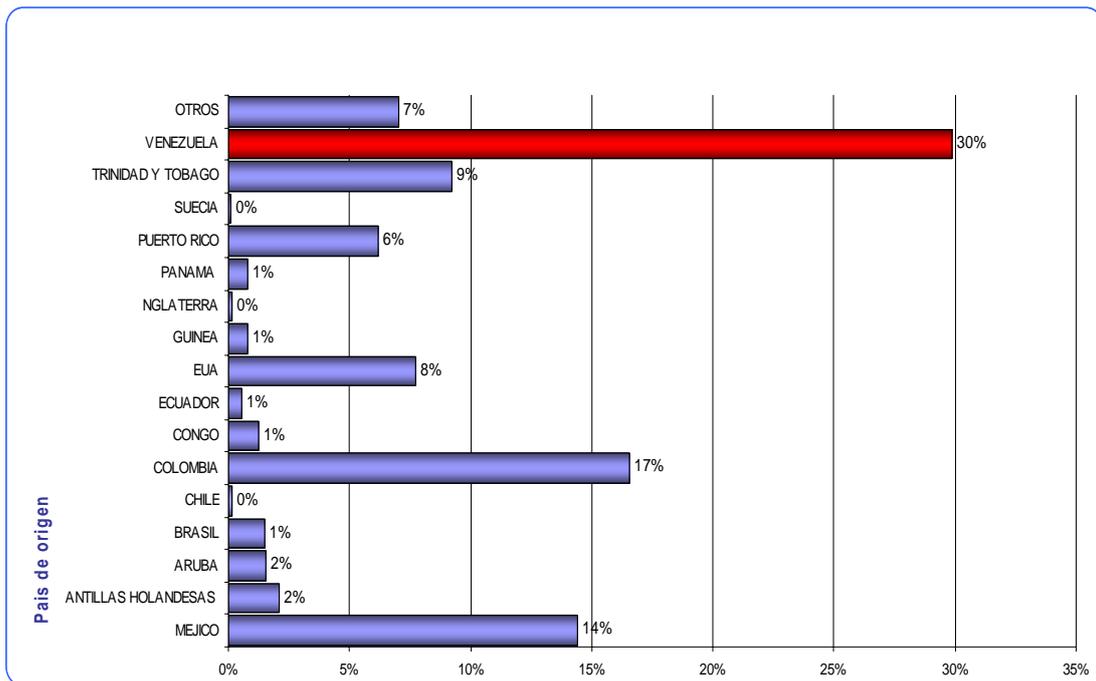
**Tabla: Importación de los derivados en detalle según país de origen**

PAÍS DE PROCEDENCIA	GLP	GASOLINAS	GASOIL	AVTUR	fuel OIL
Colombia		52%	6%	48%	
Estados Unidos de América	0.6%	4%	11%		19%
Méjico					
Puerto Rico		1%	22%	11%	20%
Antillas Holandesas					41%
Venezuela	12%	30%	53%	31%	
Trinidad & Tobago	59.4%				
Congo	11%				
OTROS	17%	13%	8%	10%	20%

Fuente: BC, CNE, 2005

La figura siguiente indica que el principal suplidor de crudos y derivados es Venezuela (30%) seguido por Colombia (17%) y Méjico (14%). Otros suplidores importantes son los Estados Unidos, Trinidad & Tobago y Puerto Rico.

### Detalle del total de las importaciones de crudos, derivados y otros



Fuente: CNE.-

## GAS NATURAL

Este se utiliza en el país para la generación eléctrica como una alternativa al uso de combustibles derivados del petróleo por su bajo precio relativo. El país suplidor es Trinidad & Tobago, el cual posee importantes reservas (ver Anexo I-5.1 World Oil Outlook 2007). Las importaciones masivas del GNL (Gas Natural Liquido) se iniciaron en el mes de febrero del 2003 y hasta la fecha se han reportado las siguientes cantidades:

**IMPORTACIONES DE GAS NATURAL  
(VOLUMEN EN BARRILES; PRECIO Y VALOR EN U\$S)**

<b>AÑO/MES</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO</b>	<b>VALOR</b>
<b>2003</b>	3.275.722,59	16,39	53.684.443,92
<b>2004</b>	1.372.554,49	19,56	26.848.210,10
<b>2005</b>	2.708.914,57	42,77	73.804.843,38
<b>2006</b>	852.887,57	42,77	22.300.000,00
	<b>8.210.079,22</b>		<b>176.637.497,40</b>

Fuente: CNE.-

La terminal metanera de la empresa AES, de moderna tecnología, se encuentra ubicada en Andrés Boca Chica y tiene una capacidad de 160.000m<sup>3</sup>; esta planta actualmente abastece a la Central térmica de ciclo combinado de AES Andrés de 320 Mw. ubicada contigua a la terminal metanera; y mediante un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 34 Km. de largo a la Central Turbogas de Los Minas de 210 Mw.

Actualmente la terminal metanera abastece el consumo de Gas natural comprimido de la empresa de la empresa LINEA CLAVE que mediante una flota de camiones con tubos de presión abastece consumos en forma de GNC.

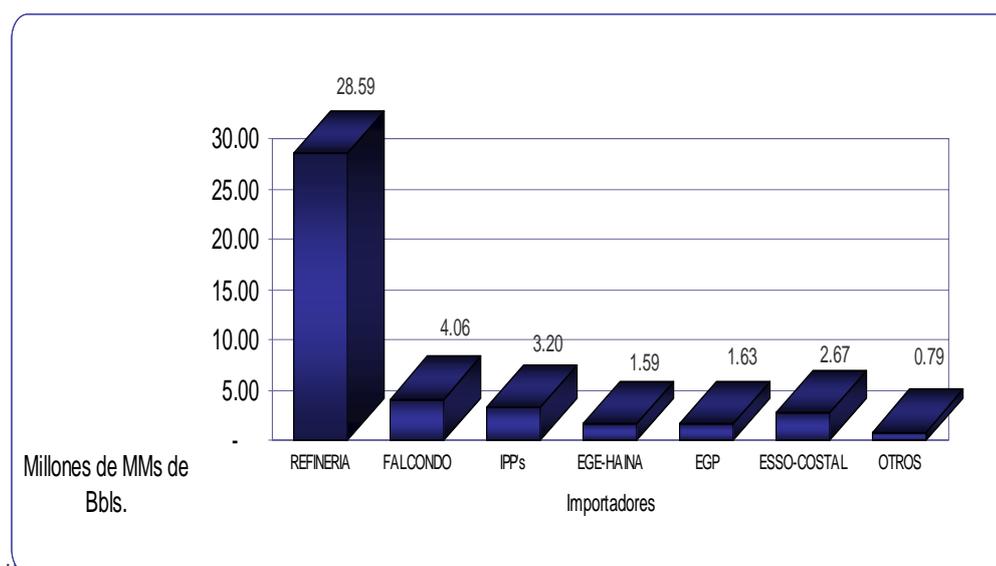
La terminal metanera de Andrés fue diseñada para un consumo mucho mayor que el actual. En la actualidad el factor de utilización es del 50% de su capacidad y tiene posibilidades de ser ampliada, lo cual abre grandes posibilidades hacia el futuro para la penetración de este combustible en la República Dominicana, sujeto a los resultados de los correspondientes estudios de factibilidad que aconsejen las substituciones de los combustibles hoy utilizados en la matriz energética dominicana por gas natural.

### **IV.3.- IMPORTADORES DE CRUDOS Y DERIVADOS**

Según la Ley 112/00, Importador es toda persona jurídica o individual autorizada para ingresar al territorio nacional petróleo y productos derivados. En este renglón se incluyen todas las empresas que importan petróleo crudo, derivados y otros energéticos ya sea para su consumo propio o la comercialización en el mercado. La ley permite que las empresas generadoras privadas de electricidad importen el combustible en forma directa.

La Figura siguiente muestra a todos los importadores de crudos, derivados y otros energéticos para el año 2004 que operan en la República Dominicana. Se destaca la alta participación de la Refinería Dominicana de petróleo como el mayor importador con el 67% del total, lo que la coloca en una posición totalmente dominante en el mercado.

## Detalle de los importadores directos de crudos, derivados y otros energéticos



Fuente: CNE, 2005

Es importante comentar que importadores de combustibles para generación en el 2004 introdujeron al país un total de 9 millones de barriles. De éstos, el 35% correspondió a los IPP's (Productores de Energía Independientes Privados). Los energéticos importados para la generación de electricidad son: diesel oil (12%), fuel oil (86%), gas natural (1.2%) y carbón mineral (0.19%) según datos reportados por el Organismo Coordinador del Sector Eléctrico (OC).

### IV.4- CRECIMIENTO DEL VOLUMEN IMPORTADO

El consumo de petróleo y derivados tiene una relación directa con el crecimiento en la economía expresado en la variación del Producto Interno Bruto (PIB) (ver Anexo I-5.3). El total de las importaciones en el período comprendido entre el 1994 y 2006 se incrementó de 32.4 a 46.7<sup>2</sup> MM de barriles (con un pico máximo de cantidad importada correspondiente al año 2002 donde el volumen llegó a los 50.8 millones de barriles) con un crecimiento de 44%; la factura petrolera en ese lapso pasó de US\$ 521.7 millones a US\$ 2,788 millones (435%); los precios promedios por barril fueron de 16.25 US\$/Bbl a 59.68 US\$ /Bbl.

<sup>2</sup> Fuente: Banco Central de la República Dominicana

#### **IV.5.- MARCO LEGAL**

El mercado de combustibles en la República Dominicana esta sometido a regulación por la ley No. 112 del año 2000 y el reglamento correspondiente elaborado por el Poder Ejecutivo; el mismo ha sido Objeto de un comentario detallado en el párrafo y Anexo I-3 dedicado a los aspectos Institucionales y legales.

Los siguientes son los puntos y definiciones más relevantes relacionados con la Comercialización de Combustibles en la República Dominicana normados en la Ley 112-2000.

##### ***Importaciones:***

Establece la libre importación de combustibles por todos aquellos interesados en el negocio.

##### ***Almacenamiento:***

Establece la posibilidad de que cualquier persona física o moral interesada pueda participar en el almacenamiento de combustibles, tanto para consumo propio como para la venta a terceros.

##### ***Transporte:***

Según el reglamento, se deja libre acceso a cualquier persona interesada en el transporte de combustibles. Sin embargo, establece que debe ser provisto de una licencia expedida por la SEIC para operar los medios de transporte, ya sean estacionarios o móviles.

##### ***Estaciones de servicios, expendio de GLP y expendios móviles:***

Remite a los interesados a obtener las aprobaciones correspondientes de parte de los organismos correspondientes (Defensa Civil, Bomberos, Ayuntamiento, Obras Públicas, Dirección General de Catastro, Poder Ejecutivo y la SEIC)

***El precio de venta al público:***

Los precios están regulados en detalle por el reglamento vigente. Establece los elementos que intervienen en la formulación del precio final al que deberán ofertarse los combustibles al usuario final.

Toma en cuenta el principio de paridad de importación, al tomar en cuenta la existencia de una refinería en el país. Prevé la fijación del precio como un tope máximo, dejando la posibilidad de competencia hacia abajo en los precios y los niveles de calidad de los productos entregados. Los elementos adicionales al precio de paridad de importación son los fletes y seguros marítimos, los cargos por manejo en las terminales, gastos bancarios, márgenes de intermediación de las distribuidoras y detallistas y los impuestos que cargará el Estado en cada galón vendido.

En el Anexo I-5.4 se consignan los precios vigentes para todos los combustibles según surgen de las resoluciones.

***Calidad de los combustibles:***

La calidad de los combustibles es atendida por el instrumento legal y la refiere a las normas internacionales ASTM y a normas locales a establecer por DIGENOR (Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad).

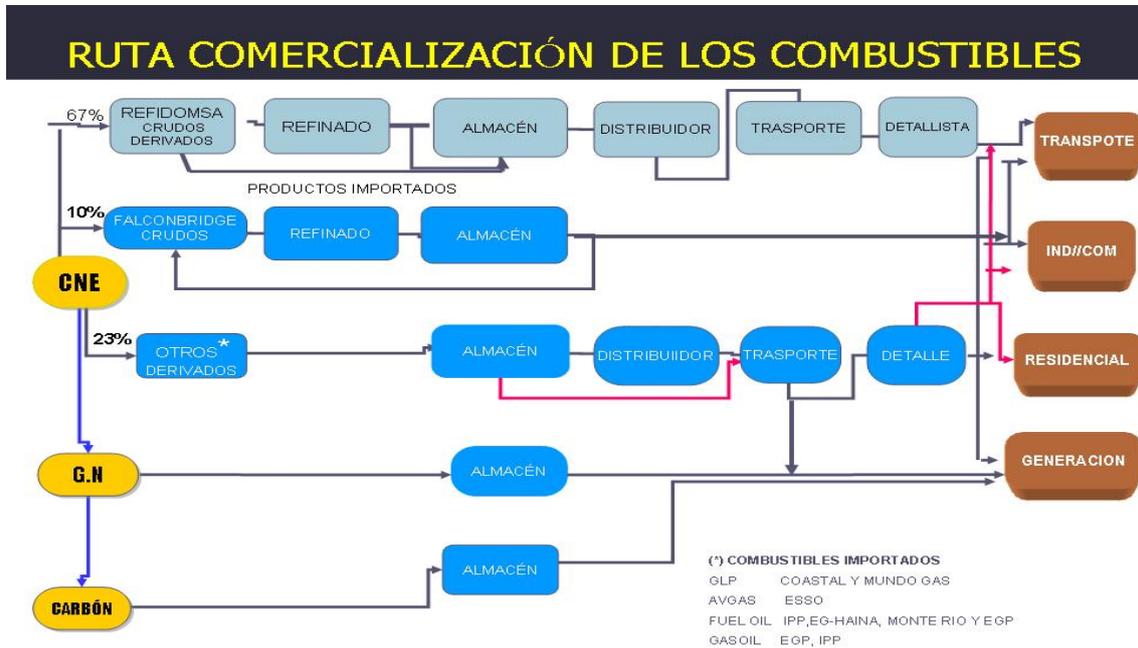
En el Anexo I-5.5 Se consignan las especificaciones que cumplen los combustibles en el mercado dominicano.

**IV.6.- DESCRIPCION DE PROCESO DE COMERCIALIZACIÓN: ACTORES INTERVINIENTES**

La ruta de la comercialización de los combustibles establece cuales son todos los entes involucrados en el proceso de suministro al mercado desde la importación del crudo hasta la entrega final a los consumidores en los diferentes sectores de la economía de la República Dominicana.

Todas las etapas del proceso son normalizadas por ley. Esto significa que el de los combustibles es un mercado totalmente regulado por el Estado, a través de la SEIC y DIGENOR.

## SISTEMA DE COMBUSTIBLES DE REPUBLICA DOMINICANA



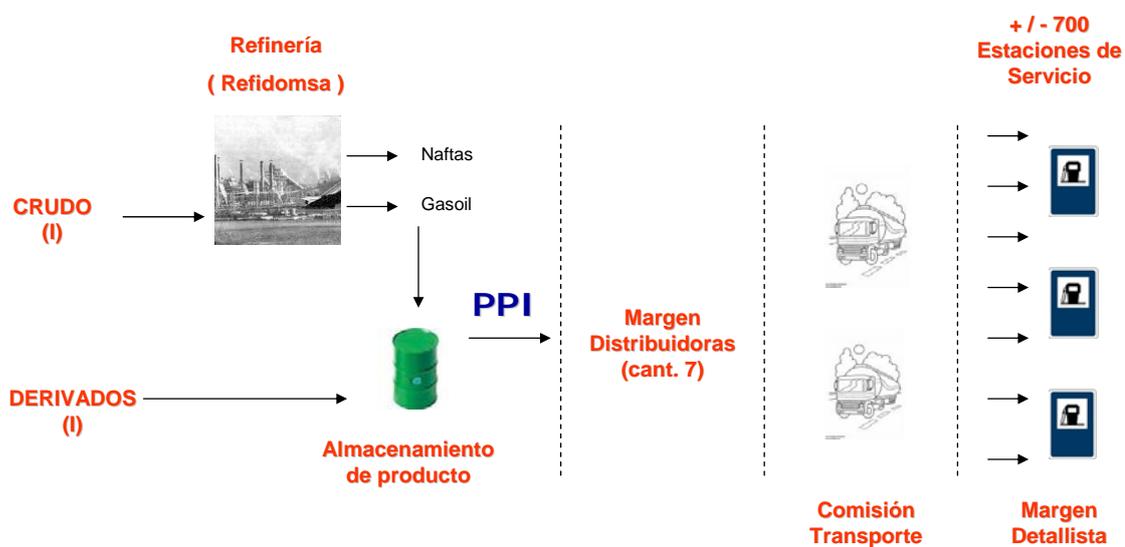
Fuente: Elaborado por la Gerencia de Hidrocarburos de la, CNE, 2004

### IV.7.- MÁRGENES DE INTERMEDIACIÓN E IMPUESTOS

Tanto los márgenes de intermediación como los impuestos que percibe el gobierno por la venta de cada galón de combustible a nivel nacional son fijados siguiendo el reglamento de la ley 112-00. La ley prevé los posibles movimientos en los precios causados por la variación en el índice del precio al consumidor (IPC) basados en la tasa de inflación acumulada para un periodo y usando como fuente al Banco Central de la República Dominicana. Esto significa que los valores no son fijos, más bien varían en el tiempo y es potestad de la SEIC revisar esos cambios.

El Cuadro siguiente resume los impuestos y los márgenes (distribuidor y detallista) establecido en la última resolución de la SEIC para los diferentes tipos de combustibles comercializados en República Dominicana:

## Sistema de Combustibles de República Dominicana



**I = Importado**      **PPI = Precio Paridad de Importación**      **Precio Compra Dist. = PPI + Imp**  
**Precio Final al Usuario = PPI + Imp + Margen Dist. + Comisión Transp. + Margen Detallista**

### Márgenes de intermediación e impuestos aplicados al precio final de venta de los combustibles (diciembre del 2005)

COMBUSTIBLES	MARGENES (RD\$ /GALON)		
	IMPUESTOS	DISTRIBUIDOR	DETALLISTA
Gasolina Premium	38.44	3.71	9.50
Gasolina regular	32.04	2.46	8.80
Gasoil regular	10.68	1.75	7.00
Gasoil regular EGP-C (no interconectado)	10.68	0.99	-
Gasoil regular EGP-t(no interconectado)	10.68	0.99	-
Gasoil regular EGP-C (interconectado)	-	0.99	-
Gasoil regular EGP-T (interconectado)	-	0.99	-
Gasoil 0,3% s	13.46	2.50	7.50
Gasoil Premium -0,3% EGP-C	13.46	1.25	-
Gasoil Premium -0,3% EGP-T	13.46	1.25	-
Avtur	3.73	3.33	-

Kerosén	10.68	2.32	6.00
fuel oil	10.68	0.79	-
fuel oil EGP-c ( no interconectado)	10.68	0.60	-
fuel oil EGP-t ( no interconectado)	10.68	0.60	-
fuel oil EGP-c(interconectado)	-	0.60	-
fuel oil EGP-t ( interconectado)	-	0.60	-
GLP (subsidiado)	-	2.85	3.31
GLP (no subsidiado)	-	2.85	3.31

Fuente: SEIC, diciembre del 2005.

El Sistema Impositivo vigente claramente diferencia tres niveles:

- 1) Productos con Nivel de Imposición Alto: Gasolina Automotor.
- 2) Productos con Nivel de Imposición Medio: Gasolina Regular y Derivados Intermedios utilizados en el transporte y la industria.
- 3) Productos Libres de Impuestos: Combustibles para Generación Eléctrica.
- 4) Productos Subsidiados: GLP Doméstico.

**Tabla No. 12: Algunos impuestos, aranceles y otros cargos impositivos aplicados a los combustibles en algunos países de América Latina.**

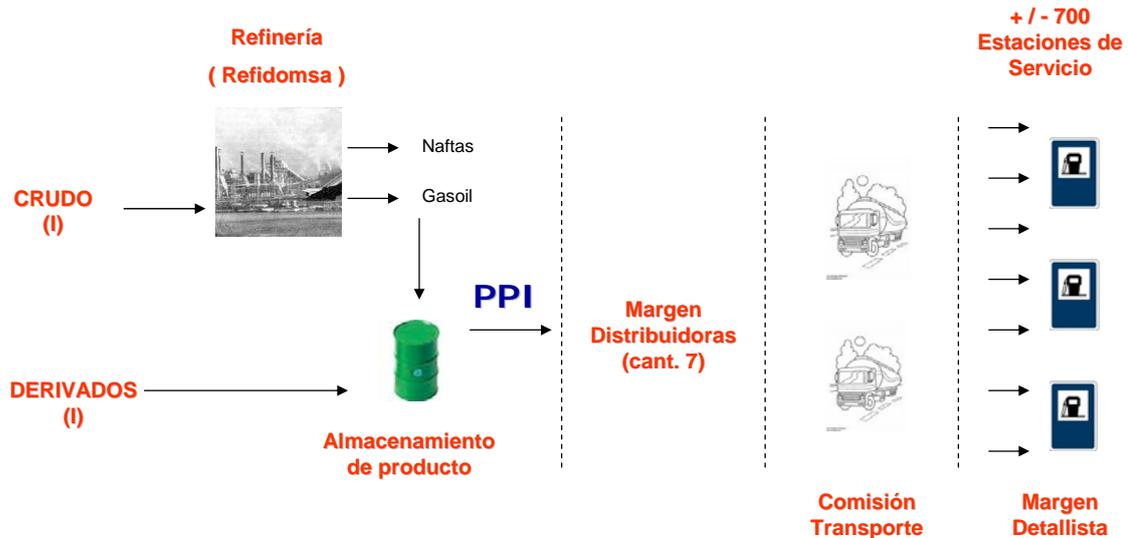
(Valores en US\$/Galón)							
PAÍSES							
Combustibles	RD	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<b>Arancel</b>	13% Comisión Cambiaria	No	1%	10% gasolinas y 5% jet fuel	1.5% líquidos, 10.5% GLP (máximos)	No	No
Impuestos específicos							
Gasolina Premium	1.201	1.019		0.480	0.800	0.698	0.600
Gasolina Regular	1.001	0.982		0.470	0.760	0.695	0.600
Diesel regular	0.334	0.576		0.170	0.260	0.541	0.250
GLP	-	0.195		-	-	-	-

Kerosén	0.334	0.281		0.060	0.083	0.422	0.130
fuel Oil (electricidad)	-	0.100		n/d		-	-
ITBIS, IVA o similar	-		13%	12%	15% máximo sobre PPI	15% solo GLP (100 Lb.)	
Regulación y controles	-		0.001			0.001	

**Fuente:** Elaborado por la CNE con datos de la Comisión Económica Para América Latina, año 2005 datos de SEIC

Se puede observar claramente que la carga impositiva que grava el consumo de los combustibles en RD es claramente superior a la de los países de la región lo que debe ser tomado en cuenta en el momento de reevaluar el sistema impositivo sobre los combustibles en RD

## Sistema de Combustibles de República Dominicana



I = Importado      PPI = Precio Paridad de Importación      Precio Compra Dist. = PPI + Imp  
 Precio Final al Usuario = PPI + Imp + Margen Dist. + Comisión Transp. + Margen Detallista

**Fuente:** CNE

### IV.8- TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES

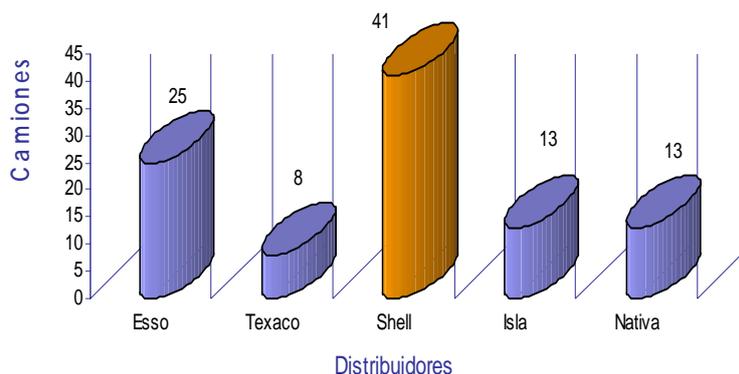
El transporte del combustible a los distintos tipos de consumo se realiza de diferentes formas atendiendo a la distancia, conveniencia técnica y cuestiones relativas al costo. La comisión por transporte esta regulada por la ley 112-00 y su reglamento correspondiente, en la sección que explica el cálculo del precio final de venta al usuario.

### 1) Transporte terrestre: Camiones cisterna

Estos camiones son tipo cisternas con diferentes compartimientos y capacidades que oscilan entre 8,000 y 14,000 galones, transportan diferentes hidrocarburos. Existen unas 382 licencias otorgadas para transportar los diferentes tipos de combustibles. El 51% de esos camiones corresponden a empresas independientes incluyendo las empresas distribuidoras. El resto de los vehículos de transporte pertenece a empresas organizadas en asociaciones de transportistas. Del total de las empresas con licencias para el transporte (41 empresas) solo 7 de ellas poseen el 57% de las licencias otorgadas, evidenciando una alta concentración en este componente de la cadena de comercialización. Shell Company posee la mayor cantidad de camiones entre los distribuidores de combustibles.

La participación de los distribuidores en el transporte aumenta el nivel de integración horizontal en el negocio, lo cual le garantiza una mejor distribución de sus costos y gastos operativos, por tanto, una mejoraría en sus utilidades finales por la participación en el negocio. Esto se convierte en una barrera de entrada a nuevos competidores, lo cual garantiza la permanencia del actual oligopolio en esa industria.

#### Distribución de los camiones cisterna por distribuidores autorizados



Fuente: SEIC, 2005

### b) Transporte Marítimo: Barcazas

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

### *c) Ductos*

Comprenden todos aquellos sistemas constituidos por estaciones de bombeo, tuberías, facilidades de almacenamiento y demás equipos para el control de presión, temperatura y volumen.

#### **c.1) Oleoductos:**

- (1) *REFIDOMSA* con 27 Km. de largo y 10" de diámetro, transporta crudo, desde el municipio de Nizao hasta sus instalaciones en Haina.
- (2) *Falconbridge* con 77 Km. y diámetro de 8" transporta crudo, desde el Puerto de Haina hasta el municipio de Bonaó.
- (3) *EGE-Haina e Itabo* transportan fuel oil, para la generación eléctrica.

#### **c.2) Gasoductos:**

Gasoducto de AES Andrés con 34 Km. y 12" de diámetro, que parte desde Andrés Boca Chica, hasta las generadoras Los Mina V y VI ubicadas en los Minas y es el primero en su clase en el país.

## **IV.9.- DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES**

### **Definición:**

Un distribuidor de combustibles es toda persona individual o jurídica debidamente autorizada para distribuir al por mayor combustibles a los detallista para ser vendido al consumidor final. Los distribuidores de combustibles en la República Dominicana no importan productos derivados, ni poseen depósitos para el almacenamiento de los productos comercializados.

Los distribuidores de combustibles hacen la función de intermediación en la cadena de comercialización, retirar el producto de los depósitos de la Refinería aportando la marca en todo el proceso, lo cual implica que no requieren de grandes inversiones para participar en el negocio. No refinan los derivados ni poseen depósitos de almacenamiento, ni realizan importaciones directas de combustibles. Poseen camiones cisternas para la distribución y estaciones de venta al detalle de combustibles, pero como hemos citado, este son dos negocios distintos en la cadena de comercialización.

La siguiente Tabla muestra la configuración del mercado en lo que respecta a los Distribuidores.

**Resumen de los datos más importantes de las empresas distribuidoras de combustibles**

<b>PERFIL DE LOS DISTRIBUIDORES</b>						
<b>Detalles</b>	<b>Shell</b>	<b>Esso</b>	<b>Texaco</b>	<b>Isla</b>	<b>Nativa</b>	<b>Coastal</b>
Inicio de las operaciones	1927	1904	1915	1983	2001	1999
Total de empleados	210	115	71	175	550	27
Ingresos totales a Dic 2004 (RD\$)	19,330,508,000	n/d	18,762,218,125	11,084,000	n/d	4,893,142,606
Productos comercializados	Gasolinas, Gasoil, fuel Oil, Kerosén	Gasolinas, Gas oil, Avtur, Kerosene, Fuel Oil, GLP,	Gasolinas, Diesel, fuel Oil, Av jet 1, Kerosén	Gasolinas, Gas oil, Kerosene, Fuel Oil	Gasolinas, Gas oil, Fuel Oil, Kerosene, Avtur, GLP.	GLP, Gasolina, Gas oil, Kerosén, fuel Oil.
Origen del capital	internacional	internacional	Internacional	internacional	Nacional	Multinacional
Participación del mercado (2004)	31%	21%	25%	15%	3%	5%

Fuente: Datos suministrados por las empresas distribuidoras. Los datos faltantes en el caso de Esso e Isla, fueron solicitados en forma reiterada, pero no fueron remitidos.

Los datos de Nativa y Coastal incluyen datos del negocio de venta de GLP, que en sus casos, es el mayor volumen de negocio.

**Participación del mercado**

*Gasolina y Diesel*

La participación de mercado de los distribuidores según sus volúmenes de venta en el año 2004, para los seis distribuidores autorizados, se aprecia que el dominio de esta categoría corresponde a Shell, con el 31% de todo el mercado. Como se ve en la misma cuatro grandes distribuidores poseen más del 90% del mercado (Shell, Texaco, Esso e Isla). Esta situación es propia de un mercado oligopólico, lo cual pudiese limitar las opciones de precios y calidad que deberían recibir los consumidores.

En la Tabla siguiente se puede apreciar la participación de mercado de los distribuidores por tipo de combustible. Se puede destacar la alta participación de Shell en la venta de la gasolina Premium (38%); la alta participación de Esso en la venta de gas oil de generación (38 %) y la alta participación de Isla en la venta de Kerosén (53%).

**Porcentaje de participación detallada de mercado de los distribuidores de combustibles en el año 2004**

Productos	% DE PARTICIPACION DEL MERCADO TOTAL					
	Shell	Esso	Texaco	Isla	Nativa	Coastal
Gasolina Premium.	38	26	26	8	2	1
Gasolina Reg.	29	19	30	19	3	1
Avtur	27	32	41	0	0	0
Kerosén	19	11	13	53	2	3
Gas Oil Reg.	19	21	21	23	5	11
Gas Oil Prim.	51	0	26	18	4	1
Gas Oil Gen.	31	38	25	5	1	0
Fuel Oil Reg.	69	16	9	3	0	3
Total	31	21	25	15	3	5

**Fuente:** Distribuidores de combustibles autorizados en la República Dominicana, 2005

***GLP:***

El negocio de la venta del Gas Licuado del Petróleo está concentrado en tres grandes distribuidores, siendo REFIDOMSA, el más importante con 56% de la venta total. Esta procesa e importa los derivados. Mundogas (3%) y Coastal (41%) importan el producto terminado directamente a sus instalaciones en Azua y San Pedro de Macorís.

A diferencia de lo que ocurre con las estaciones de ventas de gasoil y gasolina, las cuales dependen básicamente de cuatro distribuidores, en el caso del GLP, el 77% de las estaciones son de propietarios independientes. El resto de la participación del negocio del GLP, pertenece a empresas como Credigas, Tropigas, Gas Caribe y Propagas, con una proporción del mercado casi similar.

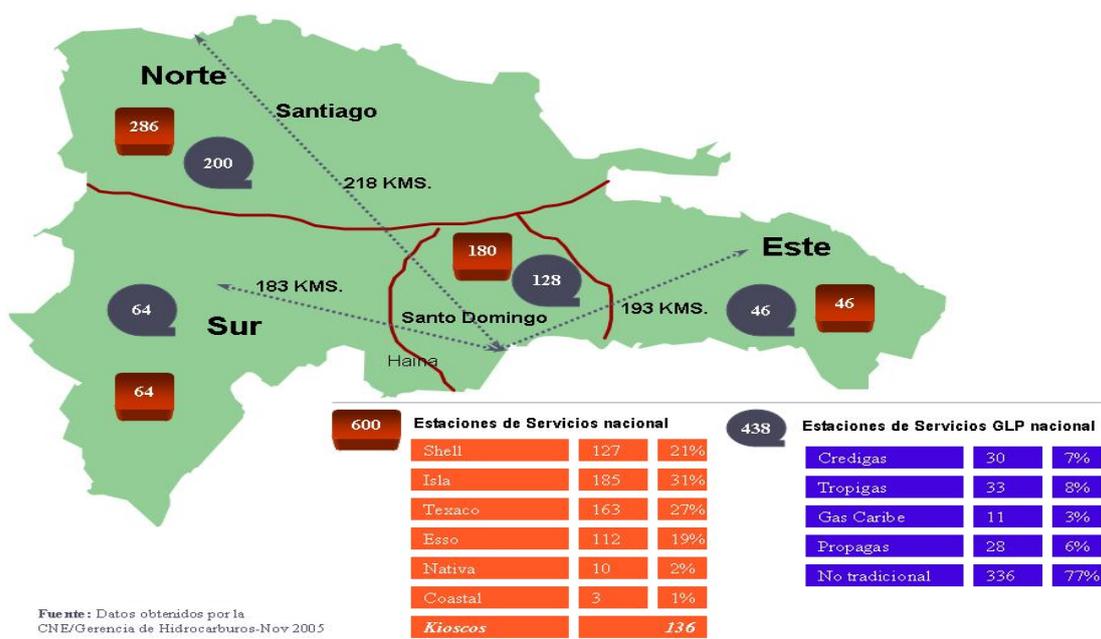
**IV.10.- DETALLISTAS O VENTAS POR MENOR**

Detallistas es toda persona individual o jurídica debidamente autorizada que se dedica a la venta directa al por menor de los combustibles al consumidor final. Son los propietarios de las estaciones de servicios que operan a nivel nacional.

En la República Dominicana el expendido de combustibles como la gasolina y el diesel se hace a través de estaciones de servicio distintas a aquéllas donde se vende el Gas Licuado de Petróleo. Sin embargo, no existen razones técnicas que justifiquen esta situación. La venta combinada de los combustibles sería beneficiosa para los consumidores al permitirle un mejor acceso al servicio y por un mayor nivel de competencia en la venta al detalle.

La Figura siguiente resume la cantidad de estaciones de expendio al público tanto de gasolina y diesel como de GLP. Es sorprendente como solo en la ciudad de Santo Domingo se encuentran 224 estaciones detallistas de diesel y gasolina, de un total de 736 al nivel nacional. En la zona sur solo existen 87 estaciones y 93 en la zona este. Esos datos fueron suministrados por los distribuidores y difiere de la información obtenida por la CNE en un estudio conducido por la Gerencia de Hidrocarburos para la elaboración del Mapa Energético Nacional, donde se levantaron varias estaciones de distribución de GLP no registradas por la SEIC.

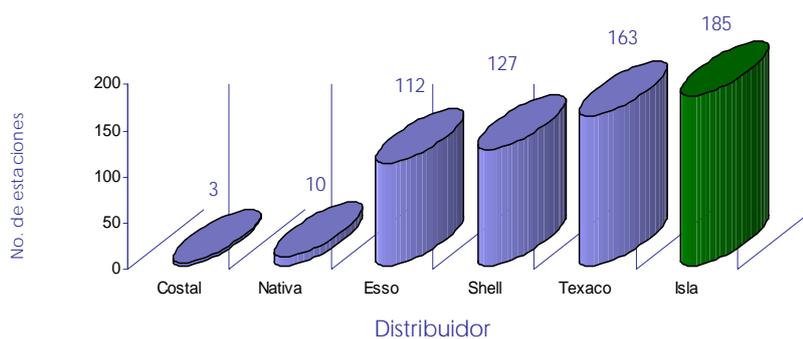
### Localización geográfica de las estaciones de venta de combustibles en la República Dominicana



Fuente : CNE –Gerencia de Hidrocarburos.

Existe una alta concentración de estaciones de servicios en la ciudad de Santo Domingo y la zona norte (mayormente Santiago).

**Distribución de las estaciones de servicios según el distribuidor al año 2005**



**Fuente: CNE- Gerencia de Hidrocarburos**

#### **IV.11.- CÁLCULO DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PÚBLICO**

El sistema de precios vigente en República Dominicana es un sistema íntegramente regulado por el Estado. El sistema de regulación consiste en una “flotación” sobre los precios internacionales del crudo y los derivados denominado “Precio de Paridad de Importación” cuyo cálculo esta regulado por el Decreto Reglamentario de la Ley N° 112/00.

Sobre este valor flotante se adicionan márgenes regulados e impuestos definidos por la legislación.

El precio por galón que reciben los consumidores está conformado por los elementos siguientes:

La Secretaría de Estado de Industria y Comercio conforme a lo establecido en el Art. 8 de la Ley Tributaria No. 112-00 de los Combustibles Fósiles y Derivados del Petróleo, indica los precios oficiales de los combustibles que regirán a partir de las 00:00 horas del día sábado 05 de Mayo del 2007.

TIPO COMBUSTIBLES	*Precio Paridad Importación	Impuesto			MARGENES		Comisión Transporte	Precio Oficial RDS /GI.
		Ley 112-00	Ley 495-06	LEY 557-05 AD-VALOREM REFORMA FISCAL 16%	Distribuidor	Detallistas		
Gasolina Premium	78.02	45.59	0.00	12.48	4.25	13.26	3.00	156.60
Gasolina Regular	73.55	40.33	0.00	11.77	3.25	12.10	3.00	144.00
Gasoil Regular	65.04	16.95	0.00	10.41	3.15	9.25	3.00	107.80
Gasoil Regular EGP-C (No Interconectado)	63.98	0.00	5.18	10.24	0.99	0.00	3.00	83.39
Gasoil Regular EGP-T (No Interconectado)	63.98	0.00	5.18	10.24	0.99	0.00	0.00	80.39
Gasoil Regular EGP-C (Interconectado)	63.98	0.00	0.00	0.00	0.99	0.00	3.00	67.97
Gasoil Regular EGP-T (Interconectado)	63.98	0.00	0.00	0.00	0.99	0.00	0.00	64.97
Gasoil Premium 0.3% A.	65.07	21.17	0.00	10.41	3.00	8.75	3.00	111.40
Gasoil Premium EGP-C	64.04	21.17	0.00	10.25	1.25	0.00	3.00	99.71
Gasoil Premium EGP-T	64.04	21.17	0.00	10.25	1.25	0.00	0.00	96.71
Avtur	70.33	4.11	0.00	11.25	3.92	0.00	3.00	92.61
Kerosén	69.55	11.77	0.00	11.13	3.00	8.25	3.00	106.70
fuel Oil	44.39	11.77	0.00	7.10	0.79	0.00	3.00	67.05
fuel Oil EGP-C (No Interconectado)	43.82	0.00	0.00	7.01	0.60	0.00	3.00	54.43
fuel Oil EGP-T (No Interconectado)	43.82	0.00	0.00	7.01	0.60	0.00	0.00	51.43
fuel Oil EGP-C (Interconectado)	43.82	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	3.00	47.42
fuel Oil EGP-T (Interconectado)	43.82	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	0.00	44.42

TIPO COMBUSTIBLES	Precio Paridad Importación	Impuesto			Compensación Gobierno	MARGENES		Comisión Transporte	Precio Oficial RD\$ /Gl.
		Ley 112-00	Ley 495-06	Ley 557-05 AD- VALOREM REFORMA FISCAL 16%		Distribuidor	Detallista		
Gas Licuado de Petróleo (GLP) - SUBSIDIADO	46.69	0.00	0.00	7.47	(17.35)	5.20	5.65	3.00	50.66
Gas Licuado de Petróleo (GLP) - NO SUBSIDIADO	50.49	0.00	0.00	8.08	0.00	5.20	5.65	3.00	72.42

**Precio de Venta del GLP al Público en las Envasadoras -SUBSIDIADO-					
Cilindro de 100 Lbs. (22.50 Gls.)					1,139.86
Cilindro de 50 Lbs. (11.25 Gls.)					569.93
Cilindro de 25 Lbs. ( 5.63 Gls.)					285.22
Cilindro de 15 Lbs. ( 3.38 Gls.)					171.23
Tasa de Cambio Promedio-Mercado Bancario, aplicada para todos los combustibles					32.64

\* Correspondientes a la semana del 5 de Mayo al 11 de Mayo del 2007.

\*\* Los precios del GLP consignados en el presente aviso se establecen de conformidad con la [Resolución No. 68](#) de esta Secretaría de Estado y la disposición Presidencial del día 14 de Junio del 2005 que dispone una compensación fija de RD\$17.35 por galón por concepto del subsidio al GLP.

#### **IV.12.- COMPARACION DE LOS PRECIOS VIGENTES EN REPUBLICA DOMINICANA Y OTROS PAISES**

Se procede a analizar a continuación los precios vigentes en la República Dominicana con los vigentes en otros ámbitos económicos.

Hemos elegido la Unión Europea por la diversidad de países que la integran (25) y por existir información comparativa entre los mismos contra la cual contrastar los precios regulados en Republica Dominicana.

De la comparación surge lo siguiente:

a) Precios sin impuestos al público: (valores en Euros por litro). (Abril 07)

1) Gasolina sin plomo.

- Media Europea 46.8 cts. €/ litro
- País más caro: Holanda 56.6 cts. €/ litro
- País más barato: 43.3 cts. €/ litro
- Rep. Dominicana 60.0 cts. €/ litro
- Media Nacional España: 48.7 cts. €/ litro

2) Gasoil Automotor

- Media Europea: 48.5 cts. €/ litro
- País más caro: Holanda 52.0 cts. €/ litro
- País más barato: Estonia 45.9 cts. €/ litro
- Rep. Dominicana: 49.0 cts. €/ litro
- Media Nacional España: 50.1 cts. € / litro

b) Precios con Impuestos

1) Gasolina sin plomo

- Media Europea: 126.3 ctvs. €/ litro
- País mas caro: Holanda 146.5 ctvs €/ litro
- País más barato: Grecia 99.5 ctvs. €/ litro
- República Dominicana 96.4 ctvs. €/ litro
- Media España 103.9 cvs. €/ litro

2) *Gasoil Automotor*

- *Media Europea* 109.9 cts. €/ litro
- *País más caro: Reino Unido* 139.4 cts. €/ litro
- *País más barato: Eslovenia* 93.9 cts. €/ litro
- *República Dominicana* 68.4 cts. €/ litro
- *Media España* 94.4 cts. €/ litro

*Tipo de Cambio 1 u\$s = 0.74 euro*

c) Precios Paridad de Importación

Los mismos resultan:

1) *Gasolina Premium*

- *RD PPI = 48 cts. €/ litro*
- *Europa FOB = 43 cts. €/ litro*

2) *Gasoil Automotor*

- *RD PPI = 39.9 cts. €/ litro*
- *FOB Europa = 39.0 cts. €/ litro*

**Los valores calculados muestran que en la Republica Dominicana las gasolinas se venden a precios superiores sin impuestos que la media europea; mientras que el gasoil es vendido a valores que están acordes a la media de los 25 países analizados.**

**En la comparación con impuestos incluidos se evidencia que la carga impositiva en RD es menor que la que impera en la UE**

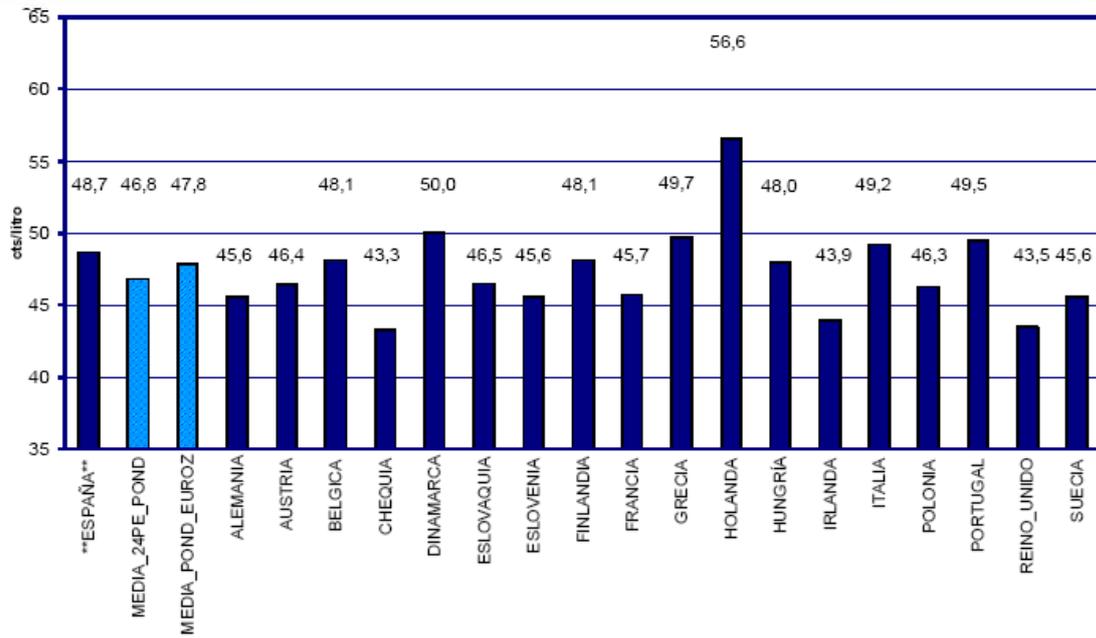
**Esta situación mencionada puede estar indicando un subsidio cruzado desde los consumidores de gasolina a los consumidores de otros combustibles; ello aconsejaría realizar estudios de detalle de las formas como se construye el precio de la gasolina (PPI + márgenes varios) y hacer una comparación con los precios sin impuestos vigentes en otros países.**



MINISTERIO DE  
INDUSTRIA,  
TURISMO Y  
COMERCIO

PRECIOS SIN IMPUESTOS DE LA GASOLINA SIN PLOMO  
EN PAÍSES DE LA U.E.  
ABRIL 2007

PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS

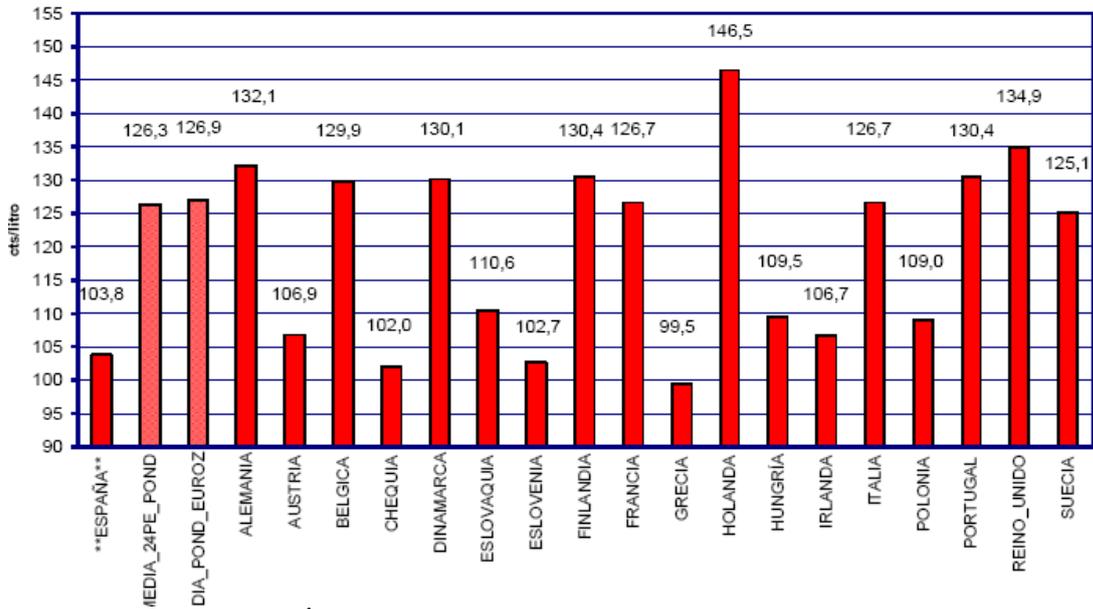


**REPÚBLICA DOMINICANA = 60 CTVS €/ LITRO**



PRECIOS CON IMPUESTOS DE LA GASOLINA SIN PLOMO  
EN PAÍSES DE LA U.E.  
ABRIL 2007

PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS

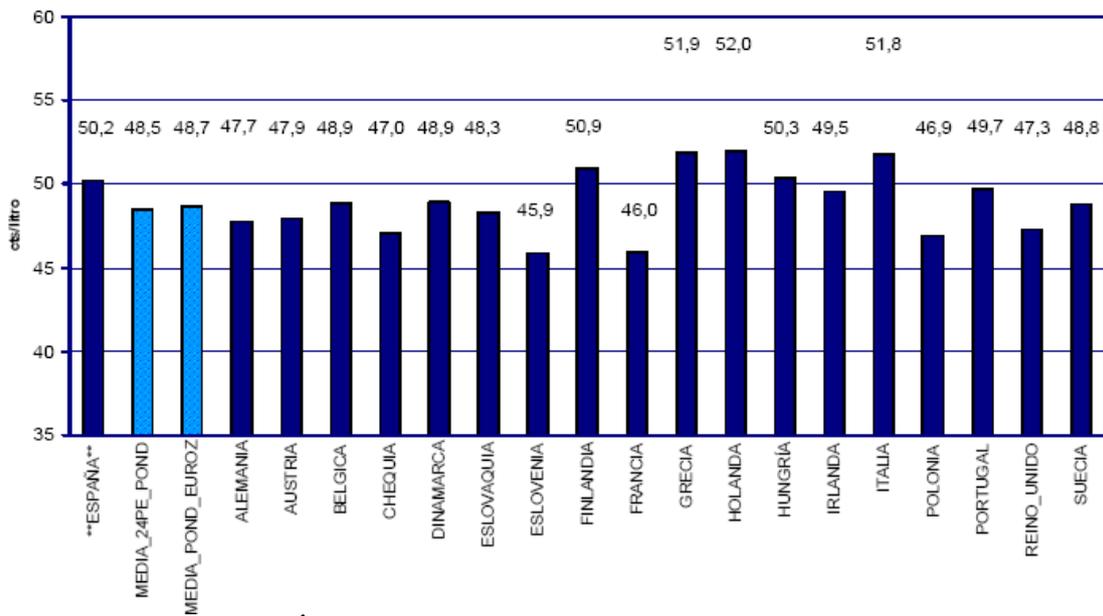


**REPÚBLICA DOMINICANA = 96 CTVS €/ LITRO**

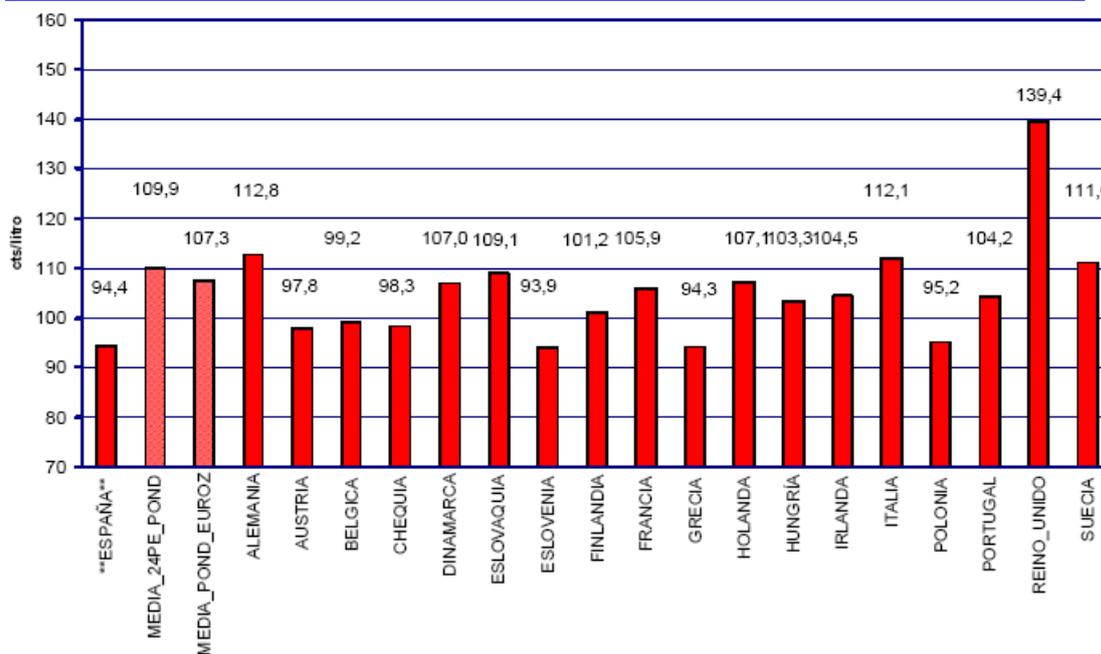


PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GASÓLEO DE  
AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA U.E.  
ABRIL 2007

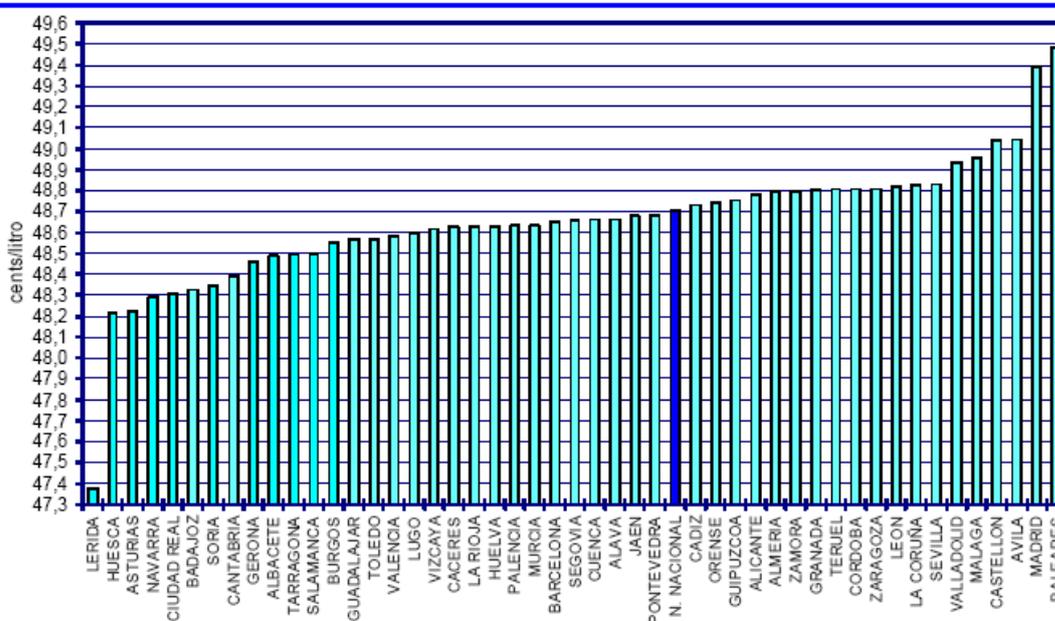
PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS



**REPÚBLICA DOMINICANA = 49 CTVS €/ LITRO**



**REPÚBLICA DOMINICANA = 68.4 CTVS €/ LITRO**



Nota: no aparecen los precios de Santa Cruz de Tenerife, Las Palmas, Ceuta ni Melilla por tener una fiscalidad diferente.

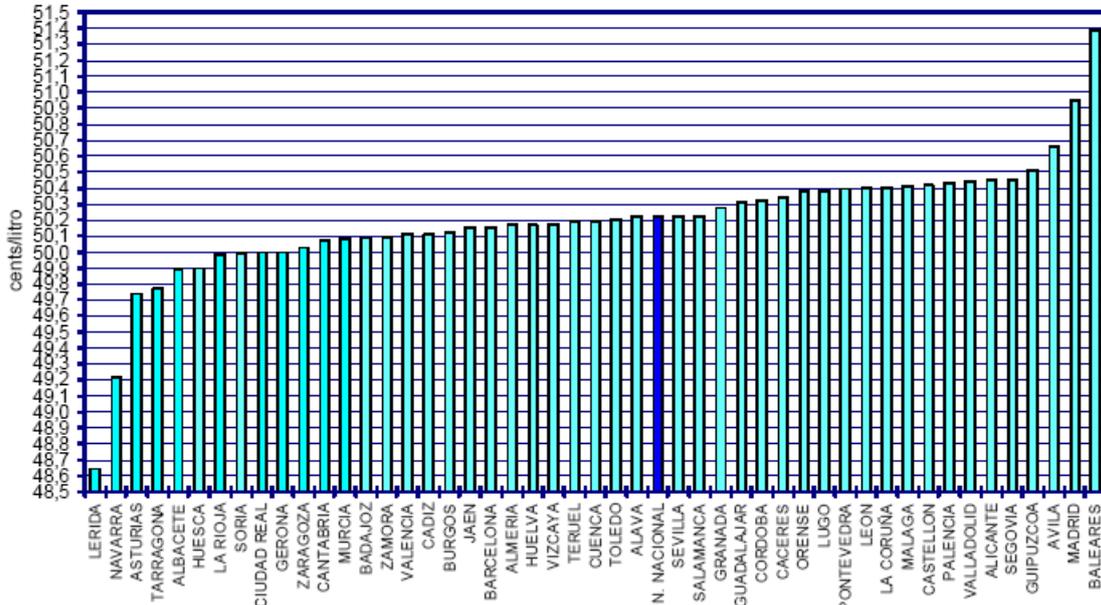
**REPÚBLICA DOMINICANA = 60 CTVS €/ LITRO**



MINISTERIO DE  
INDUSTRIA,  
TURISMO Y  
COMERCIO

PRECIOS MEDIOS SIN IMPUESTOS GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN  
POR PROVINCIAS. ABRIL 2007

PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS



Nota: no aparecen los precios de Santa Cruz de Tenerife, Las Palmas, Ceuta ni Melilla por tener una fiscalidad diferente.

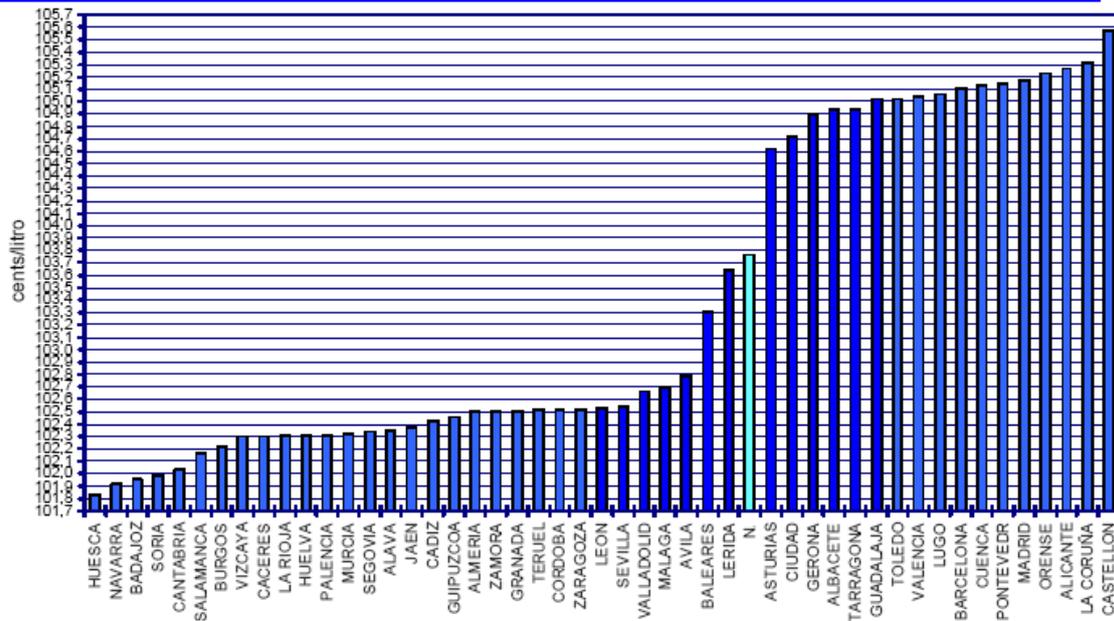
**REPÚBLICA DOMINICANA = 49 CTVS €/ LITRO**



MINISTERIO DE  
INDUSTRIA,  
TURISMO Y  
COMERCIO

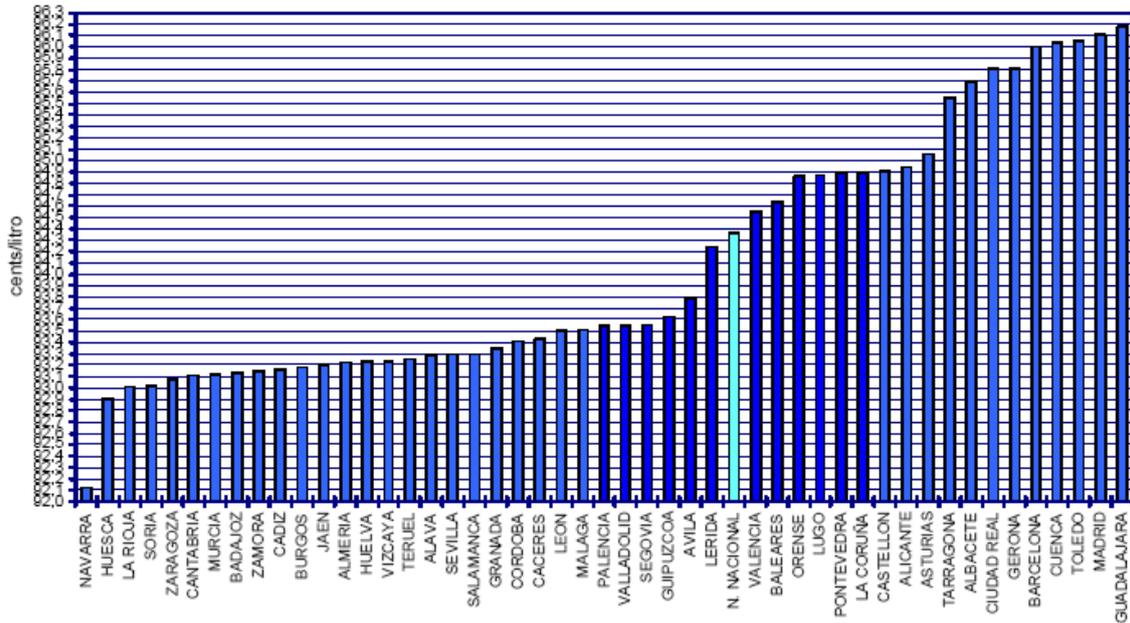
PRECIOS MEDIOS CON IMPUESTOS GASOLINA 95 S/PB  
POR PROVINCIAS. ABRIL 2007

PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS



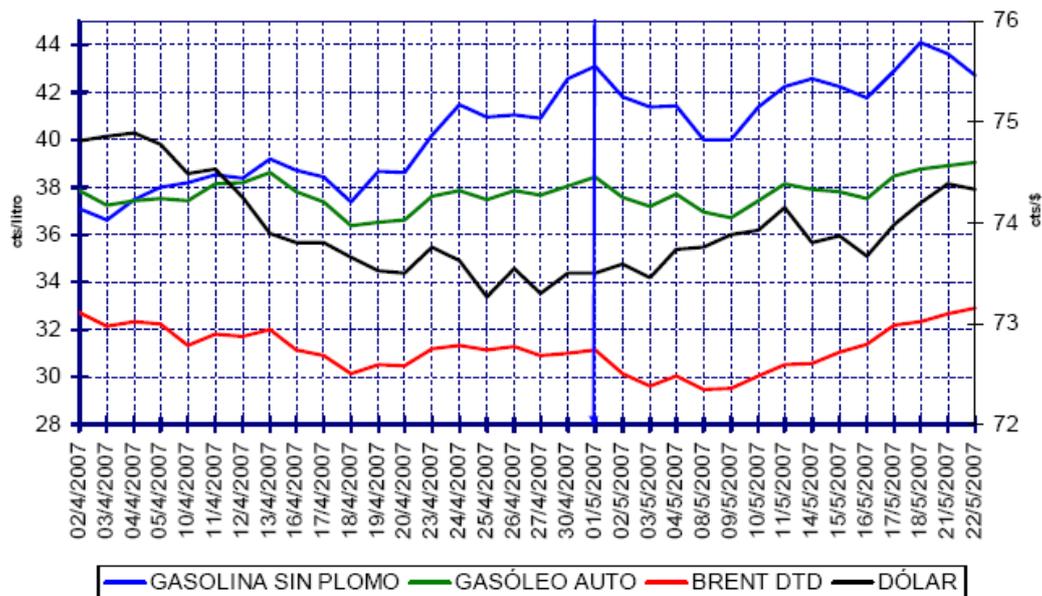
Nota: no aparecen los precios de Santa Cruz de Tenerife, Las Palmas, Ceuta ni Melilla por tener una fiscalidad diferente.

**REPÚBLICA DOMINICANA = 96 CTVS €/ LITRO**



Nota: no aparecen los precios de Santa Cruz de Tenerife, Las Palmas, Ceuta ni Melilla por tener una fiscalidad diferente.

**REPÚBLICA DOMINICANA = 68 CTVS €/ LITRO**

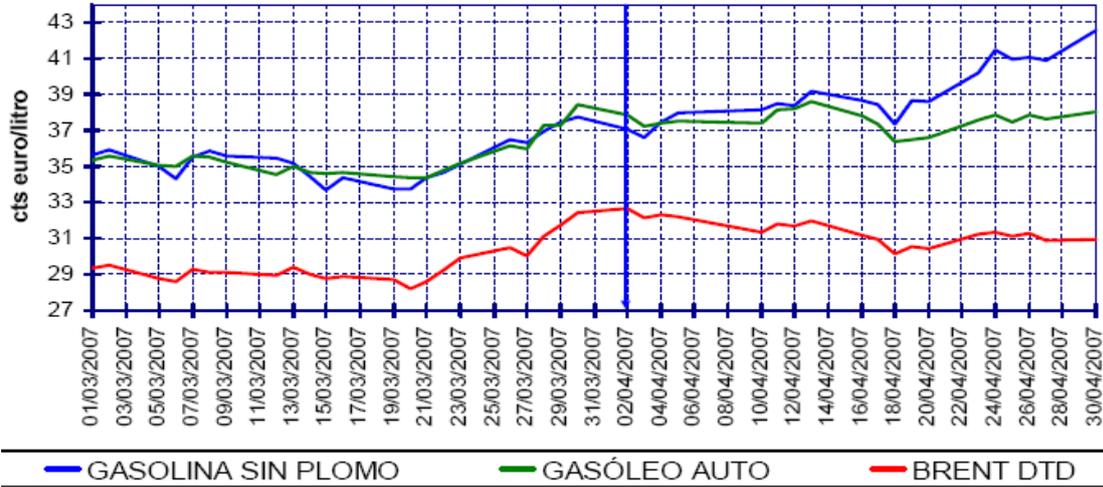


**REPÚBLICA DOMINICANA GASOLINA = 48 CTVS €/ LITRO**  
**REPÚBLICA DOMINICANA GASOIL = 39.9 CTVS €/ LITRO**

EVOLUCIÓN DE LAS COTIZACIONES INTERNACIONALES FOB  
EN CTS/LITRO DE CRUDOS, GASOLINA Y GASÓLEO AUTO  
(MARZO A ABRIL; MERCADOS ITALIA Y NWE)

PRECIOS DE  
GASOLINAS  
Y GASÓLEOS

	mar-07	abr-07
BRENT DATED	29,52	31,43
cts/litro: GASOLINA S/PB	35,16	39,05
GASÓLEO AUTO	35,42	37,56



**REPÚBLICA DOMINICANA GASOLINA = 48 CTVS €/ LITRO**  
**REPÚBLICA DOMINICANA GASOIL = 39.9 CTVS €/ LITRO**

# **CAPITULO V**

## **ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

## V.1.- INTRODUCCION

En los Términos de Referencia de la presente consultoría se citó como elemento de Diagnóstico de Plan Energético nacional 2004- 2015 que **“No existe una política de planificación y control para los inventarios de combustibles”**.

Por otra parte dentro de los Objetivos de la Consultoría se estableció el de **“producir recomendaciones sobre la distribución regional de capacidad de almacenamiento de combustibles”**; así como también sobre **“los volúmenes de reserva estratégica para emergencias y los mecanismos para regular el inventario de seguridad”**.

Sobre esa temática hemos analizado los trabajos que nos fueron suministrados por la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE que han tratado el tema de la Capacidad de Almacenamiento de combustibles en República Dominicana. El primero de ellos es “La Evaluación del Funcionamiento del Sector Refinación” realizado en 2004, y el segundo “Comportamiento de la Comercialización de Crudos y Combustibles en la Republica Dominicana” (2004).

## V.2.- LAS BASES LEGALES

El Decreto 307/01 que reglamenta el ejercicio de la ley 112/00 establece en lo relativo al Almacenamiento que la persona interesada en almacenar derivados del petróleo para venta o consumo propio debe obtener una “Licencia de Operación de Terminal Almacenamiento” ó “Licencia de Depósito” y someterse a lo establecido en el Reglamento para dicha actividad. (Art. 9 y Art. 10); siendo la SEIC la Autoridad que expide dichas licencias. Las Instalaciones de Almacenamiento por su parte se clasifican en:

- 1) Terminales o Plantas de Almacenamiento; y
- 2) depósitos de derivados de petróleo para consumo propio o para la venta.

La actividad de Almacenamiento en lo referido a las “Terminales” es una actividad sometida a regulación donde los precios son fijados por la SEIC y forman parte integrante del “Precio de Paridad de Importación” (PPI).

Al respecto la norma citada establece lo siguiente:

### **FORMULA PARA DETERMINAR LOS PRECIOS DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO**

$$\text{PPI} = \text{FOB} + \text{FT} + \text{SM} + \text{CB} + \text{OC} + \text{CMT} + \text{GAL}$$

Esta fórmula es de tope máximo en relación al precio máximo al que pueden vender las terminales de importación de combustibles (excepto en el caso del GLP que tendrá un precio de venta igual para todas las terminales), en consecuencia, las compañías importadoras deben competir en cuanto a precio y calidad del servicio que ofrecen.

En particular nos interesa mencionar cómo define la norma el término **CMT** (cargo por manejo de terminal) que está incluido en dicha fórmula y con la descripción que transcribimos a continuación citando textual el texto del Decreto 307/01. Particularmente nos interesa mencionar a) la característica de precio regulado; b) la característica de precio uniforme para todas las terminales; c) la característica de retribuir todos los elementos que componen el “Costo Total de Almacenamiento”; esto es: costo inventario de producto, costos operativos y administrativos y costos de inversión;

**“CMT = Cargo por Manejo de Terminal:** El Cargo por Manejo de Terminal lo establecerá la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en coordinación con la Secretaría de Estado de Hacienda previas solicitudes documentadas por las terminales, las cuales deberán incluir un análisis de ingresos-costos-beneficios de cada una de las terminales de importación.”

**“PARRAFO I:** Se fijará el cargo por manejo de terminal sobre **una base uniforme y será igual para todas las terminales, hasta que se mantenga el mercado regulado** mediante la fórmula de paridad de importación u otros procedimientos similares.”

**“PARRAFO II:** El Cargo por Manejo de Terminal incluye los costos operativos y administrativos que corresponderían al manejo de la terminal tales como sueldos y salarios de todo el personal que interviene en las actividades relacionadas con el manejo de la Terminal, mantenimiento de los equipos, inventario diario de los tanques y/o esferas, costos de seguro de la propiedad y riesgos a terceros, amortización de financiamientos, depreciación de equipos e instalaciones, ( si las mismas no han sido financiadas por terceros), remuneración razonable al capital invertido o beneficios por importación, los costos de descarga de buques, gastos por certificación e inspecciones de descarga, despacho de productos, mantenimiento general de las edificaciones y lugares accesorios (patios, jardines, caminos internos y entorno de la Terminal).”

**Como puede apreciarse en la legislación vigente no existe una previsión legal para la existencia de lo que podríamos denominar “Reservas Estratégicas Remuneradas” para afrontar contingencia especiales de diversa índole sean éstas naturales (huracanes, terremotos; etc.) o políticas (Vg. un embargo petrolero).**

### V.3.- PRECIOS VIGENTES PARA EL CARGO POR TERMINAL

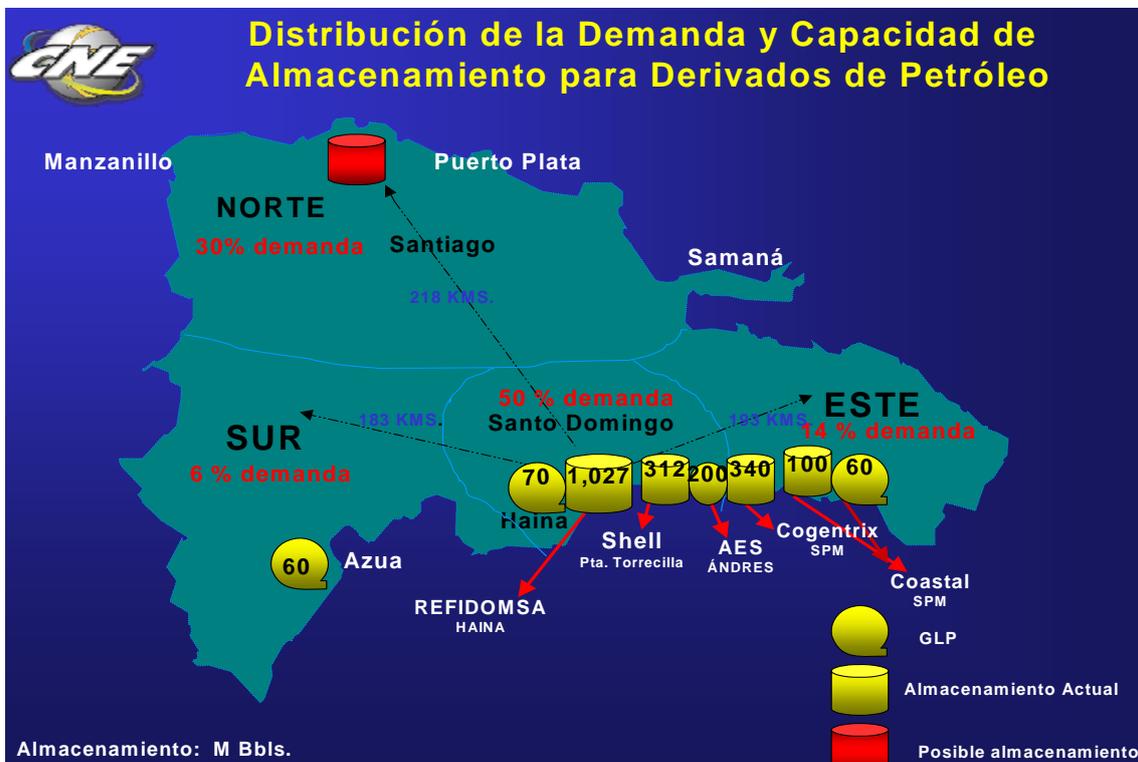
La tabla siguiente muestra los precios vigentes para el cargo por manejo de terminal CMT y su variación entre el año 2000 y el año 2007. Al tipo de cambio vigente actualmente estos valores representan entre 0.5 y 2 u\$/barril

PRODUCTOS	Inicio Ley No. 112-00	Situación Actual
	Dic-00	Oct-06
	CARGO POR MANEJO TERMINAL RD\$/BARRIL	CARGO POR MANEJO TERMINAL RD\$/BARRIL
GASOLINA PREMIUM	14.5728	50.2728
GASOLINA REGULAR	14.5728	50.2728
GASOIL REGULAR	14.5728	60.7728
GASOIL PREMIUM	7.2864	60.7728
GASOIL REGULAR GENERACIÓN	7.2864	53.4864
GASOIL PREMIUM GENERACIÓN	7.2864	53.4864
FUEL OIL	14.5728	17.7864
FUEL OIL GENERACIÓN	7.2864	17.7864
GLP*	22.00	22.00
KEROSINA	14.5728	25.0728
AVTUR	14.5728	41.5800

#### V.4- ESTUDIO DE LA GERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LA CNE SOBRE REFINACION

Este estudio realizado en 2004 sobre la totalidad del sector refinación en RD describió el funcionamiento del Refinación de combustibles; analizó la situación actual en materia de producción de derivados así como también la importación y almacenamiento de los mismos para hacer frente a la demanda nacional de productos.

La situación descrita en el estudio es la que se señala en los esquemas siguientes: 1) en lo relativo a la capacidad de almacenamiento, ésta se encuentra ubicada en la zona sur este del país, particularmente en la zona de Santo Domingo donde se encuentra el 50% de la demanda; 2) la zona norte con un 30% de la demanda global no posee instalaciones de almacenamiento; existe un 6% de la demanda en el sur y 14% en el este del país.



**Fuente: CNE**

El estudio propuso la instalación de una nueva Refinería en RD; para una capacidad de 200,000 b/d ubicada en la zona norte del país. La consideración sobre este tema fue objeto del capítulo 3 del presente informe. Alternativamente a la construcción de dicha refinería el estudio propuso una propuesta alternativa consistente en la instalación de una playa de Tanques de Almacenamiento en la Zona norte del país consistente en la instalación de un patio de tanques para almacenamiento de combustible, que permita suplir la demanda de la zona por 15 días.

La capacidad de almacenamiento de combustibles del país, está concentrada en el sureste evidenciándose una distribución inadecuada desde el punto de vista estratégico y de distribución geográfica. La demanda en la zona norte es un 30 % del total. En adición al aspecto estratégico, la gestión comercial requiere que este combustible sea trasladado en camiones cisterna, cuya máxima capacidad es de 10,000 galones por camión.

El volumen de almacenamiento propuesto es de 540,000 Barriles para diferentes tipos de combustibles, tales como gasolina regular y especial, gasoil regular, gasoil premium, kero/avtur, fuel oil No 6 y GLP. El costo se estimó en US\$ 68 MM.

El estudio fijó tentativamente un almacenamiento para 15 días, consecuente con el criterio de almacenamiento de REFIDOMSA y el resultado de un estudio realizado para el Estado de California, según el siguiente detalle:

### **DISTRIBUCIÓN DE TANQUES POR COMBUSTIBLES**

<b>Producto</b>	<b>No. de tanques</b>	<b>Volumen Total Bbl</b>	<b>Capacidad, Bbl</b>	<b>Tipo de tanque</b>
GLP	10	90,000	9,000	Bala
Gasolina regular	3	135,000	2x55,000; 1x25,000	Techo Flotante
Gasolina premium	1	25,000	25,000	Techo flotante
Kero /Avtur	2	75,000	1x55,000; 1x20,000	Techo Fijo
Diesel regular	3	130,000	2x55,000; 1x20,000	Techo Fijo
Diesel premium	1	30,000	30,000	Techo Fijo
fuel oil No. 6	1	55,000	55,000	Techo Fijo
<b>Total</b>	<b>21</b>	<b>540,000</b>		

#### **V.5.- EL ESTUDIO DE LA CNE SOBRE COMERCIALIZACION DE CRUDOS Y COMBUSTIBLES EN REPUBLICA DOMINICANA (2005)**

Al tratar el tema del Almacenamiento de combustibles, el trabajo de la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE, cuyo autor fue el Ing. Francisco Mariano Reyes, define que el tema del Almacenamiento es una de las principales variables en el marco de la discusión sobre la comercialización de combustibles.

El nivel óptimo de almacenamiento procura entre otras cuestiones lograr un suministro oportuno de los combustibles aún en caso de desastres o contingencias naturales de baja probabilidad de ocurrencia pero de existencia posible. El trabajo con buen criterio postuló que **“este aspecto adquiere entonces importancia estratégica para el país al verificar que estamos situados en la ruta normal de los huracanes y su impacto se acrecienta por las condiciones fisiográficas de la isla”**.

El trabajo cita también algunos antecedentes; en este aspecto refiere que en 2004, con el paso parcial del huracán Jeanne por la costa este de RD, colapsó el puente sobre el río Chavón, aislando todo el litoral Este del resto de la República y con el ello impidió el suministro normal de los combustibles requeridos por la dinámica económica de esa región. En esa oportunidad el estudio consigna que **“uno de los sectores más afectados fue el turismo”**.

En forma análoga el estudio afirma que la misma situación crítica pudiera ocurrir en la zona norte y sur del país. La región norte está desprovista de almacenamiento para satisfacer su demanda, la cual ronda por un 30% del total nacional. El estudio afirma que **“esta región posee el segundo polo turístico más importante del país, por lo que debería contar con sus propios depósitos de combustibles”**.

## **CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO POR COMBUSTIBLE**

La tabla siguiente preparada por la CNE resume la capacidad de almacenamiento de petróleos crudos y derivados que posee el país. Esta capacidad es de 6,860, 931 Bls. para todos los combustibles.

**Tabla No. 14:** Detalle de la capacidad de almacenamiento en la República Dominicana por combustibles y empresas distribuidoras.

<b>(Combustibles en Bbls.)</b>								
<b>Empresa</b>	<b>GLP</b>	<b>Gasolinas</b>	<b>Gasoil</b>	<b>Avtur</b>	<b>Fuel Oil</b>	<b>Nafta</b>	<b>Crudos</b>	<b>Total</b>
REFIDOMSA	68,000	329,000	323,000	100,000	240,000		940,000	2,000,000
Falconbridge			32,348		100,000	64,000	459,561	655,909
Shell		100,000	214,912	15,004	11,638			341,554
Texaco		120,000	143	21,750		341,554		461,554
Esso		50,000		6,000	107,000			163,000
Isla		115,000	12,348			127,348		163,000
Coastal	60,714	1,428	100,000					162,142
Nativa		8,000	100,000					108,000
EGP			634,356		345,745			980,101
Mundo Gas	71,428							71,428
Generación E.			407,293		1,509,950			1,917,243
<b>Total</b>	<b>200,142</b>	<b>723,428</b>	<b>1,824,257</b>	<b>142,754</b>	<b>2,314,333</b>	<b>405,554</b>	<b>1,399,561</b>	<b>6,860,931</b>
<b>Consumo Diario =&gt;</b>	<b>17,324</b>	<b>20,273</b>	<b>30,685</b>	<b>9,315</b>	<b>31,506</b>	<b>5,479</b>	<b>43,835</b>	
<b>Días/consumo</b>	<b>12</b>	<b>36</b>	<b>59</b>	<b>15</b>	<b>73</b>	<b>12</b>	<b>32</b>	

fuente: REFIDOMSA, Falconbridge Dominicana, Empresas Distribuidoras, Organismo Coordinador del sector eléctrico, 2005.

Por otra parte y según las recomendaciones del Plan Energético Nacional elaborado por la CNE, **se establece como criterio de planificación mínimo 15 de días “inventario de seguridad”** de capacidad de almacenamiento de combustibles. Como se puede apreciar en la figura siguiente, en el caso del GLP, la nafta y el Av.-tur, la capacidad de almacenamiento es crítica.

## **V.6.- CONCLUSIONES**

- 1) La información consultada sobre el tema de “Almacenamiento de Combustibles” muestra que existen grandes zonas de demanda de combustible que no cuentan con almacenamiento Regional de respaldo. En este sentido la zona norte del país con 30% de la demanda; la zona turística Este que concentra el 14 % y la zona sur con el 6% se encuentran en esa situación.
- 2) Estas zonas han sufrido según se referencia en los trabajos aportados por la CNE diversos inconvenientes; sin embargo estas interrupciones no han sido analizadas con información estadística cuantitativa (días de interrupción del suministro; frecuencia de las interrupciones; máximo corte previsible; etc.) que las respalde.

- 3) La consideración de los inventarios del GLP que aparece como uno de los combustibles con déficit de capacidad de almacenamiento puede estar influenciada por los altos consumos -al margen de la legislación y la normativa vigente – del GLP vehicular.
- 4) No existe en la normativa vigente el concepto de “Reservas Estratégica Remunerada” que podría constituirse en una “reserva de seguridad remunerada” para hacer frente a las posibles interrupciones al suministro a la Isla en condiciones de “Huracán grado 5”.
- 5) Se recomienda **realizar un “estudio específico”** sobre la capacidad de almacenamiento y su óptima distribución en el territorio nacional y al mismo tiempo sobre la determinación de la Reserva Estratégica óptima desde el punto de vista económico.
- 6) **Debe quedar claro que una reserva estratégica una vez determinada tiene un costo de inmovilización de inventario, que en el actual sistema regulado vigente en RD será afrontado por los consumidores incrementando el PPI.**

**CAPITULO VI**

**REFINACION**

Existen en la República Dominicana dos refinерías de petróleo: Refinería Dominicana de Petróleo, S.A. (REFIDOMSA) Y FALCONBRIDGE.

## **VI.1. REFIDOMSA**

A los efectos de describir esta empresa se tomará como base la información suministrada por la misma y contenida en la Memoria empresaria 2004 que nos fuera suministrada y que hemos tenido a la vista (ver Anexo I-6.1).

### **VI.1.1.- BREVE HISTORIAL DE LA EMPRESA**

#### **a) Marco Jurídico.**

La Refinería Dominicana de Petróleo, S. A. fue creada mediante el Convenio de Refinería suscrito entre el Estado Dominicano y Shell International Petroleum Company Limited, en fecha 7 de noviembre de 1969 En adición a, y de manera conjunta con la Ley Convenio de Refinería, la empresa se rige por sus Estatutos Sociales.

Todos los aspectos relacionados con las operaciones y aquellos relativos a los márgenes de beneficio y regulación de los precios de venta de productos están establecidos por la Ley de Hidrocarburos, numero 112-00, y por su reglamento de aplicación.

#### **b) Capital accionario**

El capital accionario inicial de la Compañía Refinadora fue de US\$ 7,600,000.00, fue aportado por sus socios Shell International Petroleum Company Limited y el Estado Dominicano. Para la adquisición del 50% de las acciones, el Estado obtuvo de Shell un préstamo por US\$ 3,800,000.00.

### **c) Inversión Inicial**

El costo total del proyecto se estimó en \$30.0 millones de dólares y el período de construcción de 36 meses. La capacidad de refinación inicial se estableció en 30,000 barriles por día de acuerdo a la demanda máxima del país de productos derivados del petróleo, proyectada al 1975.

La Refinería fue construida en un período de casi tres años (1969-1972).

Las unidades de refinación principales son la destiladora de crudo, la hidrotratadora y la plataformadora, así como la unidad de recuperación de gases.

No han habido adiciones importantes a la planta original, pero si se han aumentado y modificado considerablemente la capacidad de almacenaje, las facilidades importación y de despacho de productos. Además, desde 1992 incorporó las dos plantas diesel, de 2.2 MW cada una, generadoras de la electricidad que consume la Refinería.

### **d) Ubicación geográfica**

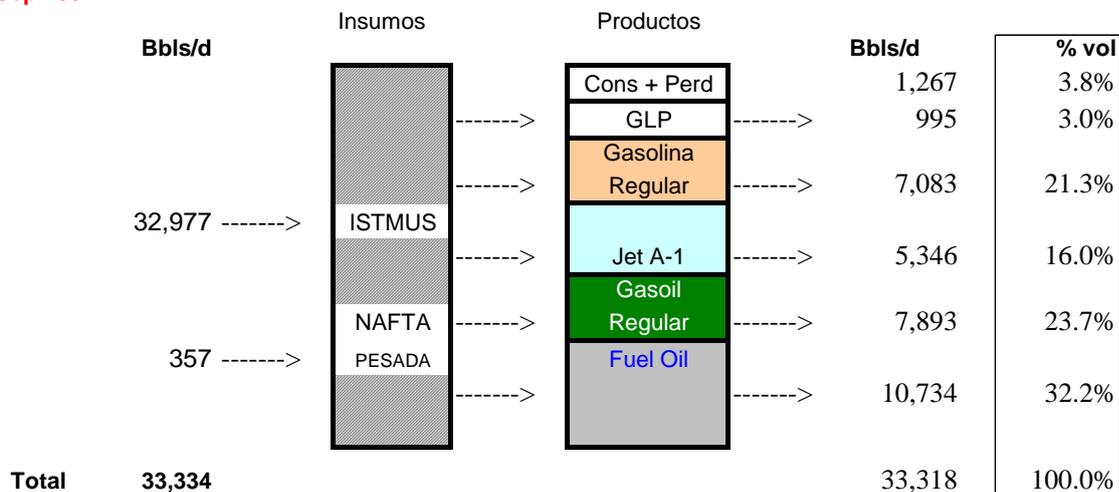
La Refinería está construida sobre un lote de terreno de aproximadamente 655 hectáreas. Está ubicada en la parte sur de la isla, entre los municipios de Haina y Nigua, pertenecientes a la Provincia de San Cristóbal, a unos 20 Km. de Santo Domingo. Las facilidades para la importación y almacenaje del crudo están ubicadas en el Municipio de Nizao, unos 27 Km. al suroeste de la Refinería.

## VI.1.2- DESCRIPCIÓN TECNICA

### Capacidad de Refinación.

REFIDOMSA es una refinería relativamente pequeña, con una capacidad máxima de producción de 34,500 barriles por día (b/d). La distribución por combustible de la producción diaria se ilustra en el siguiente cuadro;

Sep.2004



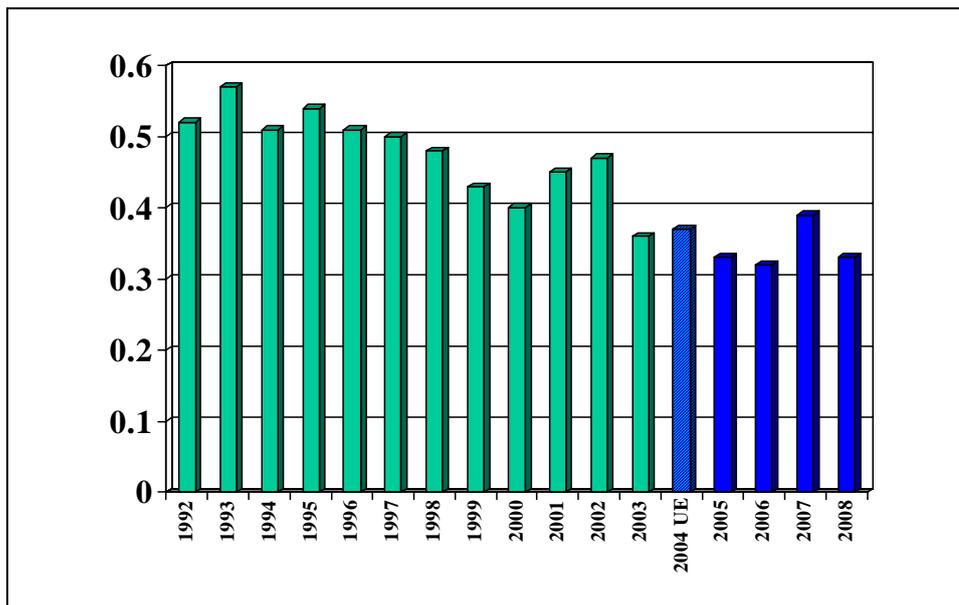
C+P = CONSUMO PROPIO Y PERDIDAS DEL PROCESO

Fue diseñada originalmente para procesar crudos reconstituídos venezolanos. Desde el 1979, se empezó a procesar crudos pesados naturales de México y Venezuela, en una proporción de 60% mejicanos y 40% venezolanos hasta el año 2003, cuando el porcentaje de crudos venezolanos bajó a 16%.

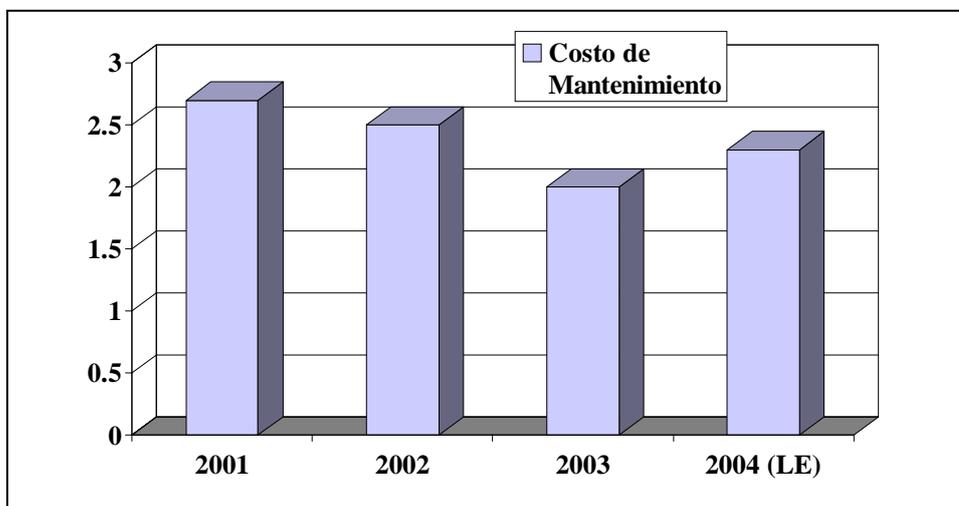
### VI.1.3.- COSTOS DE PRODUCCION

Costo Unitario por Barril Vendido

USD



USD



#### VI.1.4.- CAPACIDAD DE ALMACENAJE

La capacidad máxima de almacenamiento de productos y crudo en REFIDOMSA es la siguiente:

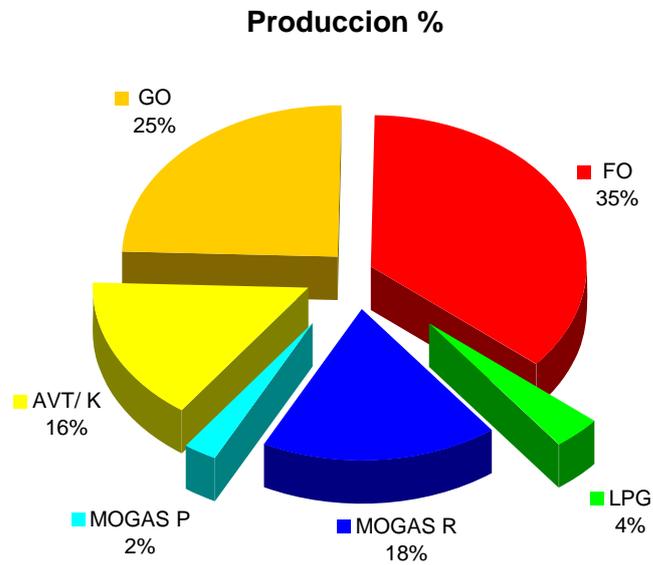
LPG	68,000 (8 esferas)
WOPs	918,500
Fuel Oil	240,000
Crudo	940,000 (4 tanques)
<b>TOTAL</b>	<b>2,166,500 barriles</b>

#### VI.1.5.- PRODUCCIÓN ANUAL POR PRODUCTO 1994-2004

En los últimos 10 años la producción promedio anual de derivados en REFIDOMSA ha sido la siguiente: FO 4.0 millones de barriles (36.2%); GO 2.8 mb (25.2%); Gasolina Regular 2.0 mb (18.1%); Avtur y Kero 1.8 mb (15.9%); GLP 0.4 mb (3.7%); Gasolina Premium 0.3 mb (2.4%).

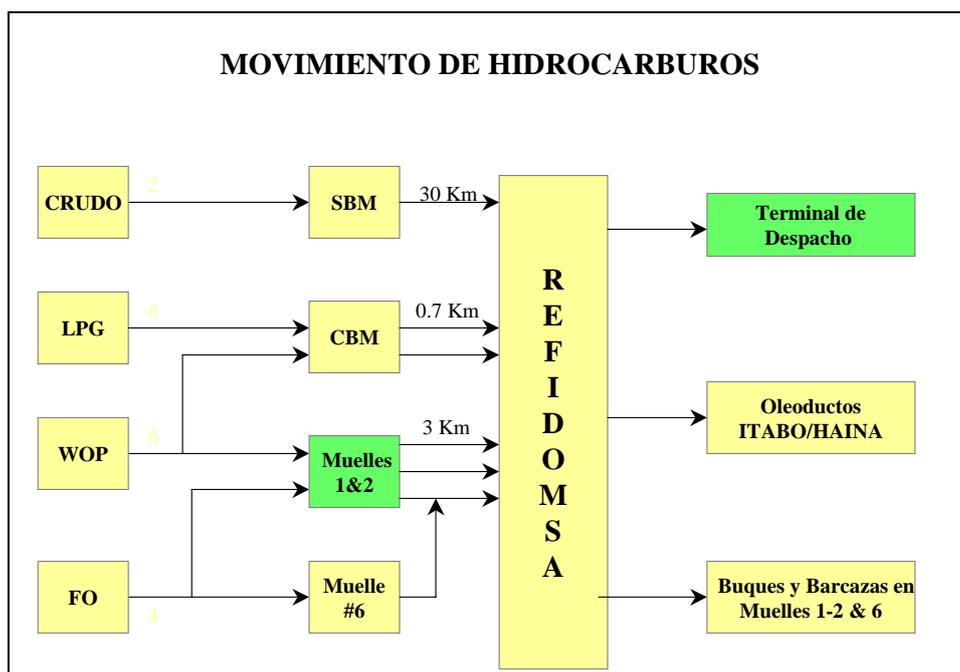
	LPG	MOGAS R	MOGASP	AVT/ K	GO	FO	TOTAL PRODUCCION
1994	346	2,127		1,746	2,771	4,628	11,618
1995	398	2,127		1,851	2,716	4,567	11,659
1996	418	1,899		1,714	2,542	4,177	10,749
1997	417	1,987		1,898	2,707	4,359	11,369
1998	480	1,880		1,847	2,888	4,506	11,601
1999	421	1,053	854	1,859	2,653	4,410	11,250
2000	455	1,754	411	2,039	2,794	3,770	11,224
2001*	436	1,951	36	1,870	2,441	2,999	9,734
2002	441	2,283	-	2,130	2,943	3,239	11,035
2003	485	2,419	-	1,898	3,068	2,992	10,863

(\*) Parada de planta para mantenimiento general



### VI.1.6.- DESCRIPCION DEL PROCESO DE IMPORTACION, REFINACION, ALMACENAJE Y DISTRIBUCION

El flujo de productos de la Refinería podría esquematizarse en forma simple de la manera siguiente:

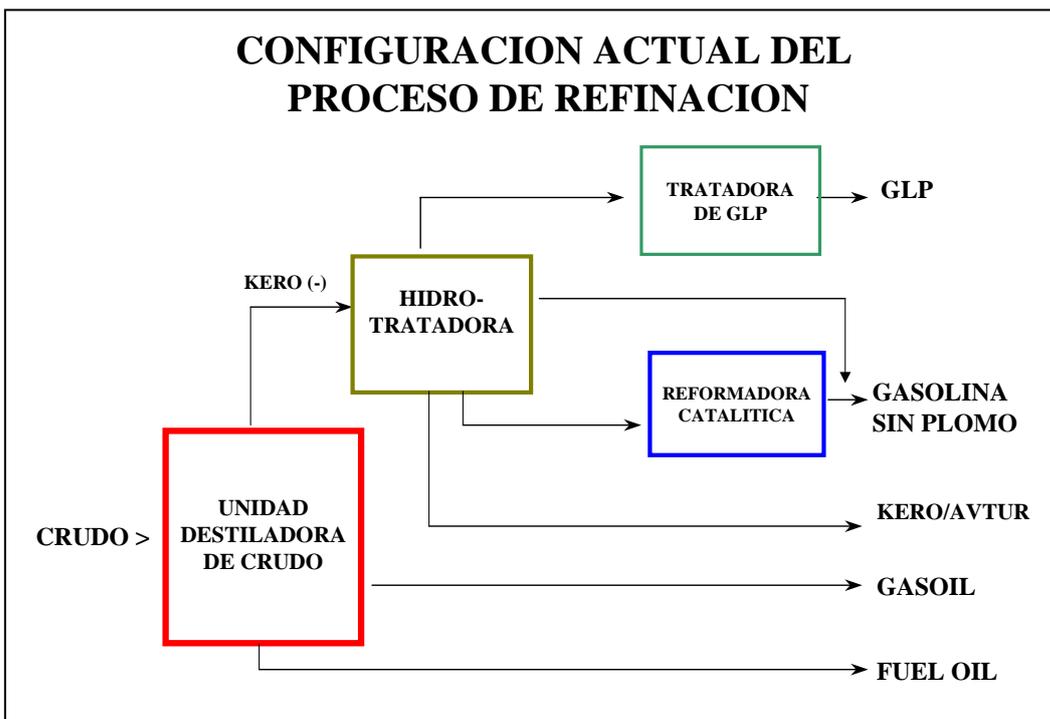
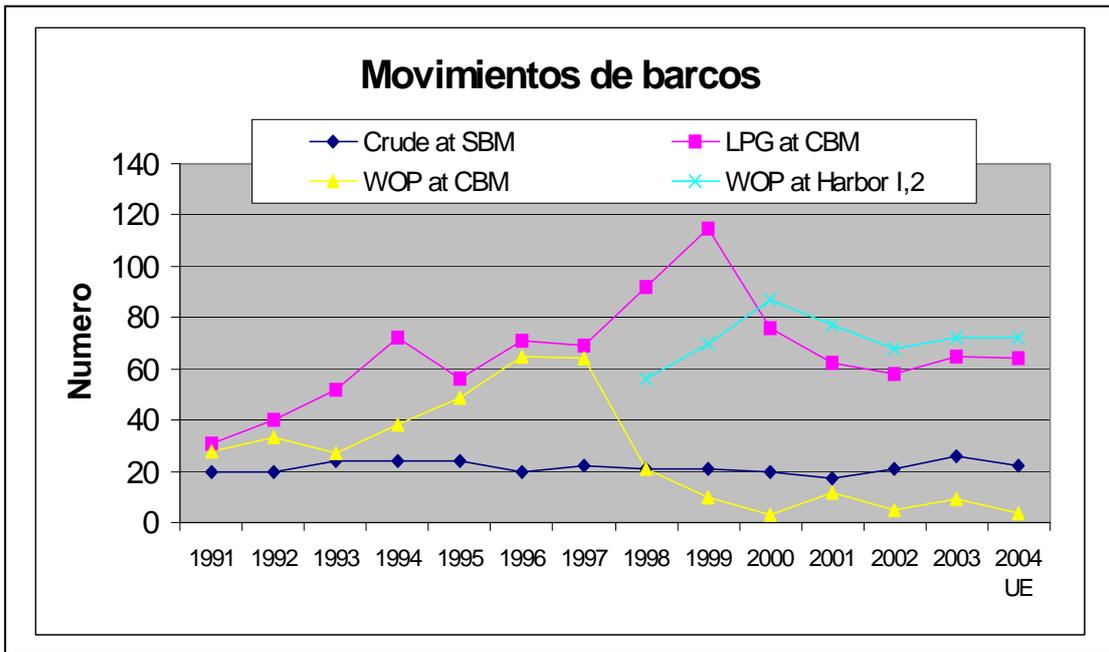


**El crudo** se recibe en la monoboia o SPM (single point mooring) situada a unos 2.5 km frente a la costa en Nizao, la cual se conecta a la terminal a través de un oleoducto submarino de 28". En la terminal de Nizao hay tres tanques para almacenamiento de crudo (1x 45,000 m<sup>3</sup> + 2 x 43,000 m<sup>3</sup>) con una capacidad total de 860,000 bls (unos 25 días de producción). El crudo es bombeado hacia la refinería vía un oleoducto soterrado de 10" de diámetro y 27 Km. de largo, y allí se recibe en un tanque de 19,000 m<sup>3</sup> (120,000 bls) para alimentar la planta. La SPM (monoboia) puede manejar barcos de hasta 150,000 toneladas y usualmente se reciben 2 cargamentos por mes, hasta 26 por año.

**Los productos refinados** de importación se reciben en un sistema de boyas múltiples o CBM (conventional buoy mooring), compuesto por cuatro boyas situadas a unos 600 metros de la costa frente a la Refinería; o alternativamente se reciben en los muelles 1 y 2, a unos 5 Km. de la planta, en la margen occidental del Puerto del Río Haina, donde la Refinería mantiene derechos de exclusividad y construyó su terminal de importación.

La CBM (sistema de boyas múltiples) esta conectada a la Refinería vía dos oleoductos submarinos de 8" cada uno, diseñado para manejar tanto los productos blancos como el GLP. En estas facilidades se reciben unos 85 buques por año, mayormente de GLP, con capacidad de hasta 45,000 toneladas. En los muelles se reciben más de 100 buques por año.

**Gráfico ilustrativo del número de Barcos por Año**



## VI.1.7.- ASPECTOS ECONOMICOS

### a) Dividendos:

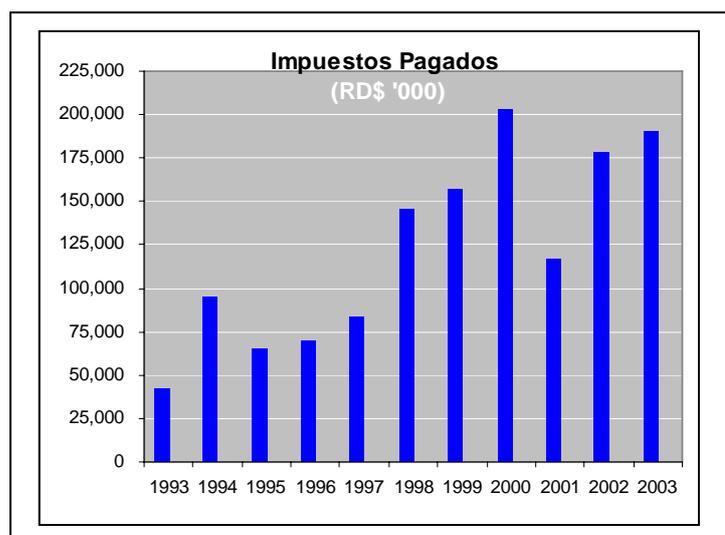
Sin lugar a dudas REFIDOMSA ha demostrado ser una sociedad rentable para sus accionistas, lo cual queda demostrado a través de los beneficios de la empresa y el pago de dividendos en forma creciente y permanente. A continuación una relación de utilidades generadas y los dividendos declarados en el período 1995-2003.

<b>Refineria Dominicana de Petroleo, S. A.</b>	
<b>UTILIDADES RETENIDAS</b>	<b>MILLONES RD\$</b>
<b>Antes 1995</b>	<b>227.0</b>
<b>2000</b>	<b>0.0</b>
<b>2001</b>	<b>129.8</b>
<b>2002</b>	<b>29.5</b>
<b>2003 *</b>	<b>626.2</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1,012.5</b>

### b) Impuestos al Fisco

Además de las sumas percibidas por concepto de dividendos, el Estado ha recibido por vía de impuestos sobre las utilidades de REFIDOMSA, mas de RD\$ 1,346 millones en los últimos diez años.

<b>Impuestos</b>	
1993	41,670
1994	95,201
1995	65,317
1996	69,627
1997	83,627
1998	145,462
1999	156,744
2000	203,079
2001	116,819
2002	178,252
2003	190,960
<b>RD\$ '000</b>	<b>1,346,758</b>



c) Ventas totales, por combustible, 1993-2003

La ventas totales de REFIDOMSA han incrementado en un 62% en los últimos 10 años, pasando de 18.8 en 1993, a 30.4 millones de barriles en el 2003.

El volumen de ventas por producto, en miles de barriles, es la siguiente:

AÑOS	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
<b>PRODUCTOS</b>											
GLP	2,128	2,770	2,506	2,926	2,941	3,479	4,747	3,718	2,858	2,929	10%
MOGAS R	3,910	4,184	4,488	4,973	5,616	5,897	6,695	7,108	7,186	7,283	26%
MOGAS P	948	1,369	1,695	1,750	1,580	1,844	1,594	1,446	1,321	1,229	4%
AVTUR	1,836	1,788	2,128	2,320	2,429	2,582	2,712	3,035	2,989	3,180	11%
KERO	146	187	140	126	121	128	107	106	119	110	0%
GOSOIL R MERC	3,904	4,766	5,357	4,824	5,345	5,950	6,079	6,841	7,057	7,394	26%
GOSOIL R EGES	2,162	2,516	2,041	3,881	4,849	4,787	7,403	8,201	4,605	3,444	12%
GOSOIL P-0.3%						14	143	185	245	230	1%
GOSOIL P - EGES						0	18	11	0	0	0%
FO A/C MERC	798	1,445	1,548	895	986	927	959	1,043	748	1,002	4%
FUEL OIL EGES	4,956	5,798	5,220	5,201	5,335	4,220	4,326	5,620	7,339	4,358	15%
<b>TOTALES</b>	<b>18,661</b>	<b>22,054</b>	<b>22,617</b>	<b>23,970</b>	<b>26,261</b>	<b>26,349</b>	<b>30,036</b>	<b>33,598</b>	<b>31,609</b>	<b>28,230</b>	<b>100%</b>

d) Flujo de caja, 1993-2003

Como puede verse en el siguiente cuadro, REFIDOMSA ha podido mantener un flujo de cada saludable hasta el año 2003, siendo capaz de financiar todas sus operaciones, capital de trabajo e inversiones de capital con recursos internos. A partir del 2003 la Refinería ha tenido que recurrir de manera creciente al financiamiento externo llegando a acumular importantes niveles de deuda.

<i>Cifras en 000' RDP</i>	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Efectivo Neto										
Actividades de Operación	176,575	118,794	(26,738)	557,750	232,077	564,742	679,036	342,103	1,005,779	1,601,009
Efectivo Neto										
Actividades de Inversión	(57,923)	(57,292)	(33,704)	(53,135)	(66,968)	(36,266)	(162,900)	(90,039)	(44,593)	(65,597)
Efectivo Neto										
Actividades de Financiamiento	290,056	272,185	268,741	(113,943)	(1,447,153)	(330,195)	(659,576)	(410,000)	(343,833)	(475,000)
Aumento de Efectivo durante el año	408,708	333,687	208,299	390,672	(1,282,044)	198,282	(143,440)	(157,936)	617,353	1,060,412
Efectivo al inicio del año	169,385	578,094	911,780	1,120,079	1,510,751	228,707	426,989	283,549	125,612	742,966
Efectivo al final del año	578,094	911,780	1,120,079	1,510,751	228,707	426,989	283,549	125,612	742,966	1,803,378

En el cuadro presentado a continuación se indican los volúmenes proyectados de ventas e importaciones de acuerdo al plan de negocios, para el 2004 y 2005, preparado el año pasado. Estos volúmenes están siendo revisados actualmente pero se esperan niveles muy similares o variaciones mínimas.

Growth %		0%		
<b>VENTAS -1000 barrels</b>		<b>2003 UE</b>	<b>2004 Plan</b>	<b>2005</b>
GLP	3	3,234	3,299	3,431
GASOLINA REGULAR	3	7,266	7,266	7,411
GASOLINA PREMIUM	8	1,278	1,290	1,316
KEROSENE	2	100	103	107
AVTUR	2	2,979	3,068	3,191
GASOIL PREMIUM	20	491	564	621
GASOIL rack	2	6,901	7,039	7,250
			0	
<b>Total GASOIL (exl premium)</b>		9,489	8,745	8,279
<b>Total Fuel OIL</b>		5,575	5,067	5,067
<b>TOTAL COMBUSTIBLES</b>		30,412	29,402	29,422
		4%	-3%	0%
VENTAS MERCADO		22,729	23,109	23,806
VENTAS GENERACION ELECTRICA		7,683	6,294	5,616
<b>VENTAS TOTALES</b>		30,412	29,767	29,970
Tasa de Crecimiento Anual		4%	-2%	1%
<b>VOLUMENES DE IMPORTACION</b>				
GLP		2,758	2,877	3,002
GASOLINA REGULAR		4,691	4,828	4,942
GASOLINA PREMIUM		1,278	1,263	1,289
KERO/AVT		1,089	1,138	1,225
GASOIL		6,351	5,539	5,010
GASOIL PREMIUM		491	564	621
FUEL OIL		2,583	2,008	1,949
<b>PRODUCTOS IMPORTADOS</b>		19,241	18,217	18,038
<b>CRUDO</b>		11,413	11,663	11,888
NAPHTHA		219	214	200
		11,632	11,877	12,088
<b>IMPORTACION TOTAL</b>		30,873	30,459	30,674
Días de Operacion REFINERIA		365	357	365
<b>VOLUMENES DE PRODUCCION</b>				
GLP		476	486	496
GASOLINA REGULAR		2,575	2,583	2,618
GASOLINA PREMIUM		0	40	40
KERO/AVT		1,989	2,033	2,072
GASOIL		3,138	3,206	3,268
GASOIL PREMIUM		0	0	0
FUEL OIL		2,994	3,059	3,118
<b>TOTAL PRODUCCION</b>		11,172	11,407	11,612
COMBUSTIBLE USADO Y PERDIDAS		460	469	477
CARGA DE NAFTA		219	214	200
<b>CARGA DE CRUDO</b>		11,413	11,663	11,888
<b>TOTAL PROCESADO</b>		11,632	11,877	12,088
<b>VENTAS EX PRODUCCION</b>		37%	38%	39%
<b>VENTAS EX IMPORTACION</b>		63%	62%	61%

e) Capacidades de refinación y almacenaje.

La Refinería actualmente opera bajo carga máxima en la planta, con una capacidad de refinación de 34,500 barriles por día. No se contemplan modificaciones ni adiciones para ampliar la capacidad de refinación en el futuro.

## **VI.2.- FALCONBRIDGE**

Falconbridge Dominicana, Falcondo, es una empresa minera dedicada a la explotación de ferro níquel. 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.

Esta empresa tiene una capacidad de refinación de 16,000 b/d. Procesa una mezcla de crudos livianos (aproximadamente 30%) y pesados (aproximadamente 70%).

Los derivados que obtiene esta refinería son:

➤	Fuel oil:	58%
➤	Nafta y Diesel:	42%

El fuel Oil es utilizado para alimentar la planta termoeléctrica y la nafta para las plantas de procesamiento ó beneficio metalúrgico de reducción y preparación del ferro níquel. El gas oil/diesel oil se utiliza para sus propios equipos móviles.

La producción anual ha sido de unos 500,000 b/año en 2006, habiendo elevado en los últimos 5 años la producción hasta los 3, 000,000 b/año en 2001.

## **VI.3.- ELEMENTOS DE DIAGNÓSTICO PARA EL SECTOR REFINACION**

1) No ha sido posible obtener los balances auditados de REFIDOMSA. Los mismos permitirían entrar en la estructura de 3 costos por proceso.

2) Almacenaje; existe el convencimiento de que el tancaje existente es insuficiente para garantizar un funcionamiento normal del sistema. El stock de crudo y derivados es insuficiente y esto provoca crisis recurrentes; que **deberían ser evaluados con un estudio específico; para aceptar o eventualmente desechar la HIPOTESIS DE TANCAJE INSUFICIENTE**

3) La fiscalización de la calidad de los combustibles tiene innumerables deficiencias. Se nos ha mencionado en las diversas entrevistas sostenidas, que no existe la fiscalización de calidad ni a la entrada del producto importado, ni a la salida de la refinería, ni en las estaciones de servicios. Ello implica que la calidad y la normativa de los combustibles no estarían siendo controladas adecuadamente en el mercado dominicano que alcanza a los 100,000 barriles por día.

4) La idea de una Auditoría Independiente de la Calidad de los Combustibles puede ser fundamental para establecer el verdadero estado de situación. Certificar Calidad y Auditorías periódicas. Verificación de adulteraciones.

5) REFIDOMSA realiza dos negocios: a) Refinación; y, b) Importación.

De estos dos centros de negocios el de importación es el más importante para Refidomsa. Es fundamental analizar el Balance y la Rentabilidad de cada uno de los mismos.

6) En la actualidad la refinería tiene una capacidad de procesamiento de 30,000 b/día; el consumo de combustibles alcanza a los 110,000 b/d.

Debería alentarse los estudios de preinversión por lo menos en los dos rubros siguientes:

- a) Una ampliación de la refinería existente,
- b) Hacer un estudio de factibilidad de una nueva Refinería.

7) Para realizar lo anterior se podría:

- a) Solicitar a REFIDOMSA la realización de dicho estudio;
- b) Encarar un Estudio de Factibilidad independiente por medio de instituciones de créditos internacionales BID; BIRF; CAF, etc.

## **VI.4.- ESTUDIO DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE) SOBRE LA EVALUACION REFINACION EN REPUBLICA DOMINICANA AÑO 2004**

### **VI.4.1.EL ESTUDIO DE LA GERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LA CNE**

La Gerencia de Hidrocarburos de la CNE realizó en 2004 un estudio sobre la Refinación en República Dominicana, cuyo autor fue el Ing. Raúl Herrera. Este estudio nos ha sido suministrado como antecedente y para nuestra opinión. El estudio trata los siguientes los aspectos que describimos en forma sintética a continuación.

#### **VI.4.1.1. La Producción de Derivados en República Dominicana**

La demanda nacional de los hidrocarburos que para el año 2004 fue de 40.8 Millones de Barriles, de los cuales el 60 % (24.45 Millones de Barriles) se importó como productos refinados y sólo 16.34 Millones, se importó como petróleo crudo.

La Refinería Dominicana de Petróleo, controla prácticamente la importación de los hidrocarburos derivados del petróleo, no obstante a que refinó en el año 2004, 12.0 Millones de barriles. Esta última cifra representa solo el 29.40 % del consumo del mercado nacional.

La actual Refinería de REFIDOMSA ubicada en Haina es propiedad de una sociedad 50% SHELL y 50% el Estado Dominicano; las ventas promedio de REFIDOMSA son de 87,000 BPD y su capacidad de refinación es de apenas 34,500 BPD, lo cual plantea un déficit de producción de 52,500 BPD; este volumen es suplido mediante importación de derivados de petróleo ya refinados. En el país –como se ha explicado- existe una segunda refinería perteneciente a la empresa FALCONBRIDGE, con una capacidad instalada de 16,000 BPD, con una refinación diaria de 12,000 a 13,000 BPD de crudos. Esta refinería produce los combustibles que demanda la empresa, tanto en su proceso de generación de electricidad como en el proceso metalúrgico y transporte.

La Refinería Dominicana de Petróleo produce los siguientes derivados:

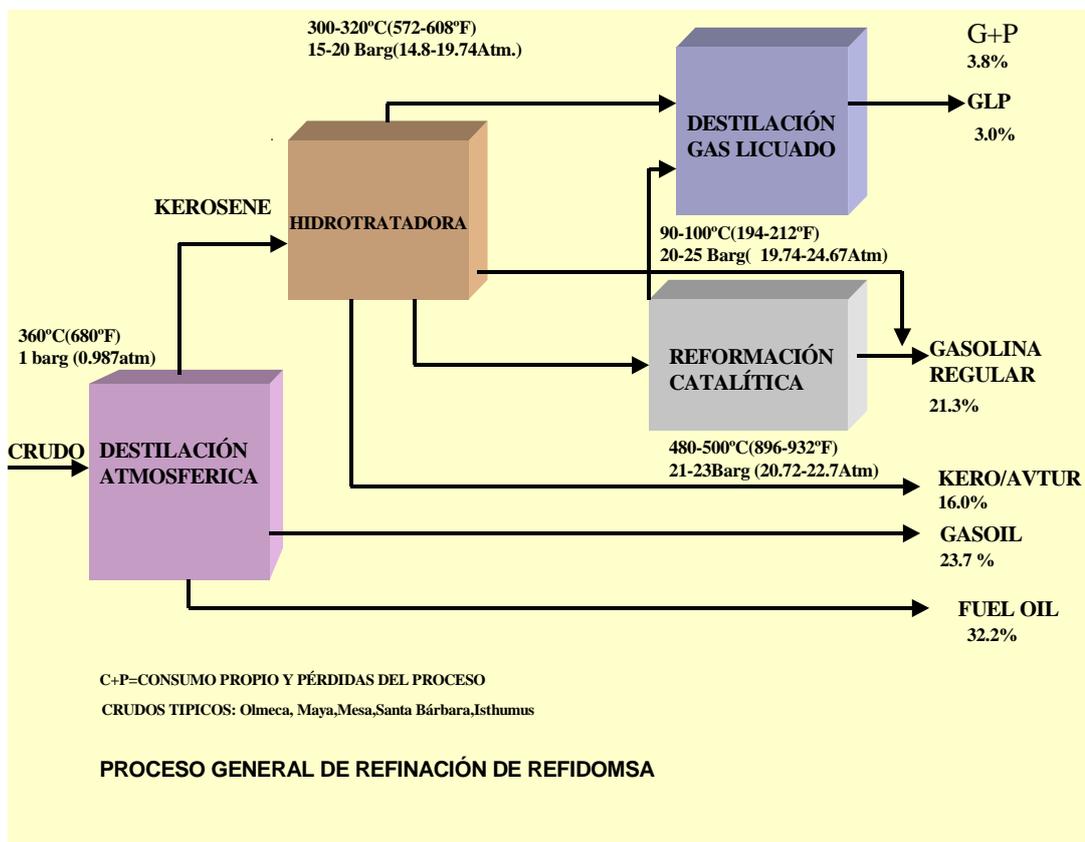
PRODUCTOS REFINADOS	VOLUMEN BPD	%
FUEL OIL	10,732	32.2
GASOIL	7,899	23.7
KEROAVTUR	5,333	16.0
GASOLINA REGULAR	7,232	21.7
GLP	1,000	3.0
C+P ( consumo + perdidas)	1,266	3.8

*Fuente: Refinería Dominicana de Petróleo*

Otras consideraciones realizadas en el estudio son: 1) la actual refinería que fue puesta en operaciones en 1973 no fue concebida para procesar crudos caribeños pesados; 2) la Refinería está ubicada en una zona vulnerable frente a los huracanes; 3) se estimó que existe un mercado insatisfecho en República Dominicana abastecido por la importación ya que la Refinería que inicialmente fue proyectada con una capacidad de procesamiento de 30,000 b/d no ha sido ampliada.

El costo de operación y mantenimiento de la refinería fue estimado en el estudio en un valor comprendido entre 3.42 US\$/barril y 3.91 US\$/barril (en 2004).

### DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESOS DE REFINACION



#### **VI.4.1.2. La Propuesta de la nueva Refinería**

El Estudio propone a nivel de IDEA-PROYECTO la construcción de una nueva refinería, para cubrir la demanda nacional, y comercializar excedentes en el mercado regional; básicamente el correspondiente el de la costa este de los Estados Unidos.

##### **a) Capacidad instalada**

La capacidad de esta refinería de alta conversión sería de 200,000 BPD, lo que la haría capaz de satisfacer la demanda nacional de combustible, con la calidad necesaria para exportar los excedentes de refinados a otros países de la zona. Esta refinería tendría un costo de US\$ 2,000 millones, un período de instalación de 3 años y una vida útil de 30 años.

##### **b) Ubicación propuesta; abastecimiento de materia prima**

El estudio de la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE propone la instalación de una nueva refinería de alta conversión, capaz de procesar los crudos procedentes de Venezuela, México, Ecuador y Colombia, entre otros, para satisfacer la demanda nacional y suplir mercados internacionales como los Estados Unidos.

**La localización geográfica de la República Dominicana, su cercanía a los Estados Unidos y a otros mercados de la zona, así como sus excelentes relaciones con países productores de petróleo como Venezuela, México y Colombia, entre otros, la coloca en una posición ideal para aumentar el proceso de refinación en el país.**

La nueva refinería deberá estar ubicada en la región Norte, dada la demanda de combustible de esta región (30% de la demanda nacional) y las facilidades que proporciona sus costas para recibir los crudos y exportar los excedentes de derivados, principalmente a la costa del Golfo de los Estados Unidos.

Esta Refinería recibiría crudos de varias procedencias México-Venezuela-otros y podría abastecer el mercado interno estimado en unos 80,000 b/d (sur del país 50,000 b/d; norte 30,000 b/d) y exportar unos 120,000 b/d fundamentalmente al mercado de la Costa Este de EE.UU.

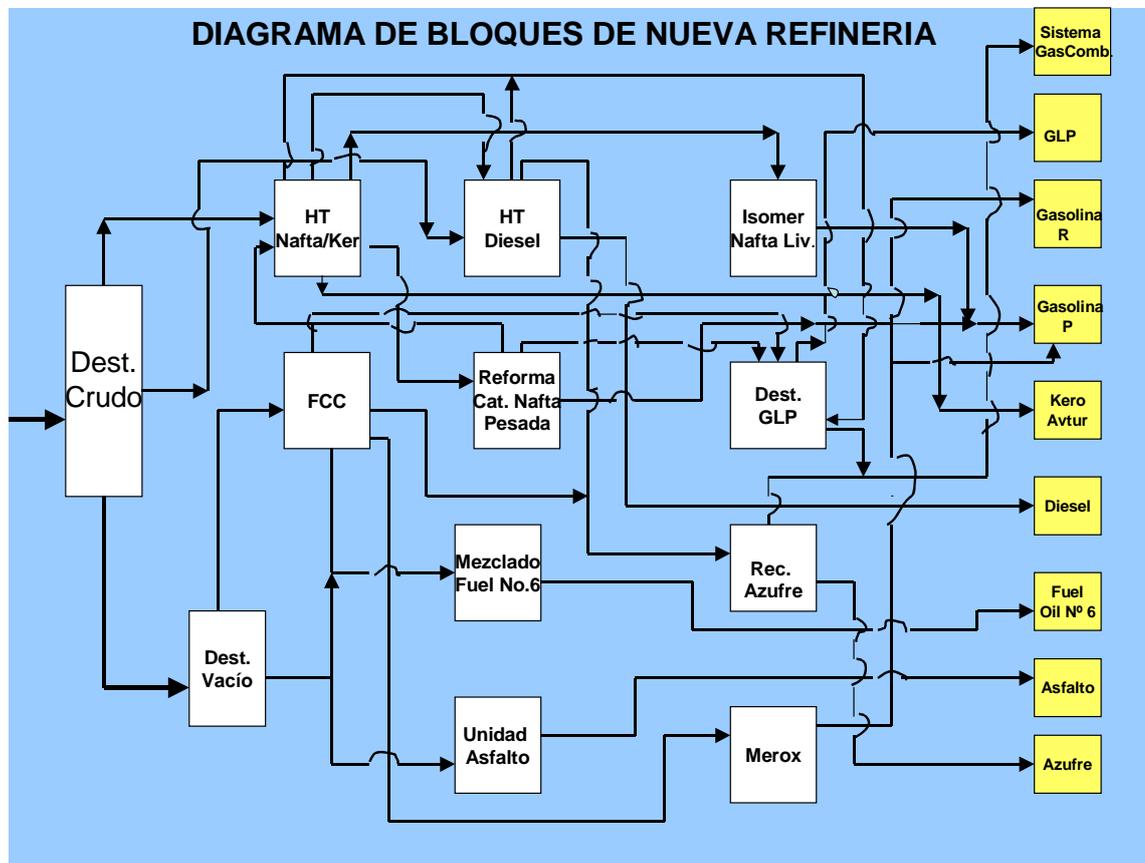
La idea del abastecimiento a EE. UU tiene como fundamento el hecho de que no se haya ampliado la capacidad de refinación en ese país en los últimos 10 años.

Los autores del estudio han referenciado que una de las posibles ventajas de República Dominicana consistiría en la menor exigencia desde el punto de vista ambiental que podría tener República Dominicana, para una planta de este tipo frente a EE.UU.

### c) Productos y procesos; crudos a procesar

La nueva refinería propuesta está clasificada como una refinería de alta conversión, capaz de procesar crudos pesados, con alto contenido de azufre y obtener los derivados de más alta calidad, como lo son la gasolina Premium y gasoil Premium. Esta planta de refinación de petróleo, contará con los más elevados estándares de calidad, para la obtención de productos para el consumo local, además de que puedan ser exportados a la costa del Golfo de Estados Unidos de América, de forma que puedan cumplir con los estándares requeridos en ese mercado.

La construcción una refinería de petróleo de alta conversión con capacidad de procesar 200,000 BPD de crudos pesados y de mediana densidad, una parte importante de los productos, tales como gasolina, gasoil, keroavtur, fuel oil y asfalto, estará destinada a la exportación. La ubicación recomendada y probable de esta refinería será la costa norte del país, debido la demanda de combustible de esta región (30% de la demanda nacional), y las facilidades de ubicación en sus costas, para recibir los crudos y exportar los excedentes de derivados, principalmente a la costa del golfo de los Estados Unidos. El proyecto tiene la característica de un estimado preliminar, y parte de un crudo de 32.2 API y 1.23% azufre, según el siguiente diagrama de bloques:



## LEYENDA

Dest Crudo	: Destilación atmosférica de crudos
HT/Nafta	: Hidrotratamiento de nafta-Kerosén
HT-Diesel	: Hidrotratamiento de diesel
Isomer Nafta liviana	: Proceso de isomerización de la nafta liviana
FCC	: Craqueo catalítico fluidizado
Refor. Cat.Nafta pesada	: Reformación catalítica de nafta pesada
Dest. GLP	: Destilación de gas licuado de petróleo.
Mezclado fuel N° 6	: Mezcla de fuel N° 6
Rec. Azufre	: Unidad de recuperación de azufre elemental
Dest. Vacío	: Unidad de destilación al vacío
Unidad Asfalto	: Unidad de elaboración de asfalto
Merox	: Unidad de endulzamiento de contenido de azufre

Los productos obtenidos en la refinería propuesta son los siguientes:

- Gasolina Regular.
- Gasolina Premium
- Gasoil de bajo contenido de azufre
- fuel Oil
- Keroavtur
- GLP
- Asfalto
- Azufre
- Coque

Los posibles mercados para el excedente de los refinados producidos. En la refinería propuesta, la cual tendrá un excedente de producción de 65,000 BPD, aproximadamente. Los mismos tendrán la opción de ser colocados en el mercado internacional. Probablemente, este excedente será mercadeado en la costa del Golfo de los Estados Unidos que por su proximidad geográfica con la República Dominicana, y la gran demanda de productos refinados de petróleo de este país, constituye un excelente mercado.

### c) Costo de Instalación de la Planta

El costo de instalación de esta planta será de 2,000 Millones de US\$, el plazo de construcción 36 meses. Este costo incluye las instalaciones propias del proceso de refinación así como las facilidades de la misma, tales como: tanques de almacenamiento, equipos auxiliares, tales como planta de tratamiento de agua, torre de enfriamiento, calderas de generación de vapor entre otros.

#### **d) Costo de Operación y Mantenimiento**

El Costo de Operación y Mantenimiento de la nueva Refinería se estimó en **3.25 US\$/barril**.

#### **e) Resultados de la Evaluación del Proyecto**

El estudio determinó un valor actual neto (**VAN**) de **643 millones de US\$** con una tasa de descuento de 7% anual y una **TIR del 10%**.

### **VI.4.2. COMENTARIOS DEL CONSULTOR SOBRE LA IDEA-PROYECTO ANALIZADA**

**1) Márgenes de Refinación:** Los márgenes de Refinación correspondientes al año en curso de acuerdo al cálculo OPEP son los que se grafican en la figura siguiente. En el gráfico puede observarse el margen obtenido de refinación para diversos tipos de crudo en diferentes mercados: 1) crudo WTI en el la costa del Golfo de México; 2) Brent en Róterdam; 3) Arabian. Heavy en costa este de USA; y 4) Dubai en Singapur.

Como se puede apreciar los márgenes obtenidos por refinerías que operan con crudos con venta en la costa este de USA a lo largo del año se ubican actualmente en torno a los 4.00 US\$/barril; han tenido a lo largo del año, no obstante, precios muy superiores a esos valores.

En primera aproximación tomaremos valores medio para los márgenes en torno a los 4 a 5 US\$/barril.

**2) Posibilidad de colocación de la producción en los mercados:** estimamos viable la colocación de la producción en el mercado Dominicano en función de que el mismo actualmente está abastecido por la importación. También estimamos viable la colocación de los productos excedentes (100,000 b/d) en el mercado de la costa este de USA en virtud de que Estados Unidos es un importador de derivados, que importa actualmente una cantidad de derivados aproximada de 1,700,000 b/d. La producción de la destilería proyectada destinada al mercado americano está en el orden de 6%.

Este aspecto es uno de los atractivos principales de este posible Proyecto, desde el punto de vista de la disponibilidad del mercado, lo cual debe ser adecuadamente ponderado al momento de la evaluación definitiva del proyecto.

**3) Los valores del Estudio de la CNE** indican lo siguiente:

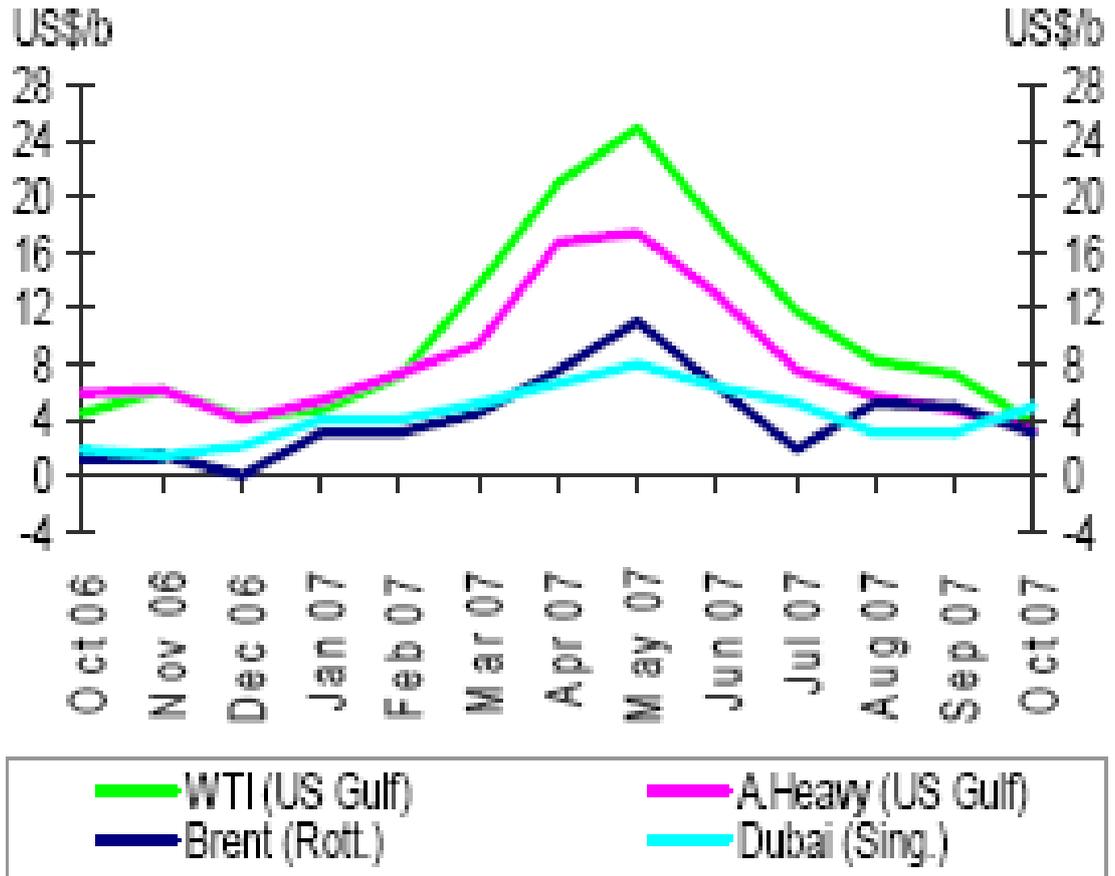
d1) Costo de Inversión: 2,000 millones de US\$.

d2) Costo de O y M: 3.25 US\$/barril

d3) Crudo Procesado: de variada procedencia 32° API

- d4) Productos obtenidos: los consignados en el párrafo 3.1).  
d5) TIR del proyecto 10%.

**MARGENES DE REFINACION**



**Fuente: OPEP**

**4) Margen para tornar rentable la inversión**

$$MR = (( IR \times Frc (i = 12\% ; v = 25 \text{ años} ) / CA ) + C o y m \quad (1)$$

Con:

MR : Margen de Refinación por barril para rentabilizar la Inversión inicial en la refinería (IR).

IR: Inversión Total en la Refinería.

Frc (i, v) : Factor de Recuperación del capital la inversión a la tasa de Interés “ i” y vida útil del proyecto“v”.

Para  $i = 12\%$ ;  $v = 25$  años;  $Frc = 0,1274$

CA : Crudo procesado anual.  $CA = (b/d) \times 330$   
d/año

C o y m : valor del Costo de Operación y  
Mantenimiento de la Refinería.

Reemplazando en la fórmula (1) por los valores del estudio se obtiene que el margen de refinación que rentabilizaría la inversión se ubica en 7.08 US\$/ barril para una tasa de descuento del 12% y en 6.57 US\$/barril para una tasa de descuento de 10%:

<b>MR = 7.08 US\$/barril</b>
------------------------------

#### VI.4.3.RECOMENDACIONES DEL CONSULTOR

1. En función de las consideraciones anteriores , y teniendo en cuenta que el desarrollo del proyecto se trata de una IDEA PROYECTO PRELIMINAR; se recomienda profundizar estudios a NIVEL DE PREFACTIBILIDAD ó IDEA PROYECTO AVANZADA para tener elementos de juicio objetivos que permitan avanzar o desechar la idea.

La profundización de esa idea proyecto deberían hacerla los inversionistas interesados en este renglón.

2. El proyecto tiene indudablemente atractivos, pero también enfrenta riesgos considerables: República Dominicana no tiene asegurado ni el suministro de la materia prima (crudo); ni el mercado para los subproductos. En estos aspectos depende del mercado del crudo y del precio de productos y calidades producidas; será por lo tanto tomador de precios y en consecuencia, los márgenes resultantes entre la compra de la materia prima y los precios de venta de los productos determinará la viabilidad del proyecto.
3. En función de lo anterior se recomienda que el Estado Dominicano **NO ASUMA ESTOS RIESGOS; dejando que los mismos sean asumidos por el inversor privado.**

4. Es sintomático que estando en República Dominicana una empresa líder mundial en materia de producción de **crudo, refinación y comercialización de derivados como es Shell (dueño de la actual Refinería en sociedad con el Estado) un proyecto de esta naturaleza no forme parte de su cartera de inversiones**; ello debería ser tomado en cuenta a la hora de evaluar cuidadosamente los riesgos de esta operación.

**La empresa Shell ha manifestado recientemente la intención de retirarse del negocio de refinación en República Dominicana. Puede ser una oportunidad que en el momento de transferir el paquete accionario a un comprador el Estado Dominicano haga una evaluación e en base a la presentación de un Plan de Negocios que contemple la posibilidad de ampliar la actual refinería.**

5. **Recomendamos se haga un análisis comparado de la normativa para la instalación de Refinerías en RD y en los países del la región, y entre estos y la normativa vigente en USA, para dejar en claro si las ventajas comparativas de un proyecto de esta naturaleza están dadas por “cuestiones ambientales”.**
6. **Recomendar para el Estado Dominicano, no un rol de líder del proyecto, sino en caso de materializarse el proyecto éste sea llevado a cabo por el sector privado; donde éste asuma los riesgos comerciales y técnicos.**
7. El Estado Dominicano podría reservarse un rol de acompañamiento y facilitador una vez que se haya demostrado la viabilidad del proyecto en todas sus fases.

**CAPITULO VII**

**EL GAS NATURAL EN REPUBLICA  
DOMINICANA**

## **VII.1.- ANTECEDENTES RELEVANTES DEL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA**

En el año 2004 la Comisión Nacional de Energía (CNE) encomendó a la Consultora “El Puente” la “Evaluación de las posibilidades de importación de gas natural en la Republica Dominicana” (en el Anexo II.2 – se adjunta una síntesis de ese trabajo)

El Estudio de Demanda de Gas Natural realizado se concentró en cinco segmentos de mercado:

- Generación Eléctrica
- Industria
- Comercio y Servicios
- Transporte
- Residencial

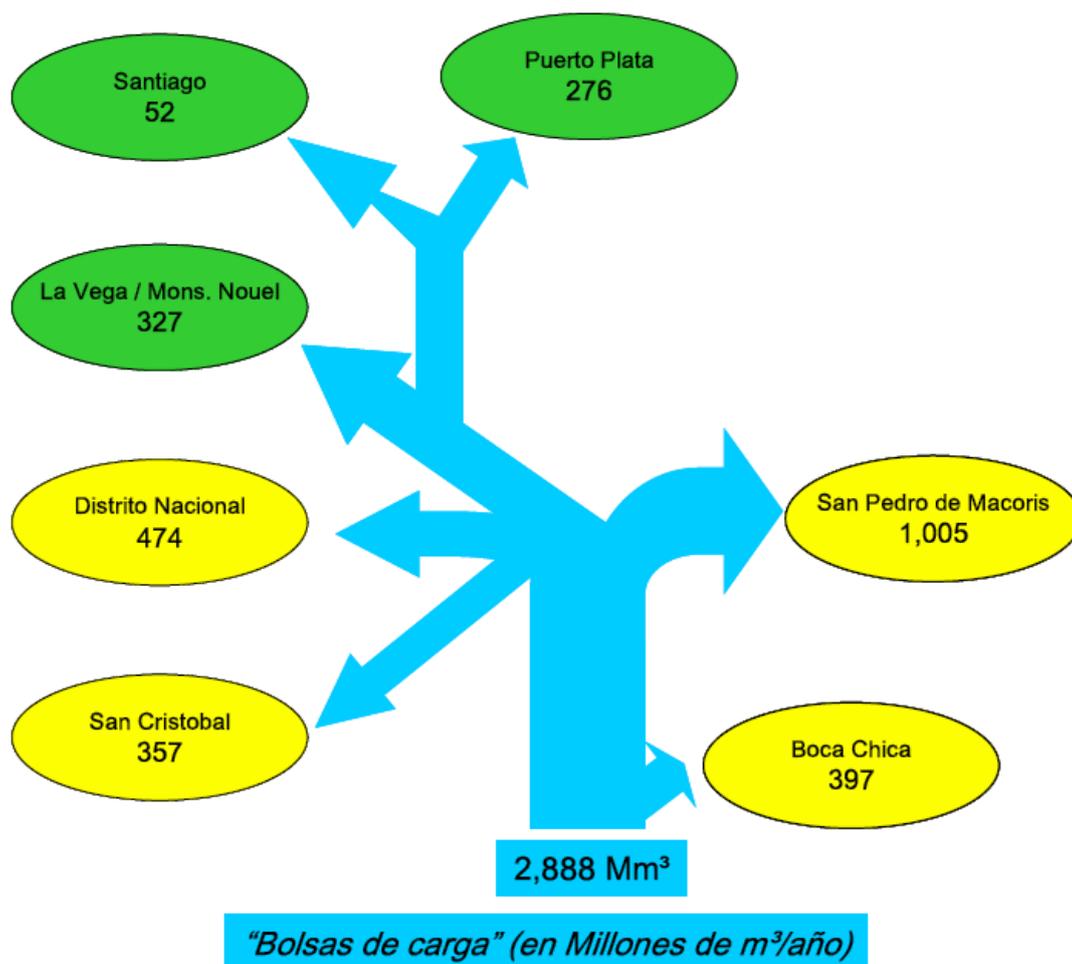
Para los pronósticos de demanda el estudio adoptó metodológicamente criterios conservativos o realistas para estimar el potencial de sustitución.

El potencial de sustitución se ha estimado al año 2010 para segmentos de consumo según el siguiente cuadro que transcribimos:

Provincia	Mm <sup>3</sup> (Millones de M <sup>3</sup> )					Total
	Industria	Generación Eléctrica	Residencial	Comercial y Servicios	Transporte	
Distrito Nacional	94	376	n/a	n/a	4	474
San Cristobal	11	346	n/a	n/a	nd	357
San Pedro de Macorís	17	989	n/a	n/a	nd	1,005
Boca Chica	0	397	n/a	n/a	nd	397
<b>Región Sur</b>	<b>122</b>	<b>2,107</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>4</b>	<b>2,233</b>
La Vega	3	0	n/a	n/a	nd	3
Monseñor Nouel	3	321	n/a	n/a	nd	324
Santiago	50	0	n/a	n/a	2	52
Puerto Plata	3	274	n/a	n/a	0	276
<b>Región Norte</b>	<b>58</b>	<b>595</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>2</b>	<b>655</b>
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>2,702</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>2,888</b>

*El Puente*

El esquema regional de consumos potenciales pronosticados por la Consultora El Puente en 2003 es el que figura en los gráficos de la Figura siguiente elaborado por la Consultora el Puente. En el Anexo II.3 se adjunta como antecedente este trabajo.



Fuente: Consultora El Puente

El total de sustitución estimado se ubica a los 2,888,000 M³/día; el potencial se concentra a un 93.5% en el sector eléctrico y el resto ~ 6.5% en el sector industrial.

Geográficamente la región sur del país (Distrito Nacional, San Cristóbal, San Pedro de Macorís y Boca Chica) concentra el 77% de la demanda potencial y el resto a la región norte (La Vega, Monseñor Nouel, Santiago y Puerto Plata). Esta demanda potencial representa aproximadamente el 30% del Balance Energético Nacional.

Para la estimación de la demanda de gas natural por parte de la generación eléctrica que concentra el 93.5% del potencial de sustitución se estimó que sólo serían sustituibles los consumos de centrales nuevas Turbo-vapor que consumieran fuel Oil; o bien el Diesel Oil utilizado en centrales de ciclo combinado (TG – TV) excluyéndose la totalidad del parque de motores Diesel y las plantas alimentadas a Carbón.

El trabajo por su carácter de expeditivo no profundizó en las posibilidades de sustitución por parte del sector residencial, aunque realizó un cálculo especulativo del orden de 160 millones de M³/año.

Para el sector hotelero y el sector transporte no se adoptaron pronósticos en el estudio; para el sector industrial se hizo una evaluación expeditiva que cuantificó el consumo anual en unos 180 millones de M<sup>3</sup>.

El estudio de la consultora “El Puente” que debe tomarse como preliminar dado el tiempo transcurrido desde su elaboración definió varias importantes condiciones:

1º) La existencia de un mercado potencial de gas natural en República Dominicana.

2º) La existencia de oferta de Gas Natural Licuado (GNL) mundial, y particularmente la situación de Trinidad y Tobago como oferente natural en el mercado del Caribe y la Costa Este de EE.UU.

3º) La competitividad del GNL frente a combustibles líquidos derivados del petróleo como el Gas Oil y el GLP y en forma menos clara frente al fuel Oil

4º) El estudio pudo concebir una red de gasoductos mostrada en el Mapa siguiente, con las características geográficas y con diámetros que oscilan entre los 10 y 18 pulgadas con una extensión total de 371 Km., según el esquema siguiente elaborado por dicha consultora que a nuestro criterio definen una muy interesante “Idea Proyecto” que deberá ser profundizada mediante estudios que vayan madurando la idea en fases de complejidad creciente: Prefactibilidad; Factibilidad y Proyecto Ejecutivo.

### **MAPA DE GASODUCTOS –CONSULTORA “EL PUENTE”-**



5º) El estudio de la Consultora El Puente puso en perspectiva además las precondiciones para un desarrollo del gas natural en República Dominicana, condiciones que mantienen hoy su vigencia:

- a) La visibilidad y estabilidad del precio del gas a mediano plazo.
- b) Un marco regulatorio claro y estimulante.
- c) Políticas de acompañamiento estatales.
- d) Compromiso de las industrias de gas natural.
- e) Celeridad en las decisiones.

### **COMENTARIOS DEL CONSULTOR:**

Los precios de los productos energéticos han variado en forma sustantiva desde 2003 hasta la fecha; si bien las condiciones originales del estudio mantienen su vigencia creo que sería conveniente profundizar los Estudios de Demanda en particular en los segmentos: a) industria; b) residencial urbano de alto consumo (que actualmente consume GLP no subsidiado; c) sector hotelería y comercio.

El Estudio de Mercado se debería hacer en base a análisis de detalle de industrias tipo y consumidores tipo; apoyado por encuestas de mercado donde se releven “in situ” las modalidades de abastecimiento y consumo de cada combustible a sustituir.

La demanda de gas natural en República Dominicana está supeditada a las posibilidades de sustitución de combustibles hoy utilizados en la industria en el sector eléctrico y en el sector residencial y comercial tales como fuel Oil, Gas Oil y GLP por Gas Natural y el probable crecimiento de estos consumos.

Obviamente la determinación de la demanda potencial y su proyección para fines de construcción de obras de infraestructura, como por ejemplo un gasoducto con sus respectivos ramales de derivación, requerirá de estudios de detalle que exceden el marco de la presente consultoría (realización de encuestas, estudios de casos específicos; estudios de sensibilidad a los precios de los combustibles y la sustitución entre los mismos, etc.); para con estas informaciones determinar las áreas a ser escogidas que quedarían unidas por los gasoductos respectivos y sus ramales en función de las demandas y de proyectos de generación.

No obstante procuramos aproximarnos al problema a través de entrevistas a un conjunto de informantes clave, de forma de obtener los elementos de juicio necesarios para efectuar las recomendaciones sobre este tema.

A estos efectos se realizaron un conjunto de entrevistas a grandes consumidores potenciales de gas natural pertenecientes al sector industrial y al sector generación eléctrica.

También se tuvo acceso a un Estudio prospectivo sobre la demanda de gas natural realizado para la Empresa AES por SCL y METROGAS denominado “Potenciales del Gas Natural en República Dominicana-Primera Fase” elaborado en Octubre de 2005; cuyo contenido se analiza en este mismo capítulo

## **VII.2.- LA EMPRESA AES DOMINICANA Y EL GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA**

### **VII.2.1. INTRODUCCIÓN**

El Gas Natural Licuado (GNL) llega a la terminal de almacenamiento de Andrés en Boca Chica de la República Dominicana a un precio de importación que resulta menor que combustibles alternativos derivados del petróleo utilizados en el país, tales como:

- a) Diesel y Gas Oil
- b) Fuel Oil
- c) Gasolinas

Las instalaciones de la Terminal de Andrés en Boca Chica de 160,000 M<sup>3</sup> de GNL de capacidad, han sido proyectadas con visión de futuro para un consumo superior al actual; tiene capacidad instalada en exceso. Actualmente el factor de utilización de la capacidad instalada es entre 35% y 50%. La terminal metanera puede ser además ampliada. La terminal de GNL es abastecida por un barco metanero procedente de Trinidad y Tobago de 145,000 m<sup>3</sup> de GNL. El abastecimiento actualmente está programado según el siguiente esquema:

- El arribo de un barco metanero cada 2 meses. El ciclo marítimo es el siguiente: descarga 2 días; transporte marítimo 3 días.
- La terminal puede incrementar su utilización con mayor número de barcos. Se podría alcanzar con la misma terminal un ritmo de 2 barcos mensuales lo que permite un ritmo de consumo aproximadamente 320,000 m<sup>3</sup> GNL/mes, equivalente a 192,000,000 m<sup>3</sup>/mes de Gas Natural.

La planta metanera de Boca Chica en la actualidad abastece un 97% los consumos propios de AES (Centrales termoeléctricas Andrés y Los Mina); y un 3% abastece los consumos de la empresa Línea Clave de Gas Natural Comprimido.

Las plantas eléctricas de AES son las siguientes:

- AES ANDRES: 320 MW CC
- AES LOS MINA: 2 x 118 MW TG

### **VII.2.2. LA EMPRESA AES EN REPÚBLICA DOMINICANA**

La Empresa AES y sus activos constituyen actualmente el corazón y germen del todavía incipiente sistema gasífero dominicano. AES es una compañía energética internacional

con ventas por 11 mil millones de US\$ en 2005 según consta en su información corporativa. AES fue la empresa que introdujo el gas natural en República Dominicana a través de la terminal metanera de Andrés y de allí el rol estratégico que juega esta empresa privada internacional en el futuro energético del país.

Posee operaciones en 26 países y está organizada en 4 regiones a nivel mundial: 1) Norte América; 2) Asia y Medio Oriente; 3) Europa CIS y África; y 4) Latinoamérica.

La regional AES de Latinoamérica posee y opera plantas de generación y distribución eléctrica en Panamá; El Salvador; República Dominicana; Argentina; Colombia; Brasil y Chile.

AES en República Dominicana posee inversiones por más de 800 millones de US\$; su presencia en el país se inició en 1997. Es propietaria del 100% de las acciones de Dominican Power Partner (AES DPP) y AES Andrés; posee el 50% de las acciones de Itabo SA.

Las principales centrales de generación de AES son:

a) AES ANDRES:

La Central AES Andrés de 319 MW consta de un ciclo combinado (TG-CR-TV).

La central está conectada mediante un muy corto gasoducto de unos 800m. Con la terminal de GNL en Andrés Boca Chica, que es el único puerto de recepción de gas natural líquido en el país; la terminal además, abastece mediante un gasoducto de 34 CMS a la Central Los Mina (DPP).

La operación comercial se inició el 1º de Diciembre de 2003. La inversión total ascendió a 423 millones de US\$ y es 100% propiedad de AES.

b) CENTRAL LOS MINA:

La terminal metanera de AES Andrés abastece a la central Los Mina V y V1 equipada con turbinas de gas de ciclo abierto de 118 MW cada una. La central Los Mina (100%) de propiedad de AES tuvo un costo de instalación 123 millones de US\$.

Vende su energía a través de un contrato de Compra de Energía (PPA) con la Empresa Distribuidora EDE Este.

c) EMPRESA GENERADORA ITABO S.A.:

Esta empresa generadora posee 432 MW instalados en turbinas de vapor de los cuales 260 MW funcionan con carbón como combustible.

Posee un puerto carbonero en Haina con capacidad de 1,600 TN/hora, que inició sus operaciones en Septiembre de 2006.

### **VII.2.3. TERMINAL METANERA AES**

#### **a) Descripción Sintética de la Terminal**

La terminal de Gas Natural Líquido (GNL) de AES Andrés constituye la única entrada de Gas Natural en República Dominicana. Fue construida con tecnología de última generación y su tanque de almacenamiento es el más grande de su tipo en Centroamérica y el Caribe.

La terminal de GNL de AES posee un puerto de desembarque, donde atracan los barcos metaneros que traen el gas natural líquido a una temperatura de  $-140^{\circ}\text{C}$ . Tiene capacidad de descargar 10,000 metros cúbicos de GNL por hora.

#### **b) Consumos Históricos**

Desde el inicio de sus operaciones en el 2003, hasta diciembre de 2005 se recibieron 12 barcos (con un ritmo aproximado de un barco cada 2 meses). El principal uso de este combustible ha sido, hasta el momento, en las instalaciones de generación de electricidad de AES Dominicana (Andrés y DPP).

- El abastecimiento del GNL se realiza a través de un contrato con la empresa British Petroleum (BP) que se abastece en Trinidad y Tobago.
- El Contrato es de largo plazo: 20 años.
- BP tiene por contrato la primera opción de ampliación de los suministros; los precios están basados en los precios Henry Hub Spot.
- Actualmente la planta terminal de ANDRES no puede suministrar GNL a terceros. No posee las instalaciones para ello; pero en la empresa se están haciendo estudios para evaluar la conveniencia técnica y económica de este tipo de operaciones. Si esta inversión se concretara podría suministrar a cargadores de GNL en camiones para el suministro de este combustible en el interior del país, abriendo una posibilidad de suministro de gas natural alternativa a las que hoy son usuales en el país y en América Latina en general.

#### **VII.2.3.1 El Contrato de Operación de la Terminal para Importación, Almacenaje y Distribución de Gas Natural Licuado (GNL/Gas Metano) entre AES y el Estado Dominicano**

Como hemos puntualizado en otras partes de este informe la moderna terminal de GNL de AES Andrés es la piedra basal para la introducción del gas natural en la matriz energética dominicana.

Es por esa razón que haremos una descripción de los aspectos institucionales y legales que rigen su funcionamiento y permitieron su efectiva construcción.

Se trata de un contrato firmado entre el Estado Dominicano y la Empresa AES ANDRES, B.V, una Sociedad de Comercio organizada de conformidad con las leyes de Holanda (Ver Anexo II.3.).

En los considerandos del contrato se señala lo siguiente:

“POR CUANTO: AES ANDRES ha realizado estudios de factibilidad, los cuales han demostrado la viabilidad técnica, comercial y económica de la construcción y administración de una nueva terminal (la “Terminal”) para la importación y distribución de Gas Natural Licuado (GNL/GAS METANO) necesario para la generación de energía, el cual sería utilizado tanto por las propias plantas generadoras de energía de AES ANDRES como por otras empresas generadoras instaladas en el país o por instalarse en el futuro.”

“POR CUANTO: EL ESTADO DOMINICANO es quien está facultado para otorgar las concesiones administrativas necesarias para la importación y distribución de este tipo de productos, y al mismo tiempo goza de la autoridad para regular el mercadeo y venta de dichos productos en la República Dominicana.”

Resulta particularmente interesante destacar que ya esta planta está pensada para abastecer tanto plantas propias como “otras plantas”

a) **Objeto del Contrato:**

El objeto del presente Contrato es el establecimiento de las bases para el desarrollo, construcción y operación de una terminal, para la importación y distribución de **GNL/GAS METANO** de acuerdo a la demanda de los generadores de electricidad y los consumidores en la República Dominicana, garantizando una ganancia comercial razonable para **AES ANDRES**.

Como puede observarse el objetivo es amplio y la generación de electricidad juega un rol fundamental en la demanda, también esta contemplada el abastecimiento a otros consumidores de la República Dominicana.

b) **Permisos otorgados a AES**

Es importante poner de manifiesto los permisos por el Estado Dominicano a AES en el marco de este contrato.

En el Art. 3: “Permisos” se lee lo siguiente:

3.1. “El ESTADO DOMINICANO, por este documento otorga y acuerda otorgar a AES ANDRES un permiso y autorización indefinido para importar, exportar, almacenar, mezclar, comprar, vender, comercializar, re-gasificar, distribuir y transportar GNL/GAS METANO, líquido o re-gasificado, mediante la Terminal y demás instalaciones diseñadas para ese fin.”

3.2. “Este permiso otorgado a AES ANDRES, incluye pero no se limita a los derechos siguientes:

“a) Descargar y depositar en los tanques, bodegas y depósitos que AES ANDRES construya de acuerdo al presente Contrato, directamente desde los barcos transportistas, todo el GNL/GAS METANO que pueda ser conducido por dichas tuberías, así como cualesquiera otros combustibles requeridos para la operación de la Central Generadora. En el entendido de que cualquier otro combustible que no sea GNL/GAS METANO y que haya cumplido previamente con todos los requerimientos de importación, deberá ser utilizado exclusivamente para operar la Central Generadora.”

“b) Transportar dentro de la República Dominicana GNL/GAS METANO; y construir, mantener, ocupar y operar, los correspondientes tanques-depósitos, tuberías, almacenes, oficinas y viviendas y demás infraestructura que sean requeridas para manejar la Terminal, según se requiera al sólo juicio de AES ANDRES y de acuerdo a las regulaciones que de tiempo en tiempo sean adoptadas por el Gobierno en materia de transportación de este tipo de productos.”

“c) El derecho a distribuir y vender GNL/GAS METANO re-gasificado a clientes (incluyendo otras empresas de generación de electricidad) dentro de la República Dominicana, y a exportar el mismo desde el país hacia el exterior, sin perjuicio de los requerimientos que en cada caso deban ser cumplidos frente a cualquier otra institución del Estado.”

“d) Aquellos otros derechos para el uso de los equipos necesarios en la operación de la Terminal.”

c) **Costo Total del Proyecto**

4.2. Los diseños, planos y especificaciones para la construcción de la Terminal serán suministrados por AES ANDRES y el costo total del proyecto (incluyendo la Central Generadora adyacente a la Terminal, los tanques de almacenaje de combustible, y demás facilidades, equipos y accesorios) ha sido actualmente estimado en una suma aproximada de US\$ 325,000,000.00 (TRESCIENTOS VEINTICINCO MILLONES DE DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA).

d) **Apoyo del Estado Dominicano para la Construcción de Gasoductos**

Nos parece pertinente destacar el rol de activo colaborador del Estado Dominicano en la construcción de gasoductos (Art. 5).

5.4. “El ESTADO DOMINICANO asistirá a AES ANDRES en la obtención de los permisos de paso, servidumbres y demás derechos reales necesarios sobre los cuales y bajo los cuales pasaran los gasoductos comunicantes desde las facilidades costeras hasta la terminal. Para la instalación y operación de los gasoductos requeridos para la distribución de GNL/GAS METANO a clientes de alto volumen, el ESTADO DOMINICANO colaborará ampliamente en la obtención por parte de AES ANDRES de las facilidades, servidumbres, derechos de paso, derechos de uso, y demás derechos de tierras requeridos para ello, e intervendrá para que se perfeccionen las autorizaciones, derechos, permisos y servidumbres requeridos por causa de utilidad pública, todo ello,

sujeto a las disposiciones legales que resulten aplicables. AES ANDRES, asimismo, procurará del ESTADO DOMINICANO cualesquiera otros servicios que a su sola opinión sean necesarios para la operación de la Terminal.”

e) **Propiedad de las instalaciones**

Es importante la cuestión de la propiedad de las instalaciones (Art. 7).

7.2. “Las partes acuerdan y reconocen que tanto el inmueble, como la terminal y las mejoras que se construyan, así como cualquier tipo de instalación adquirida y construida por AES ANDRES, son y serán propiedad única y exclusiva de AES ANDRES. En tal virtud, el ESTADO DOMINICANO garantiza que no reclamará derecho de propiedad alguno sobre dicho inmueble, instalaciones, y mejoras (las “Propiedades”), y en tal sentido el ESTADO DOMINICANO garantiza a AES ANDRES el uso pacífico e ilimitado de dichas Propiedades, siempre y cuando las mismas no incluyan ningún bien del dominio público.”

7.3. “Ambas partes acuerdan que las disposiciones del Artículo 7.2. se mantendrán vigentes aún cuando se anule o cancele este contrato, sea por acuerdo mutuo de las partes o por orden judicial.”

f) **Igualdad de Tratamiento**

El Artículo Noveno “Igualdad de Tratamiento” establece: El ESTADO DOMINICANO acuerda a beneficio de AES ANDRES establecer y mantener, como mínimo para AES ANDRES, igualdad de tratamiento en todos los aspectos entre la nueva Terminal y los otros dueños y operadores de terminales de similar naturaleza por el mismo artículo se garantiza que el ESTADO DOMINICANO no establecerá impuesto, contribución, carga o restricción alguna sobre la Terminal, que afectare adversamente la construcción y operación de la misma, así como otras necesidades asociadas a ésta, incluyendo, pero no limitando a equipos, maquinarias y demás suministros.

g) **Riesgos Políticos**

El Artículo Décimo Primero “Riesgos Políticos”:

11.1. El ESTADO DOMINICANO garantiza que las inversiones de AES ANDRES estarán libre de todo riesgo político de cualquier naturaleza, incluyendo, pero no limitándose a:

a) Confiscación o adquisición forzosa de la Terminal;

b) Enmienda unilateral de los términos y provisiones contenidos en el presente Contrato, en caso de que dicha enmienda perjudicara los derechos de AES ANDRES en este Contrato; y

c) Adopción de regulaciones, actos, decretos, leyes o cualquier orden similar que impida a AES ANDRES ejercer los derechos garantizados en este contrato.

h) **Ley Aplicable**

El contrato se rige por las leyes de la República Dominicana.

i) **Arbitraje (Art. 14)**

14.1. Cualquier controversia, disputa o diferendo que surja entre las partes, sobre la interpretación y/o ejecución de este contrato, deberá ser resuelta a solicitud de cualquiera de las partes, mediante arbitraje celebrado de conformidad con la Ley de Arbitraje y bajo los Reglamentos de Arbitraje vigentes en la República Dominicana. Las partes renuncian desde ahora y para siempre a someter cualquier litigio a cualquier tribunal del orden judicial o internacional, salvo lo expresado más abajo en el numeral 14.9 del presente Contrato.

## **COMENTARIOS EL CONSULTOR SOBRE EL CONTENIDO DEL CONTRATO AES-ESTADO DOMINICANO**

1- El objeto del Contrato (Art. 2) al indicar “garantizando una ganancia comercial razonable a AES” está indicando que los mercados no serán libres sino con precios regulados por el Estado”.

2- El Art. 3 “permisos” acuerda permisos y autorización “indefinida” para importar, exportar, almacenar, mezclar, comprar, vender, comercializar, re-gasificar, distribuir y transportar GNL/GAS METANO.

Es un permiso amplio, no acotado en el tiempo, que abarca todas las fases del negocio del gas metano. Sin embargo, no es exclusivo ni otorga monopolio geográfico alguno a AES pudiendo otros actores incorporarse en forma competitiva al mercado dominicano.

3- El Estado Dominicano se compromete a jugar un rol activo en la obtención de las autorizaciones para la construcción de gasoductos de transporte; tanto los que alimenta a las centrales eléctricas existentes o decididas al momento de la firma del Contrato, como así también a los futuros gasoductos (Art. 5).

4- La propiedad de las instalaciones construidas y a construirse es únicamente y exclusivamente de AES. En virtud de lo cual el Estado Dominicano hace renuncia al reclamo de derechos de propiedad sobre las mismas.

5- Las instalaciones de AES gozan de una cláusula de “instalación más favorecida” no pudiendo tener beneficios menores que otros competidores futuros.

6- La existencia de la terminal metanera de AES de última generación y una de las primeras de América Latina, y el hecho de haber sido dimensionada la misma con mayor capacidad que la requerida por los consumos iniciales, fundamentalmente del sector eléctrico, permite pensar en la expansión de la utilización del gas natural en

República Dominicana. Esta mayor utilización tiene a su vez varias posibilidades que deben ser técnica y económicamente evaluadas: la primera de ellas por una mayor utilización de energía termoeléctrica producida en instalaciones de ciclo combinado de alta eficiencia; la segunda abasteciendo los consumos industriales, comerciales y residenciales por gasoductos convencionales. Pero aún más: es necesario evaluar las posibilidades del abastecimiento de GNL en camiones especialmente diseñados previendo la re-gasificación en los centros de consumo; lo que sumado al GNC y gasoducto virtual actualmente en uso daría una amplia gama de posibilidades para este producto energético en el mediano y largo plazo.

### **VII.3.- EL GNC EN LA INDUSTRIA Y EL TRANSPORTE**

#### **VII.3.1 EN LA INDUSTRIA**

El GNC (Gas Natural Comprimido) para uso vehicular tiene en República Dominicana un desarrollo incipiente y se encuentra en su fase inicial.

Después de la generación eléctrica, el GNC constituye en la actualidad el segundo usuario de gas natural en República Dominicana.

Aproximadamente un 3% del gas utilizado en República Dominicana es comercializado por la Empresa Línea Clave que lo adquiere directamente en la terminal metanera de AES ANDRES y en instalaciones propias lo comprime y lo transporta en camiones hasta su destino final que son actualmente industrias, pero en un futuro cercano también estaciones de carga de GNC vehicular.

La Empresa Línea Clave tiene un programa de negocios que incluye la construcción de 18 estaciones de servicio para abastecimiento de unos 18,000 vehículos en los próximos 24 meses.

La modalidad operativa con que la empresa Línea Clave abastece su mercado es la siguiente:

1. Adquiere el gas natural en la planta de AES ANDRES en Boca Chica una vez que éste ha sido regasificado.
2. Posee un Contrato de Compra de gas natural con la Empresa AES.
3. En las instalaciones de Línea Clave anexas a las instalaciones de AES ANDRES se procede a comprimir el Gas natural hasta 200 atmósferas. Luego es almacenado en Kits que contienen un conjunto de tubos especialmente diseñados que en conjunto tienen una capacidad de 1,500 Nm<sup>3</sup> de capacidad (Ver Figura 1 del Anexo II.4.).
4. Estos Kits son cargados en camiones semi- remolque. Cada camión transporta un conjunto de 4 Kits de tubos a presión de 1,500 Nm<sup>3</sup> cada uno lo que totaliza (6,000 Nm<sup>3</sup>) (Ver figura 6 del Anexo II.4).

5. Los camiones abastecen mediante un sistema eficiente a los consumidores (actualmente industrias) ubicadas en territorio dominicano (Zona Santo Domingo y Santiago).
6. Actualmente en una escala de consumo del orden de los 6,000 Nm<sup>3</sup>/día de gas natural la industria está reemplazando al GLP de uso industrial por gas natural.
7. La industria que se reconvierte a gas natural debe realizar una inversión inicial para estar en condiciones de consumir gas natural: 1) compra de Raks para el transporte de GNC; 2) Compra de Kits de tubos; 3) La industria debe construir instalaciones de regulación, medición y acondicionamiento del gas natural dentro del predio. (Ver Figura 7 y 8 de Anexo II.4.).
8. El gas natural es adquirido por Línea Clave a un precio aproximado de 0.93 del precio internacional del “Bunker C” o fuel oil N° 6; la terminal de AES tiene un costo de re-gasificación de 0.7 US\$/ MBTU.
9. El valor agregado por Línea clave en concepto de compresión y transporte es un valor fijo de 4 US\$/ MBTU; de forma tal que la industria adquiere el GNC en puerta de fábrica a un valor similar al fuel oil N° 6 más 4.0 US\$/ MBTU.

### **VI.3.2. EL GNC EN EL TRANSPORTE**

En Julio de 2007 se realizó una prueba de rendimiento de un vehículo modificado para consumir GNC en lugar de combustibles líquidos.

Los resultados de las pruebas se consignan en el Memorando elaborado por la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE que se adjunta a este informe como Anexo II.4.

La prueba se realizó sobre un automóvil FORD, Eco Sport de 1,600 CC de cilindrada y tuvo como resultado económico el siguiente:

#### **a) Beneficios económicos de la utilización de GNC como combustible automotriz.** (Ver detalles en Anexo II.4)

- 17% de ahorro con relación al GLP subsidiado.
- 42% de ahorro con relación al GLP no subsidiado.
- 64% de ahorro con relación a la Gasolina.

#### **b) La competitividad del GNC en el Transporte - Algunas consideraciones**

Los Gráficos N° 1 a 4 muestran lo siguiente:

- Caso de un automóvil mediano (consumo 49 Km/GL gasolina) Ver Figura 1)

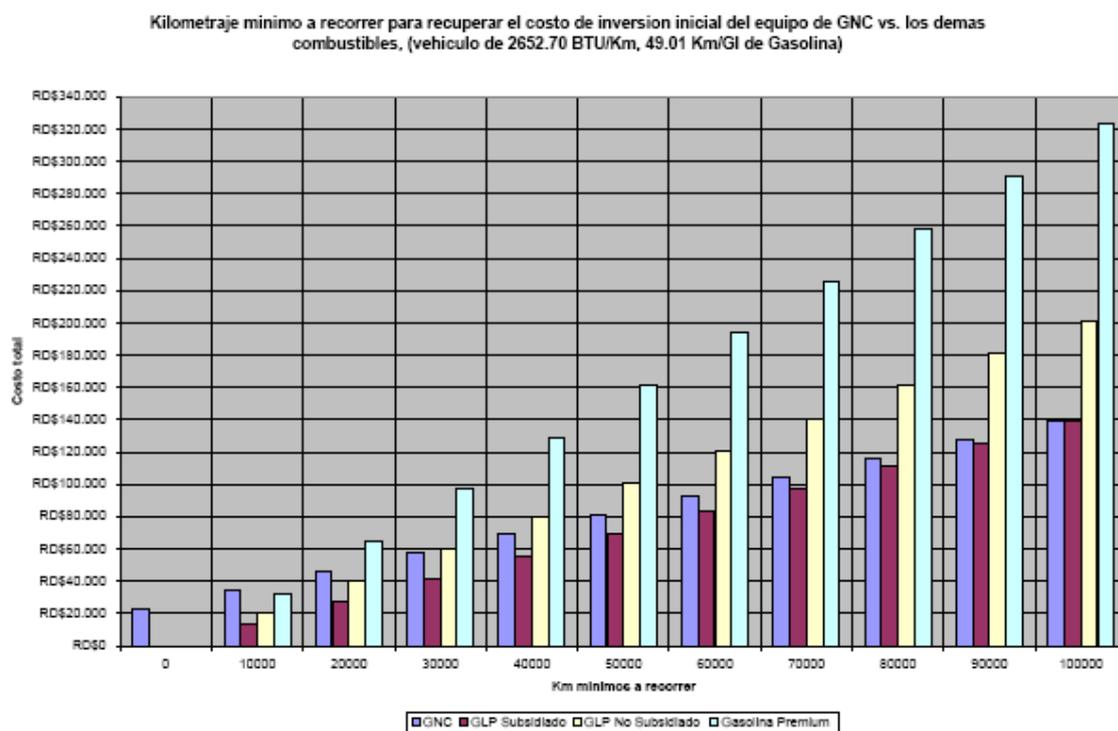
En este caso en las condiciones de precio vigentes en el mercado dominicano se tiene lo siguiente:

1. El GNC es más conveniente que la gasolina siempre y cuando el vehículo circule más de 10,000 Km. /año.
2. El GNC es más conveniente que el GLP no subsidiado con un recorrido anual mayor de 20,000 Km. /año.
3. El GNC es más conveniente que el GLP subsidiado para un recorrido anual mayor de 100,000 Km. /año.

➤ Caso de un automóvil consumo 32 Km./GL gasolina) Ver Figura 2

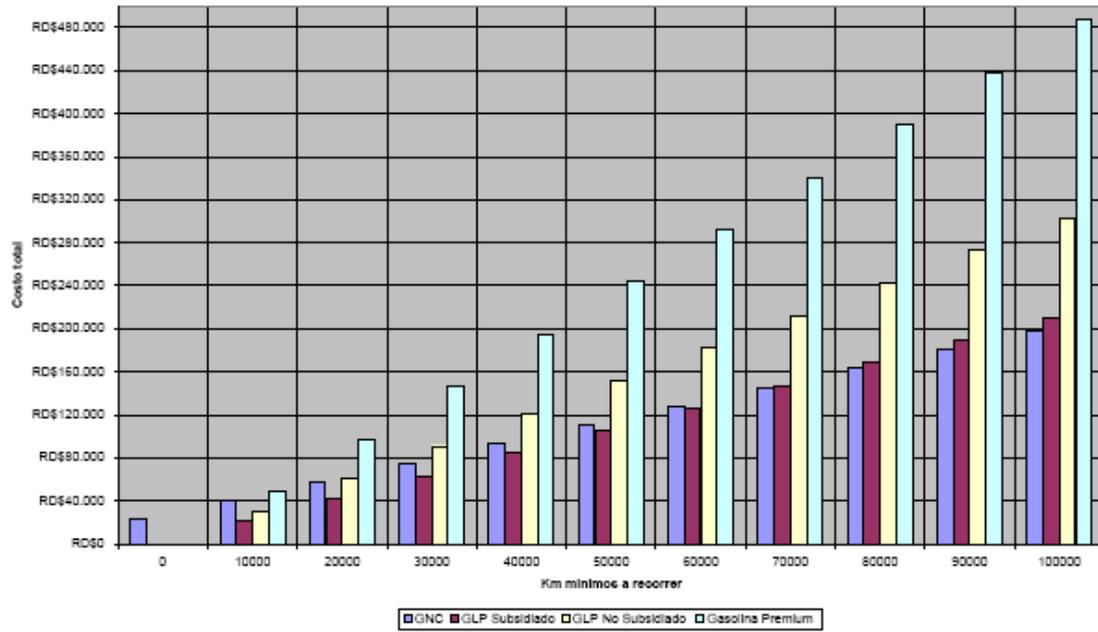
Idem anterior.

Las Figuras 3 y 4 muestran los tiempos de recuperación de la inversión de la instalación para consumo de GNC en el vehículo. Es posible observar que un vehículo que circula 30,000 Km. /año tarda 3 meses en recuperar la inversión frente al GLP sin subsidios y más de 36 meses frente al GLP subsidiado.



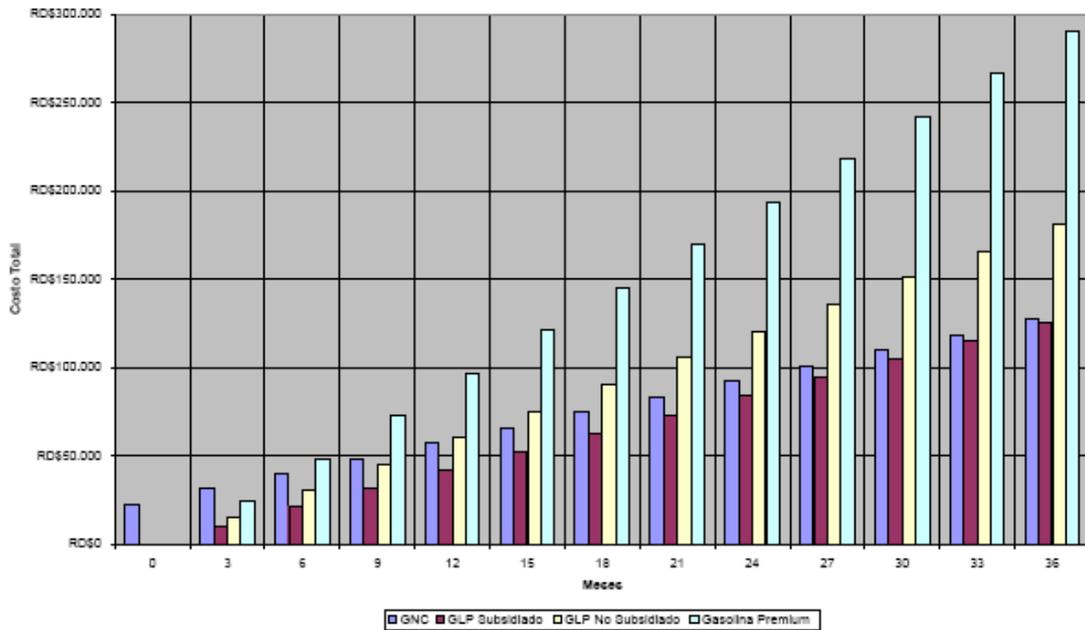
Fuente: Gerencia de Hidrocarburos CNE

Kilometraje mínimo a recorrer para recuperar el costo inicial de inversión del equipo de GNC vs. los demás combustibles, (vehículo de 4000 BTU/Km, 32.50 Km/Gl de Gasolina)



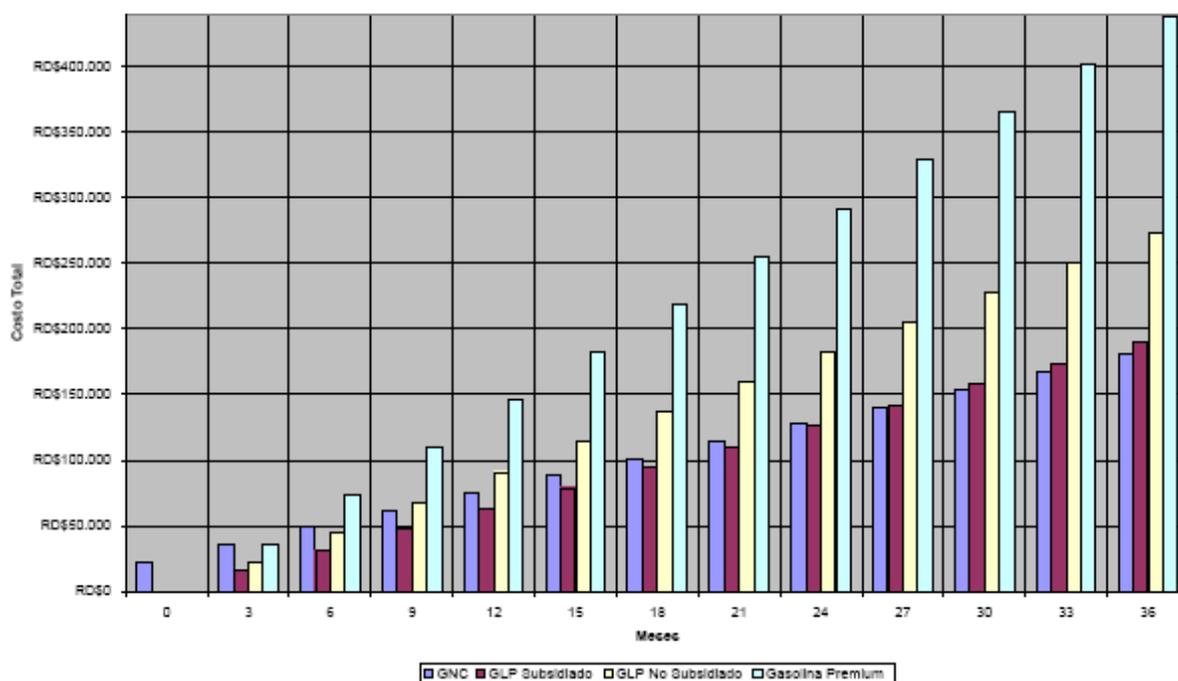
Fuente: Gerencia de Hidrocarburos CNE

Ahorro económico y tiempo de recuperacion del costo de la inversion inicial del equipo de GNC vs. los demás combustibles, para recorrido de 30,000 Km anuales, (vehículo de 2652.70 BTU/Km, 49.01 Km/Gl de Gasolina).



Fuente: Gerencia de Hidrocarburos CNE

Ahorro economico y tiempo de recuperacion del costo de la inversion inicial del equipo de GNC vs. los demas combustibles, para recorrido de 30,000 Km anuales, (vehiculo de 4000 BTU/Km, 32.50 Km/Gl de Gasolina).



Fuente: Gerencia de Hidrocarburos CNE

### **c) En conclusión:**

Sería esperable la existencia del GNC en el mercado dominicano, si logra desarrollar una infraestructura mínima a la que podemos llamar “crítica” mediante una eficiente red de estaciones de servicio que no provoquen molestias al automovilista (fácil acceso, tiempos de carga reducidos, etc.) que desplace económicamente a la gasolina; sin embargo, en las actuales circunstancias estimamos que no logrará reemplazar al GLP subsidiado y tendría una competencia dura frente al GLP sin subsidios.

## **VII.4. LA COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL EN LA GENERACION DE ELECTRICIDAD**

La generación de Energía Eléctrica en República Dominicana se realiza mediante un conjunto de centrales térmicas e hidráulicas. La potencia instalada asciende a unos 3,200 MW. El sistema eléctrico atraviesa una situación económico-financiera de desequilibrio que lo muestra como un sistema particular. Para el análisis de la competitividad del gas natural en la generación eléctrica nos basamos en el Informe de nuestro colega Manuel Dussan de esta misma consultoría.

#### VI.4.1. CAPACIDAD INSTALADA Y TIPO DE CENTRALES

A partir de 2003 la capacidad instalada de generación se mantuvo en aproximadamente 3,200 MW pero, como en los años anteriores, la capacidad disponible a final de año apenas alcanzó niveles de 1,800 MW, con fluctuaciones anuales dependiendo del flujo de caja disponible para pagar por el combustible de las plantas térmicas. Por ejemplo, en diciembre de 2004 la disponibilidad de plantas térmicas a gas natural fue nula. La demanda máxima atendida en el periodo fue aproximadamente 1,600 MW, con una demanda estimada fluctuando entre 1,700 y 2,000 MW.

La generación hidroeléctrica ha tenido una participación menor pero creciente en la generación total durante el periodo 2001-2005 y en 2005 representó el 19%. De la generación termoeléctrica en 2005 los motores diesel, en su mayor parte operando con fuel oil No.6 contribuyeron el 36%, las plantas de ciclo combinado el 24% y las turbinas a vapor, en su mayor parte a carbón, el 20%.

Generación por tecnología (en GWh)

	2001		2002		2003		2004		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
TURBINAS A VAPOR	2.630	28%	2.463	24%	2.297	22%	1.679	19%	1.994	20%
TURBINAS A GAS	1.918	20%	856	8%	1.186	11%	17	0%	17	0%
CICLO COMBINADO	557	6%	1.608	16%	1.430	14%	2.426	27%	2.380	24%
MOTORES DIESEL	3.634	39%	4.284	42%	4.290	41%	3.145	35%	3.524	36%
HIDRO	696	7%	871	9%	1.193	11%	1.600	18%	1.908	19%
Total	9.435	100%	10.082	100%	10.396	100%	8.868	100%	9.823	100%

#### VII.4.2. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION ELECTRICA

Los precios de los combustibles colocados en planta generadora, expresados en US\$/MBTU han mantenido en general los mismos niveles relativos, el más bajo es el carbón con precios relativamente estables alrededor de 2 US\$/MBTU; seguido por el FO No.6 y gas natural licuado (GNL), con precios que aumentaron de niveles de 4 a 5 US\$/MBTU en el periodo 2002-2003 a 7 US\$/MBTU en 2005-2006, con un pico de 11.5 US\$/MBTU en el precio del GNL durante 4 meses a finales del 2005; y el más alto el gasoil, el cual aumentó los precios de niveles de 6 US\$/MBTU en el 2002-2003 a niveles de 15 US\$/MBTU en 2005-2006. Los precios del GNL colocados en la planta de AES Andrés están indexados al precio del gas natural en Henry Hub y reflejan la volatilidad del precio en el mercado americano y su correlación con el precio del petróleo.

Las empresas de generación participan en un mercado mayorista compuesto por un mercado de contratos de suministro a largo plazo con las empresas distribuidoras y grandes consumidores y un mercado de corto plazo (spot) donde se transan las diferencias entre los valores contratados a largo plazo y la operación real basada en un despacho económico por orden de mérito, de acuerdo a los costos variables declarados

por las unidades generadoras. Aproximadamente 10 empresas generadoras participan actualmente en el mercado mayorista.

### **VII.4.3. COSTOS DE GENERACION**

Los costos variables de generación de las plantas térmicas, los cuales determinan su posición en el despacho económico, reflejan los precios relativos de los combustibles en el mercado internacional y las diferencias en las eficiencias térmicas de las plantas generadoras. Se observan 4 grupos de plantas.

- a) Las plantas a carbón, con los costos variables más bajos, alrededor de 30 US\$/MWh
- b) Las plantas de ciclo combinado a gas natural y los motores diesel a fuel oil No.6, con costos variables de aproximadamente 65 US\$/MWh a finales de 2005.
- c) Las turbinas a vapor de baja eficiencia que queman fuel oil No. 6 y las plantas de ciclo combinado de alta eficiencia que queman gasoil, con costos variables de aproximadamente 100 US\$/MWh a finales de 2005.
- d) Los pequeños motores diesel a gasoil y las turbinas a gas a gas oil, con costos variables superiores a 170 US\$/MWh a finales de 2005.

### **VII.4.4. LA COMPETIVIDAD DEL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD**

En el contexto descrito en los párrafos precedentes el gas natural en centrales de ciclo combinado aparece competitivo frente al Fuel Oil N° 6 utilizado en centrales termoeléctricas a vapor convencionales y centrales diesel. También resulta conveniente frente al fuel Oil N° 2 o Diesel Oil en centrales de combustión interna.

En cambio resulta no competitivo frente a los valores del carbón con los precios que éste presenta actualmente.

A raíz de ello el futuro del gas en la generación eléctrica en Republica Dominicana con gas natural no está claro. En ausencia de políticas públicas de largo plazo, en el marco de las cuales se analicen y se seleccionen estrategias de equipamiento de largo plazo es probable que prime la decisión micro- económica individual de cada empresa generadora. En este contexto puntualizamos lo siguiente:

- a) En los planes de expansión de generación de los que hemos tomado conocimiento a través del consultor Manuel Dussan se da por un hecho la conversión a gas natural de la planta de ciclo combinado de San Pedro de Macorís (CESPM) que opera actualmente con gas oil, porque ya está programado. Los resultados del despacho de esta planta en el sistema de generación muestran que el riesgo de esta conversión es la entrada masiva de plantas a carbón para desplazar generación más costosa o una demanda de energía baja en que la planta a carbón de Pepillo Salcedo (considerada como decisión tomada)

también desplaza la generación de CESPMP con los actuales precios del carbón y de los combustibles líquidos.

b) Para los escenarios analizados el desarrollo de nuevas plantas a gas natural no es competitivo frente a los bajos precios del carbón.

La opinión del consultor es que lo más prudente sería desarrollar un plan de expansión más balanceado que tenga en cuenta la suma de las cuestiones de política energética y estrategia energética y no exclusivamente el precio de corto plazo del carbón.

#### **VII.4.5. ENTREVISTAS Y VISITAS A CENTRALES ELECTRICAS**

##### **1) Entrevista a la Empresa AES DOMINICANA**

La empresa AES DOMINICANA tiene –como ya ha sido puntualizado- una muy importante presencia en República Dominicana como generador de energía eléctrica en centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural y en centrales turbo vapor carboneras.

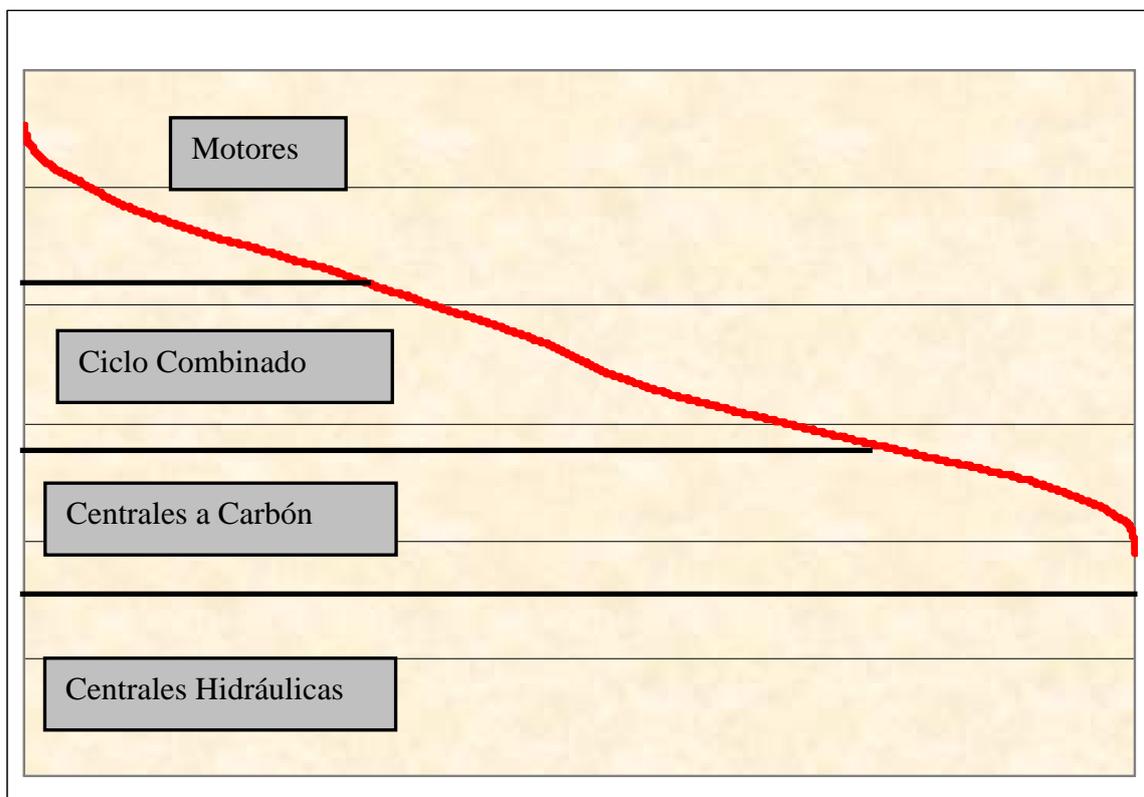
Se trata de una empresa subsidiaria de una empresa energética multinacional con presencia en varios países de América Latina y en varios continentes.

La empresa AES tuvo su entrada en República Dominicana como generador con una central equipada con grupos Diesel (DPP); posteriormente firmó un Contrato con el Estado Dominicano y obtuvo la concesión por parte de éste para la construcción del Puerto Metanero y de la Planta de almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de Andrés, Boca Chica.

Posteriormente la empresa AES compró la empresa GENER en Chile. Esta empresa generadora chilena era propietaria de la empresa generadora dominicana de ITABO en Haina equipada con turbinas de vapor y calderas aptas para quemar carbón.

AES es una empresa eléctrica diversificada que maneja en República Dominicana un “portafolio eléctrico” con centrales de diversa tecnología. La situación de despacho de cargas en el sector eléctrico de República Dominicana indica que la generación a carbón en la actualidad es más económica que cualquier otro medio de generación ocupando el diagrama de cargas según el siguiente esquema:

## MONÓTONA DE CARGAS



Las centrales hidráulicas y las centrales alimentadas a carbón se sitúan en la base del diagrama de cargas. Las plantas de Ciclo Combinado alimentadas a gas natural hacen seguimiento de cargas y finalmente los motores Diesel y las turbinas de gas de ciclo abierto se ubican en la parte superior del diagrama de cargas.

En la actualidad el precio de adquisición del carbón es aproximadamente un 50% del precio del gas natural en Henry Hub que es el precio de referencia para la compra de GNL en República Dominicana.

La opinión prevaeciente de los funcionarios de AES Dominicana que fueron consultados es que el carbón a largo plazo sería una opción económica más conveniente que el gas natural en razón de su mejor precio y menor volatilidad frente al petróleo y sus derivados incluido el GNL; y por lo tanto tendería a afirmarse la tecnología de generación en base a la utilización de carbón.

El carbón presenta un mercado menos volátil en términos de fluctuaciones de precios que el gas natural que está muy asociado a los precios internacionales del crudo. Vinculado a esta última circunstancia -la mayor volatilidad de los precios del gas natural-, la opinión de los funcionarios de AES es que se hace difícil obtener financiación por el método de “PROYECT FINANCING” por parte de los bancos de inversión si hay incertidumbre respecto al factor de utilización de la planta.

Por otra parte, la experiencia referenciada por AES en la gestión de contratos de aprovisionamiento de gas natural (GNL) y carbón indica que los contratos de gas

natural son muy poco flexibles a la variación de cantidades mientras que los contratos de aprovisionamiento de carbón tienen mayor flexibilidad (mayor cantidad de proveedores; posibilidades de realizar mezclas de distintos carbones; inclusive introducir en la mezcla el coque de petróleo).

La siguiente es una síntesis de las ideas que nos han sido transmitidas en los diversos aspectos vinculados a proyectos que utilicen gas natural.

a) **Nuevos Proyectos de Generación**

En materia de nueva generación eléctrica la empresa AES DOMINICANA no tiene al presente ningún proyecto.

b) **Abastecimiento de Gas Natural a Centrales Existentes**

La CENTRAL DE SAN PEDRO DE MACORÍS ubicada a 70 Km. al este de la Planta de AES ANDRES en Boca Chica que actualmente está equipada con un ciclo combinado de 300 MW y que opera con gas oil, será convertida para utilizar gas natural procedente de la planta de GNL de Andrés.

AES a tal efecto construirá un gasoducto; en la actualidad se ha negociado el contrato de construcción de dicho gasoducto.

c) **Las Ideas de AES sobre de desarrollo del futuro negocio del gas natural en República Dominicana**

El desarrollo previsto por AES para el negocio del gas natural en República Dominicana corresponde en líneas generales al siguiente esquema:

- a. Empresa Línea Clave: desarrollo del Gas Natural Comprimido (GNC), mediante gasoductos virtuales con venta a usuarios industriales pequeños y medianos y al sector de venta de GNC vehicular.
- b. Desarrollo de gasoductos virtuales mediante camiones cisterna criogénicos que transporten GNL. Esto permitiría un transporte de mayor volumen que la variante GNC y permitiría afrontar el abastecimiento de industrias grandes.
- c. Abastecimiento a la zona hotelera del Este.
- d. Generación Eléctrica.

2) **Visita a la Planta Generadora en ITABO ubicada en Haina**

La Central de Itabo, ubicada en el puerto de Haina es propiedad 50% de AES Dominicana y el 50% restante pertenece al Estado Dominicano.

- Se trata de una Central turbo vapor que consume carbón como combustible.

- La Central posee un muelle carbonero recientemente construido y aún no habilitado oficialmente. Entró en operaciones en Septiembre de 2006.
- El nuevo muelle carbonero de última tecnología fue construido por AES, tiene 535 M. de longitud y un calado en la zona de operaciones de 14 m; lo que permite operar barcos de hasta 70,000 TN. El muelle está construido con modernas tecnologías para la protección del ambiente. Desde su inauguración en Septiembre de 2006 han arribado 14 barcos.
- La CENTRAL DE ITABO consume unas 2,000 TN/día de carbón; lo que equivale a unas 60,000 TN por mes.
- El muelle es apto para recibir barcos Panamax (hasta 70,000 TN) y Handymax (máximo 45,000 TN).
- La capacidad de descarga del muelle es de 1,600 TN /hora; lo que implica que la operación completa de descarga de un buque insume 2 días.
- El carbón consumido a la central tiene un poder calorífico comprendido entre: 11,000 BTU/lb. – 13,000 BTU/lb. Proviene de proveedores de Venezuela y Colombia.
- El transporte marítimo tiene una duración de 38 horas y 2 días de descarga. Se estima el costo del barco en 25,000 US\$/día.
- El muelle posee instalaciones para carga de camiones de terceros; el carbón para uso en central es transportado por una cinta transportadora flexible que se transforma en un tubo cerrado de 0.8 m de diámetro mediante el cual se conecta el muelle con la playa de carbón desde donde se abastece la central.
- La CENTRAL DE ITABO utiliza actualmente el muelle en un 13% de su capacidad. La Planta de Itabo prevé una ampliación con la construcción de un tercer turbogenerador: Itabo 3.  
El rendimiento es de 10,500 BTU/Kwh.  
La CENTRAL DE ITABO, antes de la construcción del moderno muelle carbonero, se abastecía por medio de camiones desde el muelle público del Puerto de Haina.

### **3) Visita a la Empresa de Generación Eléctrica EG HAINA**

La EMPRESA EG HAINA posee varias centrales generadoras y totaliza unos 550 MW de potencia instalada específica, distribuida en las siguientes Centrales Generadoras:

- 1) Central Haina;
- 2) Central Puerto Plata 1 y 2;
- 3) Central San Pedro de Macorís.

La CENTRAL DE HAINA está equipada con turbinas de vapor:

- 2 unidades de 54 MW c/u marca GENERAL ELECTRIC con inicio de operación en 1966.
- 1 unidad de 85 MW Turbo vapor marca GENERAL ELECTRIC, inaugurada en 1977.

Los Turbo grupos mencionados utilizan como combustibles fuel Oil N° 6.

La Central de Haina, posee además una Turbina de Gas T6 de 100 MW de ciclo abierto alimentada con Diesel Oil. La empresa EG HAINA es un importador directo de los combustibles que utiliza.

Los funcionarios entrevistados estiman que la posibilidad de utilizar gas natural en sus centrales está directamente asociada a la existencia de un gasoducto. La construcción de ese gasoducto excede las posibilidades económicas y financieras de la empresa, pero en caso de que fuera construida por un tercero la empresa sería compradora de gas natural.

## **VII.5.- EL POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN LA INDUSTRIA DE REPUBLICA DOMINICANA**

### **VII.5.1. CONDICIONES GENERALES DE COMPETITIVIDAD**

Según el Balance Energético de la República Dominicana el sector industrial consumió en 2005 los siguientes combustibles.

320,000	barriles de GLP
2,350	barriles de Kerosén
804,000	barriles de Gas Oil
1,310,000	barriles de fuel Oil
105,000	toneladas métricas de Carbón
1,388,000	toneladas métricas de Bagazo de Caña

Desde el punto de vista de la competitividad de los combustibles es posible pensar en un reemplazo por gas natural en condiciones económicas de:

320,000	barriles de GLP
804,000	barriles de Gas Oil
1,310,000	barriles de Fuel Oil

equivalentes a 337,000 Tep de Gas Natural (aproximadamente 1.000.000 m<sup>3</sup>/día), siempre sujeto a los Estudio de Factibilidad de cada planta en particular que tengan en cuenta entre otras cuestiones la ubicación de cada planta, las condiciones de acceso, etc.

La relación de precios entre los productos es la siguiente:

	Paridad de Importacion			Precio al Público		
	RD / gl	u\$s / gl	u\$s / MBTU	RD / gl	u\$s / gl	u\$s / MBTU
<b>Precio del GLP No Subsidiado</b>	47,47	1,47	17,1	48,92	2,13	24,8
<b>Precio del Gas Oil</b>	61,14	1,89	14,8	93,34	2,89	22,6
<b>Precio del Fuel Oil</b>	39,14	1,21	8,82	60,36	1,86	13,5
<b>Precio del Gas Natural</b>						
<b>Precio del GNL Importado por USA</b>			7,43			
<b>Precio del GNL Exportado por USA</b>			5,85			

(1) Tipo de Cambio 32,29 Rd / up

(2) Fecha Semana Abril 07

(3) Precios del GNL Importado por USA a Marzo 2007

(4) Precios del GNL Exportado por USA a Marzo 2007

(5) Precio Importado por USA de Trinidad y Tobago Marzo 2007 7,48 up

Los precios de la tabla anterior demuestran que en principio el gas natural puede reemplazar al GLP no subsidiado tanto a lo relativo al precio de paridad de importación como al precio al público y al gas oil en ambas situaciones; es decir, en condición con impuestos incluidos y en condición sin impuestos.

En cuanto al fuel Oil, el reemplazo tiene que ser definido en función de consideraciones más detalladas relacionadas con la ubicación de las plantas, costo de transporte de los combustibles, etc.

También juega un papel fundamental la carga impositiva sobre cada combustible teniendo en cuenta un costo de utilización de terminal marítima y re-gasificación del GNL de 0.70 US\$ / MBTU y un costo de transporte por gasoducto de 1 US\$ / 10<sup>6</sup> BTU se podría estimar un costo en planta industrial sin impuestos de un valor similar al fuel Oil en condición de paridad de importación.

El reemplazo del fuel Oil por el Gas Natural dependerá entonces de cuestiones relativas a:

- 1) Carga Impositiva sobre cada combustible.
- 2) Ubicación de la planta industrial
- 3) Otras consideraciones relativas a la utilización del combustible en planta.

## VII.5.2. VISITA A INDUSTRIAS

### **a) MOLDOSA Fábrica de Moldes de Cartón Corrugado**

La empresa Moldosa produce moldes de cartón prensado para transporte de huevos. Está ubicada en una zona cercana al norte de Santo Domingo en la Carretera de Villa

Mella a La Victoria. La industria consume unos 10,000 Nm<sup>3</sup> / día de Gas Natural Comprimido.

El abastecimiento de GNC se realiza por la empresa “Línea Clave” mediante camiones en los cuales se transporte el gas natural comprimido (GNC) en módulos de 1,500 / Nm<sup>3</sup>.

El combustible reemplazado es GLP a granel. La planta posee un tanque para este combustible de unos 10,000 galones.

La fábrica tiene instalados 7 módulos de GNC de 1,500 Nm<sup>3</sup> c/u desde donde el gas natural pasa a una planta reguladora de presión y medición y acondicionamiento; desde la cual abastece a los consumos internos de fábrica.

Actualmente la empresa está instalando un generador eléctrico con motor de gas natural de 1.1 Mw.; los consumos industriales son para el calentamiento de aire para los hornos de secado.

La planta posee instalaciones de medición y acondicionamiento de gas natural marca Galileo. Estas instalaciones más los equipos de transporte de GNC conforman una inversión de 500,000 US\$.

#### **b) Industria Sadosa Sanitaria Dominicana**

La planta industrial se encuentra ubicada en la ciudad de Santiago a unos 200 Km. de la planta de AES Andrés y se dedica a la producción de artefactos sanitarios. Posee hornos donde el producto sufre un proceso de calentamiento y cocción de la materia prima que consiste en arcillas caoliníticas.

La planta actualmente, tiene un consumo diario de unos 7,000 m<sup>3</sup> / día de gas natural y reemplazó con amplias ventajas económicas al GLP no subsidiado.

La Industria cuenta con instalaciones de medición y acondicionamiento del gas natural comprimido.

Cinco Módulos de 1,500 Nm<sup>3</sup> c/u a 200 Kg. /cm<sup>2</sup> están conectados a una estación reguladora con una presión de salida de 1 Kg. /cm<sup>2</sup>.





### **c) Cervecería Dominicana**

Se trata de una gran industria, de diseño muy moderno y que produce la principal marca de cerveza de la República Dominicana.

La Industria desde el año 2000 se independizó de la red de servicio público eléctrico porque éste no garantizaba las condiciones de calidad (frecuencia, tensión, etc.) requerida por los automatismos de la planta de última generación tecnológica. A partir de ese momento la planta auto genera su propia energía eléctrica.

La demanda máxima de energía eléctrica es de 9 MW en días de semana y unos 3 MW en fin de semana.

La autogeneración de energía eléctrica se realiza con 2 motores marca Warsila de 4MW c/u alimentados con fuel Oil N° 6.

El combustible es provisto por Refidomsa y éste cumple adecuadamente la especificación de calidad. El abastecimiento comercial lo realiza la empresa Esso. El rendimiento total de la instalación es 51%; los motores cuentan con una caldera de recuperación de calor de los gases de escape.

Para abastecer la carga máxima de la planta de 9 MW, además de los grupos Warsila mencionados precedentemente se cuenta con 2 grupos diesel Caterpillar de 1,200 KW c/u (1800 rpm) alimentados por gas oil.

Actualmente la empresa está tramitando la adquisición de un tercer grupo Warsila de 4 Mw. similar a los anteriormente mencionados.

El combustible utilizado por la empresa para la generación eléctrica tiene un impuesto “ad valorem” del 13%.

Los costos de generación eléctrica en planta son 130 US\$ / MWh con fuel oil y 160 US\$ / MWh funcionando con Gas Oil.

### Consumos Totales de la Planta

La Cervecería Dominicana consume las siguientes cantidades y tipos de combustibles.

<b>Tipo de Combustible</b>	<b>Consumo Mensual aprox. GL</b>	<b>Consumo Anual 2006 GL</b>
Bunker C (Calderas)	350,000	3,957,236
Bunker C (Generación Eléctrica)	300,000	3,259,362
Gasoil (Generación Eléctrica)	60,000	818,846

### Precios de los Combustibles Adquiridos por la Planta (Abril 2007)

	RD / GL
Bunker C Calderas	57.18
Bunker C (Cogeneración)	36.52
Gas Oil (Cogeneración)	63.70

### Posibilidades de reemplazo de combustibles en la Cervecería

Hemos consultado a la empresa sobre los puntos de vista y opinión respecto a un posible reemplazo de los combustibles actualmente utilizados (Bunker C y Gas Oil) por Gas Natural.

En caso de disponer de gas natural el mismo reemplazaría en forma inmediata al Bunker C utilizado en calderas.

En una segunda etapa se podría reemplazar al Bunker "C" utilizado en los motores Warsila de 4 Mw. c/u para generación eléctrica.

Se nos informa que Warsila posee un sistema que permite la utilización conjunta de gas natural y Bunker C (40% GN, 60% Bunker C) con un costo de transformación de 1, 200,000 US\$ / motor.

### Ventajas de la utilización de Gas Natural para la Cervecería

Hemos consultado a los responsables del sector energía de la cervecería acerca de las ventajas del Gas Natural frente a los combustibles actualmente utilizados.

La opinión técnica es sintéticamente la siguiente:

Ventajas a favor del Gas Natural:

- 1º) Menor costo de mantenimiento.
- 2º) Menor impacto ambiental.
- 3º) A igualdad de precios entre Gas Natural y Bunker C la empresa cambiaría por el Gas Natural.
- 4º) Mayor confiabilidad.

### Abastecimiento de Gas Natural a la Planta Industrial

Hemos consultado a los ejecutivos de la planta respecto a las formas de abastecimiento a su juicio más conveniente del Gas Natural a la Planta; dada su ubicación, sus volúmenes de consumo y toda otra consideración que les pareciera pertinente.

La respuesta obtenida nos parece interesante; razón por la cual la hacemos constar en nuestro informe: Los ejecutivos de la Cervecería estiman que el Gas Natural Licuado (GNL) transportado a la planta por camión cisterna sería la forma más conveniente y más rápida de abastecimiento masivo en las actuales circunstancias.

### **d) Visita a la Planta de METALDOM – Complejo Metalúrgico Dominicano**

Se trata de una industria metalúrgica de tamaño grande ubicada en la Ciudad de Santo Domingo que produce varillas de acero para la construcción.

METADOM utiliza de su proceso industrial un volumen considerable de combustibles para dos finalidades bien diferenciadas: a) Abastecimiento de Usina Eléctrica; b) Producción de calor Industrial.

Según el siguiente detalle:

- a) METADOM posee una Central eléctrica de 47 MW equipada con 4 motores Diesel marca Warsila TM 620 de 11.8 MW cada un Año de entrada en servicio 1990, son grupos de velocidad media 400 rpm., que tienen un funcionamiento continuo y están alimentados por Fuel Oil. El consumo es de unos 50,000 gl/día.

METALDOM es “auto productor” de energía eléctrica; el 60% de la producción de la Central se vende a la red pública y el resto es utilizada para consumo industrial.

El combustible utilizado por la central es fuel Oil provisto por la Empresa SHELL. La calidad es estable y cumple adecuadamente la especificación.

b) La producción de calor industrial se realiza en calderas generales de planta utilizando fuel Oil N° 6 y tiene un consumo mucho menor que el correspondiente a la central eléctrica.

#### Posibilidad de Sustituir Gas Natural

La posibilidad de utilizar gas natural en los motores Diesel Warsila con que cuenta la central no es viable ya que la modificación de dichas unidades para utilizar el gas natural antiguo tiene un costo excesivo frente a una unidad nueva que tornaría la inversión antieconómica.

La planta actual de 47 MW fue proyectada previendo una ampliación de 4 grupos adicionales a los existentes; pero no existe actualmente un proyecto de ampliación en la actualidad. En caso de que se decidiera la ampliación la misma podría ser proyectada pensando en la substitución por gas natural utilizando la tecnología apropiada.

#### **e) Complejo Industrial MERCASID S.A.**

MERCASID, S.A. es un grupo industrial que reúne varias fábricas en un mismo predio. Las fábricas producen productos diversos. El Complejo Industrial ubicado en la zona norte de Santo Domingo posee varias líneas de consumo de combustibles según el siguiente detalle:

##### I. Instalaciones de Generación Eléctrica con un total de 18 MW instalados.

El conjunto de unidades generadoras se compone de 2 plantas de uso continuo que totalizan unos 5.6 MW equipados con grupos Diesel y un conjunto de 18 plantas generadoras de emergencia de menor tamaño.

Las plantas generadoras de uso continuo utilizan como combustible gas oil para el arranque y Fuel Oil N° 6 en el funcionamiento en régimen.

- Las plantas de generación son utilizadas en el pico de cargas como complementarios del abastecimiento del sistema público y tienen un consumo mensual de unos 30,000 galones/mes de gas oil y 30,000 gl/mes de fuel oil.
- El suministro eléctrico al Complejo Industrial Mercasid se realiza desde el sistema público como un gran usuario no regulado y el proveedor es AES.

## II. Instalaciones de producción de vapor a alta presión

Se produce en calderas de alta presión alimentadas con gas oil. El consumo en este rubro asciende a 30,000 gl/mes.

Actualmente tienen un proyecto para transformar estas calderas para utilización de GNC. La transformación a GNC tiene un costo para MERCASID de aproximadamente 800,000 US\$.

El gas oil a reemplazar tienen un costo de 28 US\$/MBTU y el GNC podría llegar a la planta a unos 14 US\$/MBTU; la diferencia entre ambos valores permite amortizar las inversiones de transformación.

## III. Vapor General de Planta

El vapor general de planta a 150 psi (libras por pulgadas cuadradas) se produce con 2 calderas para todas las fábricas, de los cuales una caldera está en operación y la otra permanece en reserva.

Estas calderas consumen fuel Oil N° 6 y el consumo es de 100,000 gl/mes; además esas calderas consumen unos 100,000 gl/mes de aceite vegetal de 2da. no apto para el consumo humano. Este aceite vegetal tiene un poder Calorífico equivalente a unos 80,000 gl/mes de fuel Oil.

El aceite vegetal tiene uso alternativo de forma que su uso tiene un costo de oportunidad como alimento animal.

## La posibilidad de reemplazo de Combustibles en MERCASID

La siguiente tabla de precios nos da una rápida idea de las posibilidades de sustitución de combustibles en el Complejo Mercasid según la opinión de su staff técnico:

• Precio del Gas Oil	28 US\$/MBTU
• Precio del Fuel Oil N° 6	14 US\$/MBTU
• Precio del GNC	13.8 US\$/MBTU

En función de los precios relativos anteriores entre los diversos combustibles utilizados en el complejo industrial se estima un precio del gas natural en puerta de fábrica de unos 9 US\$/10(6) BTU, se estima que podría tornar conveniente la sustitución de los 180,000 gl/mes equivalente utilizados en la producción de vapor general de baja presión.

## **COMENTARIO ADICIONAL DEL CONSULTOR**

MERCASID está ubicada en una zona industrial de la ciudad. Está rodeada de un conjunto de 10 a 15 grandes industrias que podrían estar en una situación de sustitución potencial similar a la descrita. En función de ello se recomienda la realización de una encuesta específica en esta zona como parte de un estudio detallado de DEMANDA E GAS NATURAL EN LA ZONA METROPOLITANA.

### **VII.6.- ESTUDIOS DE DEMANDA Y PRONÓSTICO DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN REPUBLICA DOMINICANA**

#### **VII.6.1. ESTUDIO DE LA EMPRESA AES (2005)**

La empresa AES realizó un Estudio del Mercado de Gas Natural en Octubre de 2005, dicho estudio se denomina “Potenciales del Gas Natural en República Dominicana – Primera Fase” y fue realizado por las firmas SCL y METROGAS.

En dicho estudio se concluyó que para el sector hotelero e industrial el mercado de grandes clientes se reduce al reemplazo del GLP y el gas oil ya que son estos combustibles los que presentan un buen diferencial respecto al precio del gas natural.

En cambio el estudio no consideró factible el reemplazo de fuel Oil debido a que el precio de éste es muy similar al precio del gas natural y por el reducido diferencial de precios no lograría recuperar las inversiones en transformación.

El estudio en este contexto de paridad de precios entre el fuel oil y el gas natural establece que sólo podría ser atractivo en la medida que el cliente tuviera ciertos incentivos para realizar la sustitución, tales como regulaciones medioambientales más estrictas para el uso del fuel Oil frente a las bondades ambientales del Gas Natural.

Bajo este fuerte supuesto (el de no sustitución factible de fuel oil) la posibilidad de captación de mercados para el gas natural de acceder al mercado más económico según el estudio, sería a través de un sistema de camiones criogénicos de transporte de GNL. Este sistema destinado a captar por el gas natural los consumos industriales y hoteleros actualmente abastecidos por Gas Oil y GLP tienen según el estudio la característica de ser dispersos y pequeños en términos relativos, lo que hace que sea más conveniente este sistema de distribución que el de las redes.

El Estudio hace una consideración también con respecto al mercado de Santo Domingo propiamente dicho y entra en consideraciones respecto a los altos costos de atravesar Santo Domingo por una red de gasoductos para captar los consumidores industriales que se encuentran ubicados al Este, Norte y al Oeste de la ciudad.

El Estudio no obstante concluye con algo fundamental a nuestro criterio: **“Es necesario realizar un estudio acabado del mercado industrial real disponible en Santo Domingo el que podría cambiar esta conclusión”**, respecto de las potencialidades del Gas Natural Licuado (GNL) para reemplazar al petróleo pesado como combustible predominante en la operación y desarrollo futuro del Sector Eléctrico Dominicano.

El Estudio concluye con la siguiente afirmación: “podemos concluir que no es fácil la introducción del Gas Natural a menos que se den las siguientes condiciones en forma conjunta”:

- “Una baja considerable del valor de GNL en términos relativos a mediano plazo que lo haga competitivo con el fuel N° 6, con un Diferencial máximo de 1 US\$ /MBtu a favor del Fuel N° 6. Esto permitiría que al menos estén despachadas las unidades de Los Minas V y VI y parte de la capacidad de la Planta de Andrés.”
- “Que las plantas convertidas a gas natural no sean las “plantas marginales” del sistema desde el punto de vista de operación, para que las inversiones necesarias a realizar tengan rentabilidad positiva; es importante que se mantengan en operación fundamentalmente los motores Fuel N° 6 menos eficientes (Puerto Plata 1 y 2, Haina 1 y 2, Mitsubishi, Falconbridge) y todos los motores Diesel.”
- “Una política ambiental que restrinja el nivel de emisiones de materiales contaminantes por parte de las centrales termoeléctricas, para lo cual es necesario involucrar a todos los estamentos de la sociedad dominicana y así poder generar conciencia de los beneficios (o menores costos) de reemplazar petróleo y sus derivados por gas natural.”

Si bien una baja considerable del precio relativo de GNL podría, por sí sólo, incentivar el desarrollo del sector eléctrico basado en este combustible, la volatilidad que presenta el precio del GNL hace improbable, a nuestro entender, que las decisiones de inversión se tomen considerando sólo esta variable.

## **VII.6.2. EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MERCADO ELECTRICO**

Las estimaciones del consumo de combustibles para el sector eléctrico realizadas en el Informe del Ing. Manuel Dussan de esta misma Consultoría del Programa del Banco Mundial, plantea dos escenarios para el mediano plazo.

Un Escenario Base donde la expansión de la oferta se realiza en base a la instalación de centrales Turbo vapor alimentadas a carbón; y un Segundo Escenario en donde la expansión de la oferta de generación es tomada por una estrategia mixta entre Centrales Turbo vapor a carbón y Ciclos Combinados TG-TV alimentados por gas natural.

El Cuadro N° 1 corresponde al escenario base.

En él se puede observar que el carbón pasa de 751,000 TN en 2007 a 8.417,000 TN/año en 2021 lo que implica una tasa de incremento del 18.8% anual acumulativo.

En este escenario el gas natural que en el 2007 consume 678 millones de m<sup>3</sup> se reduce al cabo de 14 años en hasta los 334 millones de m<sup>3</sup>/año en 2,021. En este escenario el carbón tendrá en ese año un consumo de 8.4 millones de TN.

En el escenario N° 2 –Ver Cuadro N° 2- de estrategia mixta entre centrales carboneras y centrales de ciclo combinado el consumo de gas natural llega en el año 2,021 a 2,110 millones de m<sup>3</sup> y el carbón 3,498,000 TN/año de carbón.

## CUADRO N° 1

**CONSUMO DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO  
CASO BASE: EXPANSION EN BASE A CENTRALES TURBOVAPOR CARBONERAS**

	<b>Carbón</b>	<b>fuel oil No.2</b>	<b>fuel oil No.6</b>	<b>GN</b>
	<b>kton</b>	<b>kton</b>	<b>kton</b>	<b>Mm3</b>
<b>2007</b>	751	21	1.693	678
<b>2008</b>	751	39	1.794	692
<b>2009</b>	751	0	1.468	1.075
<b>2010</b>	1.438	0	1.278	941
<b>2011</b>	3.498	-	258	725
<b>2012</b>	4.484	-	88	427
<b>2013</b>	4.484	-	173	497
<b>2014</b>	5.441	-	50	287
<b>2015</b>	6.312	-	23	75
<b>2016</b>	6.456	-	42	151
<b>2017</b>	6.536	-	58	312
<b>2018</b>	6.582	-	164	434
<b>2019</b>	6.598	-	285	578
<b>2020</b>	6.598	-	389	789
<b>2021</b>	8.417	-	107	334

**Fuente: Ing. Manuel Dussan**

## **CUADRO N° 2**

**CONSUMO DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO  
CASO SEGUNDO ESCENARIO: ESTRATEGIA MIXTA ENTRE CENTRALES CARBONERAS  
Y CENTRALES DE CICLO COMBINADO CONSUMO DE GAS NATURAL**

	<b>Carbón</b>	<b>fuel oil No.2</b>	<b>fuel oil No.6</b>	<b>GN</b>
	<b>Khon</b>	<b>kton</b>	<b>kton</b>	<b>Mm3</b>
<b>2007</b>	751	21	1.693	678
<b>2008</b>	751	39	1.793	692
<b>2009</b>	751	0	1.468	1.075
<b>2010</b>	1.438	0	1.278	941
<b>2011</b>	3.498	-	263	723
<b>2012</b>	3.498	-	289	797
<b>2013</b>	3.498	-	427	837
<b>2014</b>	3.498	-	608	881
<b>2015</b>	3.498	-	848	914
<b>2016</b>	3.498	0	1.092	926
<b>2017</b>	3.498	0	1.307	964
<b>2018</b>	3.498	0	1.465	1.064
<b>2019</b>	3.498	0	604	2.039
<b>2020</b>	3.498	0	893	2.075
<b>2021</b>	3.498	0	1.185	2.110

**Fuente: Ing. Manuel Dussan**

### **VII.6.3. EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A LA REGION CENTRO-AMERICANA. UNA REFERENCIA CONTEXTUAL**

La región del Istmo Centroamericano tiene algunas particularidades comunes con los países del Caribe en lo relativo al abastecimiento de combustibles.

En efecto se trata básicamente de países sin recursos hidrocarburíferos en la fase de explotación, que importan prácticamente la totalidad de los combustibles que consumen. La escala de dichos países es pequeña.

Estos países se encuentran ubicados en una geografía común del istmo centroamericano en una distancia relativamente corta, entre países que poseen reservas considerables de gas natural: al sur Colombia y Venezuela y al Norte México.

La situación descrita alentó a mediados de los años 90 la idea de que podría ser viable la construcción de un gasoducto que partiendo de uno o más países productores de gas natural pudiera abastecer de este combustible en forma económica desde Guatemala a Panamá; permitiendo una sustitución de derivados del petróleo de alto costo y con un beneficio del punto de vista ambiental al ser el gas natural un combustible que produce menor cantidad de gases de efecto invernadero y además poseer una combustión más limpia que los combustibles pesados reemplazados.

Algunos antecedentes indican que en 1996 los Ministros de Energía del Istmo Centroamericano reunidos en el Foro consideraron la conveniencia de introducir el gas natural en la región centroamericana.

A esta iniciativa se sumaron oportunamente el BID y la CEPAL.

En este contexto el Banco Interamericano de Desarrollo dentro del “Programa de Integración Energética Mesoamericano” realizó un “Estudio para definir una Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica”.

Este trabajo fue realizado por el Grupo Consultor Price Water House Cooper-Freyre y Asociados.

En Octubre de 2007 este grupo consultor presentó su informe que básicamente llega a las siguientes conclusiones:

- a) “El gas natural puede ser una forma razonable de diversificar la matriz energética de Centroamérica en términos competitivos.”
- b) “La demanda eléctrica es determinante en la conformación del mercado. Se ha establecido que la demanda potencial pueda alcanzar un valor cercano a los 20 millones de m<sup>3</sup>/día de los cuales el 70% aproximadamente corresponden a demanda eléctrica.”
- c) “Las fuentes de suministro de gas natural a largo plazo en términos sustentables sólo podría ser abastecida por Venezuela que posee un factor actual de vida de 62 años de relación entre Reservas Probadas y Producción (R/P); lo que descarta por insuficientes a México R/P = 12 años y a Colombia R/P = 17 años como fuentes de aprovisionamiento de gas natural.”

d) “Desde el punto de vista del suministro de gas natural se presenta para el Istmo dos variantes: a) GNL con precio Henry Hub; y b) suministro desde Venezuela con un precio calculado por el método de “Cost Plus”.”

e) “Dependiendo del precio del crudo de referencia del crudo WTI el estudio determinó los precios máximos a pagar por el gas natural en boca de pozo (Venezuela) o Henry Hub en el caso de realizar el abastecimiento con GNL.”

f) “Los precios de coste obtenidos indican que el precio máximo que viabiliza el proyecto en cabecera de gasoducto (Venezuela) serían los siguientes:

1- Para un WTI de 50 US\$/barril; 4,102 US\$/MBTU.

2- Para un precio del crudo WTI de 80 US\$/barril; 7.69 US\$/MBTU.

g) “Para el caso del abastecimiento mediante GNL los precios del gas natural que viabilizan el proyecto son:

1- Para un WTI de 50 US\$/barril y Henry Hub 6.34 US\$/MBTU; el precio máximo del GNL sería 4.67 US\$/MBTU.

2- Para un WTI de 80 US\$/barril (Henry Hub 7.93 US\$/MBTU) el precio máximo del GNL 8.50 US\$/barril.

h) “En el caso del Istmo Centroamericano se puede observar que la alternativa de suministro por gasoductos es más flexible para obtener un precio en cabecera de gasoducto que viabilice el proyecto que en el caso de abastecerse con GNL con precios regidos o referenciados a Henry Hub.”

El trabajo avanza en el Diseño de una estrategia para viabilizar un proyecto de esta naturaleza. Dicha estrategia básicamente consta de tres fases:

a) Creación del Mercado: que implica alcanzar acuerdos políticos en la región que permitan la existencia de dicho mercado de gas natural hoy inexistente.

b) Desarrollo del mercado: consistente en la implementación del proyecto de introducción del gas natural en Centroamérica.

c) Tercera Fase: el mercado competitivo.

### **La Extrapolación al caso Dominicano**

En este punto interesa puntualizar los elementos comunes del suministro y los diversos grados de avance que se verifican en los diferentes ámbitos según el siguiente detalle:

1. República Dominicana y América Central son importadores totales de combustibles líquidos y en general de combustibles fósiles.

2. En República Dominicana sin embargo, el mercado del gas natural ya ha completado una fase inicial. La planta de GNL está funcionando y abastece un mercado por ahora reducido circunscrito en un 95% al sector eléctrico y 5% a otros usos industriales a través de GNC.
3. Un elemento común es que los mercados del gas natural no están desarrollados: Centroamérica inexistente y en República Dominicana ineficiente.
4. El abastecimiento al Istmo puede provenir por GNL o por gasoducto siendo aparentemente éste el más viable y más flexible. En cambio en República Dominicana, siendo un país insular tiene reducidas sus posibilidades de suministro externo de gas natural sólo a la forma GNL tal como ocurre actualmente; ya que sería poco probable el abastecimiento mediante gasoductos en las actuales circunstancias.
5. En este caso el valor del Henry Hub de valor muy similar al fuel Oil N° 6 es un limitante para una penetración rápida del gas natural en reemplazo de este combustible.
6. Las posibilidades de incremento de la velocidad de sustitución están ligadas a la posibilidad de obtener reducciones del precio de abastecimiento de frente a Henry Hub. La baja escala del mercado dominicano puede conspirar contra el logro de dicho objetivo.

#### **VII.7.- LA OFERTA MUNDIAL DE GNL**

Los pronósticos realizados por la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos en Enero de 2007 muestran en los EE.UU un mercado de importación de GNL en crecimiento (Ver Anexo II.5.).

La Figura 1 muestra cómo este mercado, tan cercano geográficamente a República Dominicana, crece en forma incesante desde 1996 hasta el presente.

El mercado mundial de GNL se encuentra en expansión con la incorporación de nuevos países exportadores: Guinea Ecuatorial; Noruega y Yemen.

La Cuenca del Atlántico, en materia de producción de GNL, tiene una capacidad de liquefacción de 65 millones de toneladas por año, lo que equivale a 3.12 trillones de pies<sup>3</sup>/año.

La capacidad instalada de liquefacción de gas natural en la Cuenca del Atlántico a la que pertenece República Dominicana se incrementó considerablemente desde 2005 a raíz de las adiciones de Egipto; Trinidad y Tobago y Nigeria.

Existe por otra parte una fuerte demanda en la Cuenca del Atlántico además de Estados Unidos, de diversos países importadores tales como España, Francia, Bélgica y el Reino Unido.

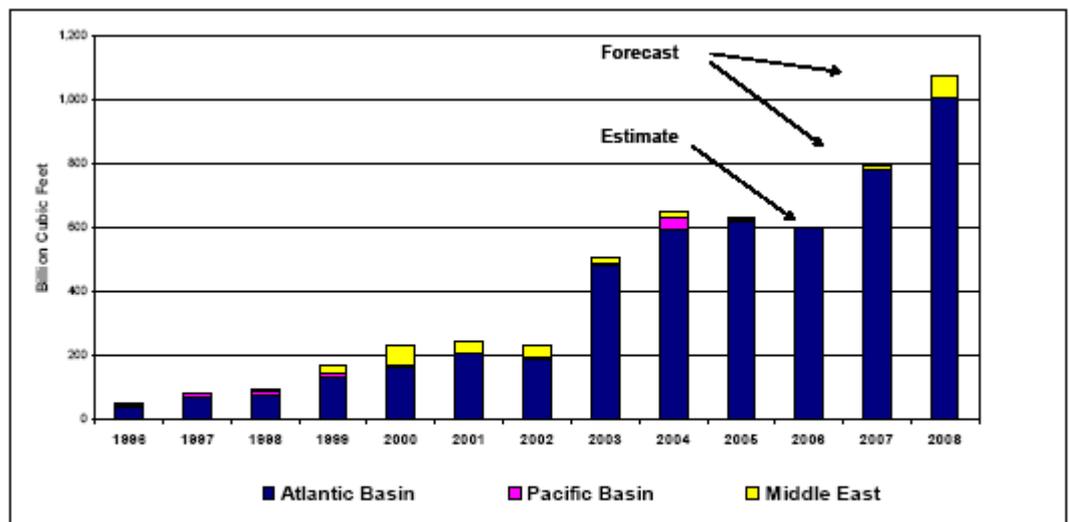
En 2006 Estados Unidos importó más 12 millones de toneladas provenientes en un 67% de Trinidad y Tobago (el mismo suplidor de República Dominicana), un 19% de Egipto, un 10% de Nigeria y un 3.6% de Argelia.

Se estima que las compras de GNL de Europa han crecido en el último año un 12% respecto al año anterior. En Europa el mayor importador es España.

Asia es el mayor consumidor de GNL del mercado mundial (Ver Figura N° 2). Las importaciones asiáticas provienen en gran medida de Medio Oriente; Corea del Sur; Japón; India y recientemente China son los principales compradores.

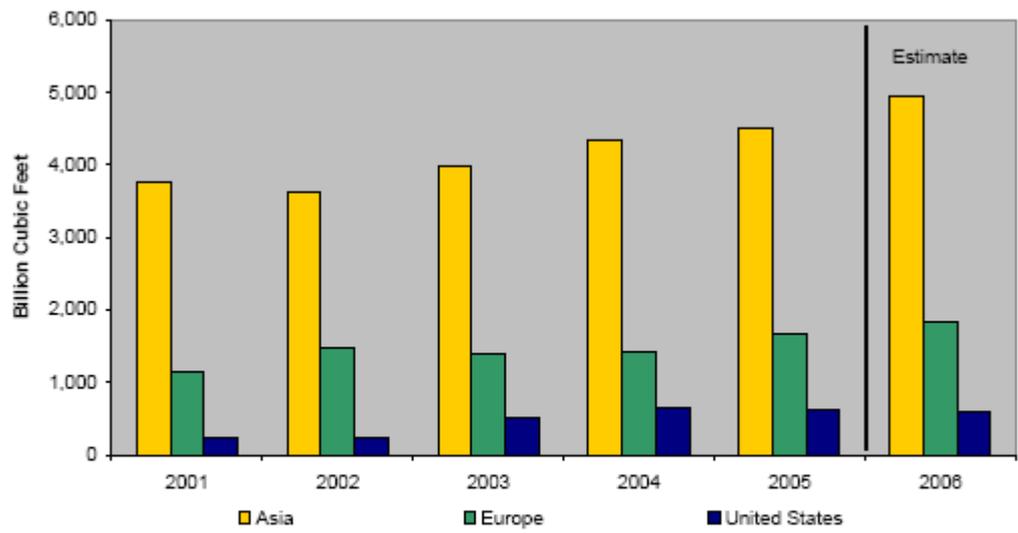
La Figura N° 3 muestra los precios netos al productor (Net backs) obtenidos por los principales exportadores en diferentes mercados; interesa observar la situación de Trinidad y Tobago que es el suministrador de República Dominicana.

**Figure 1. Importaciones Históricas y Proyectadas de LNG a Estados Unidos 1996 - 2008**



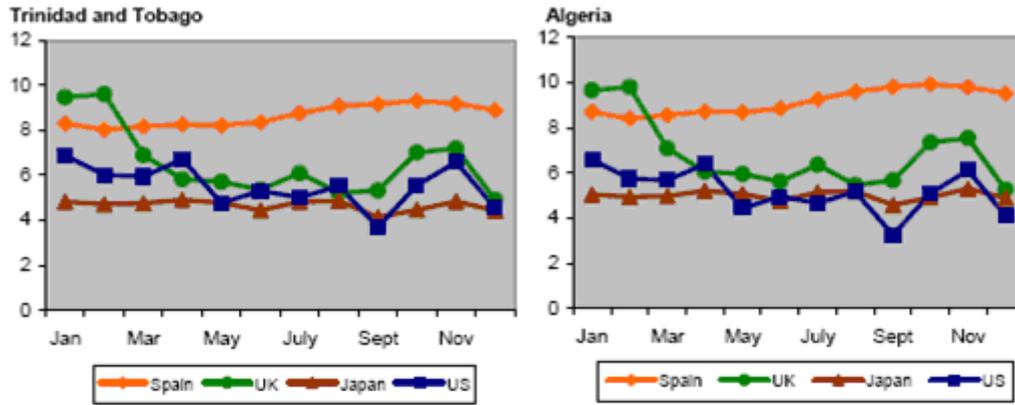
Source: 1996-2005: U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy. 2006-2008 (Estimates and Projections): Energy Information Administration, Short-Term Integrated Forecasting System database.

Figure 2. Informe de LNG por Región, 2001 - 2006



Source: Energy Information Administration, *Natural Gas Monthly*; and FACTS Global Energy, Inc., *Gas Insights*.

**Figure 3. Reingresos Netos de LNG Reportados por los Mayores Exportadores Hubs: Trinidad y Tobago; y Algeria (2006).**



Source: Energy Intelligence. "World Gas Intelligence, Weekly Edition".

## **VII.8.- ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONALES RELATIVOS A LA INTRODUCCION DEL GAS NATURAL CON ALCANCE NACIONAL**

### **VII.8.1. LA NECESIDAD DE UN MARCO REGULATORIO**

La utilización del gas natural en República Dominicana comenzó de manera puntual. Una empresa privada AES obtuvo una autorización mediante un Contrato con el Estado Dominicano para construir una planta de almacenamiento de GNL/GAS METANO y una terminal metanera. También para la construcción de la Central termoeléctrica de Ciclo Combinado de ANDRES.

El Contrato que ha sido descrito en el punto 2.2.2. faculta a AES a intervenir en todas las fases del negocio del gas natural en República Dominicana (ver Anexo II.3).

Sin embargo, y afortunadamente, AES no ha recibido por parte del Estado Dominicano ni un monopolio para un determinado segmento del negocio gasífero, ni una exclusividad zonal o regional, de forma tal que el mercado es desafiante y por lo tanto abierto a otros actores.

Por su parte, la empresa “Línea Clave” ha firmado un contrato con AES para comprar gas natural regasificado en la terminal metanera de AES. Línea Clave somete el gas natural adquirido a un proceso de compresión y luego lo transporta como gas comprimido en camiones especialmente diseñados al efecto (Ver punto 2.3.) a una red de clientes industriales que se ampliará en un futuro próximo al GNC vehicular.

Por otra parte el Poder Ejecutivo ha dictado en mayo 07 el Decreto N° 264-07 que declara de “interés nacional” la actividad gasífera y encomienda a la Secretaría de Industria y Comercio funciones como Autoridad de Aplicación de la política gasífera dominicana.

Toda esta situación de desarrollo concreto que hoy exhibe el gas natural en República Dominicana, que se va configurando por partes, debería institucionalizarse en un Marco Regulatorio global, preferentemente mediante un instrumento de la más elevada categoría jurídica, es decir por una ley, para el sector gasífero que fije las reglas de juego de largo plazo para todos los actores del sector de forma clara, y haciendo uso de la mejor y más moderna técnica legal en la materia.

En el Anexo I-3.6. del primer Informe Parcial hemos adjuntado el Marco Regulatorio del gas natural en la República Argentina (Ley 24076), como un antecedente a considerar.

Argentina es un país con un amplio desarrollo gasífero de más de 50 años con una extensa red de gasoductos troncales de más de 6,000 Km. de longitud; nueve grandes Distribuidoras regionales; una población servida de más de 20 millones de habitantes y

por lo tanto, puede servir -por lo menos en parte- como antecedente en materia de legislación, normativa y reglamentación.

El marco regulatorio debe preferentemente ser una Ley sancionada por el Congreso Nacional, evitando en lo posible que dicho Marco sea implementado por normativa de menor jerarquía; y debe contener en principio los siguientes capítulos:

1. Autorización y requisitos para realizar importaciones y exportaciones de gas natural.
2. Transporte y Distribución de gas natural:
  - Requisitos, autorizaciones.
  - Habilitaciones.
  - Tiempo de duración de los permisos.
3. Sujetos de la Industria Gasífera: Importador; Almacenaje; Transportista; Distribuidor; Comercializador, Derechos y Obligaciones. Posibles incompatibilidades.
4. Modalidades y exigencias para la prestación de los servicios.
5. Tarifas
  - Principios tarifarios.
  - Forma de regulación por parte del regulador.
6. Organismo Regulatorio: misión y funciones. Ente Regulador.
7. Procedimientos administrativos y control jurisdiccional.
8. Contravenciones y Sanciones.

El marco regulatorio se completa con un conjunto de reglamentos específicos que permitan una eficiente regulación de la actividad.

#### **VII.8.2. DECRETO N° 264-07 INTERÉS NACIONAL DEL GNC**

El Decreto N° 264-07 del 22 de Mayo de 2007 del Presidente de la República declara de interés nacional el uso de gas natural por su interés social económico y medio ambiental, debiendo el Estado a través del Gobierno Nacional y los Gobiernos Municipales promover su utilización masiva incentivándolo como alternativa a los combustibles líquidos.

Los considerandos del Decreto aunque no son extensos dan una idea de los fundamentos que han guiado el dictado de esta norma:

1. En primer lugar se parte del hecho real que República Dominicana cuenta con una terminal metanera (GNL) con capacidad suficiente para sostener una oferta de gas natural de alcance nacional.
2. El segundo aspecto es reconocer que para que la actividad se desarrolle es necesario contar con un Marco Regulatorio que impulse el desarrollo de mercado de gas natural.

En su Art. 2, el Decreto encarga a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) impulsar la masiva utilización del gas natural vehicular, promover el establecimiento de nuevas estaciones de carga de GNV y el programa de conversión de vehículos.

El artículo 3 encomienda a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio mediante un conjunto de cinco incisos lo siguiente:

1. Implementar la política nacional de gas natural en todo el territorio nacional; (incisos: a y e);
2. Los incisos b) a d) se orientan específicamente a la promoción del GNV.

En función del artículo 4 la SEIC, para cumplir su cometido, podrá disponer del apoyo técnico de las otras instituciones gubernamentales: Secretarías de Estado; Comisión Nacional de Energía; Instituto Nacional de Formación Técnico Profesional (INFOTEP); e instituciones financieras del Estado Dominicano.

El Artículo 11 establece que la SEIC, en un plazo no mayor de 60 días, debe elaborar el Reglamento de Aplicación del Decreto.

El Art. 6 se refiere a las facilidades crediticias para la conversión de instalaciones y/o adquisición de equipos de uso de gas natural.

El Art. 9 establece que la SEIC establecerá los requisitos que deben cumplir las empresas distribuidoras y estaciones de expendios para el otorgamiento de concesiones y licencias correspondientes.

## **COMENTARIOS DEL CONSULTOR SOBRE EL DECRETO ANALIZADO**

Se trata de un instrumento sintético que puede jugar un rol muy importante en el futuro energético del país.

Queda claro que se pone de manifiesto la voluntad del Estado Dominicano de expandir el gas natural en el país jugando un rol activo por medio de sus instituciones gubernamentales.

Sin embargo, parecen coexistir en el texto del Decreto dos conceptos:

- a) Un concepto de promoción general del gas natural; lo que implica su utilización masiva en los sectores generación de energía eléctrica; industria; turístico; residencial; y otros.

y,

b) Una concepción más particular respecto a la utilización del gas natural vehicular.

Esta ambigüedad entre lo general y lo particular está presente en todo el texto.

Debemos destacar también el hecho de que la implementación de una política estratégica y de largo plazo en el área energética destinada a provocar un gran cambio en la matriz energética de la República Dominicana no haya sido confiada a la CNE, como parecerían indicar la tendencia de la última generación de legislación dominicana en la materia (vg. Ley 125/00) y la Ley de Promoción de las Energías Alternativas (57/07).

**CAPITULO VIII**  
**GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP)**

### **VIII.1.- DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE GLP**

El GLP (Gas Licuado de Petróleo) tiene una amplia utilización en la matriz energética de la República Dominicana. Según el Balance Energético de 2005 los valores de producción y consumo han sido los siguientes:

- Producción Nacional	402,560 bl
- Importación	7,396,450 bl
<b>- Total</b>	<b>7,799, 010 bl</b>

El GLP es producido localmente por Refidomsa e importado desde diversos países proveedores por tres grandes importadores. La producción nacional representa sólo el 5,1% y la importación el 94,9%.

En cuanto al consumo el mismo se distribuye de la siguiente forma:

- Sector Residencial	4, 018,330 bl
- Sector Comercial, Servicios y Público	442,840 bl
- Sector Industrial	320,530 bl
- Sector Transporte	2,882,940 bl
- Otros	116,590 bl
<hr/>	
<b>Total</b>	<b>7, 781,230 bl</b>

Se observa claramente la preeminencia del sector residencial y, llamativamente, del sector transporte que ocupa el 2° lugar en el consumo total.

El consumo total de GLP de República Dominicana de unos 314 millones de galones en el año 2006 es abastecido por tres importadores:

- Refidomsa que opera en el país desde 1976.
- Opuvisa que opera desde 1989.
- Coastal Petrolera Dominicana que inició sus operaciones en 1999.

El Cuadro siguiente muestra la serie histórica de importación de este producto.

**IMPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS ANUALES  
1994-ENERO-MARZO 2006  
(VOLUMEN EN BARRILES (BB); Precio BB/US; VALOR EN US\$)**

AÑO/MES	GLP		
	CANTIDAD	PRECIO	VALOR
1994	2,767,987.00	13.20	36,537,428.40
1995	3,490,842.00	14.6	50,966,293.20
1996	3,978,430.00	17.96	71,452,602.80
1997	4,525,946.00	16.39	74,180,254.94
1998	5,562,900.57	12.48	69,424,999.11
1999	5,564,452.00	15.12	84,134,514.24
2000	6,197,261.54	25.76	159,641,457.27
2001	5,925,076.41	23.87	141,431,573.91
2002	5,758,255.91	18.76	108,024,880.87
2003	5,430,300.90	25.23	137,006,491.71
2004	6,424,993.72	33.19	213,245,541.57
2005	7,396,453.98	40.17	297,115,556.38
2006	1,865,761.33	42.77	79,798,612.08

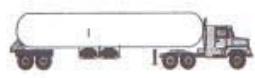
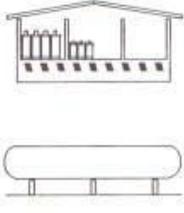
Las importaciones crecieron entre 1994 y 2005 con una tasa anual acumulativa del 9.3%; el precio se triplicó desde 1998/1999 hasta 2006.

La capacidad de almacenamiento de los tres importadores mencionados es la siguiente:

EMPRESA	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (Tn)
Refidomsa	6000
Opuvisa	6000
Coastal	6000

La figura siguiente muestra la cadena de producción y consumo de GLP en República Dominicana.

### CADENA DE COMERCIALIZACION DEL GAS PROPANO

Producción y Suministro	Transporte	Almacenamiento y Envasado	Distribución y Venta
 <p>REFIDONSA MUNDOGAS COASTAL</p>	 <p>450 Camiones cisternas</p>	 <p>730 Plantas de Llenado</p>	 <p>43 Distribuidores Camiones Bombonas Graneleros Tanques Fijos</p>
CAP 3,000,000 C/U	8,000 Gls. Prom.	9,000 Gls. Prom.	
<b>TOTAL : 9,000,000 Gls</b>	<b>3,800,000 Gls</b>	<b>6,570,000 Gls</b>	<b>19,370,000 Gls</b> G.TOTAL

El Producto una vez en territorio Dominicano es retirado de las plantas de almacenamiento por los camiones de transporte cisterna; la flota está compuesta por unos 450 camiones con capacidad media de unos 8,000 galones por unidad.

El producto es transportado hasta 730 plantas de llenado ubicadas en todo el territorio nacional para realizar el envasado en cilindros de 45 kg y en garrafas de varios tamaños.

### VIII.2.- LAS DISTRIBUIDORAS

Las plantas envasadoras pertenecen a 45 empresas distribuidoras; entre las cuales las más importantes son:

- Propagas
- Tropigas
- Credigas
- Gas Caribe

El 80% de las distribuidoras (aprox. 35) venden menos de 500,000 gl / año; es decir, se verifica una alta concentración del mercado en el 90% del mismo y una alta dispersión en el 10% de dicho mercado.

A los efectos de describir el funcionamiento del sistema se describe en forma somera la principal empresa distribuidora del mercado dominicano de GLP: PROPAGAS.

La empresa es propiedad de Coastal Petroleum, tiene una participación del mercado de aproximadamente el 30%. Se abastece de producto en la Planta de Coastal en San Pedro de Macorís.

Posee una flota de 40 camiones cisterna y abastece una red de 45 envasadoras ubicadas en todo el territorio nacional. Los camiones cisterna tienen una capacidad de 11,000 / 9,000 y 7,000 gl. Los tanques de almacenamiento son propiedad de las distribuidoras y se encuentran en el predio de las envasadoras.

Las distribuidoras tienen precios de venta con márgenes regulados por Resolución Semanal de la SEIC. El margen de distribución y del detallista así como los demás componentes del precio al público son los que fijan en el Cuadro siguiente:

(31 de Marzo al 6 de Abril 2007)			
PRECIO			
	SUBSIDIADO	NO SUBSIDIADO	DIFERENCIA
Precio Paridad de Importación	42,89	46,69	3,80
Impuesto Ad-Valorem 16%	6,86	7,47	0,61
Compensación Gobierno	<b>(17,35)</b>	0,00	17,35
Margén al Distribuidor	5,20	5,20	0,00
Comisión de Transporte al Distribuidor	3,00	3,00	0,00
Margén de Comercialización al Envasador	5,65	5,65	0,00
<b>Precio de Venta al Público</b>	<b>RD\$46,25</b>	<b>RD\$68,01</b>	<b>RD\$21,76</b>

La distribución y venta minorista se realiza a través de 45 distribuidoras que realizan la distribución mediante camiones de distribución de garrafas y transporte a granel para el abastecimiento de tanques fijos.

### **VIII.3.- LAS ENVASADORAS**

Existen 730 en todo el país. La Envasadora típica realiza el llenado de envases (cilindros y garrafas) y realiza las ventas minoristas en los siguientes rubros y modalidades:

- 1 – Expendio detallista a través del sub.-distribuidoras domiciliarias por camión.
- 2 – Expendio detallista de pequeña escala a través de repartidores que llevan mediante un pequeño vehículo las garrafas a domicilio.
- 3 – Expendio directo en planta a particulares que cargan directamente su garrafa.
- 4 – Expendio de GLP vehicular.

En el Anexo II.7 se muestra un conjunto de fotografías que describen el funcionamiento anteriormente comentado.

La relación entre ambos integrantes de la cadena de ventas es a través de un contrato en el cual la Distribuidora se compromete a suministrar el producto a granel y la Envasadora se compromete a la venta “en exclusiva”.

Los recipientes son propiedad de la Distribuidora y tienen su marca. La Distribuidora garantiza con su marca la calidad de la garrafa; la calidad del gas y el volumen contenido en la misma.

La SEIC a través de DIGENOR (Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad) certifica el funcionamiento del sistema a través de inspecciones al azar y sin aviso previo.

La Distribuidora no vende minorista en forma directa; sin embargo es normal y frecuente que la Distribuidora posea Envasadoras propias en una elevada proporción de la red.

#### **VIII.4.- EL ABASTECIMIENTO A LA INDUSTRIA Y HOTELES**

Se trata de clientes que reciben GLP no subsidiado. Los mismos son abastecidos a granel por las Distribuidoras en forma directa mediante camiones de capacidad 2,000 / 5,000 gl.

#### **VIII.5.- RESTAURANTES Y EDIFICIOS DE VIVIENDAS RESIDENCIALES CON INSTALACIONES CENTRALES DE GLP**

Idem Anterior.

#### **VIII.6.- GLP EN EL TRANSPORTE**

##### **VIII.6.1.- ASPECTOS IMPOSITIVOS y TRIBUTARIOS**

La publicación El MONITOR ENERGETICO de la Unidad de Análisis Económico de la Secretaria de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo en su N°2 de julio 2006 ha analizado el impacto tributario y económico de la persistente transformación del parque vehicular para el consumo de GLP subsidiado en lugar de gasolinas.

Al respecto menciona que en 2001 el parque vehicular que utilizaba GLP como combustible de la República Dominicana se estimó en 35,800 vehículos; una estimación mas reciente de la SEIC de 2005 estimó el parque en unos 87,800 vehículos de transporte público y privado de los cuales el 64% corresponden a vehículos privados

(automóviles; utilitarios; y camionetas tipo JEEP; etc.), y un 35.5% corresponden a vehículos de uso público tipo taxis.

El crecimiento del parque de vehículos a GLP mencionado, aunque se trata sólo de estimaciones aproximadas, indica que el crecimiento medio sería del orden del 25% anual acumulativo; si ello es así, el número de vehículos a mediados de 2007 se ubicaría en torno a los 138,000 vehículos, valor que tomamos como aproximativo sujeto a la comprobación por métodos mas precisos censales o de muestreo estadístico.

La estadística demuestra que entre los años 2004 y 2006 (ver tabla SEIC) las ventas del total de gasolinas han bajado de 7,700 miles de barriles en 2004 a 6,801 miles de barriles en 2006. En particular la gasolina regular en dicho período experimentó una caída de 6,400 a 5,295 miles de barriles por año. La gasolina Premium en el mismo período subió de 1, 300,000 barriles en 2004 a 1, 506,000 barriles en 2006.

La caída de las ventas de los carburantes utilizados por los automóviles equipados con motores ciclo Otto (gasolinas), cuando el parque automotor se encuentra en crecimiento sostenido, sólo puede ser atribuida a la persistente substitución de gasolinas por GLP en un proceso anárquico; fuera de la normativa legal; no controlado y fraudulento en tanto y en cuanto evade impuestos específicos que gravan el consumo de gasolinas y además se apropia indebidamente de subsidios específicos al GLP que fueron establecidos en la normativa vigente (ley 112-00) exclusivamente para el sector residencial.

#### **VIII.6.2. ESTIMACIÓN DE LOS MONTOS DE IMPUESTOS NO PAGADOS Y SUBSIDIOS APROPIADOS**

Haremos una distinción entre el concepto de “impuesto evadido” y el de “subsidio apropiado indebidamente”. La utilización del GLP en forma espontánea y al margen de las regulaciones existentes produce dos efectos diferenciados sobre la hacienda pública:

a) Al ser el GLP un producto exento de impuestos el automovilista usuario de GLP en su vehículo no está tributando los impuestos que gravan el consumo de gasolinas en el transporte y por lo tanto priva al Estado Dominicano de recaudar estos fondos; y por lo tanto, disminuyen los ingresos fiscales; b) el automovilista que utiliza GLP en lugar de gasolina utiliza este combustible a precio subsidiado y por lo tanto se apropia indebidamente de un subsidio aportado por el Estado Dominicano aumentando los egresos de éste.

La suma de ambos conceptos daría el perjuicio sobre el estado o la renta apropiada indebidamente por los consumidores (en este caso los usuarios de GLP vehicular).

Para una estimación expeditiva de este fenómeno utilizamos el Balance Energético Nacional. En 2005 se consumieron en el transporte 2,882 miles de barriles del GLP equivalentes a unos 121 millones de galones.

En base a dicha cifra se tiene:

a) IMPUESTO EVADIDO (IE): los impuestos evadidos corresponden a la Ley 112/00 (para gasolinas 47.21 \$RD/G); Ley 557 ad valorem, diferencia entre el correspondiente a la gasolina (12.92\$ RD/G) y el correspondiente al GLP subsidiado (7.54\$ RD/G), lo que da un total de 52.68 \$ RD/G, este valor debe corregirse por la diferencia de poder calorífico entre ambos combustibles ( $f = 0.76$ ) 40.03 \$ RD/G-

$$IE = 121 \text{ MG GLP} * 40.03 \text{ \$ RD/G} = 4,843. \text{ Millones de \$RD}$$

Equivalentes a unos 142 millones de US\$/año

b) SUBSIDIO INDEBIDO (SI): Subsidio indebidamente apropiado en 2005:

$$SI = 121 \text{ MG} \times 17.35 \text{ \$RD/G} = 2,099. \text{ millones de \$RD};$$

Equivalentes a unos 62 millones de US\$/año

La suma de ambos valores asciende a 204 Millones de US\$/año, valor que en 2007 de acuerdo al crecimiento anual experimentado (25% anual acumulativo) podría ser un 50% superior al de 2005 (valor especulativo sujeto a verificación).

### VIII.6.3.- LA MODALIDAD DE LA UTILIZACIÓN DEL GLP VEHICULAR

Hemos realizado, en conjunto con personal de la Gerencia de Hidrocarburos de la CNE, y particularmente con su Gerente el Ing. Romeo Llinás, una observación visual de las modalidades bajo las cuales se expende en Santo Domingo el GLP vehicular. A tal efecto, hemos visitado varias instalaciones en donde se expende el GLP vehicular todas dentro de la ciudad de Santo Domingo y sus alrededores. Como resultado de esas observaciones in situ hemos realizado una minuciosa observación de los detalles operativos y se confeccionado un archivo fotográfico que se anexa como parte del presente Informe.

a) **Estación de Carga de la Empresa TROPIGAS ubicada en la calle Roberto Pastoriza**: se trata de una instalación similar a una estación de servicio convencional de combustibles líquidos; posee un terreno de aproximadamente una manzana con entrada por dos calles paralelas.

Posee varios surtidores volumétricos similares a los utilizados en las estaciones de combustibles líquidos de diseño un tanto antiguo si se compara con la actual generación de surtidores que poseen las estaciones de servicio de combustibles líquidos convencionales; los surtidores totalizan el volumen despachado y el precio total; estos se encuentran agrupados en islas de dos surtidores cada uno; las islas poseen cenefas con carteles de identificación de la Empresa Distribuidoras de GLP Tropicgas.

Hemos observado un gran movimiento de automóviles de todo tipo y modelo.

Los automotores tienen diversos tipos de instalaciones para recibir el GLP: los hay con instalaciones sofisticadas y prolijas y los hay de factura totalmente casera (una garrafa

de cocina en el baúl del automóvil amarrada por cadenas a la carrocería para evitar su desplazamiento).

Los operarios de la estación no poseen uniformes ni prestan un servicio de atención al cliente similar al de las estaciones de servicio convencionales (limpieza de vidrios, revisión de aceites, etc.).







**b) Estación de Carga de la empresa Optimo GAS ubicada en la Calle Rafael**

**Augusto Sánchez:** en este caso se trata de una estación de menor jerarquía que la anterior; un terreno de unos 2,500 M<sup>2</sup> ubicado en esquina con entrada por las dos calles que conforman las esquina. Se trata de una estación rudimentaria sin las instalaciones mínimas para ser considerada una Estación de Servicio.

La planta tiene dos partes dentro del mismo predio: una para llenado de garrafas para uso domiciliario que consta de un pequeño andén elevado (aprox. 45 cm.) en dicha plataforma se encuentran los medidores volumétricos que mediante una manguera llenan los envases de GLP (garrafas, cilindros).

Las instalaciones para carga de GLP en vehículos se agrupan en 4 islas paralelas con un medidor volumétrico cada una.





c) **LUSERGAS ubicada en el Malecón George Washington**: se trata de una instalación totalmente precaria en un predio de aproximadamente media hectárea con piso de tierra y algunas partes de asfalto en el cual había estacionados un conjunto de varios vehículos de transporte a granel del GLP. Existe también una muy rudimentaria oficina y baño.

Existe un área muy pequeña sin ninguna condición de habilitación ni seguridad en la cual hay varios medidores que expenden GLP; la carga de los vehículos se realiza con éstos estacionados de culata contra el medidor volumétrico.

En todos los casos hemos observado que la maniobra de carga es simple; de corta duración y el precio es similar: 51.2 \$RD/galón.







#### **VIII.6.4. LA ADAPTACION DE LOS AUTOMOVILES PARA EL USO DEL GLP**

Hemos comprobado en nuestra visita a las instalaciones de abastecimiento de GLP vehicular que el kit para uso de GLP en el interior del vehículo varía desde las instalaciones típicamente caseras hasta las más sofisticadas realizadas por talleres especializados.

En las primeras éstas son realizadas por el dueño del vehículo colocando una simple garrafa en el baúl del vehículo amarrada por un par de cadenas a la carrocería del vehículo para evitar su movimiento con el automóvil en marcha: estas instalaciones prácticamente no tienen costo. Hemos constatado en nuestra visita que esta situación (la instalación casera no es la excepción sino que constituye un porcentaje realmente importante de los automóviles que hemos visto en las instalaciones de carga.





El segundo tipo de instalación está constituido por las instalaciones más sofisticadas con tanques de almacenamiento especialmente diseñados; algunos nacionales y otros importados con sus válvulas e instrumentos de medición y los morsetos para el correcto amarre en el vehículo. Existen varios modelos respecto a las modalidades de acceso de la manguera de carga hasta el tanque de GLP. En este caso el costo de la transformación se ubica entre los 16,000 \$RD y los 24,000 \$RD (aprox. entre 500 y 750 US\$). Hemos observado que la instalación se realiza en talleres callejeros informales y no certificados en un tiempo de 3 horas aproximadamente.

Asimismo, hemos consultado con automovilistas dentro de la misma estación de carga que manifestaron haber adquirido las instalaciones a precios menores que los señalados, lo que es característico de la alta informalidad y falta de certificación de las instalaciones.

En definitiva hemos observado muchos tipos de instalaciones con costos que van desde 800 a 24,000 \$RD.

#### **VIII.6.5.- LA SEGURIDAD EN GLP VEHICULAR**

El día 11 de Diciembre de 2007 el Diario Libre da una noticia preocupante vinculada con el uso del GLP vehicular en las condiciones en que éste se presta actualmente en República Dominicana y que abonan la idea de la necesidad de la perentoria normalización.

“Santiago. Dos hombres sufrieron quemaduras de primer y segundo grado en más de un 80% de sus cuerpos al explotar un tanque de Gas (GLP vehicular) instalado en un carro -Toyota Corolla del año 90- que ambos reparaban en la comunidad cuesta Honda de Tamboril”.

La noticia, si bien un caso puntual y por lo tanto sin valor estadístico. Muestra un lado del problema del GLP vehicular que debe ser justamente ponderado por las autoridades.

#### **VIII.7.- LA NORMALIZACION DEL GLP AUTOMOTOR**

Uno de los mayores desafíos que enfrenta el Subsector de los hidrocarburos en República Dominicana consiste en institucionalizar el funcionamiento de la venta de GLP de uso vehicular.

Actualmente el GLP se usa para el transporte en una forma no prevista por la legislación vigente provocando múltiples distorsiones que deben ser corregidas.

En primer lugar debe asumirse que se trata de un fenómeno de magnitud de desarrollo anárquico y muy dinámico crecimiento que provoca inconvenientes a múltiples sectores de índole legal, impositivo, seguridad de las instalaciones y las personas, perjuicios comerciales a los expendedores de combustibles, etc.

Es un fenómeno que afecta a una gran cantidad de población en la República Dominicana.

##### **VIII.7.1.- INTRODUCCION**

La Regularización de la situación actual totalmente anormal, ilegal y fraudulenta en que se expende el GLP para uso vehicular debe ser encarada en forma prioritaria por múltiples razones entre las que cabe citar: 1) razones técnicas; 2) seguridad; 3) impositivas y legales.

La idea de regularizar GLP vehicular no debería ser interpretada como “prohibir el uso”, ya que la modalidad ha adquirido tal grado de desarrollo en la República Dominicana que la prohibición resultaría compleja y de alto costo político.

La Regularización debe ser:

- a) Gradual;
- b) Debe permitirse a los detallistas de combustibles líquidos la venta en islas diferenciadas de este combustible en instalaciones normalizadas y autorizadas por las autoridades competentes;
- c) Debe prohibirse a partir de determinada fecha el expendio en instalaciones de las detallistas de GLP;
- d) Las actuales expendedoras de GLP vehicular tendrán la opción de transformarse en instalaciones de venta exclusiva de GLP vehicular;
- e) Se prohibirá la venta de GLP a vehículos en las Envasadoras de GLP; aplicando multas al usuario y severas sanciones al detallista.
- f) La venta de GLP para uso vehicular no tendrá subsidios; el precio de venta al público será el que determina la SEIC;
- g) Se normalizará las instalaciones en los vehículos y se adoptará una normativa específica.

### VIII.7.2.- LOS PERJUDICADOS

#### **a) En primer lugar el Estado Dominicano:**

Este deja de percibir impuestos a los combustibles que gravan el consumo de gasolinas y gasoil vehicular.

En segundo lugar al consumir un combustible subsidiado el GLP el automovilista se apropia de un subsidio que está definido legalmente pero exclusivamente para beneficio del sector residencial.

La ciudadanía se expone a instalaciones no controladas de GLP vehicular.

#### **b) El segundo sector perjudicado es el comercio minorista o detallista expendedor de combustibles líquidos a través de estaciones de servicio:**

En este caso la red de aproximadamente 650 estaciones expendedoras de combustibles líquidos con las que cuenta República Dominicana ve disminuir en forma constante su clientela que transforma sus vehículos para consumir GLP y dejan de abastecerse en la red de estaciones de servicio legales para comenzar a adquirir el GLP vehicular en una “red irregular” de estaciones de carga ubicadas en cada una de las envasadoras de GLP del país.

En este contexto es fácil observar que cada automovilista que transforma su vehículo deja de ser un “consumidor legal” que se abastece de la “red detallista de combustibles legal” y se transforma en un “consumidor ilegal o irregular” abastecido por una “red detallista ilegal”.

### **c) El Público en general:**

Se supone que el abastecimiento de combustibles es una de las actividades riesgosas que encierra peligros para la población (incendios, explosiones, emanación de gases tóxicos, efluentes líquidos peligrosos, etc.).

Esta circunstancia hace que el Estado deba extremar sus exigencias de seguridad para la habilitación de instalaciones y una vez que estén en funcionamiento se sometan a las mismas a inspecciones periódicas por parte de DIGENOR para comprobar el cumplimiento de la normativa.

Es obvio que en tanto el expendio de GLP vehicular se realice de manera informal y al margen de la legislación, el mismo no esté sometido a ninguna inspección por parte del Estado, continuarán los consiguientes perjuicios para la seguridad pública. No sólo de las personas directamente involucradas (automovilistas, personal de expendio, etc.) sino también para la población cercana a las instalaciones y a los usuarios de los vehículos, muchos de los cuales son utilizados por el transporte de pasajeros.

Se ha tomado conocimiento a través de noticias periodísticas de la existencia de accidentes (ver Anexo II.9 con información sobre este tema).

## **VIII.7.3.- LA REGULARIZACIÓN DEL GLP AUTOMOTOR**

La regularización del GLP automotor se debería transformar en una política de alta prioridad para el sector energético dominicano.

Debería contar con las siguientes características:

- a) Ser gradual con el objetivo final de su regularización total pero con etapas intermedias.
- b) El objetivo final es que el GLP vehicular sea un combustible de uso permitido y reglamentado tanto su expendio como las instalaciones en el interior de los vehículos que deben cumplir con estrictas normas de seguridad.

Un segundo objetivo es impedir la apropiación indebida de subsidios por parte de los automovilistas.

- c) El GLP de uso vehicular debe ser normalizado por una norma de DIGENOR al igual que ocurre con los restantes combustibles de uso vehicular (gasolinas y gasoil). Para la redacción de la normativa deben utilizarse antecedentes normativos internacionales y proceder a su adaptación a República Dominicana (europeos y americanos; ver Anexo II.8).
- d) Debe permitirse a la red detallista autorizada de combustibles líquidos (nucleadas en la ANADEGAS) que la misma puede habilitar “islas” de ventas de “GLP vehicular no subsidiado” en sus instalaciones actuales.
- e) En un plazo de 1 (un) año (tiempo en el cual se debe ir implementando el punto anterior) debe quedar prohibido a las envasadoras de GLP la venta de GLP vehicular.
- f) Las envasadoras sólo podrán expender GLP para uso doméstico. Será penado con fuertes multas y/o clausura el expendio de GLP vehicular en envasadoras de GLP.
- g) Las actuales estaciones de venta de GLP vehicular deberán optar en un plazo determinado a transformarse en estaciones de servicio exclusivas de venta de GLP vehicular regularizadas o cerrar sus instalaciones actuales.
- h) El sistema de impuesto a los combustibles utilizados para uso vehicular en general debe ser racional y no distorsionante y debe tener armonía entre los diversos combustibles alternativos.
- i) Paralelamente a la habilitación y regularización de instalaciones de expendio debe aumentar la exigencia sobre el automotor particular a través de inspecciones que penalicen directamente la utilización de instalaciones caseras y fuera de norma en los vehículos.

#### **VIII.7.4.- PROPUESTA DE NORMATIVA PARA EL GLP VEHICULAR**

Hemos tomado conocimiento de la existencia de una propuesta de norma técnica para uso del GLP vehicular: “PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO. GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP). ESTACIONES DE SERVICIOS DE COMBUSTIBLES Y DE GLP DE USO AUTOMOTRIZ. ESPECIFICACIONES.”

El Proyecto de Norma está siendo tratado en un Comité Técnico coordinado por DIGENOR que está integrado por productores de GLP, Distribuidoras de GLP, Consumidores, ANADEGAS y las instituciones del Estado.

Nos parece que constituye un camino correcto para la institucionalización del Sistema.

Como un aporte adicional en el Anexo II.8 se incluye el conjunto de normas técnicas y de seguridad para el GLP vehicular en Argentina, contenidas en la Res 131/03 del año 2003.

## **CAPITULO IX**

### **FISCALIZACION DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES EN LA REPUBLICA DOMINICANA**

## **IX.1.- DESCRIPCION DEL SISTEMA DE FISCALIZACION**

La fiscalización de la calidad de los combustibles que se venden en la República Dominicana es realizada por la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR).

La normativa rige para todos los combustibles señalados en las tablas 1, 2 y 3 del Artículo 1º de la Ley 112/00 sean estos importados o producidos en el país.

La Ley N° 112-00 y el Decreto Reglamentario N° 307/01 (Ver Anexo I-3.1) fijan las condiciones de fiscalización y las responsabilidades para el cumplimiento de las mismas.

En particular en lo relativo a la importación de productos la Dirección General de Aduanas tiene un conjunto de obligaciones que están descritas en el Decreto 307/01 Art. 2 “Responsabilidad en el Proceso de Fiscalización de Productos derivados de Petróleo importados”.

En este contexto la DIGENOR, cuya creación emana de la Ley N° 602 del 20 de Mayo de 1977, tiene asignados un conjunto de responsabilidades vinculadas a la calibración de instrumentos de medida localizados en las instalaciones de almacenamiento de las empresas importadoras.

“La Secretaría de Estado de Industria y Comercio, a través de la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad, (DIGENOR) velará porque los instrumentos de pesar y medir localizados en los tanques o depósitos de las empresas importadoras y en aquellos propiedad de otras empresas o personas físicas que reciban combustibles directamente desde buques o cualquier otro medio, sea confiables respecto a las informaciones que los mismos suministran.”

Los casos de irregularidades en los sistemas de calibración o cualquier otra causa que motive resultados irreales en el proceso de medición, deben ser comunicados por DIGENOR tanto a la Secretaría de Estado de Finanzas como a la Dirección General de Aduanas.

La calidad de los combustibles está normada en el Capítulo VII del Decreto 307/01 mencionado.

La calidad de los combustibles deberá corresponder a la mejor calidad especificada en las normas internacionales correspondientes y a las normas dominicanas aplicables.

Por ejemplo:

- a) En el caso de la gasolina el octanaje de la peor calidad deberá corresponder a la gasolina sin plomo con octanaje mínimo de 87 como cociente de la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{MON} + \text{RON}}{2}$$

2

o con octanaje mínimo de 91 cuando sólo se reporte el Ron.

MON = N° de Octano en Motor (Motor Octane Number).

RON = N° de Octano Investigador (Research Octane Number).

En el caso del GLP, la mezcla más adecuada para las condiciones ambientales de República Dominicana es la siguiente:

PROPANO: 70% Mínimo

BUTANO : 30% Máximo

Bajo estas condiciones de proporcionalidad, se producirá la equivalencia por densidad de una tonelada métrica igual a 500.09 galones americanos. La SEIC podría modificar en caso de las proporciones que indicaren cada caso las equivalencias correspondientes. En los casos en que se determine que las importaciones de GLP resulten diferentes a la proporción señalada anteriormente, la empresa importadora deberá comunicarlo a la SEIC, ocasión en la que dicha Secretaría efectuará los ajustes de lugar al precio de paridad de importación de dicha empresa importadora y correspondiente a la semana de importación.

De igual manera se señala que para los fines de controles de calidad de los combustibles a importar y consumir en el país, las empresas importadoras y personas físicas que realicen las mismas, deberán someterse a las especificaciones establecidas en las normas de calidad prescriptas por la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad – DIGENOR - y las normas internacionales de calidad que rigen los combustibles señalados en las tablas 1, 2 y 3 del artículo 1° de la Ley N° 112-00.

La no observancia de las especificaciones de calidad con fines de defraudación al fisco o alteración de los combustibles importados con fines de defraudación al público consumidor, serán sancionados con los mismos recargos, multas internas indemnizatorias que establece el Código Tributario y las legislaciones penales vigentes.

Las normas y especificaciones de los productos derivados del petróleo son las siguientes:

NORDOM	476	Gasolina sin plomo
NORDOM	418	Gasoil
NORDOM	145	Productos derivados del petróleo
NORDOM	68	Productos derivados del petróleo – Gasolina
NORDOM	220	GLP

En el Anexo II.6 se consignan las normas completas con las especificaciones para los combustibles líquidos más comunes en la República Dominicana.

## **IX.2.- ESTADO DE SITUACIÓN**

La información recibida nos permite afirmar que si bien existe una normativa completa sobre los combustibles consumidos en República Dominicana.

No se puede asegurar que afectivamente la calidad establecida en las normas se corresponde exactamente con el combustible realmente consumido en República Dominicana.

DIGENOR no cuenta con un laboratorio propio para análisis de muestras de calidad de los combustibles; ni tampoco utiliza los servicios contratados de un laboratorio de terceros.

Se nos comenta que en algunas ocasiones se ha recurrido a los servicios del Laboratorio de REFIDOMSA que en este caso no constituiría precisamente un “Tercero independiente”.

Se nos informa que DIGENOR no hace un muestreo sistemático de calidad, interviniendo solamente ante el caso de denuncias concretas de particularidades afectados.

## **IX.3.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN DEL CONSULTOR**

En este contexto se puede afirmar lo siguiente:

DIGENOR realiza un control sistemático de metodología (medición volumétrica) una vez cada seis meses en las aproximadamente 700 Estaciones de Servicio con que cuenta el país.

No existe tampoco un adecuado control de precintos a la salida de los camiones tanque de Refinería, razón por la cual es posible la existencia de fraude y adulteración que debería ser verificado con políticas más estrictas.

Se nos informa que los recursos humanos y medios con que cuenta DIGENOR son exiguos razón por la cual consideramos conveniente recomendar lo siguiente:

- 1) Efectuar una AUDITORIA EXTERNA DE CALIDAD –certificación externa realizada por una empresa seleccionada por concurso público especializada en el rubro certificación de calidad.

- 2) Hacer una REINGENIERIA DE DIGENOR procurando su fortalecimiento institucional para cumplir con su cometido legal e institucional.

**CAPITULO X**  
**IMPUESTOS SOBRE LOS**  
**COMBUSTIBLES**

## **X.1.- LOS PRECIOS E IMPUESTOS VIGENTES EN REPUBLICA DOMINICANA**

La Secretaría de Estado de Industria y Comercio publica semanalmente los precios oficiales de los combustibles que se expenden en República Dominicana.

La Tabla siguiente muestra el contenido de la Resolución de la SEIC correspondiente a la semana entre el 13 y el 17 de Noviembre de 2007.

TIPO COMBUSTIBLES	*Precio Paridad Importación	Impuesto			MARGENES		Comisión Transporte	Precio Oficial RD\$ /Gl.
		Ley 112-00	Ley 495-06	LEY 557-05 AD-VALOREM REFORMA FISCAL 16%	Distribuidor	Detallistas		
Gasolina Premium	85.67	47.21	0.00	13.71	4.25	13.26	3.00	167.10
Gasolina Regular	83.08	41.77	0.00	13.30	3.25	12.10	3.00	156.50
Gasoil Regular	86.34	17.55	0.00	13.81	3.15	9.25	3.00	133.10
Gasoil Regular EGP-C (No Interconectado)	86.00	0.00	5.36	13.76	0.99	0.00	3.00	109.11
Gasoil Regular EGP-T (No Interconectado)	86.00	0.00	5.36	13.76	0.99	0.00	0.00	106.11
Gasoil Regular EGP-C (Interconectado)	86.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.00	3.00	89.99
Gasoil Regular EGP-T (Interconectado)	86.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.00	0.00	86.99
Gasoil Premium 0.3% A.	86.48	21.93	0.00	13.84	3.00	8.75	3.00	137.00
Gasoil Premium EGP-C	86.03	21.93	0.00	13.76	1.25	0.00	3.00	125.97
Gasoil Premium EGP-T	86.03	21.93	0.00	13.76	1.25	0.00	0.00	122.97
Avtur	92.01	4.26	0.00	14.72	4.02	0.00	3.00	118.01
Kerosene	91.26	12.19	0.00	14.60	3.00	8.25	3.00	132.30
Fuel Oil	61.58	12.19	0.00	9.85	0.79	0.00	3.00	87.41
Fuel Oil EGP-C (No Interconectado)	61.00	0.00	0.00	9.76	0.60	0.00	3.00	74.36

Fuel Oil EGP-T (No Interconectado)	61.00	0.00	0.00	9.76	0.60	0.00	0.00	71.36
Fuel Oil EGP-C (Interconectado)	61.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	3.00	64.60
Fuel Oil EGP-T (Interconectado)	61.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.00	0.00	61.60

TIPO COMBUSTIBLES	Precio Paridad Importación	Impuesto			Compensación Gobierno	MARGENES			Precio Oficial RD\$ /Gl.
		Ley 112-00	Ley 495-06	Ley 557-05 AD-VALOREM REFORMA FISCAL 16%		Distribuidor	Detallista	Comisión Transporte	
Gas Licuado de Petróleo (GLP) - SUBSIDIADO	54.70	0.00	0.00	8.75	(17.35)	5.20	5.65	3.00	59.95
Gas Licuado de Petróleo (GLP) - NO SUBSIDIADO	58.50	0.00	0.00	9.36	0.00	5.20	5.65	3.00	81.71

**\*\*Precio de Venta del GLP al Público en las Envasadoras -SUBSIDIADO-**

Cilindro de 100 Lbs. (22.50 Gls.)	1,348.88
Cilindro de 50 Lbs. (11.25 Gls.)	674.44
Cilindro de 25 Lbs. ( 5.63 Gls.)	337.52
Cilindro de 15 Lbs. ( 3.38 Gls.)	202.63

Tasa de Cambio Promedio-Mercado Bancario, aplicada para todos los combustibles	33.47
--	-------

\* Correspondientes a la semana del 17 al 23 de Noviembre del 2007.

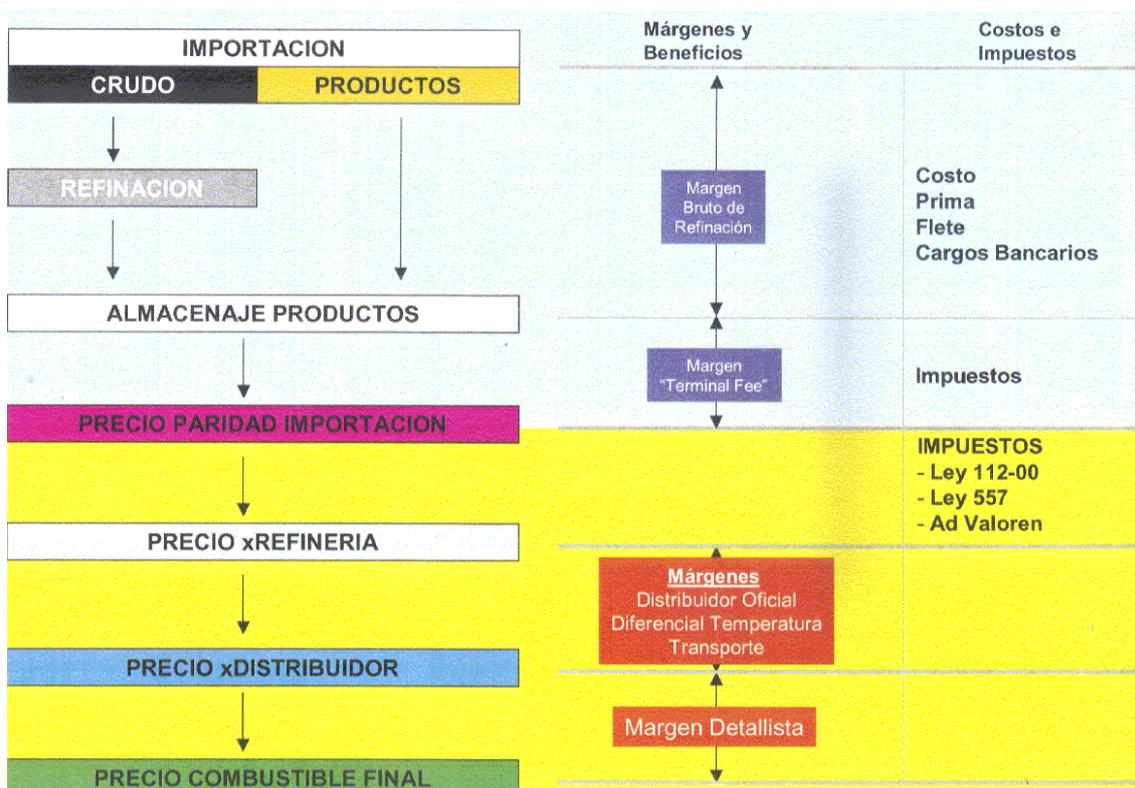
\*\* Los precios del GLP consignados en el presente aviso se establecen de conformidad con la Resolución N° 154 de esta Secretaría de Estado y la disposición Presidencial del día 14 de Junio del 2005 que dispone una compensación fija de **RD\$17.35** por galón por concepto del subsidio al GLP.

La lista de precios de la Resolución es bien clara en cuanto a comprender el funcionamiento del sistema de precios e impuestos vigentes en República Dominicana. El sistema tiene las siguientes características:

- a. Los combustibles tienen un precio oficial.
- b. El precio de cada combustible está puesto por:
  - 1- El precio de Paridad de Importación calculado con reglas preestablecidas.
  - 2- Un conjunto de gravámenes o impuestos sobre los combustibles compuesto por:
    - 2.1. Impuesto Ley 112/00
    - 2.2. Impuesto Ley 495/06.
    - 2.3. Impuesto ad valorem reforma fiscal Ley N° 557/06 (16%).
  - 3- Márgenes y Comisiones regulados por la SEIC.
    - 3.1. Margén del Distribuidor.
    - 3.2. Margén Detallista.
    - 3.3. Comisión de Transporte.
  - 4- Compensaciones del Gobierno o Subsidios.

La figura siguiente muestra el cómo se van integrando los precios en las diversas etapas.

## ESTRUCTURACION DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES



### X.2.- LAS LEYES TRIBUTARIAS

Los impuestos que gravan el consumo de combustibles están fijados en un conjunto de leyes tributarias. Dichas leyes son las siguientes: 1) Ley 112/00; 2) Ley 495/05; y 3) Ley 557/05.

#### X.2.1.- LEY N° 112/00

##### X.2.1.1. Impuestos que gravan el consumo de combustibles en República Dominicana

La Ley N° 112/01 estableció en su Art. N° 1 los impuestos sobre los combustibles. Los impuestos son “al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo” despachados a través de REFIDOMSA S.A., u otra empresa; o importado al país directamente por cualquier otra persona física o empresa para consumo propio o para la venta total o parcial a otros consumidores. La Ley establece que el impuesto será fijado en moneda local en República Dominicana en RD \$/galón según la siguiente tabla:

La Tabla N° 1 que integra el texto de la Ley N° 112/00 estableció un conjunto de combustibles con valores que van desde 0 RD\$/galón el GLP y el Fuel Oil para uso en empresas de electricidad, hasta valores máximos de 18 RD\$/galón en el caso de la gasolina Premium.

**TABLA N° 1**

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 1. COMBUSTIBLES CONVENCIONALES	IMPUESTO RD\$ por galón
2711.12.00/13.00/19.00	Gas Licuado de Petróleo (GLP) Uso Doméstico Gas Licuado de Petróleo: Uso Industrial y Comercial	0.00 0.00
2710.00.19	Gasolina Premium Gasolina Regular	18.00 15.00
2710.00.41	Kerosene Avtur (Jet A-1 para turbinas de aviación)	5.00 1.75
2710.00.50	Gasoil Premium: (FO No. 2, 0.3% azufre). Uso General Gasoil Premium: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Gasoil Premium: EGP-C Gasoil Premium: EGP-T Gasoil Regular: Uso General Gasoil Regular: EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Gasoil Regular: EGP-C Gasoil Regular: EGP-T	6.30 6.30 6.30 6.30 5.00 0.00 0.00 0.00
2710.00.00	Fuel Oil: (FO No.4), Uso General Fuel Oil: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad) Fuel Oil: EGP-C Fuel Oil: EGP-T Fuel Oil: Bunker - C	5.00 0.00 0.00 0.00 0.00

**Fuente: Ley N° 112/00**

En la Tabla N° 2 “Otros Combustibles”, establecen que el gas natural es un “combustible exento” y la Tabla N° 3 que los carbones y lignitos tienen un impuesto igual a 0.

El GLP tanto para el uso doméstico como industrial y comercial tienen un impuesto igual a cero.

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 2. OTROS COMBUSTIBLES	IMPUESTO RD\$ por galón
2711.00.00/21.00	Gas Natural (Licuado, comprimido u otra forma transportable)	Exento
2711.12.00/13.00/19.00	Otros gases licuados de petróleo: Uso doméstico	0.00
	Otros gases licuados de petróleo: Uso industrial y comercial	0.00
2710.00.11	Gasolina para motores de aviación (AVGAS)	18.00
2710.00.20	Otros combustibles tipo gasolina para reactores y turbinas	15.00
2710.00.15	Otras gasolinas premium (especificación: Octanaje 93 RON o mayor)	18.00
	Otras gasolinas regulares (especificación: Octanaje menor de 93 RON)	18.00
2710.00.49	Otros combustibles tipo kerosenes para turbina de aviación	2.50
2710.00.50	Otros gasoil premium: (0.3% azufre o menos), uso general	6.30
	Otros gasoil premium: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad)	6.30
	Otros gasoil regular: (más de 0.3% azufre), uso general	5.00
	Otros gasoil regular: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad)	0.00
2710.00.60	Otros fuel oil: (residuales diferentes al FO No. 6), uso general	5.00
	Otros fuel oil: Uso EGE (Empresas Generadoras de Electricidad)	0.00
2709.00.00	Petróleo pesado virgen (para uso directo como combustible)	0.35
2710.00.00	Petróleo pesado emulsionado	0.35

Ley 14-93 Código Arancelario	TABLA 3. OTROS COMBUSTIBLES	IMPUESTO RD\$ por tonelada métrica
2702	Lignitos	0.00
2701/2702/2713	Carbón mineral y el coque de petróleo	0.00
2704/2708/2713	Coques y semicoques de hulla, lignito, petróleo o turba	0.00

### **X.2.1.2. Subsidio al GLP utilizado por las familias**

La ley N° 112/00 estableció además para el caso del GLP un subsidio directo a las familias financiado con fondos provenientes de los ingresos generales del gobierno según el siguiente texto:

“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 en los hogares dominicanos. Este subsidio nunca será menor que el actual.

La Ley estableció asimismo que el subsidio de gas licuado de petróleo (**GLP**) será financiado por los fondos procedentes de los ingresos generales del gobierno.

### **X.2.1.3. Indexación de los Impuestos**

La Ley N° 112/00 en su Artículo 2do. establece que los impuestos serán indexados según el siguiente texto:

“El impuesto a pagar será indexado trimestralmente por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, utilizando el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Banco Central de la República Dominicana, y el impuesto resultante para cada combustible será puesto en vigencia automáticamente”.

### **X.2.1.4. Funciones de Fiscalización y Administración**

La Ley N° 112/00 establece un conjunto de funciones para la fiscalización y administración de los impuestos.

La fiscalización de los volúmenes recae fundamentalmente en la Dirección General de Aduanas tanto de los volúmenes importados en forma directa para el consumo (Art. 4) como los volúmenes suplidos al mercado interno desde las facilidades de despacho.

En lo relativo a la Administración de las recaudaciones estas funciones recaen en la Secretaría de Finanzas.

### **X.2.1.5. Destino de los Fondos recaudados por los Impuestos**

El destino de los fondos recaudados, luego de un conjunto de deducciones (partidos políticos, municipios, ayuntamientos), con fines específicos establecidos en la legislación es “la Cuenta del Gobierno Dominicano para el para el pago de la Deuda Externa”.

Ver texto del Artículo N° 6 a continuación:

**ART.6.-** La Secretaría de Estado de Finanzas (actual Secretaría de Hacienda) a través de la Tesorería Nacional, será responsable de la administración de las recaudaciones correspondientes a este impuesto y determinará, vía resoluciones administrativas, los procedimientos a seguir y los mecanismos para contabilizar y realizar los pagos de este impuesto.

**PÁRRAFO I.-** La Tesorería Nacional hará las deducciones que señalan las leyes Nos. 17-97, del 15 de enero de 1997, y 275-97, del 21 de diciembre de 1997, de los recursos procedentes de la aplicación de esta ley, y remitirá, dentro de un plazo de siete (7) días, los recursos correspondientes al pago de la deuda externa, a la cuenta del Banco Central denominada “Cuenta Gobierno Dominicano para el pago de la Deuda Externa”.

**PARRAFO II.-** Hechas las deducciones de las referidas leyes y el pago de la deuda externa, los excedentes que resultaren serán depositados en la cuenta “Fondo General de la Nación”.

## SANCIONES

El texto legal establece en el Artículo 7 un régimen de sanciones para quienes hagan “un uso distinto de los combustibles objetos de una reducción de impuesto o un subsidio”; ver detalles en el artículo 7 que se transcribe a continuación:

“Cualquier empresa que sea detectada haciendo un uso distinto de los combustibles objetos de una reducción de impuesto o un subsidio, como se establece en los párrafos I y II del artículo 1 de esta ley, será sancionada de acuerdo con los recargos, multas e intereses indemnizatorios que establece el Código Tributario”.

## PRECIOS DE VENTA AL PÚBLICO

La ley establece un mecanismo de fijación semanal de precios a cargo de la SEIC según el texto del artículo 8:

**ART.8.-** La Secretaría de Estado de Industria y Comercio establecerá, mediante resoluciones que dictará al efecto semanalmente, los precios de venta al público que regirán para los combustibles referidos en la Tabla 1 del artículo 1 de esta ley. Estos precios habrán de reflejar, con actualizaciones semanales, los precios de los combustibles en el mercado internacional, y la tasa de cambio suministrada por el Banco Central de la República Dominicana. Dichas resoluciones serán publicadas semanalmente en diarios de circulación nacional y deberán desglosar los elementos que componen el precio de venta al público de cada combustible, incluyendo el impuesto al consumo.

## LIBRE IMPORTACION DE COMBUSTIBLES

**ART.9.-** Se establece la libre importación de combustibles fósiles y derivados del petróleo para las personas físicas o empresas que tengan estructuras para tales fines.

## **REGLAMENTACION DE LA LEY N° 112/00**

La reglamentación de la ley 112/00 se realizó mediante el Decreto 307/01; en los aspectos relativos a la aplicación de los impuestos establece un sistema de indexación trimestral (Art. 5).

“La Secretaría de Estado de Industria y Comercio, trimestralmente, indexará el impuesto establecido, utilizando para ello el índice de precios al consumidor publicado por el Banco Central de la República Dominicana.”

“El impuesto indexado será aplicado tan pronto como la Secretaría de Estado de Industria y Comercio lo notifique oficialmente a la Secretaría de Estado de Finanzas.”

## **LA LEY 557/05**

La ley 557/05 tuvo por objeto central eliminar los aranceles de importación para entrar en el Tratado de libre Comercio (TLC), eliminando la “comisión cambiaria” cambiándola por un impuesto “ad valorem” del 13% (Art. 23); y modificó las partes alícuotas del impuesto a los combustibles establecidos en la ley 112/00. (Art. 25).

**ARTICULO 23.-** En adición al gravamen sobre combustibles fósiles y derivados del petróleo dispuesto por la Ley No.112-00, del 29 de noviembre del 2000, se establece un impuesto selectivo de 13% ad-valorem sobre el consumo interno de dichos combustibles fósiles y derivados el petróleo.

**PARRAFO I.-** La base imponible de este impuesto será el precio de venta fijado por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, mediante resoluciones dictadas al efecto semanalmente, menos los impuestos, márgenes de distribución y detalle y comisión de transporte.

**PARRAFO II.-** Este impuesto deberá ser retenido y pagado a la DGII por las personas físicas o empresas procesadoras, refinadoras, suplidoras o distribuidoras de los productos gravados o por aquéllas que se autoabastezcan directamente de los mismos.

**PARRAFO III.-** La obligación del pago de este impuesto se genera con la primera transferencia interna, venta o compra para autoabastecimiento de los productos gravados. El pago debe ser realizado el primer día laborable de cada semana, en base a los precios fijados la semana anterior por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

**PARRAFO IV.-** La DGII establecerá a través de normas reglamentarias el procedimiento de pago de este impuesto para aquellas empresas que realicen compras directas para autoabastecimiento.

**PARRAFO V.-** Los combustibles fósiles y derivados del petróleo destinados a la generación de energía eléctrica para ser utilizados por las Empresas Eléctricas de Generación que vendan energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado estarán exentos del presente impuesto.

**PARRAFO VI.-** Se castigará como Delito Tributario la utilización con fines distintos a los que originan la exención dispuesta en la presente ley de los combustibles fósiles y derivados del petróleo.

**ARTICULO 25.-** Se modifica el Artículo 1 de la Ley No.112-00 de fecha 8 de diciembre del 2000, sobre Hidrocarburos, que establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles en lo relativo al gasoil premium y el gasoil regular de uso general identificados con el Código Arancelario 2710.00.50, de manera tal que el impuesto por galón se establece en RD\$ 13.95 para el gasoil regular para todos los usos y en RD\$ 18.17 al gasoil premium para todos los usos, así como de un impuesto al consumo de combustibles fósiles en lo relativo a la gasolina premium de uso general identificada

con el Código Arancelario 2710.00.19, de manera tal que el impuesto por galón se establece en RD\$ 50.59 a la gasolina premium para todos los usos.

**PARRAFO:** Los montos adicionales pagados por las Empresas Generadoras Privadas por concepto del incremento del impuesto en el consumo del Gasoil Regular EGP-C (No Interconectado) y el consumo del Gasoil Regular EGP-T (No Interconectado) previstos en el artículo anterior, constituirán un crédito impositivo, compensable en la forma y mediante los mecanismos previstos por el Reglamento que al efecto sea promulgado.

### **LA LEY 495/06**

La ley 495/06 incrementó el impuesto “ad valorem” llevándolo a una alícuota del 16% en adición al impuesto establecido en la ley 112/00.

**ARTÍCULO 30.-** Se modifica la parte capital del Artículo 23 de la Ley 557-05 para que diga de la manera siguiente: “Artículo 23. En adición al gravamen sobre combustibles fósiles y derivados del petróleo dispuesto por la Ley No. 112-00, del 29 de noviembre de 2000, se establece un impuesto selectivo de 16% ad-valorem sobre el consumo interno de dichos combustibles fósiles y derivados del petróleo.”

**ARTÍCULO 31.-** Se establece un impuesto adicional de tres pesos (RD\$ 3.00) por galón al consumo de combustibles fósiles en lo relativo al gasoil premium, y gasoil regular de uso general, (partida 2710.00.50) y cinco pesos (RD\$ 5.00) a la gasolina regular de uso general (partida 2710.00.19). Este impuesto se cobrará conjuntamente con el establecido en el Artículo 25 de la Ley 557-05, del 13 de diciembre de 2005 que modificó el Artículo 1 de la Ley No.112-00 de fecha 8 de diciembre del 2000, sobre Hidrocarburos, que indica un impuesto al consumo de combustibles fósiles.

**Párrafo.** El impuesto al consumo de combustibles fósiles aplicable a la gasolina premium identificada con el Código Arancelario 2710.00.19 establecido en el Artículo 25 de la Ley 557-05 del 13 de diciembre de 2005, se establece de manera tal que el impuesto por galón de gasolina premium mencionado en dicho artículo sea reducido en RD\$ 5.00 a partir de la entrada en vigencia de la presente ley.

### **X.3. LOS IMPUESTOS SEGÚN SU USO**

Al respecto se puede hacer la siguiente tabla para algunos productos según su uso:

1. Uso automotor;
2. Uso generación eléctrica en el sistema interconectado;
3. Generación eléctrica no interconectado; y
4. Uso industrial y general.

ITEM	COMBUSTIBLE	USO	PRECIO TOTAL RD\$/g	IMPUESTOS RD\$/g	RELACIÓN Impuesto / Precio %
1	* Gasolina Premium	Automotor	167.1	60.92	36.4
	* Gasolina Regular	Automotor	156.5	55.07	35.1
	* Gas Oil Premium	Automotor	133.1	31.36	23.56
	* GLP	Automotor	59.95	(8.6)	-
2	* Fuel Oil	Generación Eléctrica In- Terconectada	61.60	0	0
	* Gas oil Regular	“ “	86.99	0	0
3	* Fuel Oil	Generación Eléctrica No Interconectada	74.36	9.76	13.12
	* Gas Oil Regular	“ “	109.11	19.12	17.52
4	* Fuel Oil	Uso Industrial	87.41	22.04	25.21
	* GLP	o General	81.71	9.36	11.45

### **X.3.1.- IMPUESTOS EN LOS COMBUSTIBLES DE USO VEHICULAR**

Como puede apreciarse en el rubro combustible utilizados para el transporte automotor se da una situación altamente distorsionada,

Los precios de la gasolina y el Gas Oil tienen una carga impositiva diferenciada que hace que el precio del gasoil sea un 80% del precio de la Gasolina Premium. Esta diferencia de carga impositiva -usual en muchos países- se explica en la conveniencia de aplicar un mayor impuesto a los combustibles de uso, en particular gasolinas frente al combustible del transporte público y de cargas (gas oil).

El elemento de distorsión es, sin lugar a dudas, el que surge de la utilización, al margen de la legislación, del GLP vehicular. Como puede observarse, en este caso el precio abonado por galón consumido es solo un 34% del precio de la gasolina Premium y a ello contribuye no sólo una exención impositiva sino un subsidio para el sector doméstico indebidamente apropiado en abierta oposición a lo establecido en la Ley N° 112/00 y su Decreto Reglamentario.

### **X.3.2.- IMPUESTOS SOBRE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Como puede observarse en la tabla anterior los combustibles destinados a la generación eléctrica del sistema interconectado no tiene carga impositiva.

En cambio los combustibles destinados a la generación eléctrica en sistemas aislados tienen una carga impositiva del 13.12% para el fuel oil y 17.52% para el Gas Oil.

Esto demuestra una discriminación en contra de los sistemas aislados que perjudican a los consumidores de estos sistemas que debería ser objeto de análisis específico.

### **X.3.3. IMPUESTO SOBRE LOS COMBUSTIBLES DE USO INDUSTRIAL**

Básicamente el fuel Oil y el GLP tienen componentes distintos de tasa impositiva. El fuel oil 25.21%; el GLP 11.45%; lo cual no tiene un justificativo claro.

### **X.4.- LOS ELEMENTOS DE DIAGNOSTICO QUE SURGEN DEL SISTEMA IMPOSITIVO SOBRE LOS COMBUSTIBLES EN REPUBLICA DOMINICANA**

1- La Ley 112/00 estableció en el Artículo 6 un sistema impositivo sobre los combustibles cuyo destino es la Cuenta del Banco Central denominada “Cuenta del Gobierno Dominicano para el pago de la Deuda Externa”.

En función del tiempo transcurrido desde su sanción en 2000 se impone hacer un análisis de la recaudación para determinar el grado de cumplimiento y si se produjeron excedentes significativos respecto a su objetivo original.

2- La Ley 112 establece que el objetivo del subsidio al GLP es un subsidio directo a las familias para la compra de GLP. Debe determinarse el monto del subsidio indebidamente apropiado por otros consumidores no domésticos.

3- El impuesto “ad valorem” dispuesto por la Ley N° 557/05 tiene un efecto pro cíclico amplificando los efectos de un incremento en los precios internacionales de los combustibles.

4- Se observan algunas importantes distorsiones en el sistema impositivo y son las siguientes:

- a) Apropiación indebida del subsidio al GLP doméstico por parte de los automovilistas.
- b) Impuestos distintos para combustibles de uso similar, Por ejemplo tasas de Impuesto distinto para el fuel oil industrial y para el GLP industrial.
- c) Tasas de impuestos diferentes para el fuel Oil y Gas oil destinado a la ge-

neración eléctrica interconectada y no interconectada, etc.

**5-** La actual situación del sistema impositivo sobre los combustibles no es sostenible ya que en forma persistente hay una migración hacia formas fraudulentas de uso de GLP. Ello hace que la base imponible cada vez se reduzca más.

**6-** El sistema impositivo sobre los combustibles está sólo basado en consideraciones fiscales. No actúan los impuestos como instrumentos de fijación de políticas. Por ejemplo políticas ambientales que penalicen los combustibles más contaminantes y alienten el uso de combustibles más amigables con el ambiente.

**7-** Se recomienda además hacer una evaluación del sistema impositivo y de subsidios como instrumentos de política económica. Definiendo claramente el objetivo perseguido para fijar cada nivel de alícuota impositiva en cada tipo de uso de combustible eliminando –si las hubiera- las distorsiones.

**8-** Se puede observar claramente en los cuadros comparativos consignados en el Capítulo IV que la carga impositiva que grava el consumo de los combustibles en RD es claramente superior a la de los países de la región lo que debe ser tomado en cuenta en el momento de reevaluar el sistema impositivo sobre los combustibles en RD