

2010-2030

PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE REPÚBLICA DOMINICANA



2010-2030

PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE REPÚBLICA DOMINICANA

Licitación Pública Internacional CNE-LP-0003-2012

Cooperación Técnica No-Reembolsable N° ATN/ OC-13603-DR
Apoyo al Diseño y Ejecución del Programa de Sostenibilidad
del Sector Eléctrico (Banco Interamericano de Desarrollo)



Enero de 2014

ACTUALIZACIÓN DE LA PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DE REPÚBLICA DOMINICANA 2010-2030

DIRECCIÓN EJECUTIVA

Enrique Ramírez, Director Ejecutivo

EQUIPO DE COORDINACIÓN TÉCNICA

Rosina Hernández, Directora de Planificación y Desarrollo

Dervys Sánchez, Analista del Sistema de Información Energético Nacional (SEN)

Fady Cordero, Analista de Planificación II

Francisco Cruz, Analista de Planificación II

EQUIPO DIRECTIVO

Damarys Marte, Directora de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Francisco Ortega, Director Eléctrico

Manuel Capriles, Director de Hidrocarburos

EQUIPO DE COLABORACIÓN TÉCNICA

Félix Cabral, Analista de Mercado Eléctrico

Francisco Mariano, Analista de Comercialización de Hidrocarburos

Lenny Alcántara, Analista de Mercado Eléctrico

Omar García, Analista de Mercado Eléctrico

Rüdiger Fleck, Asesor en Eficiencia Energética

Yderlisa Castillo, Analista de Energía Hidráulica

EQUIPO FUNDACIÓN BARILOCHE

Nicolás Di Sbroiavacca, Coordinador del Proyecto

Francisco Lallana

Gonzalo Bravo

Héctor Pistonesi

Mariano Chabert

Paúl Landaveri

EQUIPO ASESOR

Francisco Méndez

Rodolfo Cabello, Banco Interamericano de Desarrollo

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

Jorge Mercado, Banco Interamericano de Desarrollo

Scarlett Santana, Banco Interamericano de Desarrollo

Belkis Parra, Responsable de Acceso a la Información

Fioridaliza Suero, Analista Legal

Gisela Marcelino, Coordinadora de Desarrollo Organizacional

Josefina Reyes, Secretaria Ejecutiva Dirección Planificación y Desarrollo

Miguel Sarante, Supervisor de Mantenimiento

Nathalie Sánchez, Encargada de la Sección de Compras y Contrataciones

Pamela Van Der Horst, Encargada de Eventos

PORTADA

Sughey Abreu

IMPRESIÓN

Printería

ÍNDICE

Pág.

1. INTRODUCCIÓN	1
2. REVISIÓN DE LA SERIE DE BALANCES ENERGÉTICOS NACIONALES 1998-2011 Y ELABORACIÓN BALANCE DE ENERGÍA ÚTIL 2010	2
2.1. Evolución del Sistema Energético Dominicano 1998-2011	2
2.1.1. Revisión del Balance Energético Nacional – Serie 1998-2011	2
2.1.2. Evolución del Abastecimiento Energético	2
2.1.3. Evolución del Consumo Final	5
2.1.3.1. Consumo Final por Sectores	6
2.1.3.2. Consumo Final por Fuentes	7
2.2. Estructura de la Matriz Energética Dominicana 2010	8
2.3. Consumo de Energía Útil 2010	11
2.3.1. Subsector Residencial Urbano	14
2.3.2. Subsector Residencial Rural	16
2.3.3. Sector Comercial, Servicios y Público	18
2.3.4. Sector Industrial	20
2.3.5. Sector Transporte	22
2.3.6. Otros Sectores	25
3. FORMULACIÓN DE LAS HIPÓTESIS QUE CONFORMAN LOS ESCENARIOS SOCIECONÓMICOS Y ENERGÉTICOS	27
3.1. Escenarios Socioeconómicos	27
3.1.1. Consideraciones generales acerca de los Escenarios Socioeconómicos	27
3.1.1.1. Objetivo de los escenarios socioeconómicos: aspectos generales	27
3.1.1.2. Especificación del Escenario y Metodología	31
3.1.2. Características y comportamiento de la economía de República Dominicana y las variaciones del comportamiento económico mundial: a modo de Diagnóstico	32
3.1.3. Acerca de los supuestos generales adoptados para el Escenario Mundial	44
3.1.4. Escenario I	47
3.1.4.1. Características básicas del Escenario Mundial I	47
3.1.4.2. Acerca de los supuestos adoptados para el Escenario Regional en el caso de referencia o Escenario I	52
3.1.4.3. Escenario Tendencial para República Dominicana	54
3.1.5. Escenario II	63
3.1.5.1. Características básicas del Escenario Mundial II	63
3.1.5.2. El entorno regional del Escenario II	65
3.1.5.3. Escenario Alternativo para República Dominicana	65
3.2. Escenarios Energéticos	71
3.2.1. Escenario Tendencial	71
3.2.1.1. El Sistema de Abastecimiento	71
3.2.1.2. Los Precios y Tarifas de los Energéticos	73
3.2.1.3. Los Aspectos Tecnológicos	83
3.2.1.4. Pautas a nivel de los Consumos por Sectores y Usos	83
3.2.1.5. El Uso Racional de la Energía	93
3.2.2. Escenario Alternativo	96
3.2.2.1. El Sistema de Abastecimiento	97
3.2.2.2. Los Precios y Tarifas de los Energéticos	99
3.2.2.3. Los Aspectos Tecnológicos	108
3.2.2.4. Pautas a nivel de la Demanda por Sectores y Usos	108
3.2.2.5. El Uso Racional de la Energía	113

3.2.2.5.1. Sector Residencial	114
3.2.2.5.2. Sector Comercial, Servicios y Público	115
3.2.2.5.3. Sector Industrial	117
3.2.2.5.4. Sector Transporte	119
3.2.2.5.5. Resto de Sectores.....	120
4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	121
4.1. Prospectiva de la Demanda de Energía mediante el uso de los métodos econométricos.....	121
4.1.1. Prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad	121
4.1.2. Prospectiva de la demanda de Electricidad en los sectores de Comercio, Servicios y Público	124
4.1.3. Prospectiva de la demanda de Electricidad en la Industria	127
4.1.4. Prospectiva de la demanda total de Gasolina	129
4.1.5. Prospectiva de la demanda total de GLP.....	133
4.1.6. Prospectiva de la demanda total de Gasoil	136
4.1.7. Prospectiva de la demanda final de Avtur	139
4.2. Proyección de la Demanda de Energía con Métodos Analíticos.....	141
4.2.1. La Demanda Total Final de Energía Útil y Neta y los Rendimientos.....	142
4.2.2. Demanda por Sectores Socioeconómicos	145
4.2.2.1. En Energía Útil.....	145
4.2.2.2. En Energía Neta	145
4.2.3. Demanda por Fuentes Energéticas	150
4.2.3.1. En Energía Útil.....	151
4.2.3.2. En Energía Neta	152
4.2.3.3. Demanda de Electricidad	154
4.2.3.4. Demanda de GLP y Gas Natural	156
4.2.4. Efectos de las Sustituciones y del Uso Racional de la Energía sobre la Demanda Final y el Ahorro de Energía	159
4.2.4.1. Impactos sobre la Demanda Final de Energía Neta	160
4.2.5. Prospectiva de las emisiones GEI (Gases de Efecto Invernadero)	166
4.2.6. Los resultados por Sector con Métodos Analíticos	171
4.2.6.1. Sector Residencial	171
4.2.6.1.1. Principales hipótesis	171
4.2.6.1.2. Análisis de los resultados en las Áreas Urbana y Rural	182
4.2.6.1.3. Análisis de los impactos de las Sustituciones y de las Medidas de URE (Uso Racional de Energía)	190
4.2.6.2. Sector Comercio, Servicios y Público	192
4.2.6.2.1. Descripción de las hipótesis utilizadas.....	192
4.2.6.2.2. Análisis de resultados.....	197
4.2.6.3. Sector Industrial.....	209
4.2.6.3.1. Descripción de las hipótesis utilizadas.....	209
4.2.6.3.2. Resultados de las proyecciones	217
4.2.6.4. Sector Transporte	227
4.2.6.4.1. Introducción	227
4.2.6.4.2. Información de base, metodología y descripción de las hipótesis....	227
4.2.6.4.3. Análisis de los resultados.....	236
4.2.6.5. Resto de Sectores	249
4.2.6.5.1. Descripción de las hipótesis utilizadas.....	249
4.2.6.5.2. Resultados de las proyecciones	251
4.2.6.6. Consumo No Energético	255
4.3. Análisis de los resultados de la prospectiva realizada con métodos econométricos y analíticos	256
4.3.1. Consideraciones metodológicas.....	256
4.3.2. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Residencial	257
4.3.3. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público	258

4.3.4. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Industrial.....	260
4.3.5. Prospectiva de la demanda de Gasolina.....	261
4.3.6. Prospectiva de la demanda de GLP.....	262
4.3.7. Prospectiva de la demanda de Avtur.....	263
4.3.8. Algunas conclusiones sobre el análisis comparativo.....	265
5. CONCLUSIONES.....	266
6. ANEXOS.....	270
Anexo 1. Perspectivas de los Precios del Petróleo en el Mercado Internacional.....	272
Anexo 2. Modelo utilizado para la proyección del Parque de <i>Automóviles y Jeeps</i>	319

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico Nº 2.1.2.1. Evolución de la Oferta Total 1998-2011.....	3
Gráfico Nº 2.1.2.2. Evolución de composición de las Importaciones 1998-2011.....	4
Gráfico Nº 2.1.2.3. Evolución del Consumo Intermedio en Centrales Eléctricas y Autoproductores 1998-2011	5
Gráfico Nº 2.1.3. Evolución del Consumo Final y la Intensidad Energética 1998-2011	5
Gráfico Nº 2.1.3.1. Evolución del Consumo Final por Sectores 1998-2011	7
Gráfico Nº 2.1.3.2. Evolución del Consumo Final por Fuentes 1998-2011	7
Gráfico Nº 2.2.1. Estructura de la Oferta Total 2010.....	8
Gráfico Nº 2.2.2. Composición de la Importación 2010.....	9
Gráfico Nº 2.3.1.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Residencial Urbano 2010.....	14
Gráfico Nº 2.3.1.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Residencial Urbano 2010	15
Gráfico Nº 2.3.2.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Residencial Rural 2010.....	17
Gráfico Nº 2.3.2.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Residencial Rural 2010.....	17
Gráfico Nº 2.3.3.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Comercial, Servicios y Público 2010.....	19
Gráfico Nº 2.3.3.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Comercial, Servicios y Público 2010.....	19
Gráfico Nº 2.3.4.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Industria 2010.....	21
Gráfico Nº 2.3.4.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Industria 2010	21
Gráfico Nº 2.3.5.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Transporte 2010	23
Gráfico Nº 2.3.5.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Transporte 2010	24
Gráfico Nº 2.3.6.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Otros Sectores 2010.....	25
Gráfico Nº 2.3.6.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Otros Sectores 2010	25
Gráfico Nº 3.1.1.1.1. Esquema básico de interacciones implícitas en la construcción de escenarios.....	28
Gráfico Nº 3.1.1.1.2. Los escenarios y la trayectoria real del sistema.....	30
Gráfico Nº 3.1.1.1.3. Rol de los Escenarios Socioeconómicos y Energéticos.....	31
Gráfico Nº 3.1.2.1. Evolución de la dinámica de crecimiento de República Dominicana y la influencia del contexto económico mundial y regional (tasa media de crecimiento del PIB, % anual acumulada)	32
Gráfico Nº 3.1.2.2. Evolución comparada de la dinámica de crecimiento de República Dominicana en periodos seleccionados.....	33
Gráfico Nº 3.1.2.3. Evolución comparada de la estructura productiva de República Dominicana en el período 1991-2010.....	35
Gráfico Nº 3.1.2.4. Variación de la participación porcentual de las actividades en el Valor Agregado 1991, 1995, 2000, 2005 y 2010	36
Gráfico Nº 3.1.2.5. Grado de dinamismo de diferentes actividades productivas en los períodos 1991-2000, 2001-2010 y 1991-2010	37
Gráfico Nº 3.1.2.6. Evolución del PIB a precios corrientes convertidos a dólares americanos corrientes según tasas de cambio nominal y remesas	40
Gráfico Nº 3.1.2.7. Ingresos por Remesas, Turismo, saldo comercial de Zonas Francas y Balance Comercial de bienes y servicios.....	39
Gráfico Nº 3.1.2.8. Evolución de la Deuda Externa y su relación con el PIB.....	41
Gráfico Nº 3.1.2.9. Evolución de las importaciones de combustibles dentro del total de las importaciones nacionales.....	41
Gráfico Nº 3.1.2.10 (a). Evolución de la cantidad y el valor unitario de las importaciones de combustibles.....	41
Gráfico Nº 3.1.2.10 (b). Tasa de crecimiento de las importaciones de combustibles y su relación con la tasa de crecimiento del PIB.....	42
Gráfico Nº 3.1.2.11. Ingresos a República Dominicana 2000-2007-Número de personas por año.....	43
Gráfico Nº 3.1.2.12. Gasto medio en US\$, duración media de estadía 1993-2001 y disponibilidad de habitaciones (en miles) 2004-2011	44

Gráfico Nº 3.1.3.1. Tendencias del crecimiento de la economía mundial y de los EE.UU.: datos históricos y proyecciones del caso base EIA-DOE 2013	46
Gráfico Nº 3.1.4.1. Evolución económica mundial de largo plazo histórica 1960-2011: tendencia declinante.....	51
Gráfico Nº 3.1.4.2. Escenario de crecimiento global y de la economía estadounidense adoptado para el Escenario I: historia y proyecciones 2012-2030	51
Gráfico Nº 3.1.4.2.1. Tasas de crecimiento de América Latina y el Caribe respecto a las tasas de crecimiento de la economía mundial	54
Gráfico Nº 3.1.4.3.1. Proyecciones de población total (personas) al horizonte 2030	55
Gráfico Nº 3.1.4.3.2. Prospectiva de la población Urbana y Rural (miles de habitantes).....	56
Gráfico Nº 3.1.4.3.3. Evolución histórica y prospectiva de las tasas de crecimiento de la economía mundial, regional y de República Dominicana.....	58
Gráfico Nº 3.1.4.3.4. PIB real: evolución histórica y prospectiva en Escenario Tendencial	59
Gráfico Nº 3.1.4.3.5. PIB real por habitante: evolución histórica y prospectiva en Escenario Tendencial	60
Gráfico Nº 3.1.4.3.6. Evolución Histórica y proyectada del ingreso de divisas por turismo	61
Gráfico Nº 3.1.5.1.1. Tendencias del crecimiento de los EE.UU. y de la economía mundial 2010-2030 - Escenario II	64
Gráfico Nº 3.1.5.3.1. Evolución histórica y prospectiva de la economía Mundial, de ALyC y de República Dominicana. Escenario II.....	66
Gráfico Nº 3.1.5.3.2. Evolución histórica y esperada del PIB real en el Escenario Alternativo	68
Gráfico Nº 3.1.5.3.3. Evolución histórica y prospectiva del PIB real por habitante correspondiente al Escenario Alternativo.....	69
Gráfico Nº 3.1.5.3.4. Prospectiva ingresos por turismo correspondiente al Escenario Alternativo	70
Gráfico Nº 4.1.1.1. Prospectiva de la Demanda Residencial de Electricidad	123
Gráfico Nº 4.1.2.1. Prospectiva de la Demanda de Electricidad de los sectores de Servicios.....	126
Gráfico Nº 4.1.3.1. Prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad	128
Gráfico Nº 4.1.4.1. Prospectiva de la Demanda de Gasolina	132
Gráfico Nº 4.1.5.1. Prospectiva de la Demanda de GLP	135
Gráfico Nº 4.1.6.1. Prospectiva de la Demanda Total de Gasoil	138
Gráfico Nº 4.1.7.1. Prospectiva de la Demanda de Avtur	140
Gráfico Nº 4.2.2.2.1. Evolución del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030	143
Gráfico Nº 4.2.2.2.2. Estructura del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030. Escenario Alternativo	146
Gráfico Nº 4.2.2.2.3. Estructura del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030. Escenario Tendencial	147
Gráfico Nº 4.2.2.2.4. Evolución del consumo neto por sectores de República Dominicana. Años 2010 y 2030	148
Gráfico Nº 4.2.2.2.5. Evolución de la Intensidad Energética de República Dominicana. Años 2010 y 2030	148
Gráfico Nº 4.2.2.2.6. Evolución del Sendero Energético. Escenario Tendencial	149
Gráfico Nº 4.2.2.2.7. Evolución del Sendero Energético. Escenario Alternativo	149
Gráfico Nº 4.2.3.2.1. Estructura del consumo neto por categoría de fuentes. Años 2010 y 2030. Escenario Alternativo	153
Gráfico Nº 4.2.3.2.2. Estructura del consumo neto por categoría de fuentes. Años 2010 y 2030. Escenario Tendencial.....	154
Gráfico Nº 4.2.5.1. Evolución emisiones GEI por sector.....	167
Gráfico Nº 4.2.5.2. Evolución emisiones por fuente. Escenario Alternativo	169
Gráfico Nº 4.2.5.3. Evolución emisiones por fuente. Escenario Tendencial.....	169
Gráfico Nº 4.2.5.4. Evolución de los indicadores de emisiones per cápita por unidad de PIB.....	170
Gráfico Nº 4.2.6.1.2.1.1. Evolución de Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial ...	184
Gráfico Nº 4.2.6.1.2.1.2. Participación Urbano-Rural en el Consumo Neto	185
Gráfico Nº 4.2.6.1.2.1. Participación Urbano-Rural en el Consumo Neto	187

Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.1. Hoteles - Rendimientos promedio por Uso Energético. Año base y Escenarios.....	196
Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.2. Restaurantes - Rendimientos promedio por Uso Energético. Año base y Escenarios.....	196
Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.3. Resto Comercio, Servicios y Público - Rendimientos promedio por Uso Energético. Año base y Escenarios.....	197
Gráfico Nº 4.2.6.2.2.4.1. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta y Útil..	205
Gráfico Nº 4.2.6.3.1.2.1. Porcentajes de variación de la penetración de las fuentes que modifican su participación en los subsectores industriales en el período 2010-2030. Escenario Alternativo	213
Gráfico Nº 4.2.6.3.1.2.2. Porcentajes de variación de la penetración de las fuentes que modifican su participación en los subsectores industriales en el período 2010-2030. Escenario Tendencial.....	214
Gráfico Nº 4.2.6.3.2.1.1. Evolución del Consumo Neto de Energía en el Sector Industrial. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030	218
Gráfico Nº 4.2.6.3.2.1.2. Evolución del Consumo Útil de Energía en el Sector Industrial. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030	219
Gráfico Nº 4.2.6.3.2.2.1. Evolución comparada del consumo total de energía por subsectores. Escenario Alternativo y Tendencial año 2030	221
Gráfico Nº 4.2.6.3.2.3.1. Comparación de resultados del consumo energético industrial por fuentes. Período 2010-2030. Escenarios Alternativo y Tendencial	224
Gráfico Nº 4.2.6.3.2.3.2. Comparación de la evolución de la estructura del consumo industrial por fuentes energéticas. Período 2010-2020- Escenarios Alternativo y Tendencial.....	225
Gráfico Nº 4.2.6.4.2.1. Evolución del peso de los distintos Modos en el Consumo Neto de Energía del Sector Transporte	242
Gráfico Nº 4.3.2.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad ..	258
Gráfico Nº 4.3.3.1. Comparación de la prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público.....	259
Gráfico Nº 4.3.4.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Industrial de Electricidad.....	261
Gráfico Nº 4.3.5.1. Comparación de la prospectiva de la demanda total de Gasolina.....	262
Gráfico Nº 4.3.6.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de GLP.....	263
Gráfico Nº 4.3.7.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de Avtur.....	264

ÍNDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro Nº 2.2.1. Balance Energético Nacional de República Dominicana 2010	10
Cuadro Nº 2.3.2. Consumo de Energía Útil por Subsectores 2010.....	13
Cuadro Nº 2.3.1.1. Consumo de Energía del Sector Residencial Urbano 2010.....	15
Cuadro Nº 2.3.2.1. Consumo de Energía del Sector Residencial Rural 2010	18
Cuadro Nº 2.3.3.1. Consumo de Energía del Sector Comercial, Servicios y Público 2010.....	20
Cuadro Nº 2.3.4.1. Consumo de Energía del Sector Industria 2010.....	22
Cuadro Nº 2.3.5.1. Consumo de Energía del Sector Transporte 2010.....	24
Cuadro Nº 2.3.6.1. Consumo de Energía en Otros Sectores 2010.....	26
Cuadro Nº 3.1.2.1. Evolución de la participación de las actividades en el Valor Agregado Total (en %)	34
Cuadro Nº 3.1.3.1. Prospectiva de corto plazo por regiones y países seleccionados.....	45
Cuadro Nº 3.1.4.1. Tasas de crecimiento del PIB mundial y por grandes regiones en términos reales: Escenario I.....	51
Cuadro Nº 3.1.4.2.1. Tasas medias de crecimiento histórico de algunos países de Latinoamérica y el Caribe	53
Cuadro Nº 3.1.4.3.1. Datos históricos de Censos y Valores adoptados para la proyección de la población total	56
Cuadro Nº 3.1.4.3.2. Datos históricos y Valores adoptados para la proyección de la población urbana y rural	57
Cuadro Nº 3.1.4.3.3. Evolución del número de hogares urbanos y rurales y de su tamaño.....	57
Cuadro Nº 3.1.4.3.4. Evolución del número de hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural	58
Cuadro Nº 3.1.4.3.5. Escenario Tendencial: evolución de los <i>Drivers</i> según módulos homógenos de los sectores productivos adaptados a la información disponible.....	63
Cuadro Nº 3.1.5.3.1. Evolución del número de hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural	67
Cuadro Nº 3.1.5.3.2. Escenario Alternativo: Valores de los drivers correspondientes a las actividades productivas.....	71
Cuadro Nº 3.2.1.2.1. Estimación de los Precios FOB del Petróleo Crudo WTI en el mercado internacional. Período 2011-2035 (US\$ ₂₀₁₂ / bbl).....	74
Cuadro Nº 3.2.1.2.2. Precios de los derivados de Petróleo. 2012-2030 (RD\$ ₂₀₁₂ / galón)	75
Cuadro Nº 3.2.1.2.3. Precio CIF del GNL en República Dominicana (US\$ ₂₀₁₂ /MMBTU)	75
Cuadro Nº 3.2.1.2.4. Composición Precio de Venta al Público del GN para el año 2012 (US\$ ₂₀₁₂ /MMBTU)	76
Cuadro Nº 3.2.1.2.5. Tarifas del Gas Natural por Sectores.....	77
Cuadro Nº 3.2.1.2.6. Tarifas de Energía Eléctrica 2012-2030 (RD\$ ₂₀₁₂ / kWh).....	78
Cuadro Nº 3.2.1.2.7. Precios y Tarifas del Sector Residencial – Escenario Tendencial (RD\$ ₂₀₁₂ / kep).....	79
Cuadro Nº 3.2.1.2.8. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Tendencial (RD\$ ₂₀₁₂ / kep).....	80
Cuadro Nº 3.2.1.2.9. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Tendencial (RD\$ ₂₀₁₂ / kep).....	80
Cuadro Nº 3.2.1.2.10. Precios del Sector Transporte - Escenario Tendencial (RD\$ ₂₀₁₂ / kep).....	81
Cuadro Nº 3.2.1.2.11. Precios y Tarifas del Sector Residencial – Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil).....	81
Cuadro Nº 3.2.1.2.12. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil).....	82
Cuadro Nº 3.2.1.2.13. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil).....	82
Cuadro Nº 3.2.1.2.14. Precios del Sector Transporte - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil).....	82

Quadro Nº 3.2.2.2.1. Estimación de los Precios FOB del Petróleo Crudo WTI en el mercado internacional. Período 2011-2035 (US\$ ₂₀₁₂ / bbl).....	100
Quadro Nº 3.2.2.2.2. Precios de los derivados de Petróleo. 2012-2030 (RD\$ ₂₀₁₂ / galón)	100
Quadro Nº 3.2.2.2.3. Precio CIF del GNL en República Dominicana (US\$ ₂₀₁₂ /MMBTU)	101
Quadro Nº 3.2.2.2.4. Composición Precio de Venta al Público del GN para el año 2012 (US\$ ₂₀₁₂ /MMBTU).....	102
Quadro Nº 3.2.2.2.5. Tarifas del Gas Natural por Sectores (RD\$ ₂₀₁₂ / MMBTU).....	102
Quadro Nº 3.2.2.2.6. Tarifas de Energía Eléctrica 2012-2030 (RD\$ ₂₀₁₂ / kWh)	104
Quadro Nº 3.2.2.2.7. Precios y Tarifas del Sector Residencial – Escenario Alternativo (RD\$ ₂₀₁₂ / kep)	105
Quadro Nº 3.2.2.2.8. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios -Escenario Alternativo (RD\$ ₂₀₁₂ / kep)	105
Quadro Nº 3.2.2.2.9. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Alternativo (RD\$ ₂₀₁₂ / kep)	106
Quadro Nº 3.2.2.2.10. Precios del Sector Transporte - Escenario Alternativo (RD\$ ₂₀₁₂ / kep)	106
Quadro Nº 3.2.2.2.11. Precios y Tarifas del Sector Residencial – Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep)	107
Quadro Nº 3.2.2.2.12. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil).....	107
Quadro Nº 3.2.2.2.13. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil)	108
Quadro Nº 3.2.2.2.14. Precios del Sector Transporte - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$ ₂₀₁₂ / kep útil)	108
Quadro Nº 4.1.1.1. Prospectiva de la Demanda Residencial de Electricidad (GWh)	124
Quadro Nº 4.1.2.1. Prospectiva de la Demanda de Electricidad de Comercial y Servicios (GWh) ..	126
Quadro Nº 4.1.3.1. Prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad (GWh)	129
Quadro Nº 4.1.4.1. Relación kep de Gasolina/ 1000 RD\$ de 1970 de PIB.....	132
Quadro Nº 4.1.4.2. Prospectiva de la Demanda de Gasolina (kTep).....	133
Quadro Nº 4.1.5.1. Prospectiva de la Demanda de GLP (kTep)	136
Quadro Nº 4.1.6.1. Valores de la prospectiva de la demanda total de Gas Oil (kTep)	139
Quadro Nº 4.1.7.1. Prospectiva de la Demanda de Avtur (kTep).....	141
Quadro Nº 4.2.1.1. Demanda Final Total de Energía.....	143
Quadro Nº 4.2.1.2. Demanda Final Total de Energía por Habitante (kep/ habitante).....	144
Quadro Nº 4.2.3.3.1. Consumo Neto de Electricidad por Sectores (en GWh)	155
Quadro Nº 4.2.3.3.2. Estructura del Consumo Neto de Electricidad por Sectores (en %)	156
Quadro Nº 4.2.3.4.1. Consumo Neto de GLP por Sectores (millones de Galones)	157
Quadro Nº 4.2.3.4.2. Estructura del Consumo Neto de GLP por Sectores	157
(en %)	157
Quadro Nº 4.2.3.4.3. Consumo Neto de Gas Natural por Sectores (miles de m ³).....	158
Quadro Nº 4.2.3.4.4. Consumo Neto de Gas Natural por Sectores (en %).....	159
Quadro Nº 4.2.4.1.2. Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario Alternativo - Año 2030	161
Quadro Nº 4.2.4.1.1. Efectos de las Sustituciones y URE por Sectores - Escenario Alternativo - Año 2030	161
Quadro Nº 4.2.4.1.4. Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario Tendencial - Año 2030	163
Quadro Nº 4.2.4.1.3. Efectos de las Sustituciones y URE por Sectores - Escenario Tendencial - Año 2030	163
Quadro Nº 4.2.4.1.5. Ahorro Neto de Energía Acumulado durante el período 2010-2030, respecto al Escenario Base (en kTep)	164
Quadro Nº 4.2.5.1. Emisiones GEI, expresadas en miles de Ton de CO ₂ equivalente.....	167
Quadro Nº 4.2.6.1.1.1.1. Sector Residencial - Elasticidades Ingreso del Consumo Útil	171
Quadro Nº 4.2.6.1.1.1.2. Residencial Urbano - Evolución de las Intensidades Energéticas Útiles .	172
Quadro Nº 4.2.6.1.1.1.3. Residencial Rural - Evolución de las Intensidades Energéticas Útiles (kep útiles/ hogar)	174

Cuadro Nº 4.2.6.1.1.2.1. Residencial Urbano - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)	176
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.2.2. Residencial Rural Con Electricidad - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)	177
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.2.3. Residencial Rural Sin Electricidad - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)	178
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.3.1. Residencial Urbano - Evolución de los Rendimientos en los Usos Eléctricos (%)	179
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.3.2. Residencial Urbano - Evolución de los Rendimientos en los Usos Calóricos (%)	180
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.3.3. Residencial Rural Con Electricidad - Evolución de los Rendimientos (%)	181
Cuadro Nº 4.2.6.1.1.3.4. Residencial Rural Sin Electricidad - Evolución de los Rendimientos (%)	181
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.1.1. Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial - Escenario Tendencial (kTep)	182
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.1.2. Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial - Escenario Alternativo (kTep)	182
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.2.1. Consumo de Energía Neta por Módulo Homogéneo - Escenario Tendencial (kTep)	186
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.2.2. Consumo de Energía Neta por Módulo Homogéneo - Escenario Alternativo (kTep)	186
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.3.1. Consumo de Energía Neta por Fuente - Escenario Tendencial (kTep) ...	189
Cuadro Nº 4.2.6.1.2.3.2. Consumo de Energía Neta por Fuente - Escenario Alternativo (kTep) ...	190
Cuadro Nº 4.2.6.1.3. Proyecciones y diferencias de Consumo de Energía Neta según tipo de escenarios en el sector Residencial (kTep)	191
Cuadro Nº 4.2.6.2.1.2.1. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector Comercio, Servicios y Público en Energía Útil (%)	194
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.1.1. Hoteles - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)	198
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.1.2. Hoteles - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)	199
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.1.3. Hoteles - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)	199
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.2.1. Restaurantes - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)	200
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.2.2. Restaurantes - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)	201
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.2.3. Restaurantes - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)	201
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.3.1. Resto Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)	202
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.3.2. Resto Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)	203
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.3.3. Resto Comercio, Servicios y Público - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)	203
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.1. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)	204
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.2. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Subsectores (kTep)	206
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.3. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)	207
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.4. Total Comercio, Servicios y Público - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)	208
Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.5. Diferencias de Consumo de Energía Neta según Escenarios del Sector Comercial, Servicios y Público (kTep)	209
Cuadro Nº 4.2.6.3.1.1.1. Evolución de las Intensidades Energéticas por subsector y uso 2010-2030	210
Cuadro Nº 4.2.6.3.1.2.1. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrial para el Uso Calor de Proceso. Año 2010	212

Quadro Nº 4.2.6.3.1.2.2. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrial para el Uso Calor de Proceso. Año 2030 - Escenario Alternativo.....	212
Quadro Nº 4.2.6.3.1.2.3. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrias para el Uso Calor de Proceso. Año 2030 -Escenario Tendencial	212
Quadro Nº 4.2.6.3.1.3.1. Rendimientos por fuente, uso y subsector. Año 2010.....	215
Quadro Nº 4.2.6.3.1.4.1. Mejoras porcentuales de la eficiencia respecto al año base y el año 2030. Período 2010-2030	216
Quadro Nº 4.2.6.3.2.1.1. Tasas de crecimiento del consumo energético del Sector Industrial y elasticidades implícitas. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030.....	217
Quadro Nº 4.2.6.3.2.1.2. Tasas de crecimiento del consumo energético del Sector Industrial y elasticidades implícitas. Escenarios Alternativo y Tendencial - Período 2010-2030	219
Quadro Nº 4.2.6.3.2.1.3. Evolución de las eficiencias promedio resultantes del cambio estructural del sector	219
Quadro Nº 4.2.6.3.2.2.1. Consumo de energía neta por subsectores. Escenario Alternativo. Período 2010-2030.	220
Quadro Nº 4.2.6.3.2.2.2. Consumo de energía neta por subsectores. Escenario Tendencial. Período 2010-2030.	221
Quadro Nº 4.2.6.3.2.3.1. Crecimiento anual acumulado por fuente energética y escenario. Período 2010-2030 (%)	222
Quadro Nº 4.2.6.3.2.3.2. Proyecciones del consumo energético por fuentes. Escenario Alternativo - 2010-2030 (en kTep/ año y en %del total).....	223
Quadro Nº 4.2.6.3.2.3.3. Proyecciones del consumo energético por fuentes. Escenario Tendencial - 2010-2030 (en kTep/ año y en %del total).....	223
Quadro Nº 4.2.6.3.2.4.1. Diferencias de los consumos en energía neta entre los Escenarios Industria (en kTep)	226
Quadro Nº 4.2.6.4.2.1. Evolución del Parque vehicular. Escenario Alternativo	231
Quadro Nº 4.2.6.4.2.2. Evolución del Parque vehicular. Escenario Tendencial.....	232
Quadro Nº 4.2.6.4.2.4. Parque por tipo de Motor. Escenario Alternativo	234
(en %)	234
Quadro Nº 4.2.6.4.2.5. Evolución del Metro de Santo Domingo	236
Quadro Nº 4.2.6.4.2.6. Evolución del Consumo Energético del Sector Transporte en Energía Neta. Total País, por fuentes.....	237
Quadro Nº 4.2.6.4.2.7. Evolución de la Participación por fuente en el Sector Transporte. Total País (%)	238
Quadro Nº 4.2.6.4.2.8. Evolución de las Elasticidades.....	239
Quadro Nº 4.2.6.4.2.9. Evolución del Consumo Neto y Útil de Energía del Sector Transporte (en kTep).....	239
Quadro Nº 4.2.6.4.2.10. Evolución del Consumo Neto de Energía del Sector Transporte por Modo y Medio (en kTep)	240
Quadro Nº 4.2.6.4.2.11. Evolución de la participación de los diferentes Medios que componen el consumo del Modo Carretero-Pasajeros (en %)	241
Quadro Nº 4.2.6.4.2.12. Evolución del consumo de fuentes energéticas en el modo Carretero-Pasajeros.....	242
Quadro Nº 4.2.6.4.2.13. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Pasajeros Escenario Alternativo	243
Quadro Nº 4.2.6.4.2.14. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Pasajeros Escenario Tendencial	244
Quadro Nº 4.2.6.4.2.15. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Cargas (en kTep)	245
Quadro Nº 4.2.6.4.2.16. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Consumos No Clasificados (en kTep).....	246
Quadro Nº 4.2.6.4.2.17. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Aéreo (en kTep).....	246
Quadro Nº 4.2.6.4.2.18. Evolución del consumo de Electricidad del Metro	247
(en GWh).....	247

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.19. Diferencias de los consumos en energía neta entre los Escenarios (en kTep).....	247
Cuadro Nº 4.2.6.5.1.1. Evolución de las Intensidades Energéticas por uso en Energía Útil en Resto de Sectores. 2010-2030. Escenario Tendencial	250
Cuadro Nº 4.2.6.5.1.2. Evolución de las Intensidades Energéticas por uso en Energía Útil en Resto de Sectores. 2010-2030. Escenario Alternativo	250
Cuadro Nº 4.2.6.5.1.3. Porcentajes de ahorro energético en los diferentes usos en Resto de Sectores. Escenario Tendencial	251
Cuadro Nº 4.2.6.5.1.4. Porcentajes de ahorro energético en los diferentes usos en Resto de Sectores. Escenario Alternativo	251
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.1. Consumo de Energía Neta. Resto de Sectores (kTep)	252
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.2. Consumo de Energía Neta por Uso. Resto de Sectores (kTep)	252
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.3. Consumo de Energía Neta por Fuente. Resto de Sectores. Escenario Tendencial (kTep)	253
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.4. Consumo de Energía Neta por Fuente en kTep. Resto de Sectores. Escenario Alternativo	253
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.5. Ahorro Energético entre Escenarios. Resto de Sectores.....	254
Cuadro Nº 4.2.6.5.2.6. Consumo de Energía Neta por Fuente y Uso. Resto de Sectores (en kTep y %)	255
Cuadro Nº 4.2.6.6.1. Consumo No Energético (kTep).....	256
Cuadro Nº 4.3.2.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad (GWh).....	258
Cuadro Nº 4.3.3.1. Comparación de la prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público (GWh)	259
Cuadro Nº 4.3.4.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Industrial de Electricidad (GWh).....	260
Cuadro Nº 4.3.5.1. Comparación de la prospectiva de la demanda total de Gasolina (kTep)	261
Cuadro Nº 4.3.6.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de GLP (kTep)	263
Cuadro Nº 4.3.7.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de Awtur (kTep)	264

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura Nº 3.1.4.3.1. Esquema conceptual simplificado para diseñar la evolución numérica de los <i>drivers</i> para la prospectiva	62
Figura Nº4.1.1.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Electricidad Residencial	122
Figura Nº 4.1.2.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Electricidad de los sectores de Servicios.....	125
Figura Nº 4.1.3.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad	127
Figura Nº 4.1.4.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Gasolina.....	130
Figura Nº4.1.5.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de GLP	133
Figura Nº 4.1.6.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Gasoil	137
Figura Nº 4.1.7.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Avtur.....	140
Figura Nº 4.2.6.4.2.1. Configuración del Sector Transporte	227

GLOSARIO

AIE	Agencia Internacional de la Energía
AV	Gasolina de Aviación
AVT	Avtur
BAU	Business as usual (tendencial)
BCRD	Banco Central de la República Dominicana
BEN	Balance Energético Nacional
BEU	Balance Energía Útil
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BZ	Bagazo
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CELADE	Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía
CFDT	Commodity Futures Trading Commission (Comisión de Negociación de Futures de Materias Primas)
CM	Carbón Mineral
CNE	Comisión Nacional de Energía
CQ	Petcoke o Coque de Petróleo
CV	Carbón Vegetal
DO	Diesel Oil
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
EDEs	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EE	Energía Eléctrica
EE UU.	Estados Unidos de América
EIA	Administración de Información Energética de Estados Unidos
FO	Fuel Oil
Fracking	Fracturación hidráulica
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GM	Gasolina Motor
GN/ GNL	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNCOySER	Gas Natural Comercial y Servicios
GNIND	Gas Natural Industrial
GNV	Gas natural vehicular
GO	Gas Oil
GS	Gasolina
HI	Hidro
ICE	Intercontinental Exchange (Intercambio Intercontinental)
IEA	Agencia Internacional de Energía
IED	Inversión Extranjera Directa
IPCC	Panel Intergubernamental para el Cambio Climático

Kep	Kilogramo Equivalente de Petróleo
LE	Leña
LEAP	Long range Energy Alternatives Planning System (Sistema de planeamiento de largo plazo de alternativas energéticas)
MEPyD	Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo
MIC	Ministerio de Industria y Comercio
NE	No Energético
OC	Organismo Coordinador
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos)
OP	Otras Primarias
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB	Producto Interno Bruto
PD	Países Desarrollados
PDV	Países en Vía de Desarrollo
PE	Petróleo
PENN	Universidad de Pensilvania
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIEN	Sistema de Información Energético Nacional
SO	Solar
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
URE	Uso Racional de Energía
VAB	Valor Agregado Bruto
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAT	Valor Agregado de Transmisión
WEO	World Economic Outlook International Energy Agency (Perspectiva económica mundial de la Agencia Internacional de Energía)

1. INTRODUCCIÓN

La prospectiva de la demanda de energía desempeña un rol esencial en el proceso de formulación de la política energética y el planeamiento de las decisiones de inversión del abastecimiento de energía. Por lo que se refiere a la política energética, la prospectiva de la demanda permite simular y evaluar el uso de estrategias e instrumentos de política. En lo que respecta al planeamiento de abastecimiento, dicha prospectiva permite disminuir el grado de incertidumbre que enfrentan ineludiblemente las decisiones de inversión.

La Comisión Nacional de Energía de República Dominicana, entendiendo este rol esencial que desempeña la prospectiva de la demanda de energía, decidió llevar a cabo, con la colaboración de la Fundación Bariloche, una actualización de la prospectiva de la demanda de energía de República Dominicana, cubriendo el período 2010-2030.

El fruto de este trabajo fue posible por la colaboración de las instituciones públicas y empresas privadas del sector en proveer información actualizada y validar los resultados finales en dos misiones realizadas a República Dominicana por parte del equipo consultor.

El presente informe contiene, en primer lugar, los resultados de la revisión de la serie de balances energéticos de República Dominicana, período 1998-2011, así como una actualización del Balance Energético Nacional en términos de energía neta y útil, por sector, sub-sector, fuente y uso para el año 2010.

En segundo término, se presentan las características principales de los escenarios socioeconómicos propuestos para el período 2010-2030, describiendo sus aspectos generales y específicos, el comportamiento de la economía mundial y la inserción de República Dominicana en dicho contexto, así como la evolución de los precios del petróleo. Igualmente, en este informe también se presentan las principales características de los escenarios energéticos, elaborados en correspondencia con los escenarios socioeconómicos desarrollados, planteándose dos Escenarios Energéticos de tipo exploratorio para el período 2010-2030. Las pautas de cada Escenario han sido revisadas por personal de la CNE, de modo que las mismas sean coherentes con la política energética nacional.

Por último, se describen y analizan los resultados de la prospectiva, elaborada con métodos econométricos y el modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System), presentando, finalmente, una serie de conclusiones.

2. REVISIÓN DE LA SERIE DE BALANES ENERGÉTICOS NACIONALES 1998-2011 Y ELABORACION BALANCE DE ENERGÍA ÚTIL 2010

2.1. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO DOMINICANO 1998-2011

2.1.1. Revisión del Balance Energético Nacional –Serie 1998-2011

Se realizó una revisión completa de la serie de Balances Energéticos Nacionales¹ (BEN) para el período 1998-2011. En líneas generales, se siguió el siguiente procedimiento:

- Se incorporaron nuevas series de datos básicos originales para el balance de cada fuente energética. Las fuentes de información fueron: empresas del sector, organismos de coordinación, BCRD, MIC, entre otras.
- Se analizó la compatibilidad de las series de cada fuente a partir del vector de ajuste estadístico.
- Se recalcularon las series de producción y consumo de biomásas (leña, carbón vegetal y residuos).
- Se realizó una nueva estimación de la autoproducción de electricidad y de la generación de los sistemas aislados.
- Las pérdidas no técnicas de electricidad se distribuyeron en los distintos sectores del consumo final.

Posteriormente, se hizo una estimación de los consumos de energía por subsectores, tomando como base la estructura del consumo energético obtenida para el año 2001 en el proyecto SIEN. Los consumos sub-sectoriales de cada fuente se relacionaron con la evolución de las principales variables determinantes de los consumos de energía, como son población urbana y rural, valores agregados por actividad y parque vehicular. Se consideraron elasticidades según los casos; y, se ajustaron los resultados a la evolución de los consumos finales totales de cada fuente determinados previamente y en forma consistente con las ecuaciones del BEN.

Los resultados de la revisión de los BEN 1998-2011 se entregan en el archivo adjunto “RD Balances FB 1998-2011 v9.xlsx”, y los resultados globales se presentan a continuación.

2.1.2. Evolución del Abastecimiento Energético

La oferta total de energía del país es el total de energía aportada al mismo para el funcionamiento de su sistema socioeconómico y depende también de los

¹ El balance energético es una representación sintética de la totalidad del sistema energético, contabilizando los flujos físicos de la energía en los procesos que van desde su estado en la naturaleza hasta su utilización final. El balance energético es el cuadro habitual de las estadísticas energéticas de un país y es un instrumento para el estudio de la estructura de su sistema energético.

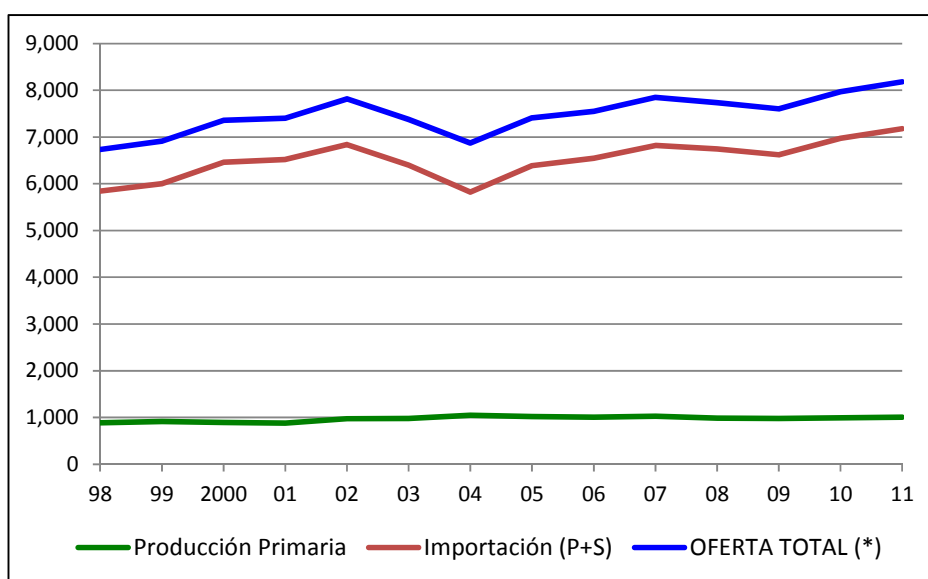
centros de transformación existentes en el país. Incluye, además, las pérdidas de energía que ocurren en la transformación, transporte, distribución y consumo de la energía.

En el Gráfico Nº 2.1.2.1 se muestra la evolución de la oferta total, que creció a una tasa promedio de 1.5% a.a. (anual acumulado) en todo el período; para alcanzar en 2011 un valor de 8,172 kTep.

República Dominicana es fuertemente importadora de energía: la importación representó en 2011 el 87.8% de la oferta interna; el 12.2% restante es la producción nacional. Esta composición de la oferta interna, en cuanto al peso de las importaciones, prácticamente se ha mantenido en los mismos valores todo el período.

La composición de las importaciones es principalmente de Petróleo y derivados, y, en menor medida, Gas Natural y Carbón Mineral. Por su parte, la producción nacional de energía primaria se compone exclusivamente de renovables: Hidroenergía, Leña, Bagazo, otros Residuos, Eólica y Solar.

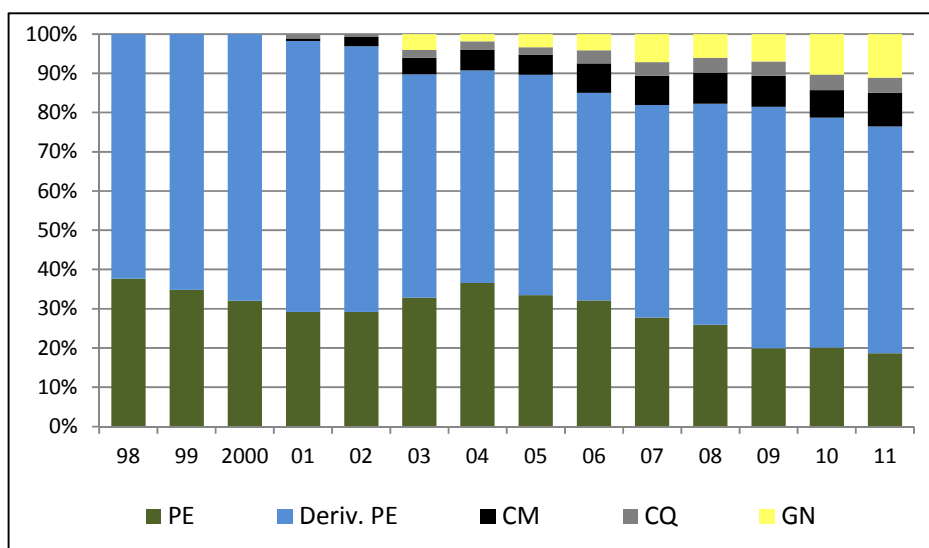
Gráfico Nº 2.1.2.1. Evolución de la Oferta Total 1998-2011 (kTep)



(*) No incluye Variación de Inventario.
Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

En el Gráfico Nº 2.1.2.2 se muestra la evolución de la composición de las importaciones. A pesar del aumento importante de las importaciones de Gas Natural y Carbón Mineral, a partir de 2002, puede verse que los Derivados de Petróleo siguen teniendo el mayor peso, representando en 2011 el 58% del total importado; luego le siguen el Petróleo crudo con el 19%, Gas Natural 11%, Carbón Mineral 9% y Coque el 4% restante.

Gráfico Nº 2.1.2.2. Evolución de composición de las Importaciones 1998-2011



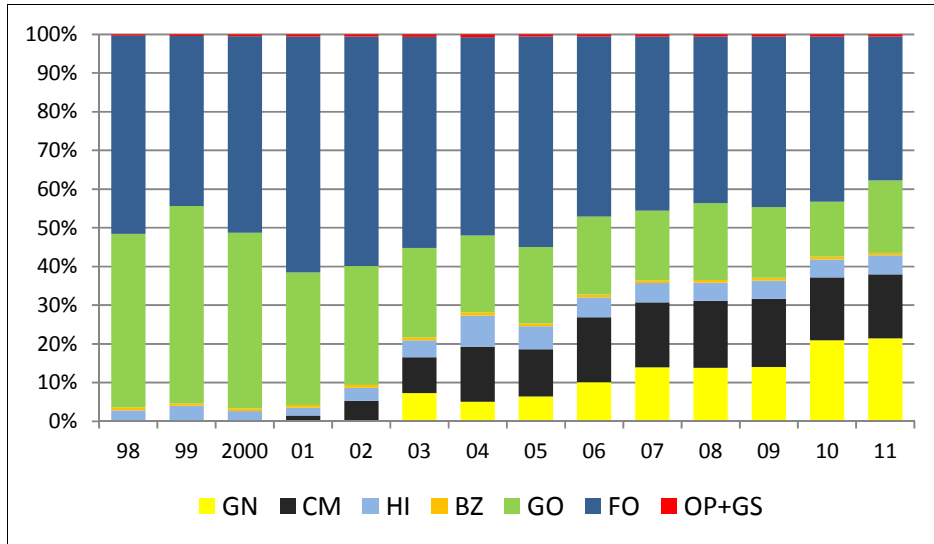
Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

En el país existen 3 tipos de centros de transformación: Centrales Eléctricas de servicio público y de Autoproducción, una Refinería de Petróleo y Carboneras.

La generación total de Electricidad, en forma conjunta del servicio público tanto del SENI como de los sistemas aislados y la autoproducción, ha sido principalmente a partir de Fuel Oil y Gasoil en todo el período; es a partir de 2001 para el Carbón Mineral y de 2003 para el Gas Natural, que estas fuentes empiezan a participar en la generación eléctrica. En 2011, el 37% del consumo intermedio para generación eléctrica correspondió al Fuel Oil, el 21% a Gas Natural, el 19% al Gasoil, el 17% a Carbón Mineral, el 5% Hidro, y el 1% restante con Bagazo, Otras Primarias, Eólica y Gasolina.

Puede apreciarse en el Gráfico Nº 2.1.2.3 la sustitución que se está dando en el consumo intermedio para la generación de electricidad.

Gráfico N° 2.1.2.3. Evolución del Consumo Intermedio en Centrales Eléctricas y Autoprodutores 1998-2011 (%)

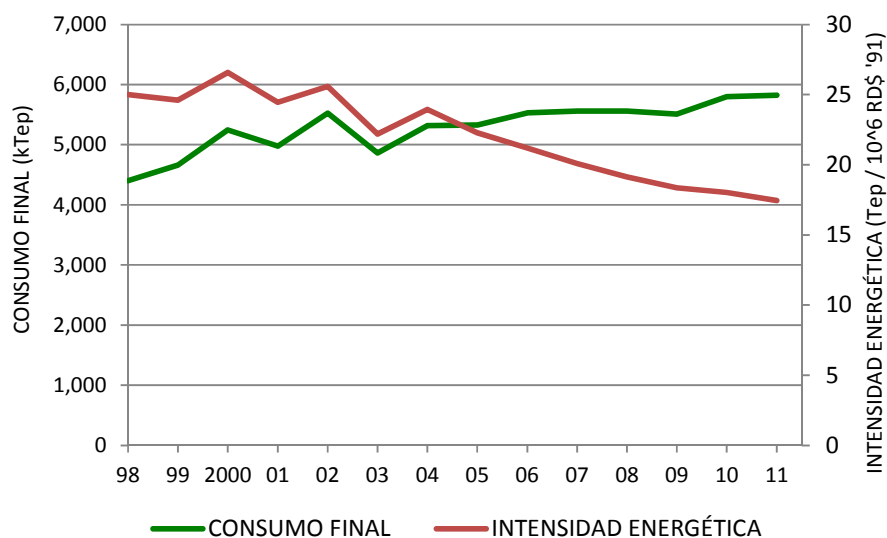


Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

2.1.3. Evolución del Consumo Final

El consumo final total, que incluye el consumo energético y el no energético, ha crecido a una tasa promedio en todo el período de 2.2% a.a., pasando de 4.403 kTep en 1998 a 5,822 en 2011; con una tendencia general creciente, pero con caídas en 2003 y un estancamiento en 2007-2009.

Gráfico N° 2.1.3. Evolución del Consumo Final y la Intensidad Energética 1998-2011



Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada y BCRD.

Como se señaló en el punto anterior, la oferta total creció en todo el período a una tasa del 1.5%a.a., menor al 2.2%a.a. del consumo final. Ello implica que ha habido una reducción en todo el período de las pérdidas en el abastecimiento, principalmente de las pérdidas de transformación en Centrales Eléctricas.

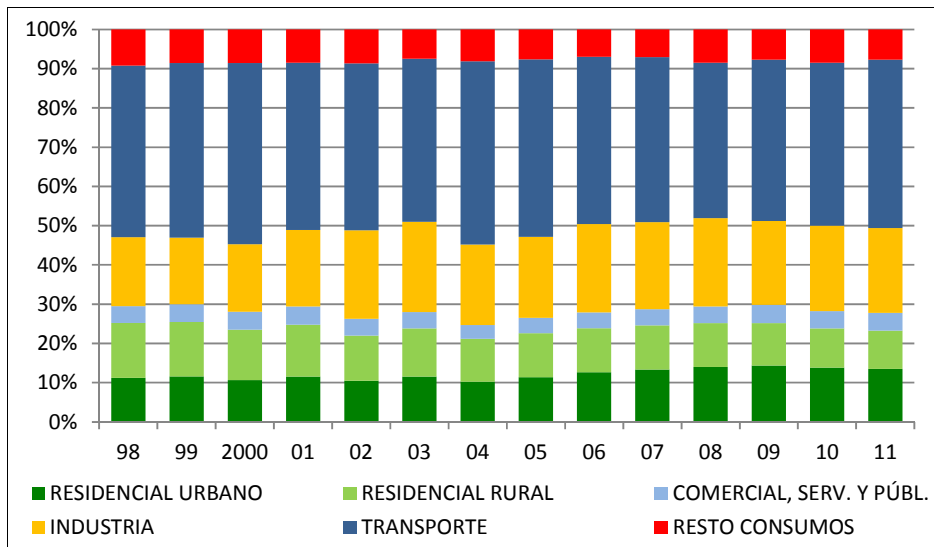
Puede apreciarse en el Gráfico N° 2.1.3 la disminución de la intensidad energética de República Dominicana en todo el período analizado. Pasó de 25.0 Tep/ 10⁶ RD\$₁₉₉₁ en 1998 a 17.4 Tep/ 10⁶ RD\$₁₉₉₁ en 2011, o sea, una disminución entre extremos del 30%. Si bien es algo más complejo poder analizar las causas de la evolución de la intensidad energética, podemos mencionar que en una parte importante se ha debido al cambio en la estructura del Valor Agregado operado en el período, donde los Servicios pasaron de representar el 52.0% del VAB al 61,0% en todo el período; mientras que la Industrias del 38.2% al 30.2%. Otro factor que también ha incidido es la penetración de la Electricidad en el consumo final, fuente más eficiente en el consumo, que pasó de representar el 17.0% del consumo final en 1998 al 20.0% en 2011; por el contrario, la Leña, fuente de muy baja eficiencia de utilización, pasó de 9.4% al 7.6% entre extremos.

2.1.3.1. Consumo Final por Sectores

En el siguiente gráfico se presenta la evolución del consumo final por sectores. El grupo Resto de Consumos incluye los sectores Agro, Pesca, Minería, Construcción, Otros no identificados y el consumo No Energético.

Como cambios más importantes en la estructura del consumo final por sectores en todo el período podemos mencionar: el sector Residencial total, urbano y rural, pasó de representar el 25.2% del consumo final al 23.3%, y dentro de ellos ha aumentado la participación del urbano debido al aumento del grado de urbanización; el sector Industria ha pasado del 17.5% al 21.7% y, el Transporte del 43.7% al 42.9%

Gráfico Nº 2.1.3.1. Evolución del Consumo Final por Sectores 1998-2011 (%)

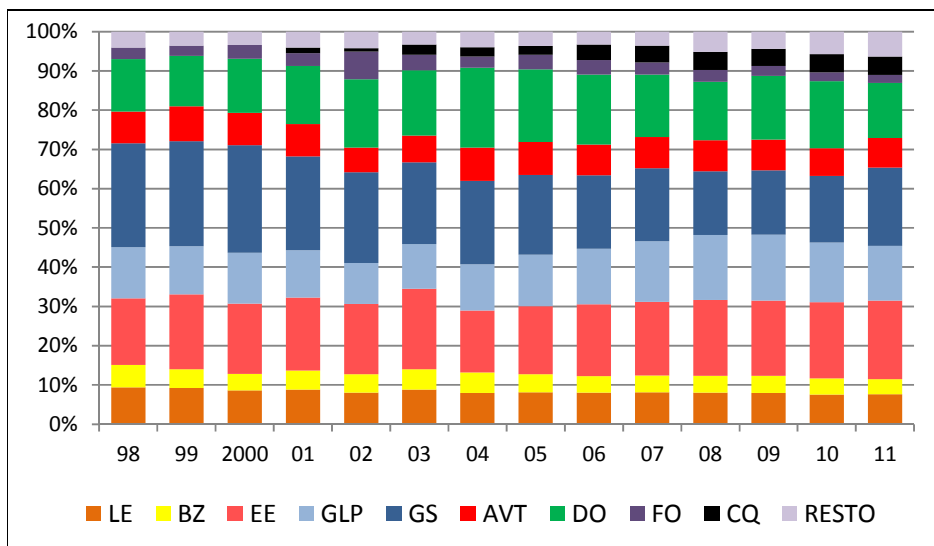


Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

2.1.3.2 Consumo Final por Fuentes

Entre los cambios más importantes en la estructura del consumo final por fuentes se destacan: el aumento del Coque (petcoke), consumido en la producción de cemento, y de la Electricidad, con aumentos de participación del 4.7% y 3.0% respectivamente; y la disminución de las Gasolinas, con una pérdida de participación del 6.5%, y la Leña y el Bagazo, con pérdidas del 1.8% cada uno.

Gráfico Nº 2.1.3.2. Evolución del Consumo Final por Fuentes 1998-2011 (%)



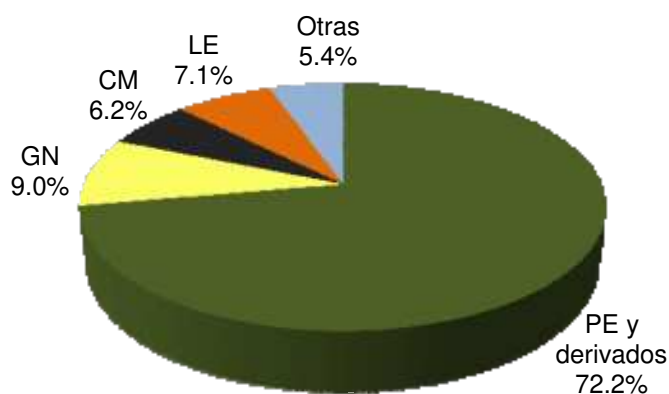
Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

2.2. ESTRUCTURA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DOMINICANA 2010

La oferta total de energía de República Dominicana en 2010 fue de 7,946 kTep. La misma tuvo como origen sólo un 12.5% de producción de fuentes primarias nacionales y un 87.8% de importaciones².

Es sabido que la oferta total interna indica los requerimientos de energía del país, determinados por su contexto económico, social, tecnológico, ambiental y cultural; y también está determinada por la infraestructura de transformación existente. Analizada por fuentes, la oferta interna de República Dominicana está compuesta en un 72.2% por el Petróleo y sus derivados; el 9.0% del Gas Natural; el 6.2% por Carbón Mineral; el 7.1% por Leña y el 5.4% restante por Residuos de Biomasa³, Biodiesel y Solar. O sea, que en un 87.5% es dependiente de recursos no renovables, todos importados, y en un 12.5% de fuentes renovables de producción nacional.

Gráfico N° 2.2.1. Estructura de la Oferta Total 2010



Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

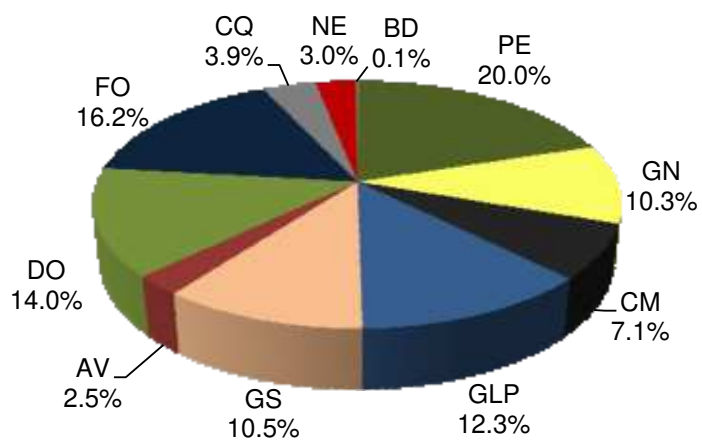
De las importaciones de energía, que se realizaron en 2010 ascendentes a 6,980 kTep, el 20.0% correspondió a Petróleo crudo⁴. Como la capacidad de la Refinería local es muy baja para atender a la demanda, debió importarse el equivalente a 3.4 veces más del Petróleo crudo importado en derivados, cuya composición se muestra en el siguiente gráfico. Las importaciones de Gas Natural y de Carbón Mineral representaron 10.3% y 7.1% respectivamente de las importaciones totales. Las importaciones de Biodiesel representaron sólo el 0.1% del total.

²El 0.3% sobrante se destinó a un aumento de inventarios de derivados del Petróleo.

³Bagazo, cáscara de café, cáscara de arroz y jícara de coco.

⁴ Todas las importaciones de crudo en 2010 corresponden a la REFIDOMSA, a raíz de la salida de operaciones de la refinería de XSTRATA.

Gráfico N° 2.2.2. Composición de la Importación 2010



Fuente: Serie BEN 1998-2011 revisada.

Cuadro Nº 2.2.1. Balance Energético Nacional de República Dominicana 2010
(kTep)

DESCRIPCIÓN DE LOS USOS DE ENERGÍA	REPUBLICA DOMINICANA											MUNICIPIO DE SANTO DOMINGO				TOTAL REPUBLICA DOMINICANA		
	RECURSOS NATURALES	RECARGO DE ALMACEN	OTROS RECURSOS	TOTAL RECURSOS NATURALES	RECURSOS NATURALES EXTRAJEROS	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES	IMPORTE EN DOLÁRES		IMPORTE EN DOLÁRES	
PRODUCCIÓN	495.27	568.17	258.22	1.321.66	1.321.66	329.24	221.27	394.89	378.33	212.96	14.38	87.82	14.38	6.05	383.12	4,304.31	6,979.97	660.03
IMPORTE EN DOLÁRES	207.53	277.52	127.53	612.58	612.58	155.44	100.92	155.44	155.44	100.92	6.59	41.96	6.59	2.53	1,604.47	19,568.41	31,479.27	3,000.00
CONSUMO INTERNO	1,247.65	744.72	456.24	2,448.61	2,448.61	609.80	407.73	609.80	609.80	407.73	44.71	67.88	44.71	6.05	2,908.18	34,828.71	57,885.65	5,585.65
CONSUMO EXTERNO	9,494.85	5,944.85	3,544.85	18,984.55	18,984.55	4,746.13	3,164.09	4,746.13	4,746.13	3,164.09	447.88	671.32	447.88	60.05	32,138.84	385,628.41	618,919.27	59,719.27
CONSUMO TOTAL	10,742.50	6,689.57	4,011.09	21,443.16	21,443.16	5,355.93	3,571.82	5,355.93	5,355.93	3,571.82	492.59	739.20	492.59	66.10	35,047.02	420,457.12	676,804.92	65,305.32
RECARGO DE ALMACEN	568.17	258.22	258.22	1,084.61	1,084.61	271.13	179.12	271.13	271.13	179.12	27.72	41.56	27.72	3.67	3,383.60	40,603.21	64,484.92	6,246.92
OTROS RECURSOS	258.22	127.53	127.53	513.28	513.28	128.32	85.54	128.32	128.32	85.54	14.38	21.56	14.38	1.91	1,862.48	22,368.96	34,850.88	3,368.88
CONSUMO EXTERNO	9,494.85	5,944.85	3,544.85	18,984.55	18,984.55	4,746.13	3,164.09	4,746.13	4,746.13	3,164.09	447.88	671.32	447.88	60.05	32,138.84	385,628.41	618,919.27	59,719.27
CONSUMO TOTAL	10,742.50	6,689.57	4,011.09	21,443.16	21,443.16	5,355.93	3,571.82	5,355.93	5,355.93	3,571.82	492.59	739.20	492.59	66.10	35,047.02	420,457.12	676,804.92	65,305.32
RECARGO DE ALMACEN	568.17	258.22	258.22	1,084.61	1,084.61	271.13	179.12	271.13	271.13	179.12	27.72	41.56	27.72	3.67	3,383.60	40,603.21	64,484.92	6,246.92
OTROS RECURSOS	258.22	127.53	127.53	513.28	513.28	128.32	85.54	128.32	128.32	85.54	14.38	21.56	14.38	1.91	1,862.48	22,368.96	34,850.88	3,368.88
CONSUMO EXTERNO	9,494.85	5,944.85	3,544.85	18,984.55	18,984.55	4,746.13	3,164.09	4,746.13	4,746.13	3,164.09	447.88	671.32	447.88	60.05	32,138.84	385,628.41	618,919.27	59,719.27
CONSUMO TOTAL	10,742.50	6,689.57	4,011.09	21,443.16	21,443.16	5,355.93	3,571.82	5,355.93	5,355.93	3,571.82	492.59	739.20	492.59	66.10	35,047.02	420,457.12	676,804.92	65,305.32

Fuente: Serie BEN 1998-2011, revisada en noviembre de 2013.

2.3. CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL 2010

El concepto de energía útil reúne dos aspectos en simultáneo: el consumo por usos de la energía y la deducción de las pérdidas de utilización que ocurren en la conversión final de la energía en los diversos equipos y artefactos de los consumidores.

Para obtener el consumo de energía útil de un país es necesario recurrir a la realización de encuestas⁵ en todos los sectores de consumo. Para este estudio se procedió a calcular el consumo de energía útil, en los distintos módulos homogéneos, tomando como base las estructuras del consumo por usos y los rendimientos de utilización obtenidos en el proyecto SIEN⁶ para el año 2001. Dicha estructura se corrigió a partir de información secundaria y de ciertas tendencias registradas en los nueve años transcurridos. Estos casos son: aumento de los rendimientos en iluminación por la penetración de lámparas fluorescentes compactas; la penetración del GLP en el Transporte; la aún leve penetración del Gas Natural en Industria y Transporte; la utilización de petcoke en la industria del cemento; y la muy pequeña penetración, en términos relativos, de la Electricidad en el Transporte debida al metro de Santo Domingo⁷.

Ya han transcurrido nueve años del proyecto SIEN, y debieran realizarse nuevamente las encuestas sobre consumo y usos de la energía en los diferentes sectores. A falta de encuestas recientes, se considera que la actualización de aquellos resultados es una primera aproximación a fin poder utilizar el método analítico de prospectiva.

En los dos cuadros siguientes se presentan los resultados de la actualización a 2010 de los consumos de energía neta y de energía útil por subsectores. Puede verse que el rendimiento promedio del consumo final de energía de República Dominicana fue en 2010 del 37.7%

Los consumos de energía neta y de energía útil por fuentes y usos, y los correspondientes rendimientos de utilización se presentan en los puntos que siguen⁸.

⁵ Se trata de un muestro de campo, a través del cual vía las encuestas se releva el consumo de energía por fuente, uso y tipo de tecnología a nivel de los usuarios finales de energía para un determinado año.

⁶ Sistema de Información Energética Nacional de República Dominicana. Comisión Nacional de Energía y Fundación Bariloche. 2002.

⁷ La primera línea de metro de Santo Domingo entró en operaciones en 2009, la segunda línea en 2013 y la tercera está en fase inicial temprana de construcción (estudios de suelos, revisión de impactos).

⁸ Las matrices de consumo por fuentes y usos, en energía neta y útil, y los rendimientos, para cada uno de los módulos homogéneos dentro de cada subsector se entregan en el archivo "FD Balances FB 1998-2011 v9.xlsx".

Cuadro N° 2.3.1. Consumo de Energía Neta por Subsectores 2010
(kTep)

SECTOR	ENERGÍA RENOVABLE							ENERGÍA CONVENCIONAL							TOTAL ENERGÍA CONVENCIONAL	TOTAL ENERGÍA RENOVABLE					
	BIOMASA	SOLAR	OTRAS RENOVABLES	TOTAL BIOMASA RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	BIOMASA	OTROS RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	TOTAL BIOMASA RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	OTROS RENOVABLES	OTROS RENOVABLES							
CONSUMO DE ENERGÍA NETA																					
RESIDENCIAL URBANO	4.27	3.37	3.47	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20	35.71	34.20
RESIDENCIAL RURAL	371.44	6.33	377.77	394.66	42.31	436.97	394.66	42.31	436.97	394.66	42.31	436.97	394.66	42.31	436.97	394.66	42.31	436.97	394.66	42.31	436.97
RESIDENCIAL TOTAL	444.22	3.37	3.84	449.37	76.51	525.88	449.37	76.51	525.88	449.37	76.51	525.88	449.37	76.51	525.88	449.37	76.51	525.88	449.37	76.51	525.88
RESTAURANTES				15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13	15.13
HOTELES	6.04	6.51	6.51	6.51	6.51	13.02	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51
RESTO SERVICIOS				93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13	93.13
COMERCIAL, GOB. Y PUBL.	0.54	0.74	0.74	0.74	0.74	1.48	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
BENEFICIOS ASOCIADOS	3.43	3.81	3.81	3.81	3.81	7.62	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81	3.81
RESTO IND. ALIMENTICIA	4.05	5.31	5.31	5.31	5.31	10.62	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31	5.31
TABACO	0.05	0.46	0.46	0.46	0.46	0.92	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
TEXTILES Y CUERO	0.43	0.46	0.46	0.46	0.46	0.92	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
PAPEL E IMPRONTA	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	1.30	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
QUIMICOS Y PLASTICOS	3.04	3.91	3.91	3.91	3.91	7.82	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91
QUIMICOS Y OBRAS	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	3.26	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63
RESTO INDUSTRIA	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	11.26	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63	5.63
SÓLO TRANSPORTE	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	66.70	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35	33.35
TRANSPORTE	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	1.14	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
TRANSPORTE/OTRO				81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41	81.41
LABORES/OTRO/OTRO				407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73	407.73
CONSTRUCCIONES/OTRO				61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83	61.83
TOTAL CONSUMO NETO	38.75	444.55	236.13	3.94	7.39	747.74	4,137.35	880.57	875.67	8.54	407.73	988.74	1,337.74	272.00	67.86	5.89	4,766.67	5,484.41			

Fuente: Serie BEN 1998-2011, revisada en noviembre de 2013.

Cuadro Nº 2.3.2. Consumo de Energía Útil por Subsectores 2010
(kTep)

SECTOR	ENERGÍA PRIMARIA				ENERGÍA SECUNDARIA										TOTAL DEMANDA SECUNDARIA	TOTAL DEMANDA TOTAL	EMISIÓN CO ₂	
	PTG (kWh)	COQUE	OTROS PROMEDIOS	TOTAL DEMANDA PRIMARIA	PIEZA ELECTRICA	PIEZA GASOLINA Y ALCOHOL	PIEZA GAS	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA	PIEZA GASOLINA				PIEZA GASOLINA
CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL																		
INDUSTRIAL	2.28	0.26	0.25	6.14	10.48	10.14	0.00											
RESIDENCIAL	44.14	0.00	0.00	44.17	33.11	47.00	0.00											
RESIDENCIAL TOTAL	46.41	0.00	0.00	50.40	366.19	316.67	0.14											
RESTAURANTE					16.31	2.66	0.00											
ROTIEROS	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	2.17												
RESTO DE SERVICIOS					4.35	5.34												
GOBIERNO, MARINA Y PUERTO	0.00	0.00	0.00	0.00	10.11	30.07	0.00											
INDUSTRIAS AERONAUTICAS	2.40	15.48		17.88	1.06	2.27												
RESTO DE INDUSTRIAS	3.12		1.00	4.12	27.04	0.10												
TABACOS	0.04			0.04	1.30	0.00												
TEXTILES Y CUERO	0.00			0.00	14.20	0.00												
PAPEL E IMPRIMERIA					14.34	0.00												
QUIMICOS Y PLASTICOS	4.00			4.00	51.40	0.00												
CONCRETO Y CERAMICA	1.74			1.74	14.00	3.50	0.00											
RESTO DE MINERIA	1.14			1.14	0.00	0.00												
ZONA FRANCA	5.00			5.00	50.00	2.00												
RESUMEN	15.21	15.48	1.00	31.69	171.00	171.00	6.10											
TRANSPORTE	0.14			0.14	40.00	100.00												
AGROPECUARIO					40.00	100.00												
CONSTRUCCION					4.00	4.00												
TOTAL CONSUMO ÚTIL	19.81	49.40	0.00	69.21	323.00	323.00	17.20											
REPARTO	0.00	11.25	0.00	11.25	31.00	31.00	1.00											

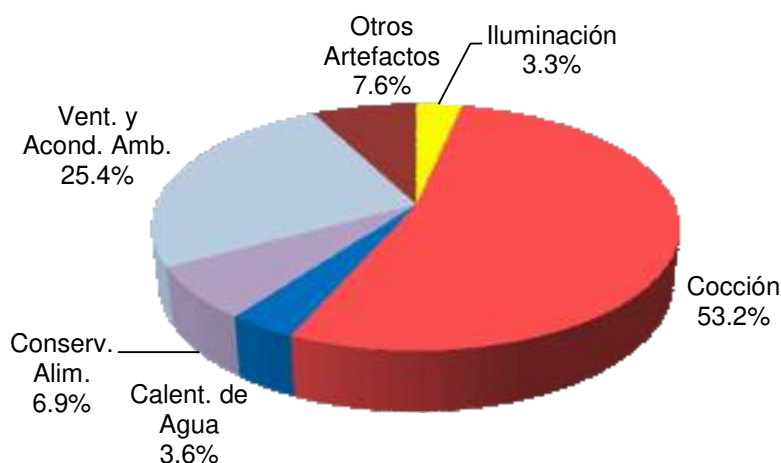
Fuente: Serie BEN 1998-2011, revisada en noviembre de 2013.

2.3.1. Subsector Residencial Urbano

En 2010, el subsector Residencial Urbano consumió un total de 795.1 kTep de energía neta, lo que representó el 14.5% del consumo energético total de energía neta de República Dominicana.

El principal uso de la energía en los hogares urbanos es la Cocción, con el 53.2% del consumo neto del subsector. Le sigue en importancia la Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes con el 25.4%. Los restantes usos tienen participaciones relativamente menores como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 2.3.1.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Residencial Urbano 2010

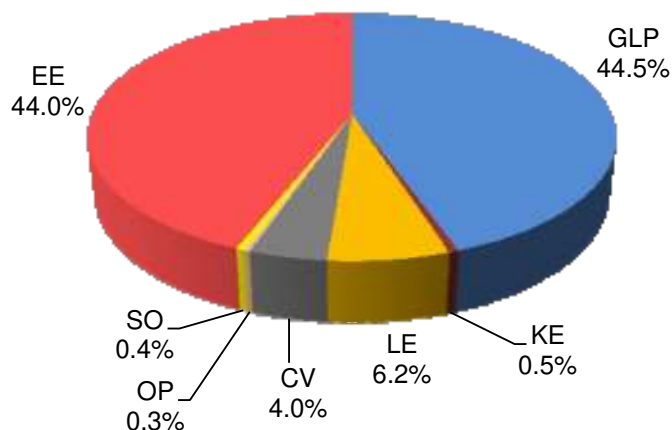


Fuente: Elaboración propia.

El GLP es la principal fuente consumida, cubriendo el 44.5% del consumo neto del subsector, seguido con un porcentaje similar de la Electricidad que aporta el 44.0%. Luego le siguen la Leña y el Carbón Vegetal con el 6.2% y 4.0% respectivamente. En los cuadros siguientes de consumo de energía por fuentes y usos, tanto en energía neta como energía útil, se muestran las cantidades de cada fuente consumida en los distintos usos.

La energía Solar se destina principalmente a Calentamiento de Agua, con una penetración muy incipiente aún; Kerosene a Iluminación en los hogares de menores ingresos ante los frecuentes cortes de la electricidad del servicio público; y, finalmente, las Otras Primarias son residuos de madera y/o papel utilizados en hogares de bajos ingresos.

Gráfico Nº 2.3.1.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Residencial Urbano 2010



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al potencial de sustitución entre fuentes, en el uso Iluminación se observa un consumo de GLP y Kerosene que desaparecerá con las mejoras en el servicio público eléctrico, porque obviamente dichas fuentes no pueden competir con la Electricidad en este uso, cuando hay acceso a esta.

En Cocción, la principal fuente consumida es el GLP que proporciona el 93% del consumo útil del uso. En Calentamiento de Agua hay una fuerte competencia entre la Electricidad (49% del consumo útil del uso) y el GLP (40%); la energía Solar está en progresión con el 5.5% del uso.

Los restantes usos son cautivos de la Electricidad en el medio urbano.

El consumo de energía útil del subsector es de 357.2 kTep, lo que implica un rendimiento medio de 44.9%

Cuadro Nº 2.3.1.1. Consumo de Energía del Sector Residencial Urbano 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	SO	EE	TOTAL
Iluminación	428	3,997					22,125	26,550
Cocción	342,337		46,039	30,331	2,355		2,279	423,342
Calentamiento de Agua	11,286		3,546	1,623	99	3,374	8,480	28,410
Conservación de Alimentos							54,521	54,521
Ventilación y Acond. Ambientes							201,587	201,587
Otros Artefactos							60,705	60,705
TOTAL	354,051	3,997	49,585	31,955	2,454	3,374	349,698	795,115

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	SO	EE	TOTAL
Iluminación	11	63					2,710	2,784
Cocción	154,052		4,805	6,028	235		1,363	166,483
Calentamiento de Agua	5,079		394	325	10	693	6,148	12,649
Conservación de Alimentos							32,904	32,904
Ventilación y Acond. Ambientes							92,520	92,520
Otros Artefactos							49,831	49,831
TOTAL	159,141	63	5,199	6,353	245	693	185,477	357,171

RENDIMIENTOS (%)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	SO	EE	TOTAL
Iluminación	2.5	1.6					12.3	10.5
Cocción	45.0		10.4	19.9	10.0		59.8	39.3
Calentamiento de Agua	45.0		11.1	20.0	10.0	20.5	72.5	44.5
Conservación de Alimentos							60.3	60.3
Ventilación y Acond. Ambientes							45.9	45.9
Otros Artefactos							82.1	82.1
TOTAL	44.9	1.6	10.5	19.9	10.0	20.5	53.0	44.9

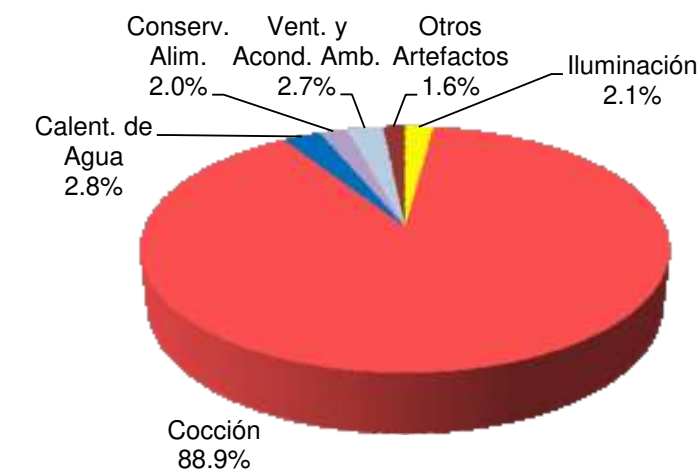
Fuente: Elaboración propia.

2.3.2. Subsector Residencial Rural

El subsector Residencial Rural consumió 580.2 kTep de energía neta y 119.9 kTep de energía útil, dando un rendimiento medio de utilización de la energía de 20.7%. Por su parte, el consumo neto del subsector representó en 2010 el 10.6% del consumo energético total nacional.

Este tan bajo rendimiento se debe al peso que tiene el uso Cocción en el subsector y al bajo nivel de consumo de los “usos eléctricos” (Conservación de Alimentos, Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes y Otros Artefactos). Por su parte, la Cocción es satisfecha en un porcentaje significativo por Leña (45% del consumo útil), de muy baja eficiencia en el uso.

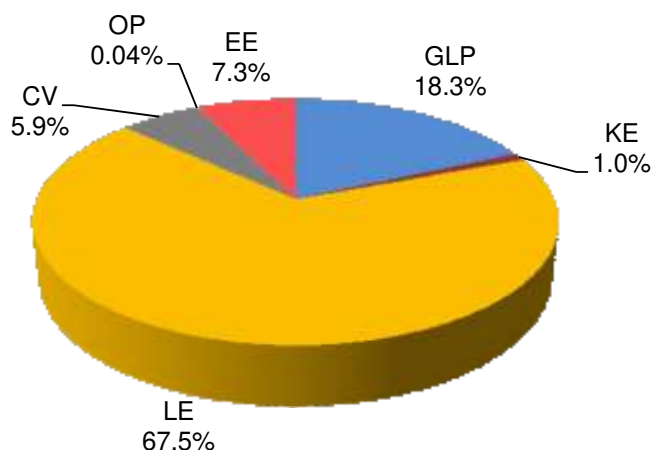
Gráfico Nº 2.3.2.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Residencial Rural 2010



Fuente: Elaboración propia.

En el consumo de energía neta total del subsector, la Leña participa con el 67.5%; el 18.3% por GLP; el 7.3% por Electricidad; el 5.9% por Carbón Vegetal. Kerosene y Otras Primarias tienen participaciones muy pequeñas.

Gráfico Nº 2.3.2.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Residencial Rural 2010



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 2.3.2.1. Consumo de Energía del Sector Residencial Rural 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	EE	TOTAL
Iluminación	558	5,643				5,725	11,926
Cocción	101,298		381,461	32,596	224	19	515,598
Calentamiento de Agua	4,288		9,975	1,896		34	16,193
Conservación de Alimentos						11,670	11,670
Ventilación y Acond. Ambientes						15,450	15,450
Otros Artefactos						9,314	9,314
TOTAL	106,144	5,643	391,436	34,493	224	42,213	580,152

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	EE	TOTAL
Iluminación	14	72				452	538
Cocción	45,584		43,049	6,519	22	16	95,191
Calentamiento de Agua	1,929		1,193	379		25	3,527
Conservación de Alimentos						7,043	7,043
Ventilación y Acond. Ambientes						6,566	6,566
Otros Artefactos						7,009	7,009
TOTAL	47,528	72	44,243	6,899	22	21,111	119,875

RENDIMIENTOS (%)

USOS	GLP	KE	LE	CV	OP	EE	TOTAL
Iluminación	2.5	1.3				7.9	4.5
Cocción	45.0		11.3	20.0	10.0	80.0	18.5
Calentamiento de Agua	45.0		12.0	20.0		72.5	21.8
Conservación de Alimentos						60.4	60.4
Ventilación y Acond. Ambientes						42.5	42.5
Otros Artefactos						75.3	75.3
TOTAL	44.8	1.3	11.3	20.0	10.0	50.0	20.7

Fuente: Elaboración propia.

2.3.3. Sector Comercial, Servicios y Público

El sector Comercial, Servicios y Público tuvo un consumo de energía neta en 2010 de 255.2 kTep, con una participación del 4.7% en el total nacional. El consumo de energía útil fue de 134.7 kTep, con un rendimiento medio de utilización del 52.8%

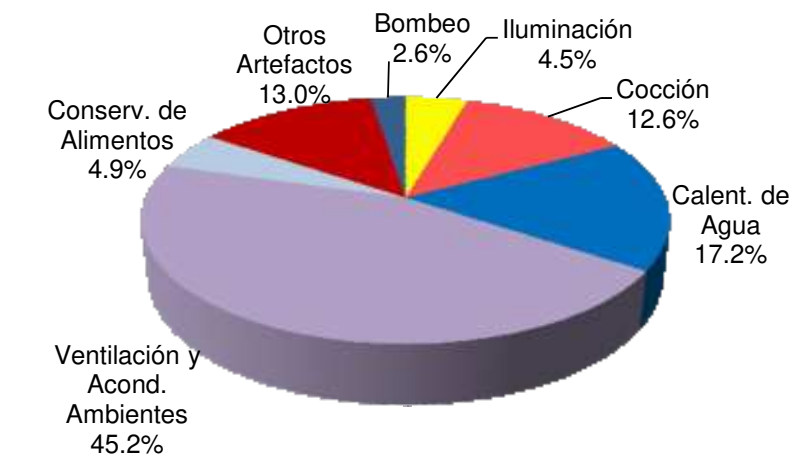
El principal uso de la energía es Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes, con el 45.2% del consumo neto del sector. Le siguen Calentamiento de Agua (17.2%); Otros Artefactos (13.0%); y Cocción (12.6%). Los restantes usos tienen participaciones inferiores al 5% como se muestra en el siguiente gráfico.

La Electricidad es la fuente predominante, con el 86.4% del consumo neto del sector. En segundo lugar el Gasoil aporta el 12.7%. Las restantes fuentes tienen consumos muy poco significativos, como se muestra en los cuadros siguientes.

La estructura por usos de la energía en el sector indica ciertas restricciones a la sustitución entre fuentes. La predominancia de los usos eléctricos deja poco mercado disputable para las sustituciones, las que se concentrarían principalmente en la posible sustitución de Gasoil y/o GLP por Electricidad y Solar en Calentamiento de Agua.

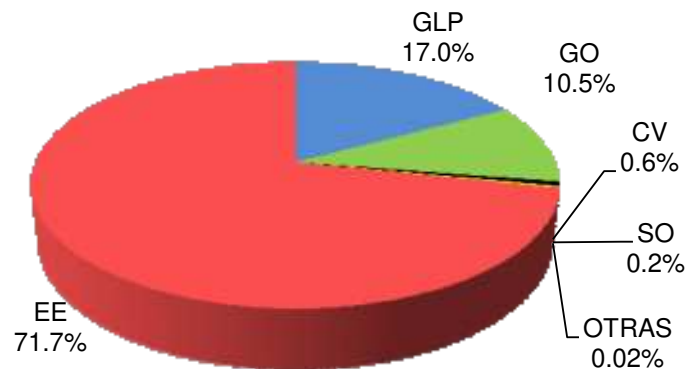
Las medidas de eficiencia energética en el uso de la Electricidad tendrán un fuerte potencial de ahorro en el sector.

Gráfico Nº 2.3.3.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Comercial, Servicios y Público 2010



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 2.3.3.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Comercial, Servicios y Público 2010



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 2.3.3.1. Consumo de Energía del Sector Comercial, Servicios y Público 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

USOS	GLP	GM	GO	LE	CV	SO	EE	TOTAL
Iluminación							11,523	11,523
Cocción	28,481			43	1,437		2,305	32,266
Calentamiento de Agua	14,927		26,845			539	1,598	43,910
Ventilación y Acond. Ambientes							115,261	115,261
Conservación de Alimentos							12,631	12,631
Otros Artefactos							33,118	33,118
Bombeo de Agua		19	16				6,503	6,538
TOTAL	43,409	19	26,861	43	1,437	539	182,938	255,246

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

USOS	GLP	GM	GO	LE	CV	SO	EE	TOTAL
Iluminación							2,046	2,046
Cocción	12,948			7	144		1,555	14,653
Calentamiento de Agua	7,126		19,134			216	1,158	27,635
Ventilación y Acond. Ambientes							68,770	68,770
Conservación de Alimentos							7,623	7,623
Otros Artefactos							9,795	9,795
Bombeo de Agua		3	3				4,162	4,167
TOTAL	20,074	3	19,137	7	144	216	95,109	134,688

RENDIMIENTOS (%)

USOS	GLP	GM	GO	LE	CV	SO	EE	TOTAL
Iluminación							17.8	17.8
Cocción	45.5			16.1	10.0		67.5	45.4
Calentamiento de Agua	47.7		71.3			40.0	72.5	62.9
Ventilación y Acond. Ambientes							59.7	59.7
Conservación de Alimentos							60.4	60.4
Otros Artefactos							29.6	29.6
Bombeo de Agua		14.1	17.0				64.0	63.7
TOTAL	46.2	14.1	71.2	16.1	10.0	40.0	52.0	52.8

Fuente: Elaboración propia.

2.3.4. Sector Industrial

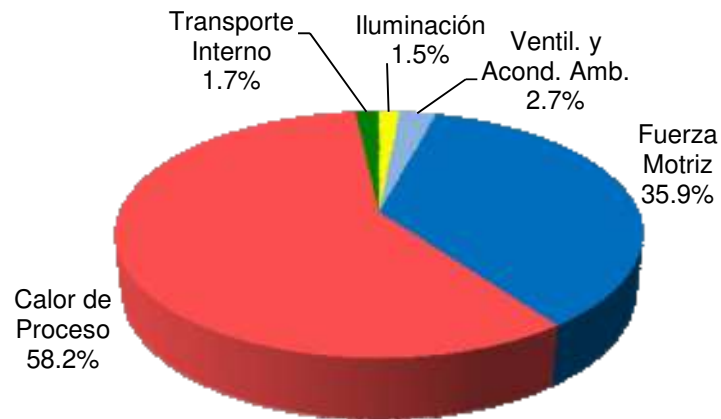
El total del sector Industria consumió 1,264.5 kTep de energía neta, que representó el 21.8% del consumo final de energía neta del país en el año 2010.

El principal uso de la energía es el Calor de Proceso, que incluye tanto la producción de vapor como de calor directo, con el 58.2% del consumo neto; seguido de Fuerza Motriz con el 35.9%. Los restantes usos tienen consumos relativamente pequeños: Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes el 2.7%; Transporte Interno el 1.7%; y el 1.5% restante se consume en Iluminación.

La Electricidad es la principal fuente, aporta el 37.1% del consumo neto y su principal uso es en Fuerza Motriz; este uso absorbe el 87% del consumo neto de

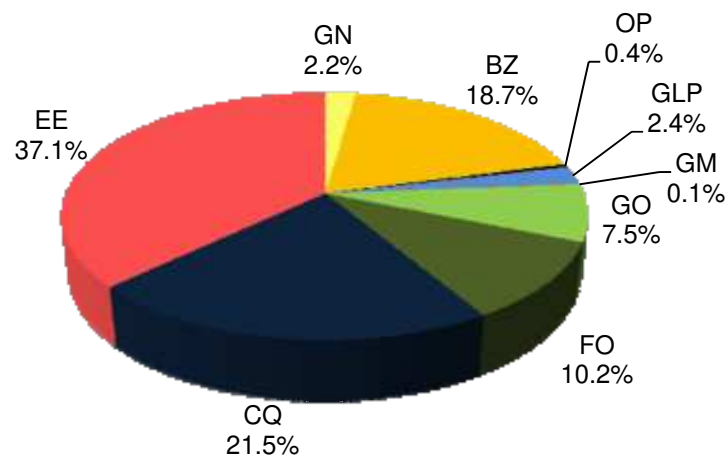
Electricidad. La segunda fuente en importancia es el Coque (petcoke) que representa el 21.5% del consumo de la Industria y se utiliza exclusivamente en los hornos cementeros. Luego, el tercer lugar lo ocupa el Bagazo, residuo de la producción de azúcar y cuyo destino principal es la producción de vapor y, en menor medida, el accionamiento de los trapiches para la molienda de la caña.

Gráfico Nº 2.3.4.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Industria 2010



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 2.3.4.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Industria 2010



Fuente: Elaboración propia.

El principal potencial de sustituciones se presenta en el uso Calor de Proceso, donde compiten ocho fuentes. Si bien el análisis de sustituciones se hará posteriormente, en cada uno de los 9 subsectores en que se han agrupado las distintas ramas de la industria dominicana, se mencionan aquí las características generales de los procesos.

El Coque es la principal fuente en este uso, aportando el 36.0% del consumo útil. El mismo se utiliza solamente en la industria del cemento, compitiendo con derivados de Petróleo y Gas Natural. La segunda fuente consumida en el uso es el Bagazo, que participa con el 28.2% del consumo útil; pero es de más difícil sustitución al ser un residuo de producción. La penetración del Gas Natural en Calor de Proceso es incipiente, en 2010 aportó el 4.0% del consumo útil del uso; su mayor disponibilidad y acceso a las industrias le disputará mercado en primer término a los derivados de Petróleo.

Cuadro N° 2.3.4.1. Consumo de Energía del Sector Industria 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									18,957	18,957
Ventilación y Acond. Amb.									33,895	33,895
Fuerza Motriz		47,223							406,362	453,585
Calor de Proceso	28,186	188,892	5,211	22,494		81,344	128,740	272,000	9,491	736,359
Transporte Interno				7,418	911	13,361				21,690
TOTAL	28,186	236,115	5,211	29,912	911	94,705	128,740	272,000	468,705	1,264,486

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									3,674	3,674
Ventilación y Acond. Amb.									23,434	23,434
Fuerza Motriz		15,348							341,344	356,691
Calor de Proceso	19,730	138,128	1,824	14,171		53,687	81,106	176,800	5,175	490,621
Transporte Interno				1,335	164	3,207				4,706
TOTAL	19,730	153,475	1,824	15,507	164	56,894	81,106	176,800	373,626	879,126

RENDIMIENTOS (%)

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									19.4	19.4
Ventilación y Acond. Amb.									69.1	69.1
Fuerza Motriz		32.5							84.0	78.6
Calor de Proceso	70.0	73.1	35.0	63.0		66.0	63.0	65.0	54.5	66.6
Transporte Interno				18.0	18.0	24.0				21.7
TOTAL	70.0	65.0	35.0	51.8	18.0	60.1	63.0	65.0	79.7	69.5

Fuente: Elaboración propia.

2.3.5. Sector Transporte

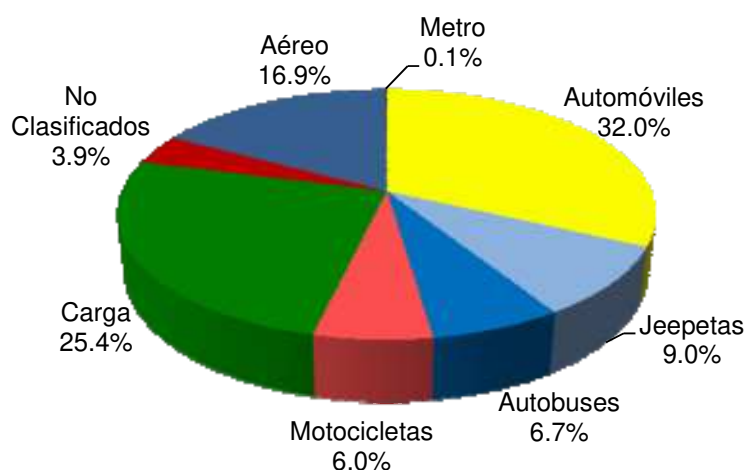
El sector Transporte es el principal consumidor de energía del país en términos de energía neta y representó, con 2,412.9 kTep, el 44.0% del consumo energético total país. Pero en consumo de energía útil su participación es mucho menor debido al bajo rendimiento promedio, que fue del 20.1%

Este bajo rendimiento es normal en el transporte debido a las bajas eficiencias termodinámicas de las máquinas térmicas que accionan los diversos tipos de vehículos: motores Otto, motores diesel y turbinas de reacción. Sólo tiene un alto rendimiento en el uso final del transporte la tracción eléctrica, que tiene una participación muy baja en el total con el Metro de Santo Domingo.

El modo carretero consume el 83.0% de la energía neta consumida en el total del Transporte; el aéreo, casi totalmente internacional, el 16.9% y el ferroviario (Metro) el 0.1%.

En el consumo por tipo de vehículo, se destaca el automóvil con el 32.0% del consumo neto total del sector Transporte; le siguen los vehículos de carga con el 25.4%; los aviones con el 16.9%; los restantes tipos de vehículos tienen participaciones menores como se muestran en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 2.3.5.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Transporte 2010

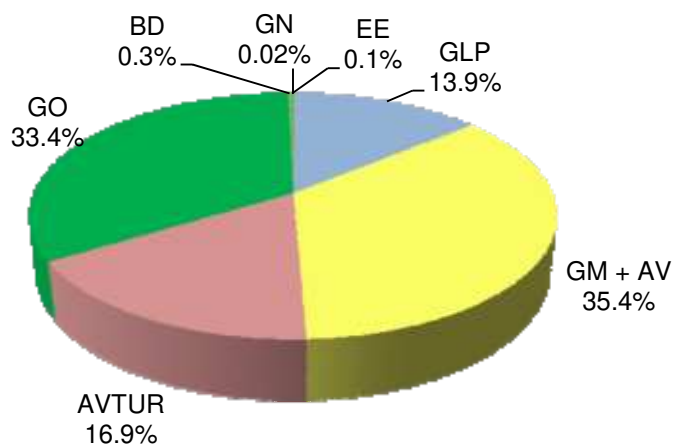


Fuente: Elaboración propia.

Las Gasolinas son la principal fuente consumida en el sector, con el 35.4% del consumo neto; le sigue muy cerca el Gasoil con el 33.4%; luego Avtur con 16.9% y el GLP representa el 13.9%. Biodiesel, Electricidad y Gas Natural (GNV) tienen participaciones marginales como se ve en el siguiente gráfico.

⁹ No se dispone de información sobre los consumos en el modo fluvial-marítimo.

Gráfico Nº 2.3.5.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Transporte 2010



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro Nº 2.3.5.1. Consumo de Energía del Sector Transporte 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

TIPO DE VEHICULO	GN	GLP	GM + AV	AVTUR	GO	BD	EE	TOTAL
Automóviles	569	270,459	433,781		66,226	500		771,534
Jeepetas		4,633	85,532		126,649	956		217,771
Autobuses		28,506	17,490		114,845	867		161,708
Motocicletas			144,223					144,223
Carga		30,600	129,715		448,167	3,383		611,865
Vehículos No Clasificados		2,164	41,537		50,465	381		94,547
Aéreo			1,171	407,784				408,955
Metro							2,296	2,296
TOTAL	569	336,362	853,449	407,784	806,353	6,086	2,296	2,412,899

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

TIPO DE VEHICULO	GN	GLP	GM + AV	AVTUR	GO	BD	EE	TOTAL
Automóviles	102	48,683	78,081		15,894	120		142,880
Jeepetas		834	15,396		30,396	229		46,855
Autobuses		5,131	3,148		27,563	208		36,050
Motocicletas			25,960					25,960
Carga		5,508	23,349		107,560	812		137,229
Vehículos No Clasificados		389	7,477		12,112	91		20,069
Aéreo			211	73,401				73,612
Metro							1,837	1,837
TOTAL	102	60,545	153,621	73,401	193,525	1,461	1,837	484,492

RENDIMIENTOS (%)

TIPO DE VEHICULO	GN	GLP	GM + AV	AVTUR	GO	BD	EE	TOTAL
Automóviles	18.0	18.0	18.0		24.0	24.0		18.5
Jeepetas		18.0	18.0		24.0	24.0		21.5
Autobuses		18.0	18.0		24.0	24.0		22.3
Motocicletas			18.0					18.0
Carga		18.0	18.0		24.0	24.0		22.4
Vehiculos No Clasificados		18.0	18.0		24.0	24.0		21.2
Aéreo			18.0	18.0				18.0
Metro							80.0	80.0
TOTAL	18.0	18.0	18.0	18.0	24.0	24.0	80.0	20.1

Fuente: Elaboración propia.

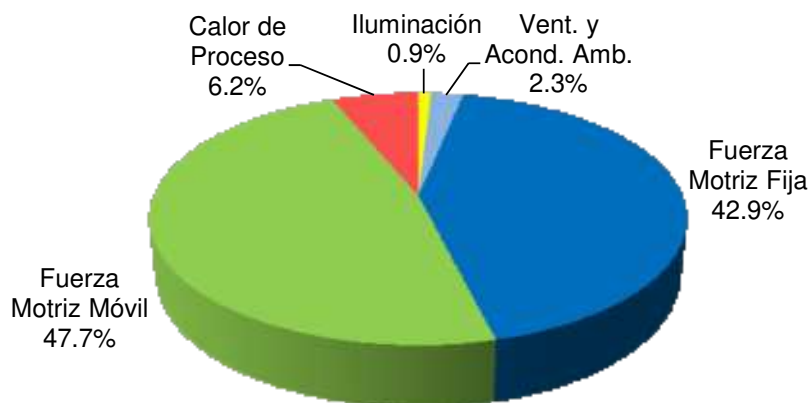
2.3.6. Otros Sectores

Los Otros Sectores comprenden Agropecuario, Minería, Construcción y otros consumos no identificados. En 2010, estos sectores consumieron 176.5 kTep de energía neta que fueron 91.4 kTep en energía útil; el rendimiento promedio fue de 51.8%

Los principales usos son Fuerza Motriz Móvil y Fuerza Motriz Fija, con 47.7% y 42.9% del consumo sectorial respectivamente.

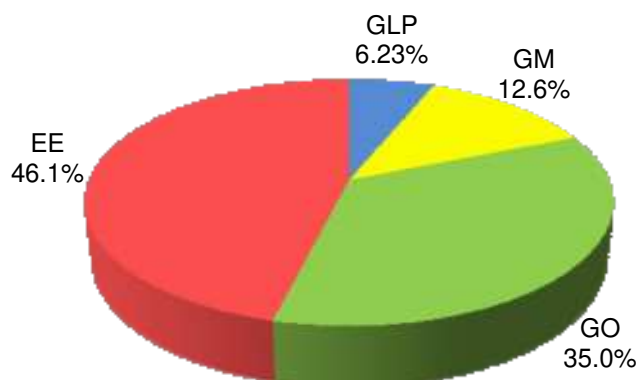
La principal fuente, medida en energía neta, es la Electricidad (46.1%), seguida del Gasoil (35.0%), las Gasolinas (12.6%) y el GLP (6.2%).

Gráfico N° 2.3.6.1. Consumo de Energía Neta por Usos en Otros Sectores 2010



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 2.3.6.2. Consumo de Energía Neta por Fuentes en Otros Sectores 2010



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 2.3.6.1. Consumo de Energía en Otros Sectores 2010

CONSUMO DE ENERGÍA NETA (Tep)

USOS	GLP	GM	GO	EE	TOTAL
Iluminación				1,628	1,628
Ventilación y Acond. Ambientes				4,070	4,070
Fuerza Motriz Fija				75,711	75,711
Fuerza Motriz Móvil		22,292	61,819		84,112
Calor de Proceso	10,988				10,988
TOTAL	10,988	22,292	61,819	81,410	176,510

CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (Tep)

USOS	GLP	GM	GO	EE	TOTAL
Iluminación				293	293
Ventilación y Acond. Ambientes				2,605	2,605
Fuerza Motriz Fija				63,597	63,597
Fuerza Motriz Móvil		4,013	14,837		18,849
Calor de Proceso	6,044				6,044
TOTAL	6,044	4,013	14,837	66,496	91,388

RENDIMIENTOS (%)

USOS	GLP	GM	GO	EE	TOTAL
Iluminación				18.0	18.0
Ventilación y Acond. Ambientes				64.0	64.0
Fuerza Motriz Fija				84.0	84.0
Fuerza Motriz Móvil		18.0	24.0		22.4
Calor de Proceso	55.0				55.0
TOTAL	55.0	18.0	24.0	81.7	51.8

Fuente: elaboración propia.

3. FORMULACIÓN DE LAS HIPÓTESIS QUE CONFORMAN LOS ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS Y ENERGÉTICOS

El esquema de abajo permite ubicar los escenarios propuestos y sus vinculaciones.

Escenarios Socioeconómicos			Escenarios Energéticos	
Mundial	Regional	Nacional		
Escenario I, caso de referencia pesimista	Escenario I	Tendencial	Tendencial	variante URE tendencial
				variante Sustituciones tendencial
Escenario II, caso optimista	Escenario II	Alternativo	Alternativo	variante URE alternativo
				variante Sustituciones alternativo

Los escenarios mundiales o globales están basados en ejercicios realizados por organismos tales como el Banco Mundial, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, la Agencia Internacional de la Energía, entre otros. Ambos proponen trayectorias contrastadas, luego pueden delinearse respectivos escenarios regionales y nacionales, siempre vinculados linealmente, sin entorpecer el desarrollo con vinculaciones o sub-escenarios. Además, fuera del esquema graficado, para cada uno de esos escenarios corresponde un respectivo escenario de precios internacionales de petróleo (extensivo a gas y carbón mineral tal como se detalla en el anexo).

En coherencia con las trayectorias socioeconómicas planteadas, se proponen dos escenarios energéticos para República Dominicana, el primero alineado a los escenarios Tendenciales; y el segundo en conexión con los Alternativos. En ambos casos se propone un conjunto de medidas de uso racional y eficiente de la energía y otro sub-conjunto de estrategias para lograr sustitución de fuentes. Esos dos pares de paquetes de medidas provocan diferentes demandas de energía que en definitiva son las que constituyen y dan forma a los escenarios energéticos, de modo tal que en el modelaje podrá verse de forma separada para las 4 variantes de medidas con sus consecuentes demandas de energía.

3.1. ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS

3.1.1. Consideraciones generales acerca de los Escenarios Socioeconómicos

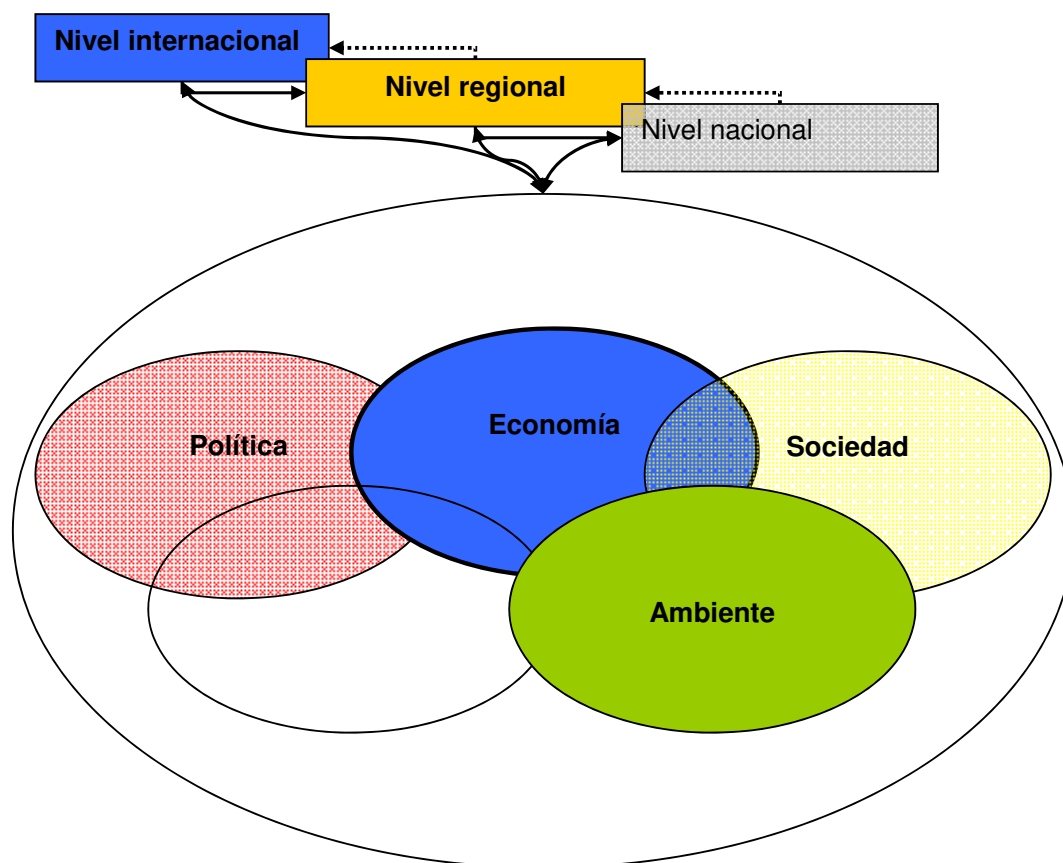
Se presenta, en primer lugar, el abordaje conceptual de la herramienta de modelización mediante escenarios, a partir de la cual se desarrollarán los Escenarios puntuales para República Dominicana.

3.1.1.1. Objetivo de los Escenarios Socioeconómicos: aspectos generales

Los escenarios constituyen una herramienta importante para reducir el margen de incertidumbre en el proceso de decisión. Muchas de las elecciones presentes dependen en gran medida de la visión de futuro que se tenga.

Los escenarios presuponen tomar en cuenta un conjunto de interacciones complejas, no siempre cuantificables o pasibles de ser modeladas. De este modo, tal como se observa en la figura siguiente, resulta necesario considerar las interacciones entre sistemas de nivel internacional, regional y nacional, cuyo grado de influencia no es necesariamente recíproco, ni simétrico, lo que implica la importancia de tomar en cuenta las relaciones de determinación (direcciones de causalidad). Por otra parte los escenarios deben adoptar supuestos acerca de la multiplicidad aspectos de carácter político, económico, tecnológico, social y ambiental, que los conforman, manteniendo coherencia entre las hipótesis asumidas en cada nivel como en las interacciones entre los diferentes subsistemas.

Gráfico Nº 3.1.1.1.1. Esquema básico de interacciones implícitas en la construcción de escenarios



Por supuesto, la tarea de diseño de escenarios deberá responder a los propósitos específicos que orientan su formulación; pero, en términos generales se tratará de imaginar trayectorias posibles de un determinado sistema.

Cuanto más alejado sea el horizonte temporal que se planteen los escenarios desde el punto de partida, más diversos podrán ser los futuros posibles del sistema considerado.

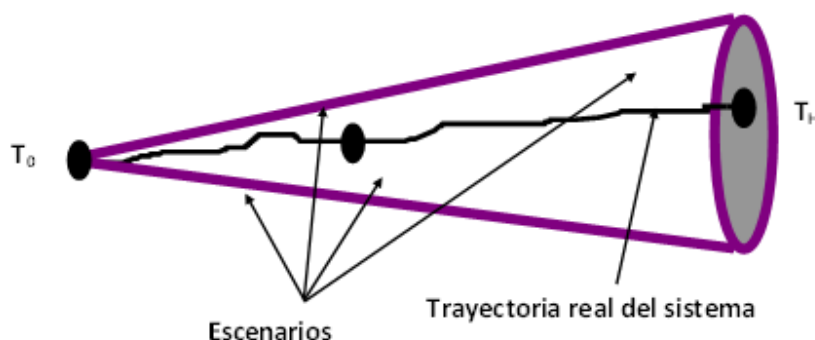
Si se tratara de escenarios contruidos para el diseño de estrategias de políticas, las líneas estratégicas que se formulen deberían indicar de qué modo se realizará el tránsito desde la situación de partida hasta la situación objetivo que se escenifica en el horizonte planteado. O sea, que esas estrategias suponen la especificación de los pasos sucesivos de las trayectorias que debiera recorrer el mencionado sistema entre el momento presente y el horizonte considerado.

Así, pueden plantearse escenarios normativos que plantean o caracterizan futuros deseables que responden a una determinada visión con el objeto principal del diseño de lineamientos de política dirigidos a formular estrategias, instrumentos y acciones que hagan posible el tránsito desde la situación de partida hacia el estado futuro deseado.

En otros casos, puede tratarse de escenarios exploratorios de futuros posibles cuyo propósito principal es ayudar a los actores sociales a posicionarse ante las implicancias concretas de tales situaciones. Este tipo de escenarios de carácter condicional pretende dar respuesta al interrogante de “qué pasaría si” la situación futura presentara las características escenificadas.

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

Gráfico N° 3.1.1.1.2. Los escenarios y la trayectoria real del sistema



T_0 : Tiempo Presente

T_H : Tiempo Horizonte

Toda la superficie del cono constituye una densa e infinita cantidad de escenarios y, como puede verse, la trayectoria real del sistema transcurre al interior de esa superficie. En consecuencia, en tal situación se podría afirmar que dicha superficie constituye un conjunto de escenarios bien contrastados que cubren adecuadamente a la trayectoria real del sistema considerado.

Sin embargo, lo usual en la práctica es utilizar una variedad muy limitada de escenarios (generalmente no más de dos o tres) tratando de mantener la cualidad de que se trate de un conjunto de imágenes de futuro bien contrastadas.

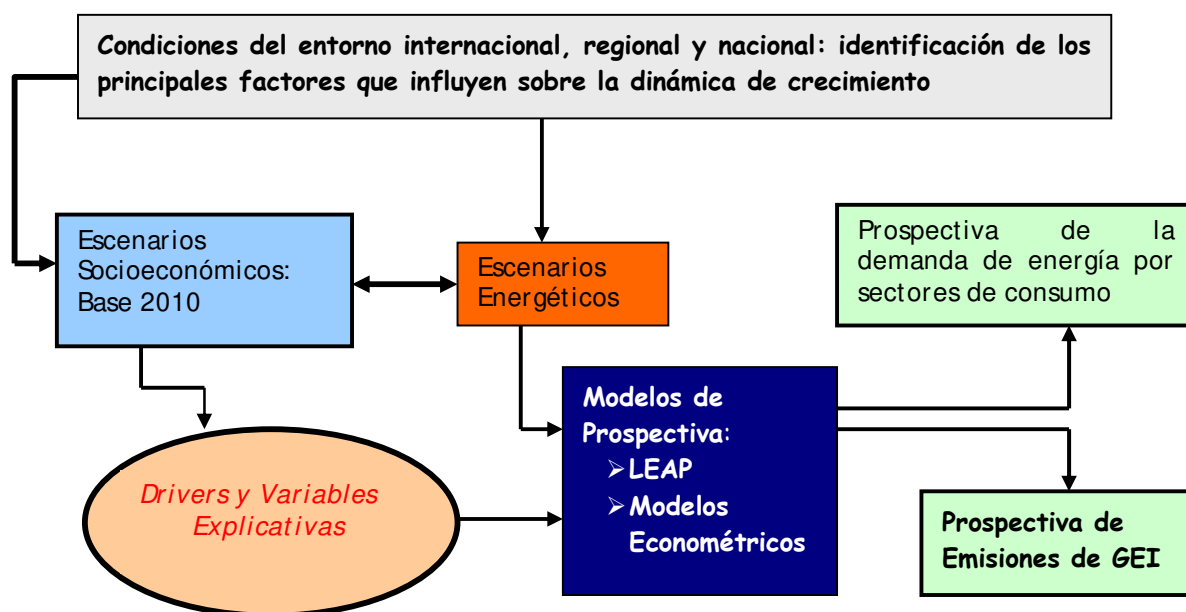
En esencia, se trata de formular dos escenarios socioeconómicos principales con sus correspondientes escenarios energéticos, admitiendo en el plano del escenario energético nacional variantes que incluyan o no medidas de ahorro energético.

Dentro de la variedad principal, uno de los escenarios, llamado de referencia o *business as usual* (BAU) habrá de admitir que los sistemas mostrarán una continuidad de las tendencias que han mostrado en el pasado reciente, siendo, en términos generales, “pesimista” en lo que se refiere a la posibilidad que implique la implementación de cambios sobre dichas tendencias, tanto en lo que respecta a la estructura del sistema como en lo relativo a las modalidades de su funcionamiento.

En este sentido, resulta de primordial importancia tener un buen diagnóstico que pueda describir los aspectos más relevantes de la estructura de los sistemas socioeconómico y energético y las variables que influyen de manera decisiva sobre la dinámica de ambos sistemas en los diferentes planos indicados en el Gráfico N° 3.1.1.1.3.

Por contraposición al escenario de referencia, el escenario alternativo o de política se caracteriza por un mayor “optimismo” sobre la posibilidad de que se produzcan y/o de introducir cambios positivos con respecto a las tendencias y las modalidades de funcionamiento de los sistemas referidos precedentemente. En tal sentido, el escenario alternativo contendrá hipótesis que implican la profundización de los cambios que se insinuaron el pasado reciente, configurando una imagen de futuro bien contrastada (cualitativa y cuantitativamente diferente) de la caracterizada por el escenario de referencia.

Gráfico N° 3.1.1.1.3. Rol de los Escenarios Socioeconómicos y Energéticos



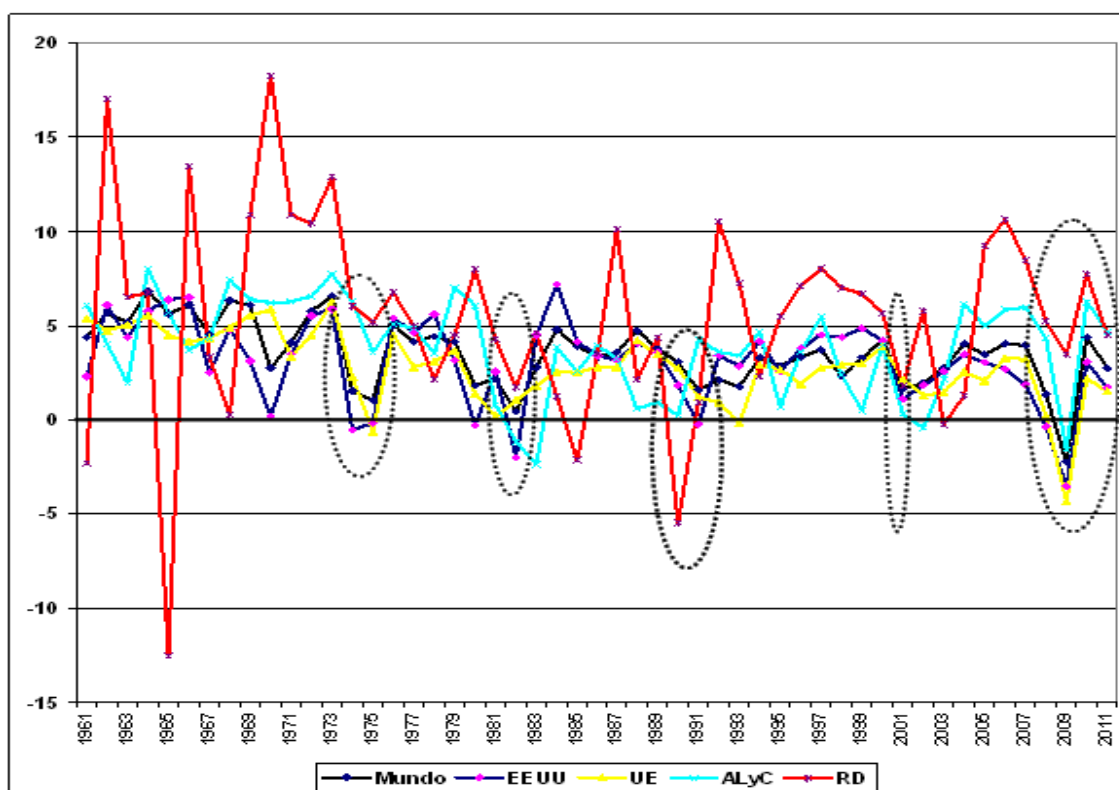
3.1.1.2. Especificación del Escenario y Metodología

Los escenarios socioeconómicos contienen supuestos y especificaciones a tres niveles: a) el marco de referencia respecto a los escenarios mundiales; b) los respectivos a los escenarios regionales y c) los específicos para República Dominicana. En tanto el desenvolvimiento de las economías mundial, regional y la inserción de país en ellas se hallarán parcialmente condicionados por las circunstancias de la economía global, los supuestos adoptados a este nivel influyen en gran medida sobre las perspectivas del sistema nacional tanto en lo atinente a su dinamismo, como a la posibilidad de modificar la estructura productiva.

3.1.2. Características y comportamiento de la economía de República Dominicana y las variaciones del comportamiento económico mundial: a modo de Diagnóstico

El comportamiento económico de República Dominicana ha obedecido históricamente tanto a las políticas implementadas a nivel estatal o gubernamental, como por las condiciones y condicionantes del entorno económico mundial y regional. Los sectores resaltados en los siguientes dos gráficos son justamente los de mayor relevancia en la explicación de esa dinámica, tanto por participación, como por su incremento en el período considerado.

Gráfico Nº 3.1.2.1. Evolución de la dinámica de crecimiento de República Dominicana y la influencia del contexto económico mundial y regional (tasa media de crecimiento del PIB, % anual acumulada)



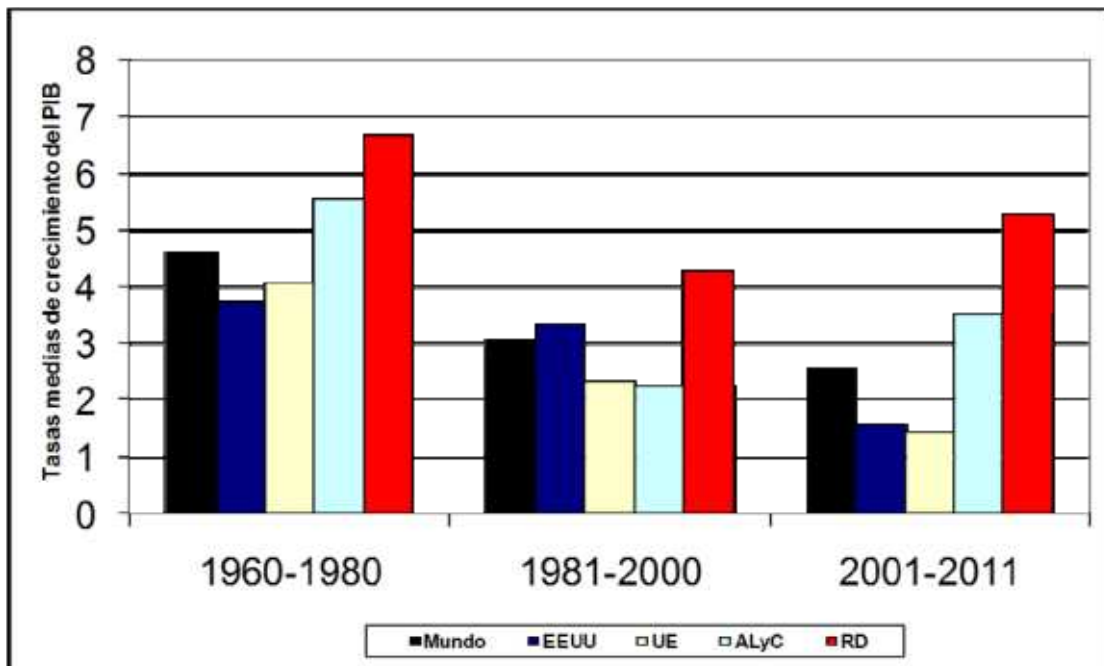
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial.

A pesar de haber mostrado por períodos un extraordinario dinamismo, las modificaciones de los esquemas macroeconómicos implementados - algunas veces en consonancia con las citadas modificaciones del contexto internacional - y el propio cambio del contexto de la economía de los EE.UU. y del Mundo han afectado el crecimiento del país, el cual ha sido, no obstante, dinámico si se considera que la tasa promedio registrada entre 1960 y 2011 ha sido del 5.4% anual acumulativa.

En efecto, tal como puede verse en el Gráfico Nº 3.1.2.1, pasada la dinámica turbulenta de mediados de los años 60, se observa una clara influencia del contexto económico mundial y regional, particularmente en los períodos de crisis (1974-75, 1981-82, 1990, 2001 y 2009 en adelante). Sin embargo, la economía del país tuvo un dinamismo mucho más acentuado que la región entre 1969 y 1973, al mismo tiempo que un crecimiento sostenido durante la década del 90, en consonancia con la economía de los EE.UU.

En tanto las vinculaciones entre la economía mundial, regional y nacional son fundamentales para la elaboración de escenarios, conviene examinar brevemente el comportamiento histórico de los indicadores que representan las dinámicas del PIB a esos niveles de análisis.

Gráfico Nº 3.1.2.2. Evolución comparada de la dinámica de crecimiento de República Dominicana en períodos seleccionados



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial.

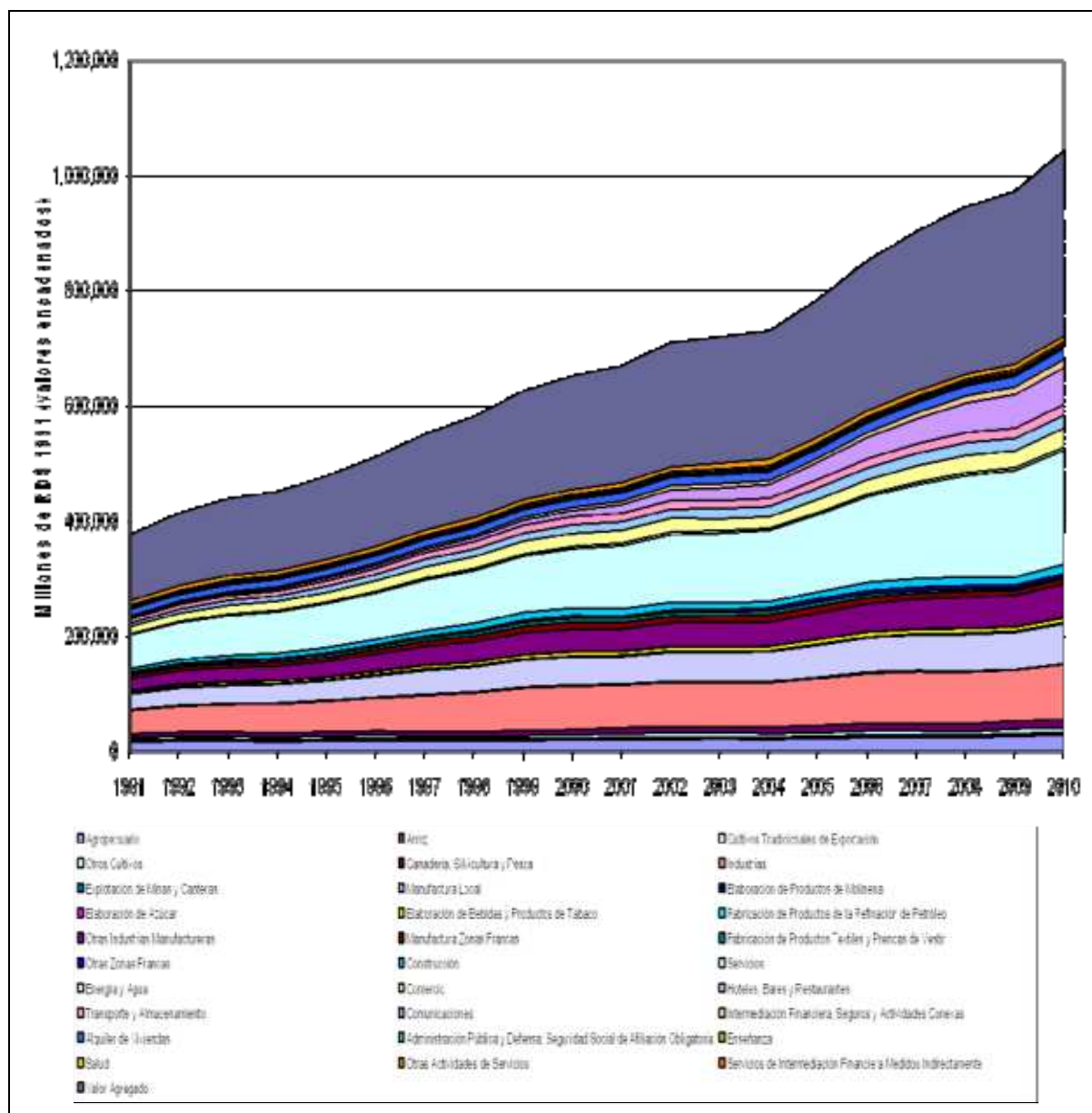
Como puede ser observado, República Dominicana ha mostrado tener en el largo plazo un desempeño superior al promedio mundial y al regional aunque con una tasa de variabilidad muy por encima de las registradas por los países desarrollados y de aquellos de la región de AL y C.

Cuadro Nº 3.1.2.1. Evolución de la participación de las actividades en el Valor Agregado Total (en %)

<i>Actividad</i>	1991	2004	2010
Agropecuario	13.3	9.4	8.6
Arroz	1.1	0.5	0.6
Cultivos Tradicionales de Exportación	2.9	1.1	0.7
Otros Cultivos	3.4	2.8	2.6
Ganadería, Silvicultura y Pesca	5.9	5.0	4.6
Industrias	35.0	34.7	29.6
Explotación de Minas y Canteras	1.5	1.0	0.2
Manufactura Local	23.5	23.4	21.6
Elaboración de Productos de Molinería	0.5	0.2	0.2
Elaboración de Azúcar	1.2	0.6	0.5
Elaboración de Bebidas y Productos de Tabaco	3.2	3.4	2.5
Fabricación de Productos de la Refinación de Petróleo	0.4	0.3	0.2
Otras Industrias Manufactureras	18.2	18.9	18.2
Manufactura Zonas Francas	4.8	5.6	2.8
Fabricación de Productos Textiles y Prendas de Vestir	3.0	3.4	1.0
Otras Zonas Francas	1.8	2.2	1.8
Construcción	5.1	4.9	4.9
Servicios	51.7	55.9	61.7
Energía y Agua	1.4	1.6	1.6
Comercio	11.1	8.9	10.3
Hoteles, Bares y Restaurantes	5.1	8.2	7.0
Transporte y Almacenamiento	5.9	6.3	5.8
Comunicaciones	2.5	10.8	19.8
Intermediación Financiera, Seguros y Actividades Conexas	2.3	3.1	4.6
Alquiler de Viviendas	10.3	7.0	5.8
Administración Pública y Defensa; Seguridad Social	1.9	1.5	1.1
Enseñanza	1.8	1.3	1.1
Salud	2.3	1.8	1.5
Otras Actividades de Servicios	7.6	7.1	6.4
Servicios de Intermediación Financiera Medidos Indirectamente	-0.4	-1.9	-3.6
Valor Agregado	100.0	100.0	100.0

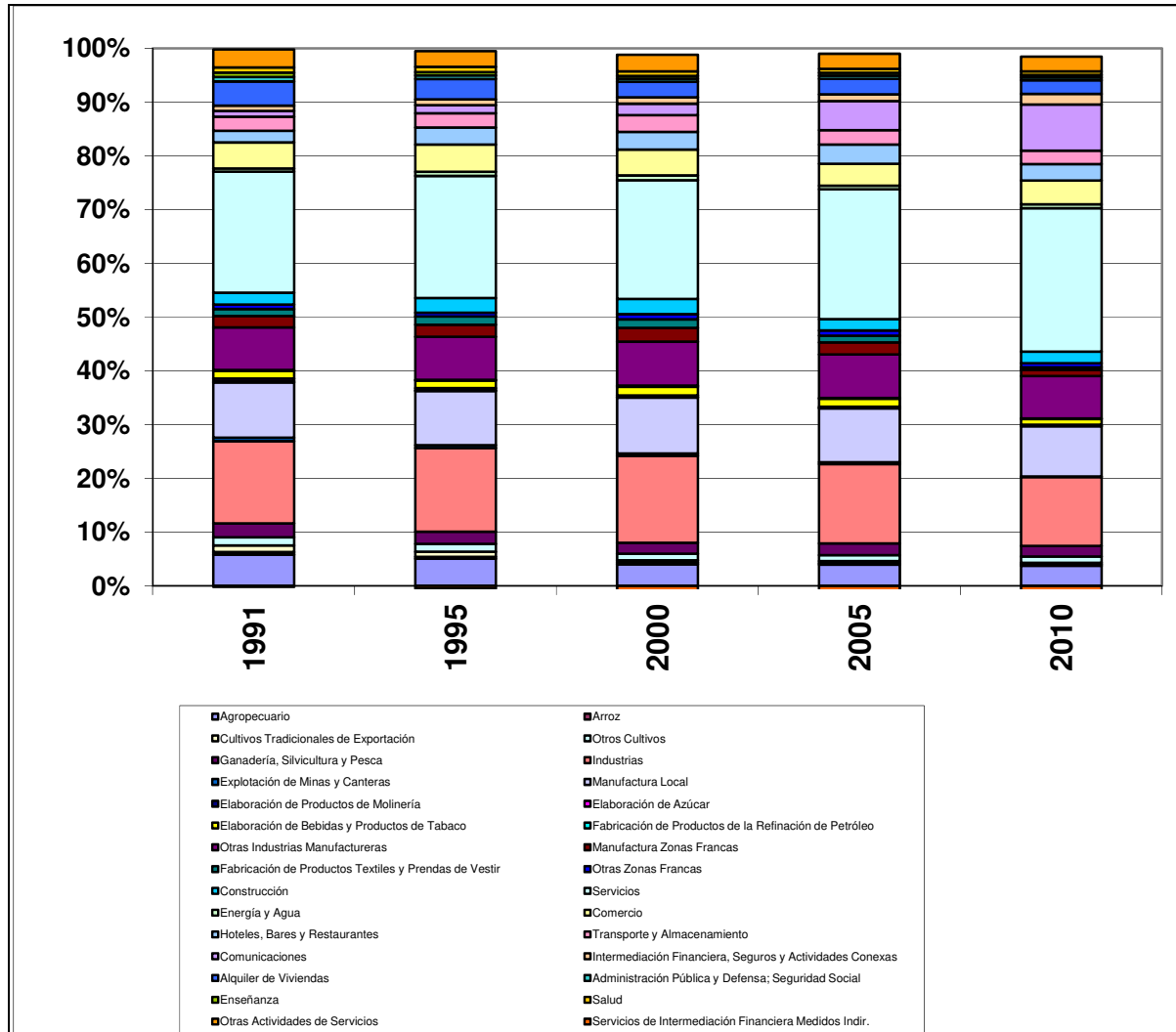
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

Gráfico Nº 3.1.2.3. Evolución comparada de la estructura productiva de República Dominicana en el período 1991-2010



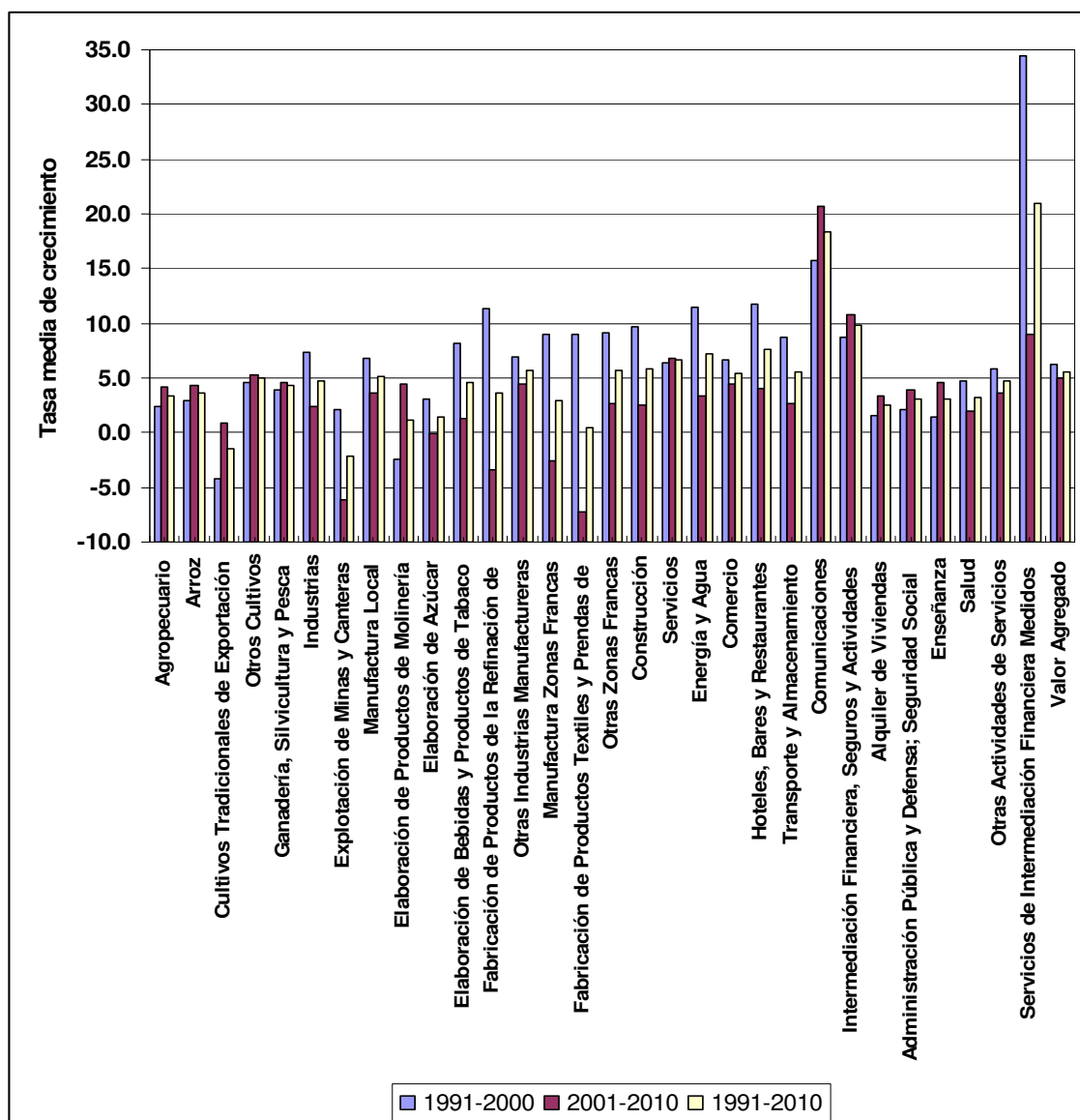
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

Gráfico N° 3.1.2.4. Variación de la participación porcentual de las actividades en el Valor Agregado 1991, 1995, 2000, 2005 y 2010



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

Gráfico Nº 3.1.2.5. Grado de dinamismo de diferentes actividades productivas en los períodos 1991-2000, 2001-2010 y 1991-2010



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

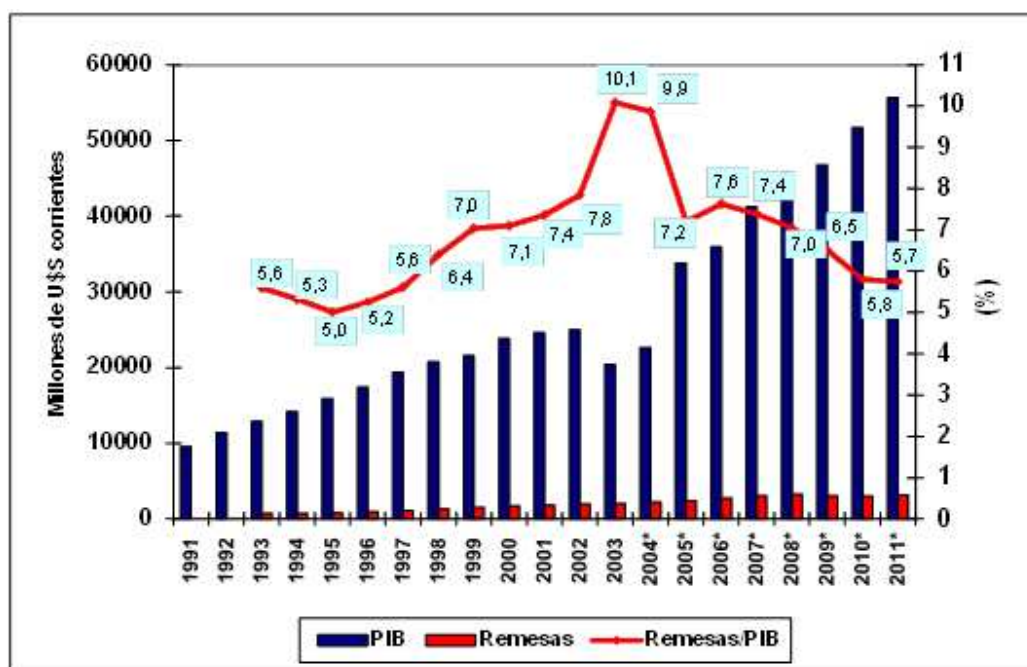
Del análisis de la información disponible se deducen varias conclusiones:

- Desde 1991 a 2010 los sectores más dinámicos y que contribuyeron al cambio de estructura productiva han sido: 1) los vinculados a la evolución de la infraestructura de comunicación y transporte, intermediación financiera y construcción y el turismo internacional (Bares, restaurantes y hoteles; comunicaciones; transporte y almacenamiento; intermediación financiera y

construcción); 2) otras zonas francas (distintas a la textil) e industria manufacturera y 3) los de infraestructura (electricidad y agua). (Cuadro Nº 3.1.2.1 y Gráficos Nº 3.1.2.3 a 3.1.2.5).

- Todos los sectores restantes han crecido a tasas inferiores a la media, perdiendo participación relativa en la estructura productiva.
- Las tasas de variabilidad del crecimiento por actividad son muy elevadas en todos los sectores aunque con marcadas diferencias entre ellos. Curiosamente parecen tender a compensarse, en tanto la variabilidad del crecimiento del VAB es inferior a la del VAB de todos los sectores. ELo, de algún modo, muestra que la evolución de la estructura económica ha sido flexible y adaptativa a los cambios estructurales registrados a nivel mundial, regional y nacional.
- Los ejes de sustentabilidad del crecimiento parecen basarse en las actividades ligadas al turismo, a la industria local (Otras Industrias Manufactureras) y zonas francas (Actividades diferentes de la Textil) y a la evolución de las remesas de dominicanos no residentes en el país. Este último rubro ha representado alrededor del 7.5 %del PIB entre 2000 y 2011 y más en los períodos de depreciación monetaria (Gráfico Nº 3.1.2.6).

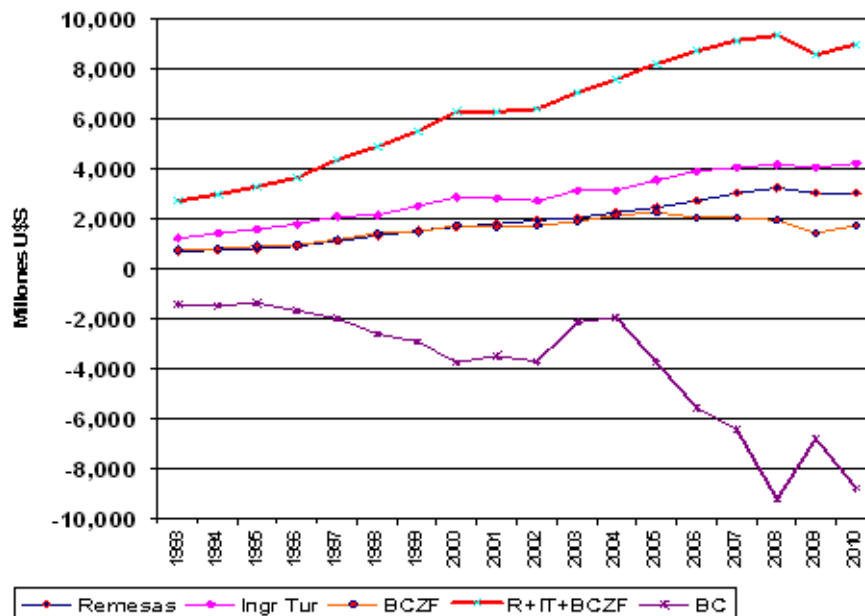
Gráfico Nº 3.1.2.6. Evolución del PIB a precios corrientes convertidos a dólares americanos corrientes según tasas de cambio nominal y remesas



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

- Estos ejes se hallan ligados de modo directo e indirecto con la evolución del escenario mundial, en especial de la marcha de la economía de los Estados Unidos, pero también con las políticas internas adoptadas.
- En particular, la economía ha sido sensible a las variaciones del tipo de cambio real, creando fuertes fluctuaciones en actividades como construcción y comercio, en especial por el encadenamiento devaluación-inflación (caso años 2003 a 2004). Al mismo tiempo ha tenido efectos diversos sobre distintas actividades y sobre el saldo en la balanza de pagos y la relación deuda externa/ PIB. En tal sentido el crecimiento de la deuda externa, aunque no de modo lineal, se ha correspondido con la acumulación de saldos negativos en la balanza de pagos en cuenta corriente positivos durante el período de moneda depreciada. Del mismo modo los elevados precios del petróleo inciden negativamente sobre las cuentas de República Dominicana.
- Es de destacar que los ingresos directos de divisas por remesas y por actividades turísticas representaron entre 2002 y 2011 alrededor del 18% del PIB y contribuyeron fuertemente a atenuar los desequilibrios comerciales del país. Asimismo, junto al balance comercial positivo de las actividades de zonas francas, dichos ingresos tienden a equilibrar la balanza comercial nacional (Gráfico N° 3.1.2.7) reduciendo la necesidad de financiamiento externo.

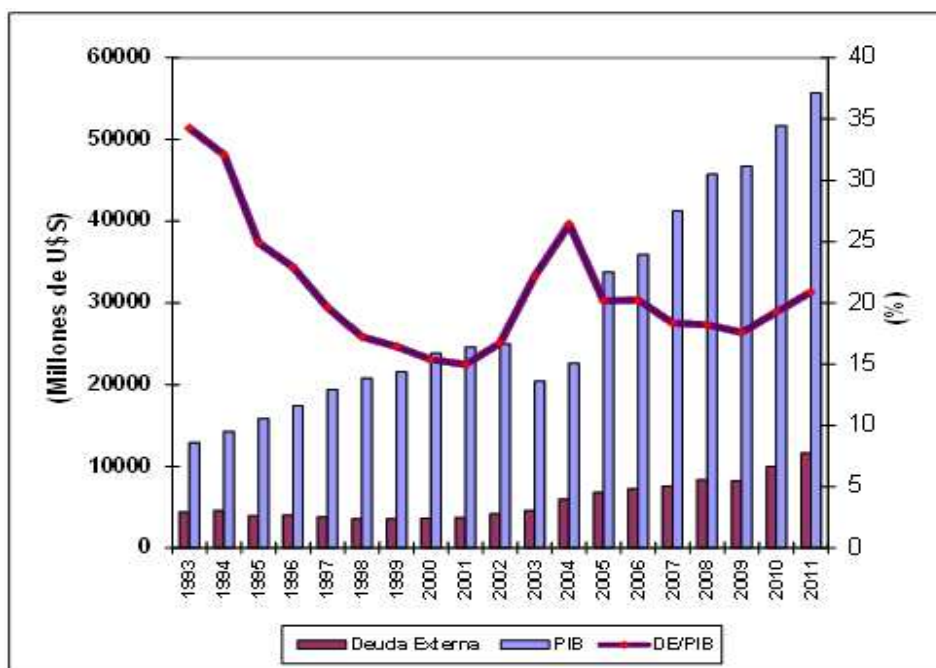
Gráfico N° 3.1.2.7. Ingresos por Remesas, Turismo, saldo comercial de Zonas Francas y Balance Comercial de bienes y servicios



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

- Dada la evolución de la relación deuda externa/ PIB, el rol de las zonas francas, el turismo y las remesas familiares, junto a poder mantener una tasa de cambio tendiente al equilibrio, se convierten en parámetros cruciales para la sustentabilidad del crecimiento de República Dominicana (Gráfico N° 3.1.2.8).

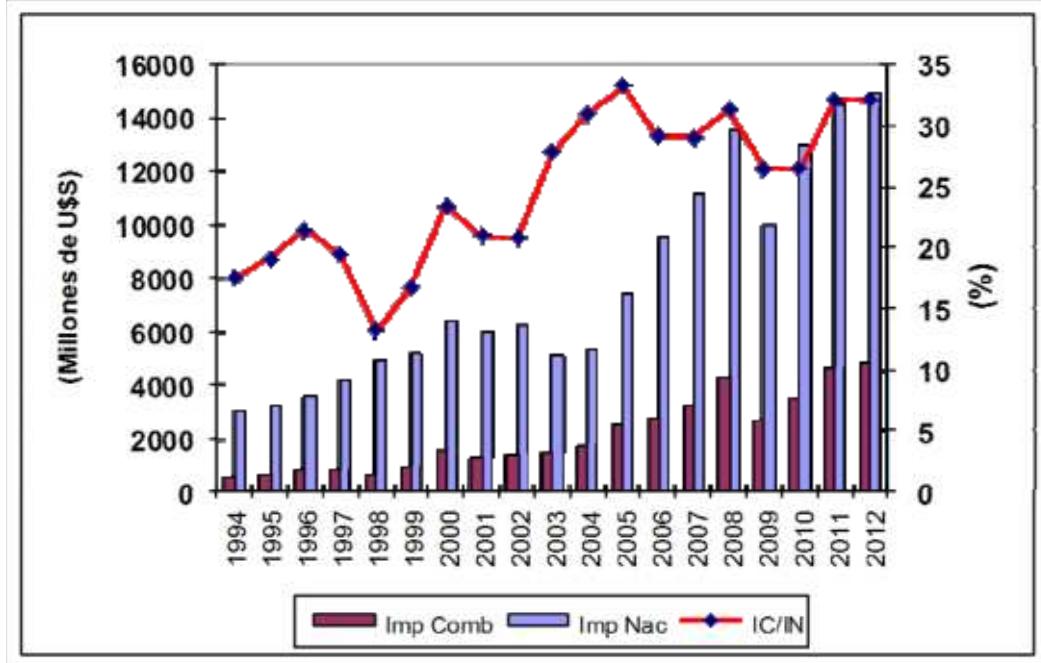
Gráfico N° 3.1.2.8. Evolución de la Deuda Externa y su relación con el PIB



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

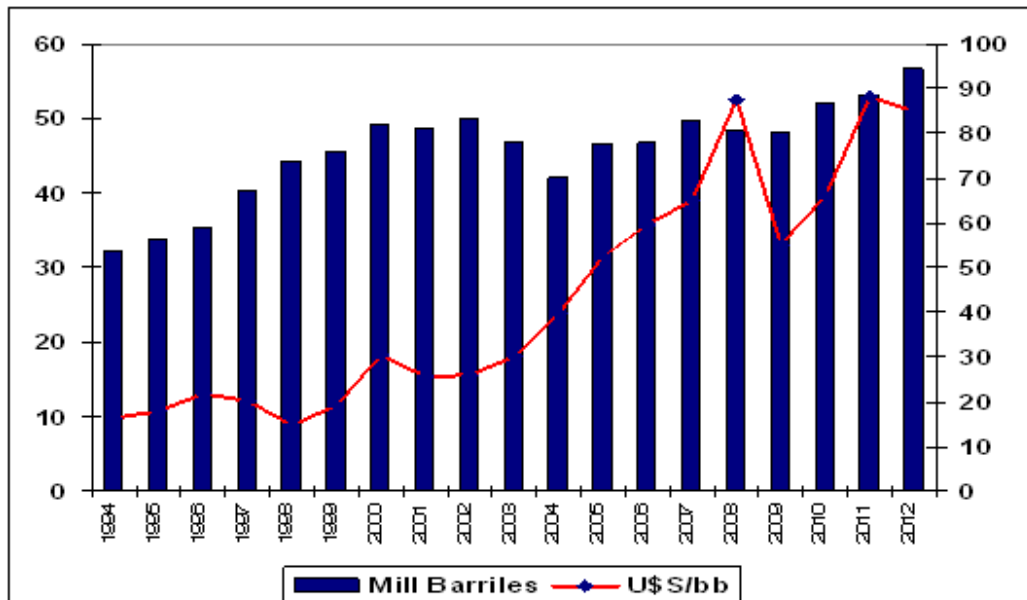
- Como se señaló anteriormente, las importaciones de petróleo y derivados significan una parte importante del total de importaciones nacionales. Han pasado a representar de 21% en 2002 a más del 32% en 2011-2012 (Gráfico N° 3.1.2.9). Al mismo tiempo, las cantidades importadas se vinculan con el crecimiento del PIB, con los precios y con los precios relativos determinados por el nivel del tipo de cambio real (Gráficos N° 3.1.2.10 a y b).

Gráfico Nº 3.1.2.9. Evolución de las importaciones de combustibles dentro del total de las importaciones nacionales



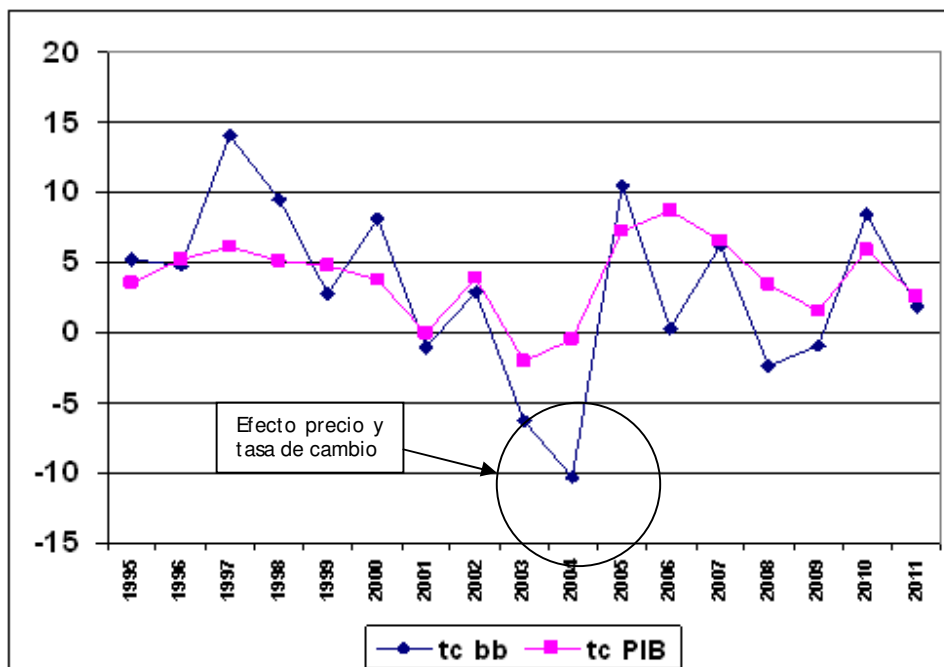
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

Gráfico Nº 3.1.2.10 (a). Evolución de la cantidad y el valor unitario de las importaciones de combustibles (*)



(*) El eje vertical de la izquierda corresponde al volumen de importaciones en Millones de Barriles y el eje vertical derecho exhibe el valor de las importaciones en U\$S/ bb.
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

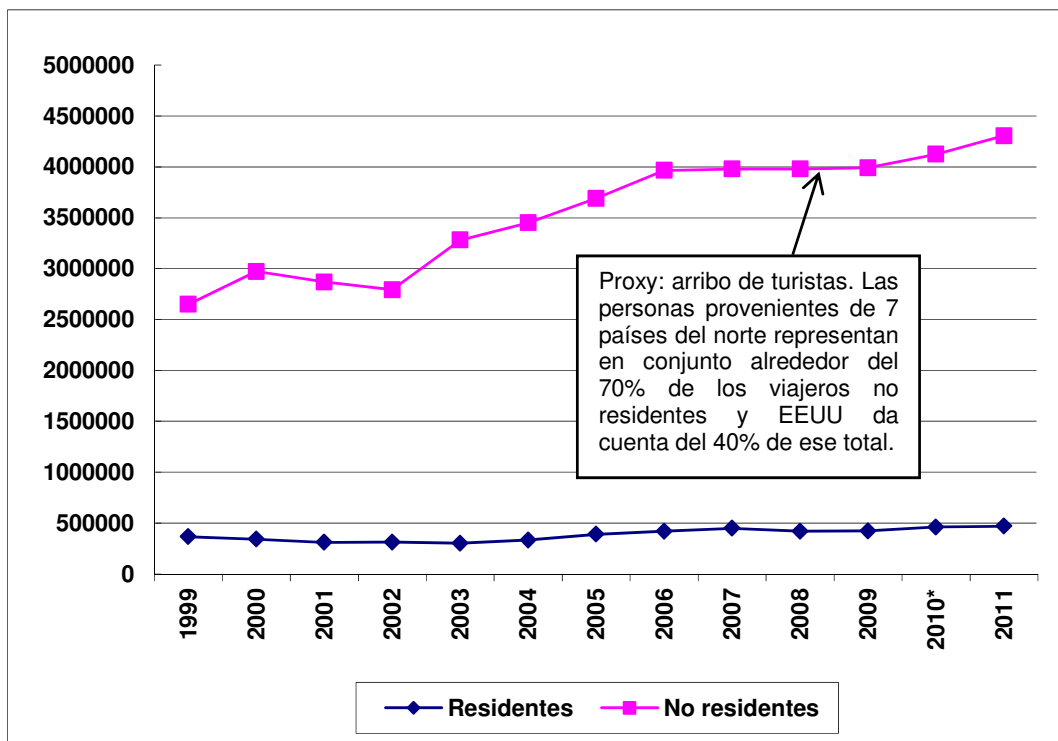
Gráfico N° 3.1.2.10 (b). Tasa de crecimiento de las importaciones de combustibles y su relación con la tasa de crecimiento del PIB



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

- El sector de turismo depende en gran medida del arribo de turistas extranjeros, siendo relevante los provenientes de los países desarrollados. Si bien los gastos de los no residentes que visitan el país forma parte del ingreso de divisas, el turismo extranjero da cuenta del grueso de los ingresos por viajes en la balanza de pagos. No sólo el número de arribos es mayor, sino también lo es el gasto medio por persona a pesar de un menor número de días promedio de estadía.
- Como se puede observar en el Gráfico N° 3.1.2.11 que el turismo extranjero ha sido muy dinámico y en 70% es explicado por siete países desarrollados (EE.UU., Canadá, España, Francia, Alemania, Inglaterra e Italia) de los cuales los EE.UU. y Canadá representan el grueso tanto en variaciones como en proporción del total. La participación conjunta de estos siete países en el total de llegadas de turistas ha tenido una muy baja variabilidad en el período 1999-2011, sin embargo se ha registrado un cambio en su composición debido a la fuerte disminución de turistas alemanes y al incremento de los provenientes de los países de América del Norte.

Gráfico Nº 3.1.2.11. Ingresos a República Dominicana 2000-2007-Número de personas por año

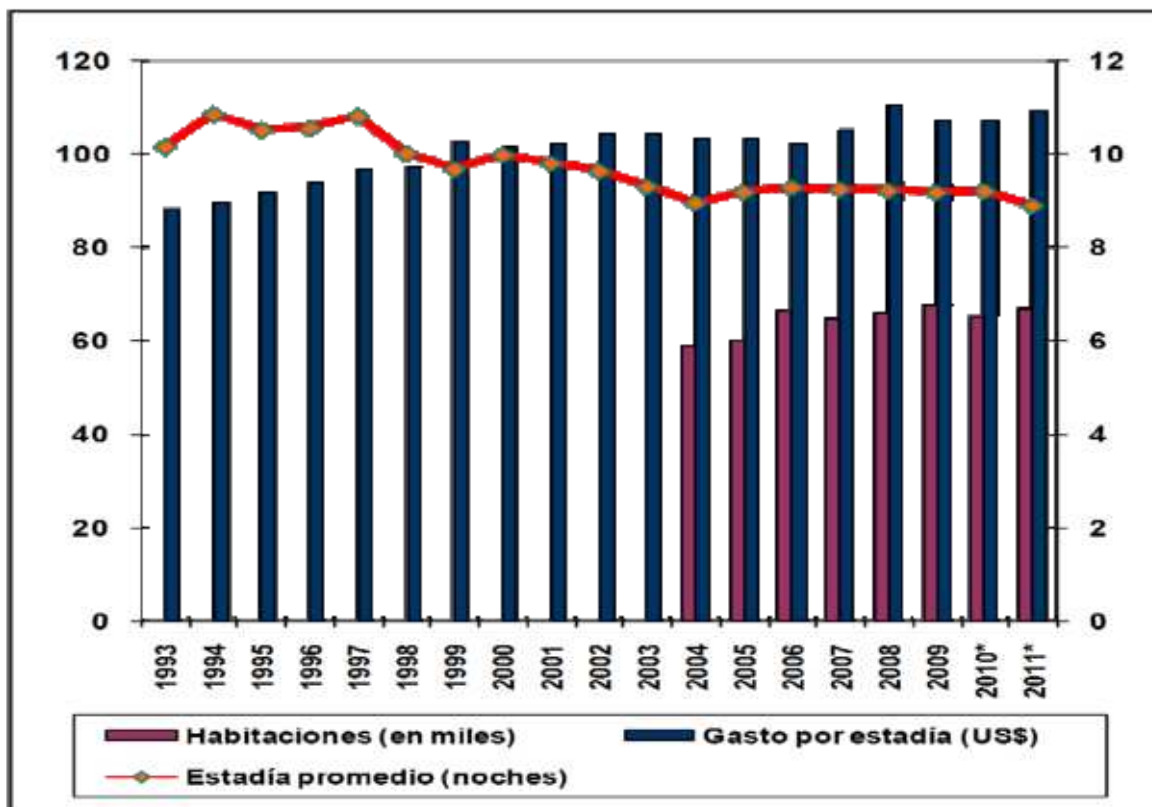


Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de la República Dominicana.

- La tasa promedio de ocupación hotelera se ha mantenido estable después de 2003, sin embargo se ha incrementado el arribo de turistas. El nivel de la tasa de cambio no parece haber incidido ni sobre la tasa de ocupación, ni sobre el arribo de turistas. En cambio es posible pensar que las condiciones del entorno internacional si afectan el número de arribos (ej. 2001-2002, 2009).

A los fines de la construcción de los escenarios socioeconómicos es por lo tanto crucial definir las características de los escenarios internacionales y analizar su impacto esperado sobre el dinamismo de la economía dominicana, las condiciones para el financiamiento externo, la evolución de las variables socioeconómicas más relevantes y las variaciones de estructura productiva que los mismos traerían aparejados a la economía de República Dominicana. Ello se desarrolla a continuación.

Gráfico Nº 3.1.2.12. Gasto medio en US\$, duración media de estadía 1993-2001 y disponibilidad de habitaciones (en miles) 2004-2011(*)



(*) En el eje vertical izquierdo figuran el número de habitaciones en miles y simultáneamente el gasto diario por estadía en dólares.

Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central y Ministerio de Turismo de República Dominicana.

3.1.3. Acerca de los supuestos generales adoptados para el Escenario Mundial

República Dominicana depende fuertemente de la evolución de la economía mundial, pero especialmente de la de los Estados Unidos de América¹⁰. No sólo una parte importante de su comercio es con esta nación, sino que también su sector industrial, las zonas francas, el turismo y la magnitud de las remesas se vinculan, como se ha visto, a la economía estadounidense y de otros países desarrollados. Por el contrario, su vinculación con las economías más dinámicas de Asia es baja y ciertas industrias de esta región compiten fuertemente con la principal actividad de la Maquila Dominicana.

¹⁰ Si bien hay casos como el de Haití, país con el que se posee un importante comercio internacional, a partir de relaciones comerciales informales, a consecuencia de exportaciones de leña, carbón vegetal y derivados de petróleo, en los escenarios se ha resaltado el vínculo con Estados Unidos en lo que hace a remesas, zonas francas y turismo, dado que estos aspectos serán de importancia fundamental para la dinámica futura de República Dominicana, tal como han sido en el pasado es el segundo socio comercial del país,

El contexto mundial sigue mostrando síntomas de desequilibrios como consecuencia de la crisis financiera de 2009. Si bien impactó especialmente a las economías desarrolladas, provocando una desaceleración en su crecimiento, continúa afectando a toda la economía mundial. Aunque se han moderado los riesgos de corto plazo, las expectativas sobre la evolución de la actividad económica mundial apuntan aun hacia una recuperación muy lenta y todavía no consolidada. En Estados Unidos el repunte de crecimiento se prevé hacia 2014 y la Unión Europea atraviesa una fase recesiva, especialmente la UE de los 15. Incluso en las economías del Este y Sur de Asia (China e India) se prevé una desaceleración de su ritmo de crecimiento.

Las economías de Sudamérica, exportadoras de materias primas agrícolas y mineras se verán impactadas por el relativamente menor crecimiento de China e India y expuestas al riesgo de la afluencia creciente de fondos especulativos. Este último fenómeno afectará también a las economías centroamericanas. (Cuadro Nº 3.1.3.1).

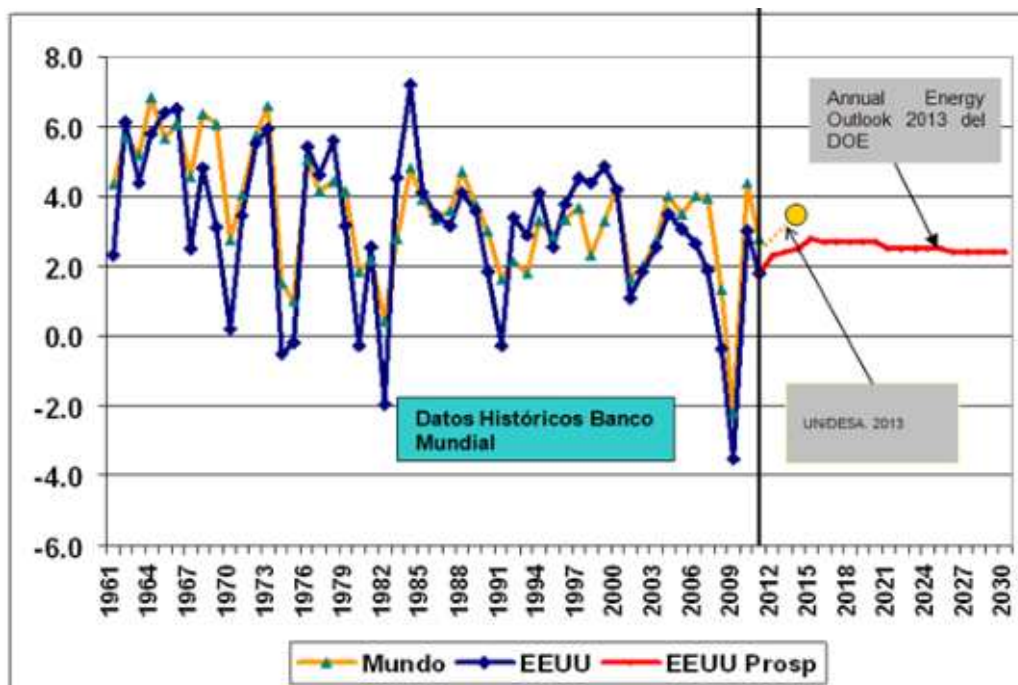
El Gráfico Nº 3.1.3.1 representa la evolución de las tasas de crecimiento de la economía de los EE.UU. y la del mundo para el período 1960-2011 y las proyecciones para la economía de los EE.UU. hasta 2030 en el caso base adoptado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, DOE (Annual Energy Outlook 2013). En los datos históricos se observa con claridad el ciclo iniciado hacia fines de 2007 y cuya culminación no es aun evidente.

Cuadro Nº 3.1.3.1. Prospectiva de corto plazo por regiones y países seleccionados

	2011	2012	2013	2014
World	2,8	2,3	2,3	3,1
Developed economies				
United States of America	1,8	2,2	1,9	2,6
EU15	1,4	-0,4	-0,2	1,3
Developing economies				
East and South Asia				
China	9,2	7,8	7,8	7,7
India	7,5	5,1	5,5	6,1
Latin America and the Caribbean				
Brazil	2,8	0,9	3	4,2
Mexico and Central America	4	4	3,9	4,1
Caribbean	2,7	2,5	3	3,7

Fuente: UNDESA World Economic Situation and Prospects 2013.

Gráfico Nº 3.1.3.1. Tendencias del crecimiento de la economía mundial y de los EE.UU.: datos históricos y proyecciones del caso base EIA-DOE 2013



Fuente: Elaboración propia sobre la basebase de información de Banco mundial, UN/ DESA World Economic Situation and Prospects 2013 y Annual Energy Outlook 2013 del DOE.

El posible sostenimiento de dinamismo de China e India pueden implicar el progresivo traslado del motor del crecimiento económico a las economías asiáticas.

Sn embargo ya se observa un progresivo cambio en las estrategias, al menos en el caso de China, donde parece evidenciarse el debilitamiento del proceso de migración rural urbana y con ello menores inversiones en infraestructura y el agotamiento del potencial de población excedente en zonas rurales en el largo plazo, con lo cual es previsible una desaceleración del crecimiento de la economía mundial que comenzaría a manifestarse posiblemente recién entre 2020 y 2030. Eilo al margen de que la nueva capacidad de producción presentará un umbral más alto de la demanda agregada global y por lo tanto, mayores dificultades para la sostenibilidad del dinamismo que prevén las proyecciones de mediano plazo y algunas previsiones que extrapolan a largo plazo tales tendencias.

Obviamente, la presión sobre la demanda de recursos naturales no renovables seguirá evidenciándose en el transcurso de los próximos años y las propias tendencias implícitas en el modelo de crecimiento que viene manifestándose hacen pensar en la profundización de las dificultades para mejorar la

distribución del ingreso tanto en el plano mundial, donde se observan divergencias crecientes, sino también, al interior de las economías¹¹. Esto último, en particular, y en ausencia de políticas activas, es debido al hecho de que innovaciones con menores ciclos de vida implican una mayor participación del factor de recuperación de las inversiones en la formación de los precios de oferta y una menor disponibilidad para cubrir la masa salarial y el gasto público. En la medida que las innovaciones deben sustituir una proporción del producto de mercados cada vez más saturados, el riesgo creciente para las inversiones productivas implicará un nivel insuficiente de las mismas y, como consecuencia, un desbalance creciente entre el capital financiero y las oportunidades de inversión. El clima previsible es el de una mayor competencia comercial en un contexto de desaceleración de la economía mundial. Sólo innovaciones tecnológicas disruptivas a gran escala podrían modificar esta tendencia que hoy ya es visible en las economías más maduras - sea en los Países Desarrollados (PD) o en los Países en Vía de Desarrollo (PVD) - y que es moderada por la irrupción de las fases de modernización en Asia lo que explica su visualización actual como un gran cambio estructural de carácter permanente.

Bajo este marco conceptual se han supuesto dos escenarios mundiales. Aquí los llamaremos simplemente *Escenario I o caso de referencia pesimista* (el que introduce modificaciones a la baja en las proyecciones del escenario BASE 2013 del DOE) y *Escenario II o caso optimista* que plantea hipótesis de crecimiento más alto como consecuencia de una superación después de 2015 de la crisis en los EE.UU. que impacta de modo prolongado el dinamismo mundial a partir de una articulación de políticas a nivel mundial y un ciclo de crecimiento más prolongado de las economías asiáticas, de las economías emergentes de Europa y del resto del mundo. En tal caso se partirá de la evolución de largo plazo previstas por el DOE corregidas para el caso de referencia, aunque siempre considerando la crisis del 2009, con un posterior fortalecimiento de la economía mundial.

3.1.4. Escenario I

3.1.4.1 Características básicas del Escenario Mundial I

- La economía mundial crecerá a una tasa estimada próxima al 3.5% aunque con diferencias marcadas según los períodos y por regiones.
- Se asume, sin embargo, que el crecimiento mundial se desacelerará después de 2020 al 2.7%a.a. y al 2.5%hacia el final del período de proyecciones.

¹¹ Los salarios como proporción del producto viene decreciendo desde 1980 a la fecha. Tal tendencia es más marcada aún para los sectores no calificados. El relativo bajo costo de la mano de obra en los países emergentes, constituye un factor adicional.

- El proceso de crecimiento de China e India continuará impulsando el dinamismo mundial al menos hasta el 2020¹² sobre la base de su desarrollo y modernización internos impulsados por su competitividad en el comercio mundial y por la radicación de inversiones de los propios países desarrollados. Luego se irá desacelerando progresivamente pero siempre con tasas superiores a las del resto del mundo.
- La población mundial crecerá a una tasa cercana al 1%a.a. (AIE, 2012).
- La economía de los EE.UU. crecerá a una tasa próxima al 2.4% inferior a la prevista en el WEO 2012.
- No habría razones para pensar que a mediano plazo la economía China se desacelere por razones estructurales (si por efectos de la marcha de la economía mundial), aunque ciertamente es previsible que luego de la crisis mundial de 2009 comiencen a notarse menores tasas que las espectacularmente elevadas, registradas durante los últimos quince años.
- Una desaceleración de las economías asiáticas lideradas ahora por China e India en su dinamismo, repercutirá sobre la economía de los EE.UU. y también de Europa. China e India son y serán las regiones de mayor dinamismo precisamente a causa del tamaño de sus poblaciones, sus procesos de migración interna y el costo de su mano de obra que ingresa a un proceso de modernización en la etapa de mayor globalización e interdependencias.¹³ Darán cuenta entonces de la consolidación de nuevos umbrales de producción para los alimentos, materias primas y productos energéticos. Todo esto explica también, en esta particular fase de la economía global, las razones del alza en el costo de algunas materias primas básicas (granos, hierro, aluminio, cobre, acero, petróleo y gas) y las razones por las cuales la bonanza en muchas regiones del globo se proyecta aún como tendencia al menos de mediano plazo.
- No se prevén innovaciones tecnológicas disruptivas que alteren básicamente los procesos productivos o de consumo de aquí al año 2015. Existe incertidumbre acerca de lo que pueda ocurrir al respecto para el período posterior. Sin embargo habrá innovaciones tecnológicas continuas a lo largo de todo el período tanto en procesos productivos como en productos, lo que

¹² Tal como expresa el Informe de Desarrollo Humano 2013: "...la situación reinante en 2013 puede percibirse como un relato sobre dos mundos diferentes: un Sur renaciente, especialmente notable en China e India, donde el crecimiento parece mantenerse sólido y las perspectivas de reducción de la pobreza son alentadoras; y un Norte en crisis, donde las políticas de austeridad y la ausencia de crecimiento económico dificultan la situación de millones de personas desempleadas y de personas privadas de beneficios, al tiempo que los pactos sociales son sometidos a una intensa presión. También hay problemas más profundos, compartidos por el Norte y el Sur: una creciente desigualdad en muchos países, tanto desarrollados como en desarrollo, que amenaza la recuperación mundial y la sostenibilidad del progreso futuro, y limita la reducción de la pobreza; además de graves cuestiones ambientales."

¹³ Hacia el 2030 la tasa de urbanización de China superará el 50% y la de India superará el 40% en 2035, superando a China en su población total (WEO, 2012).

implicará ciclos de vida de productos aún más cortos. Ello, en ausencia de políticas activas podría atentar sobre el logro de alcanzar las metas del milenio.

- Se asume no se producirán cambios en las pautas del sector financiero internacional que conduzcan a graves alteraciones del esquema macroeconómico local, aunque este es un factor de vulnerabilidad permanente que podría alterar este escenario. En especial es de tener en cuenta que toda medida para recuperar el valor del dólar sería altamente recesiva, mientras que las medidas para reducir los desequilibrios financieros de los EE.UU. conducirían a una depreciación del dólar con la consecuente apreciación de las restantes monedas.
- Se supone, asimismo, que no se producirán conflagraciones bélicas de envergadura, aunque sí acciones localizadas geográficamente, aspecto que configura un escenario geopolítico complejo.
- El mantenimiento de la conflictividad en Medio Oriente, sus impactos sobre el precio del petróleo y la garantía de suministro a las diversas regiones: una cuestión cuya respuesta puede delimitar el alcance del impacto geopolítico del área es la de discernir hasta qué punto la conflictividad en la región responde a estrategias de largo plazo por el control de recursos estratégicos, a un inevitable choque de ideologías y culturas, a acciones preventivas o de posicionamiento geopolítico global y al contradictorio rol que cumple el denominado Complejo Militar Industrial para la reactivación de la economía de los EE.UU. En tal sentido, los conflictos próximos a Afganistán y Pakistán no se relacionan en forma directa con el control de los recursos pero sí afectan los corredores de suministro a China y pueden ser un factor de desestabilización regional en Asia. Sin embargo, luego del impacto sobre la opinión pública estadounidense de los resultados de las operaciones en Afganistán e Irak, resultaría poco probable un escenario con nuevos frentes de conflicto bélico abierto con intervención directa de los EE.UU., aun cuando tampoco esta hipótesis debe ser totalmente descartada.

Los análisis acerca de la situación en Medio Oriente enfatizan, en general, los siguientes aspectos:

- Fortalecimiento del soporte militar norteamericano a sus aliados en la región de Medio Oriente.
- Preocupación y posibles consecuencias por el Plan Nuclear de Irán, y la represión de las fuerzas de oposición al gobierno de Siria.
- Posibles consecuencias de un enfriamiento de la economía mundial debido a los problemas de orden político y económico en los países productores de petróleo, especialmente los más radicalizados entre ellos.

En tanto cada una de las alternativas produciría impactos muy diferentes sobre el escenario de precios del petróleo, es inevitable incurrir en un análisis del resto de los factores que se hallan tras la evolución esperada de dichos precios.

Desde el lado de la demanda, ciertamente, el desarrollo de China, India y el resto de Asia y otras economías emergentes, han creado nuevos umbrales previsible de demanda de crudo a mediano plazo. Este nuevo umbral de demanda derivado básicamente del incremento real y esperado del parque automotor y del aparato industrial en esos países, difícilmente sea reversible en tanto la propia economía de los EE.UU. se ve beneficiada por un incremento de la actividad global y los modos de modernización que facilitan importantes flujos de retorno de las inversiones externas de los EE.UU. Por otra parte los stocks no serían suficientes para forzar a una baja del precio.

Del lado de la oferta, durante la década de los noventa casi no se ha explorado en todo el mundo, con lo cual la oferta disponible de Medio Oriente es cada vez más decisiva. Precisamente de allí deriva buena parte del escenario geopolítico que rige en el mundo tras el atentado del 11 de septiembre en Estados Unidos. A ello se agrega una capacidad de producción y de refinación, con elevados índices de utilización y las decisiones de la OPEP respecto a los volúmenes de producción.

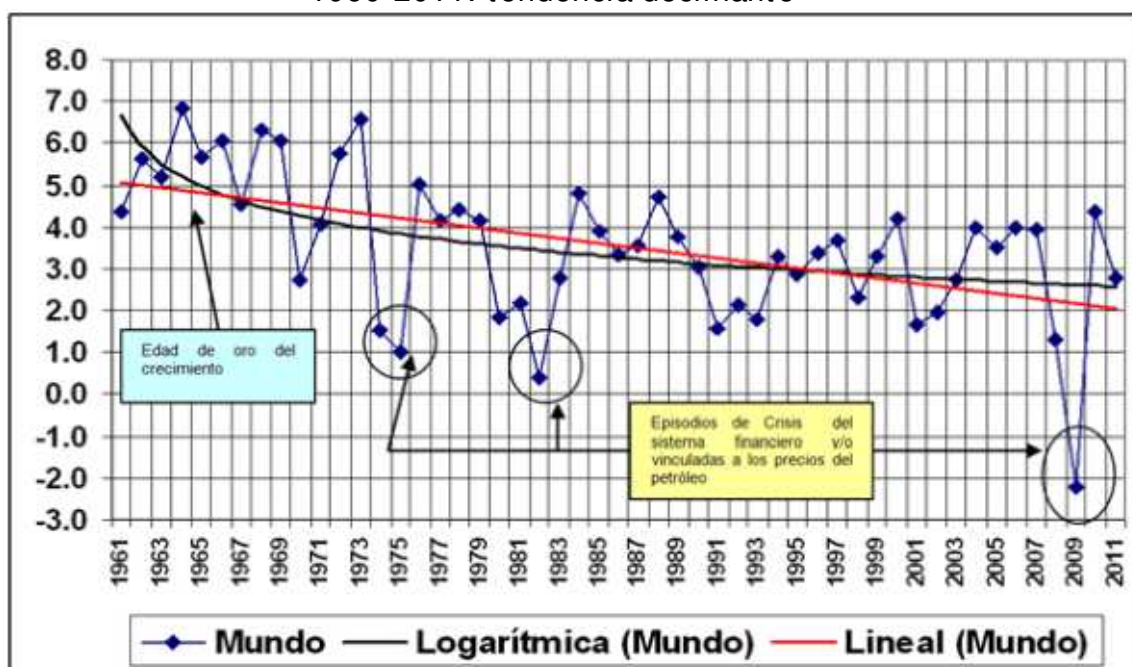
Por otra parte, el contexto de elevados precios ha incentivado numerosos proyectos nuevos, tanto de explotación, como de exploración, y de desarrollo de fuentes alternas -entre ellas los biocombustibles- y también de nuevas tecnologías de uso final tendientes a reducir los consumos unitarios. Estos factores confluyen en mantener un nivel elevado de precios mientras se financian los nuevos desarrollos que madurarán no antes del próximo quinquenio.

En general, los analistas coinciden en que el escenario energético se caracterizará en los próximos años por:

1. Una disputa por la seguridad de suministro entre los países OECD y las nuevas potencias consumidoras incluyendo nuevas inversiones transnacionales (principalmente China e India).
2. Un escenario con dificultades para acceder a garantías de suministro (inseguridad de suministro).
3. Inestabilidad geopolítica.
4. Alzas de los precios también favorecidas por la debilidad del dólar.
5. Creciente dependencia de los EE.UU. y la UE de las importaciones energéticas (pérdida de cuotas de producción fuera de la OPEP y otros no OPEP fuera de la OECD).

La gran incertidumbre sobre las proyecciones de los precios del crudo se deriva de la imposibilidad de considerar la multiplicidad de factores que influyen sobre su determinación. En general, como es sabido, tanto las proyecciones del DOE, como la evolución de los futuros en el NYMEX se hallan sesgadas por las condiciones presentes del mercado, o las que rigieron en los años en los que las proyecciones fueron realizadas.

GráficoNº 3.1.4.1. Evolución económica mundial de largo plazo histórica 1960-2011: tendencia declinante



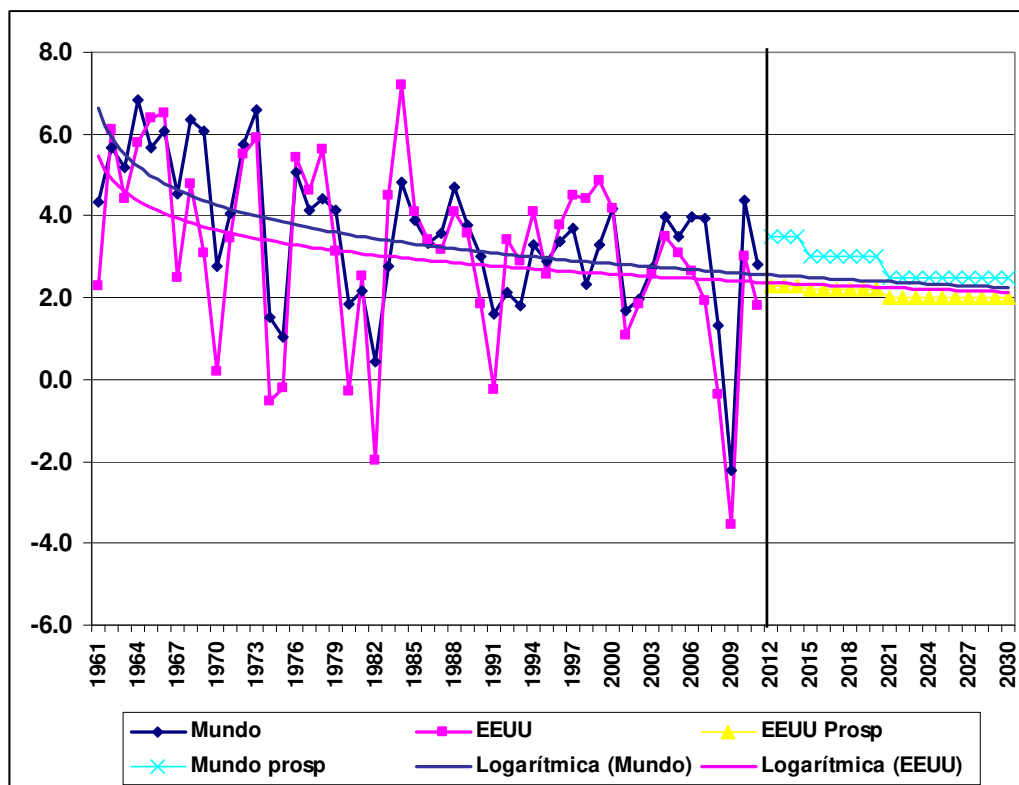
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial

Cuadro Nº 3.1.4.1. Tasas de crecimiento del PIB mundial y por grandes regiones en términos reales: Escenario I

	Historia 1990-2011		Proyecciones 2012-2030		
	1990-2000	2001-2011	2012-2014	2015-2020	2020-2030
Unión Europea	2,2%	1,6%	1,8%	1,4%	1,2%
Medio Oriente y Africa del Norte	3,9%	4,0%	4,6%	4,0%	3,8%
Latinoamérica y el Caribe	3,3%	3,2%	3,7%	2,8%	2,5%
Federación Rusa	-3,9%	4,50%	6,5%	4,80%	4,5%
EEUU	3,3%	1,40%	2,3%	2,20%	2,0%
China	10,4%	9,5%	7,5%	6,5%	5,0%
Asia sur	5,2%	6,4%	6,0%	5,0%	4,0%
Asia del este y Pacífico	8,4%	8,2%	6,2%	5,6%	4,0%
Total Mundo	3,2%	2,3%	3,5%	3,0%	2,5%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial en la parte histórica e hipótesis del escenario I

Gráfico Nº 3.1.4.2. Escenario de crecimiento global y de la economía estadounidense adoptado para el Escenario I: historia y proyecciones 2012-2030



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial en la parte histórica e hipótesis del escenario I

3.1.4.2. Acerca de los supuestos adoptados para el Escenario Regional en el caso de referencia o Escenario I

América Latina, como región en su conjunto, se beneficiará moderadamente de este escenario a mediano plazo impulsado por las elevadas tasas de crecimiento de China, India y otros países asiáticos. La elevada demanda de materias primas básicas (estimulada también por la producción de biocombustibles) podría impulsar un modelo de crecimiento en el cual los rasgos de una *reprimarización* de la economía - presentes ya desde los noventa - podrían acentuarse. Sin embargo, al mismo tiempo, este escenario podría permitir a los países integrar sus cadenas productivas, reforzando aspectos de su competitividad en ciertas actividades industriales. Ello dependerá fundamentalmente del adecuado diseño de políticas y estrategias integrales. De otro modo es posible que la región aumente su vulnerabilidad frente a shocks externos.

Se prevé así que la región en su conjunto pasará de representar de un 6.4% de la economía mundial al 6.9% en 2030. El análisis toma en consideración las desventajas iniciales de la mayor parte de los países latinoamericanos en el ranking de competitividad global que suelen tomar en cuenta los inversores. Aún cuando el escenario considera que estas tendencias mejorarán en el futuro, ciertamente el ingreso al TLC de algunos países de la región y políticas orientadas a obtener beneficios en el corto plazo a partir de acuerdos bilaterales entre bloques, implicarán una debilidad en la integración económica regional y mayores dificultades para conformar sólidos bloques en la región. Del mismo modo, al buscar una mayor competitividad internacional los países pueden presentar dificultades para emprender reformas estructurales que les permitan mejorar la distribución del ingreso, lo que daría impulso al crecimiento del mercado interno. No obstante el crecimiento motorizado por las favorables condiciones del mercado internacional, supondrá un estímulo al crecimiento, pugnas por una mayor participación en los beneficios obtenidos y ciertos efectos “derrame” sobre el conjunto de la población.

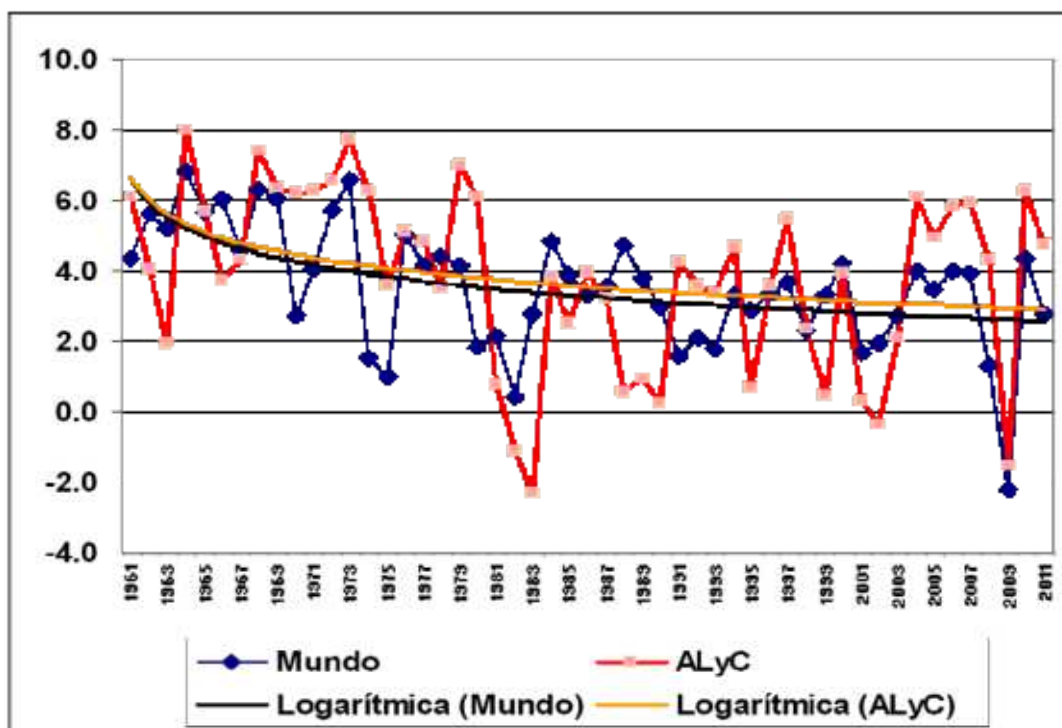
Pero, más allá de los ranking de competitividad global, la dotación de recursos naturales de los países de la región ha sido y seguirá siendo un atractivo para los inversores y motor para el crecimiento con los riesgos señalados para la estructura productiva (profundización de la *reprimarización*) y la transnacionalización creciente de las economías con los riesgos que ello conlleva para una política de desarrollo autónoma.

Quadro Nº 3.1.4.2.1. Tasas medias de crecimiento histórico de algunos países de Latinoamérica y el Caribe

Países	1960-2000	2001-2011
Brasil	4.7	3.6
Costa Rica	4.9	4.3
R. Dominicana	5.5	5.3
El Salvador	3.1	1.9
Guatemala	4.1	3.4
Honduras	4.0	4.1
México	4.7	2.0
Nicaragua	2.5	3.2
Panamá	4.7	6.8
T. & Tobago	2.8	4.9
R.B. de Venezuela	2.7	3.5
América Latina y Caribe	3.9	3.5
Mundo	3.8	2.5

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial

Gráfico N° 3.1.4.2.1. Tasas de crecimiento de América Latina y el Caribe respecto a las tasas de crecimiento de la economía mundial



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial

3.1.4.3. Escenario Tendencial para República Dominicana

A continuación se presentará la evolución de las principales variables explicativas o *drivers* que surgen de considerar las hipótesis del Escenario mundial I. En el contexto del presente estudio a este escenario para República Dominicana se lo denominará Escenario Tendencial.

Antes de abordar el tema de los supuestos adoptados para la construcción del escenario de referencia para República Dominicana, es necesario realizar un breve análisis de la información disponible para proveer los *drivers* requeridos por el modelo LEAP para efectuar el ejercicio de prospectiva energética, objeto central de este trabajo. A continuación se trata este tema.

Sobre la base de la apertura sectorial elaborada en el año 2001, que fuera prolongada al año 2005 para ser utilizada en el proyecto anterior de prospectiva y que se encuentra contenida en el Informe elaborado en 2008, se realizará una actualización al nuevo año de base del actual proceso de prospectiva (2010) sobre la base de la nueva información disponible proporcionada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y otras entidades públicas y privadas de República Dominicana - tales como la ONE y el BC. Se elaborarán luego hipótesis acerca de

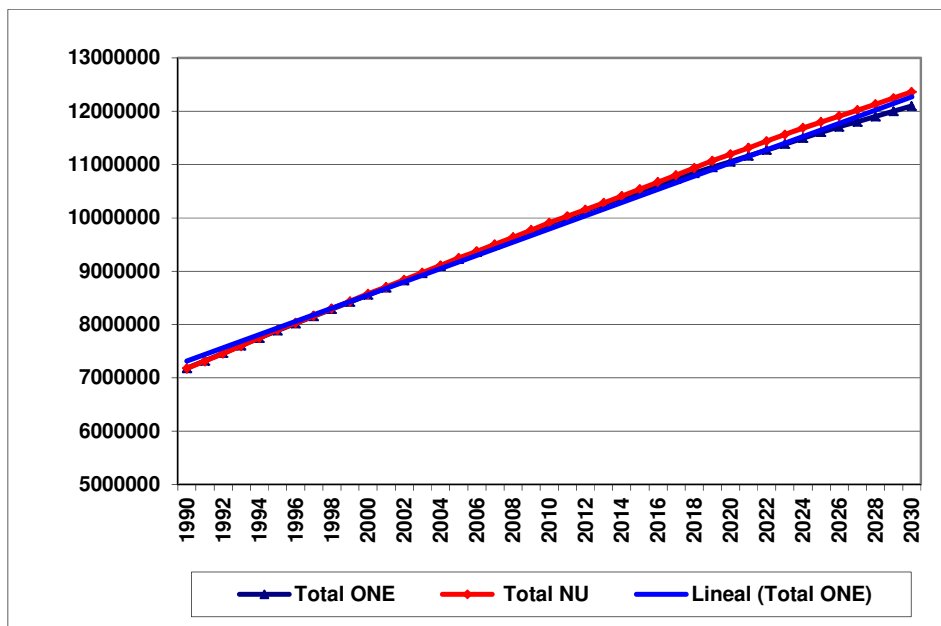
su evolución futura a partir de la construcción de una visión de largo plazo (Horizonte año 2030). En las páginas anteriores se han realizado ya los ejercicios que permiten definir el contexto internacional y regional en el que se inscribirá el sendero de crecimiento de República Dominicana en el escenario de referencia y también se han relevado las características centrales de la economía dominicana en relación a su modo de inserción en la economía mundial.

Seguidamente se presentarán las hipótesis para cada una de las variables requeridas para el ejercicio prospectivo.

Población total

Las proyecciones de población provista por la CNE y basada en la información de la ONE alcanzan al 2030. En consecuencia, la prospectiva de la población total al año 2030 se realizó utilizando las proyecciones provistas por la ONE.

Gráfico N° 3.1.4.3.1. Proyecciones de población total (personas) al horizonte 2030



Fuente: Elaboración propia sobre la base de ONE y CELADE (UN).

Cuadro Nº 3.1.4.3.1. Datos históricos de Censos y Valores adoptados para la proyección de la población total

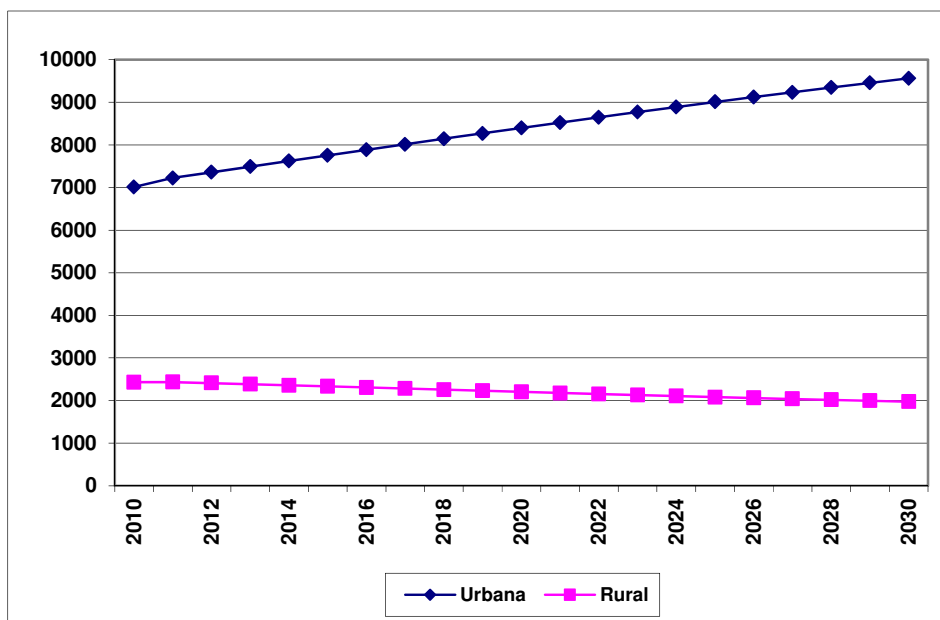
Años	Población Total de la RD	
	Historica	Proyectada
1981	5,454,741	
1993	7,293,390	
2002	8,562,541	
2010	9,445,281	
2015		10,088,643
2020		10,602,006
2025		11,089,905
2030		11,535,256

Fuente: Elaboración propia sobre la base de ONE y CELADE (UN).

Evolución de la población urbana y rural

El Gráfico Nº 3.1.4.3.2 presenta la información histórica y las proyecciones adoptadas para la población urbana y rural de RD. La estimación de las proyecciones se obtuvieron mediante la proyección econométrica de la tendencia del porcentaje de la población rural de la serie de datos de la CNE para el período 1990-2020 y a partir de los datos de población total presentados en el Cuadro Nº 3.1.4.3.1.

Gráfico Nº 3.1.4.3.2. Prospectiva de la población Urbana y Rural (miles de habitantes)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de ONE y CELADE (UN).

Cuadro N° 3.1.4.3.2. Datos históricos y Valores adoptados para la proyección de la población urbana y rural

Años	Histórica		Proyectada	
	Urbana	Rural	Urbana	Rural
2010	7,013,575	2,431,706		
2015			7,757,711	2,330,932
2020			8,398,350	2,203,656
2025			9,008,233	2,081,672
2030			9,561,427	1,973,829

Fuente: Elaboración propia sobre la base de ONE y CELADE (UN).

Evolución del total de los hogares urbanos y rurales

Cuadro N° 3.1.4.3.3. Evolución del número de hogares urbanos y rurales y de su tamaño

N° de hogares Escenario Tendencial y Alternativo						
Año	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Urbanos	1,994,687	2,234,493	2,449,907	2,661,371	2,897,402	1.9%
Rurales	682,909	660,686	630,410	601,043	580,538	-0.8%
Total	2,677,596	2,895,180	3,080,317	3,262,414	3,477,940	1.3%
Tamaño de hogares (número de personas por hogar)						
Urbanos	3.52	3.47	3.43	3.38	3.30	-0.3%
Rurales	3.56	3.53	3.50	3.46	3.40	-0.2%
Total	3.53	3.48	3.44	3.40	3.32	-0.3%
Población total adoptada						
Urbana	7,013,575	7,757,711	8,398,350	9,008,233	9,561,427	1.6%
Rural	2,431,706	2,330,932	2,203,656	2,081,672	1,973,829	-1.0%
Total	9,445,281	10,088,643	10,602,006	11,089,905	11,535,256	1.0%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la ONE

Evolución del total de los hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural

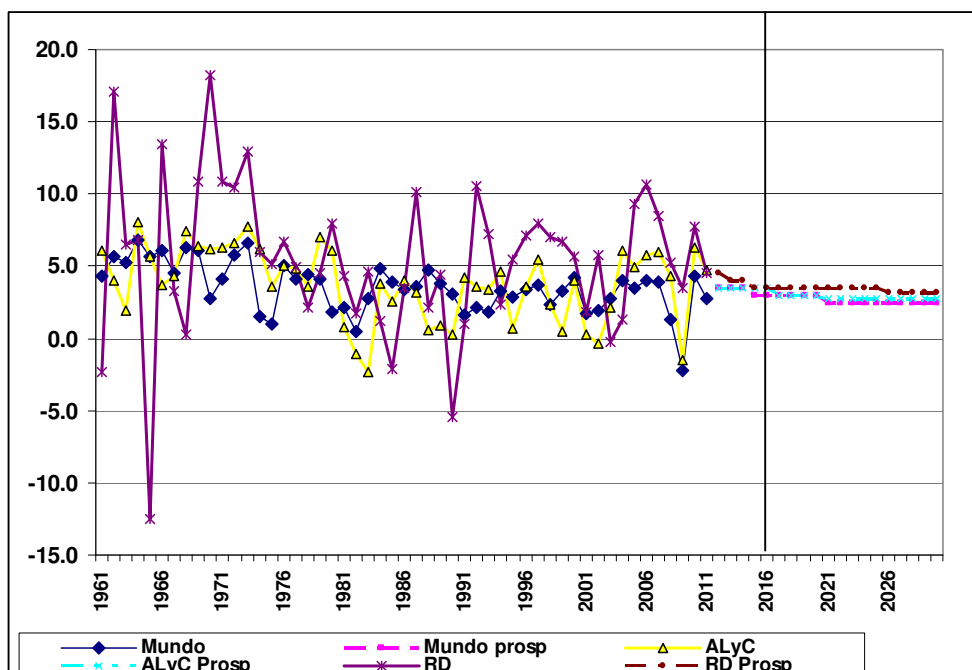
Cuadro N° 3.1.4.3.4. Evolución del número de hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural

N° de hogares Urbanos Escenario Tendencial						
Año	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Altos	259,309	290,484	318,488	345,978	376,662	1.9%
Medios	857,715	960,832	1,053,460	1,144,389	1,245,883	1.9%
Bajos	877,662	983,177	1,077,959	1,171,003	1,274,857	1.9%
Total Urbanos	1,994,687	2,234,493	2,449,907	2,661,371	2,897,402	1.9%
N° de hogares Rurales Escenario Tendencial						
Con EE						
Altos	142,905	137,617	132,526	127,622	122,900	-0.8%
Bajos-Medios	406,729	406,132	398,017	389,622	387,973	-0.2%
Subtotal con EE	549,634	543,750	530,542	517,244	510,873	-0.4%
Sin EE						
Altos	34652	27721	23563	20029	16023	-3.8%
Bajos-Medios	98,624	89,215	76,305	63,771	53,642	-3.0%
Subtotal sin EE	133,275	116,937	99,868	83,799	69,665	-3.2%
Total Rurales	682,909	660,686	630,410	601,043	580,538	-0.8%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la ONE y la CNE

Evolución del PIB total Escenario Tendencial

Gráfico N° 3.1.4.3.3. Evolución histórica y prospectiva de las tasas de crecimiento de la economía mundial, regional y de República Dominicana

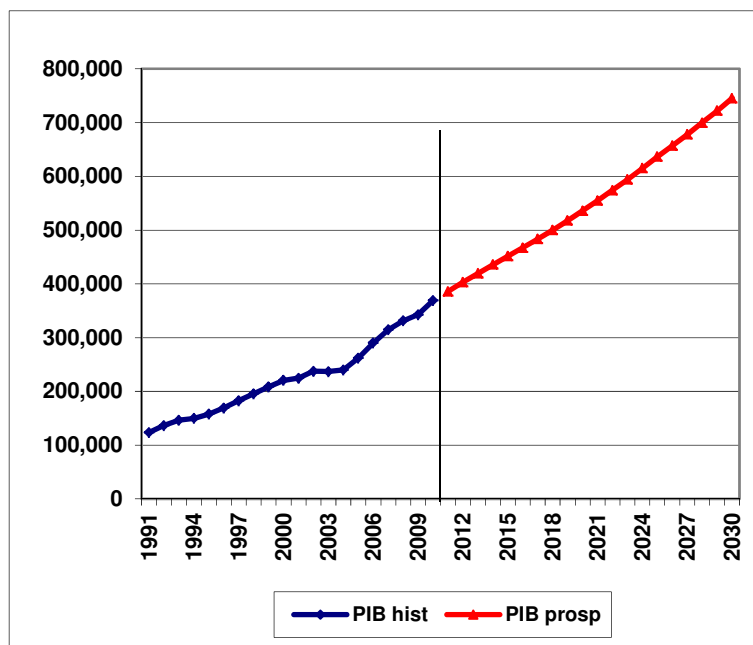


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Mundial e hipótesis del Escenario I

Como se puede observar en este escenario se supone una gradual pérdida de competitividad de la economía de República Dominicana, producto de los cambios estructurales de la economía mundial, los efectos más prolongados de la crisis de los EE.UU., la ausencia de una mayor vinculación con los mercados asiáticos y, en particular, el impacto de un comportamiento tendencial en la llegada de turistas extranjeros y el congelamiento de su gasto medio en términos reales. A todas luces se trata de un escenario más bien conservador, aunque consistente con las tendencias registradas históricamente si se analiza el decrecimiento de la actividad de las Zonas Francas y el impacto del escenario internacional sobre los ingresos de divisas por turismo y remesas esperados.

El PIB en este escenario crece durante el período 2010-2030 al 3.6%a.a.

Gráfico Nº 3.1.4.3.4. PIB real: evolución histórica y prospectiva en Escenario Tendencial (Millones de RD\$, valores encadenados 1991)

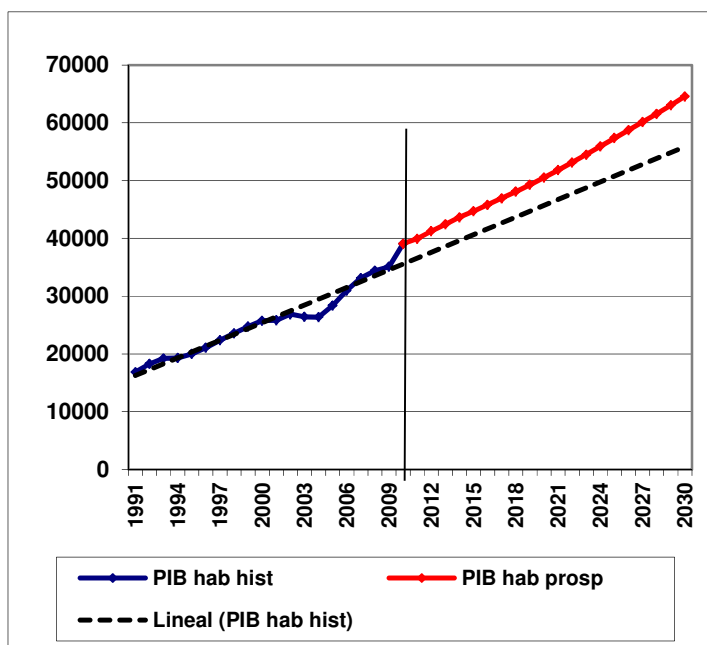


Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Central de la República Dominicana e hipótesis del escenario I

Evolución del PIB por habitante Escenario Tendencial

Como resultado del comportamiento esperado del crecimiento económico y de la evolución prevista de la población, el PIB por habitante se ubicaría levemente por encima de la tendencia lineal registrada entre 1991 y 2010, reflejando las ganancias obtenidas sobre fines de los noventa. En este escenario la tasa del crecimiento del PIB per cápita durante el período 2010-2030 se ubica en 2.42% a.a.

Gráfico N° 3.1.4.3.5. PIB real por habitante: evolución histórica y prospectiva en Escenario Tendencial (RD\$, valores encadenados 1991)



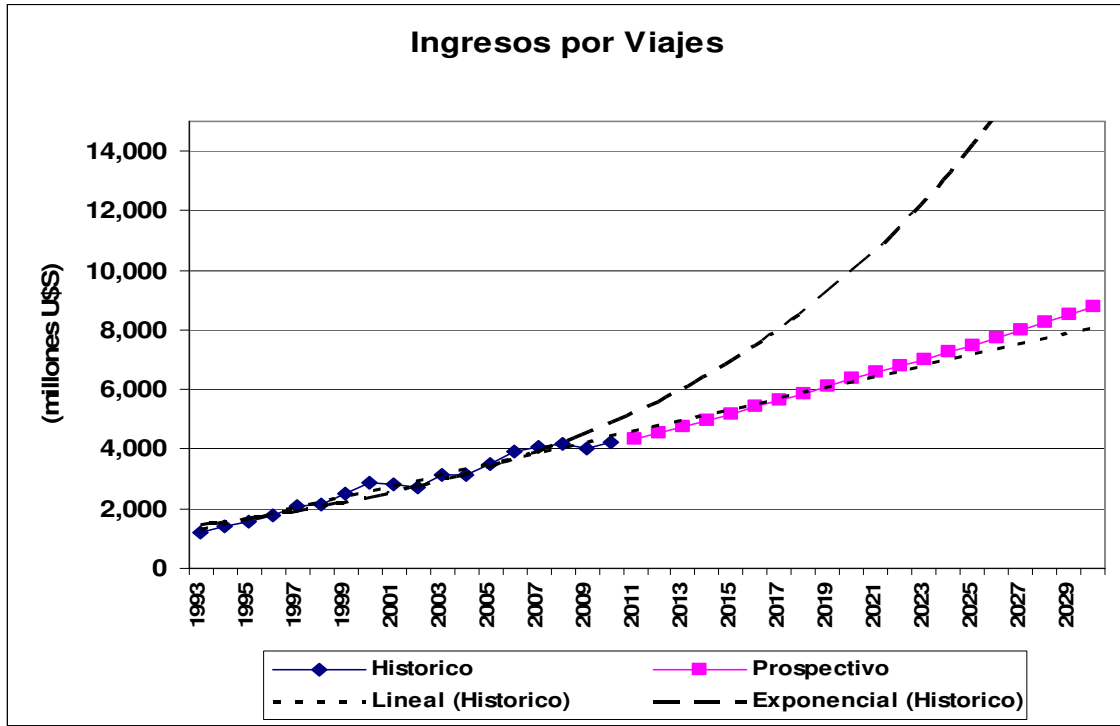
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del Banco Central de la República Dominicana y de la ONE

Evolución del ingreso de divisas por turismo - hipótesis Tendencial

Como se puede observar en la Gráfico N° 3.1.4.3.6, los ingresos por turismo de RD se ubicarían próximos a una tendencia lineal de largo plazo.

La hipótesis se construye considerando que, entre 2002 y 2010 el arribo de turistas extranjeros creció a un nivel que fue a poco menos del doble que el promedio de crecimiento de la economía mundial, como hipótesis conservadora, se supuso en el escenario tendencial que los ingresos por turismo se expandirán a 1.3 veces la tasa supuesta para el crecimiento de la economía global para ese escenario.

Gráfico N° 3.1.4.3.6. Evolución Histórica y proyectada del ingreso de divisas por turismo

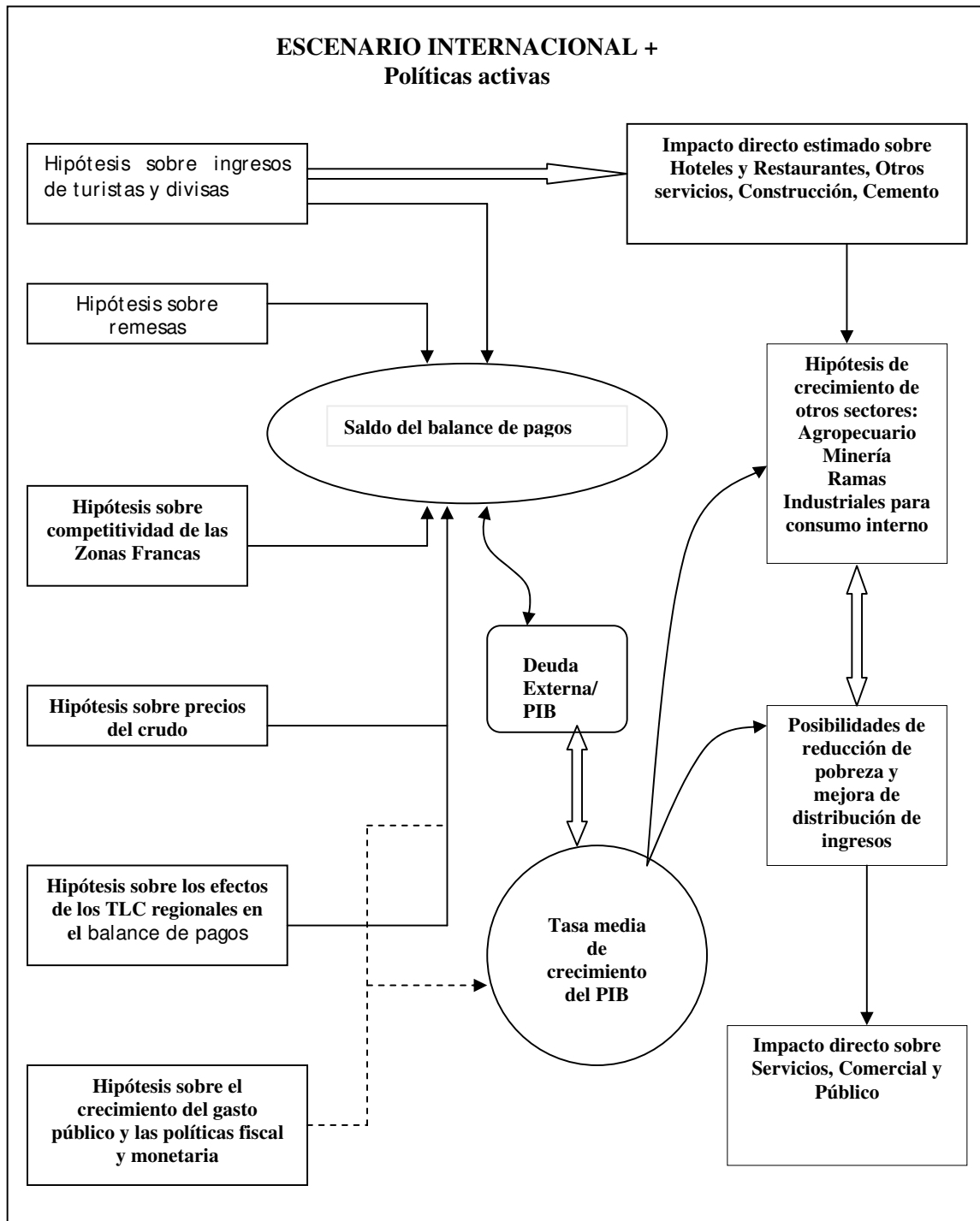


Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del Banco Central de la República Dominicana

De este modo, ciertos sectores mantienen una vinculación directa con el motor “turismo internacional” (hotelería, restaurantes, comercio, construcción, cemento, otros servicios vinculados al turismo), mientras que los restantes responden a los parámetros más directamente vinculados con el mercado interno, grado de urbanización, distribución del ingreso, los que por su parte, deben confluir en un crecimiento compatible con el definido a priori. El método supone iteraciones y aproximaciones sucesivas hasta crear una imagen o visión que se considera compatible con las condiciones múltiples presentadas¹⁴.

¹⁴ Sin embargo, si bien el análisis implica numerosos cálculos no responde a un modelo formalizado.

Figura Nº 3.1.4.3.1. Esquema conceptual simplificado para diseñar la evolución numérica de los *drivers* para la prospectiva



Evolución de los *Drivers* a utilizar para los sectores productivos en el Escenario I

Con el objetivo de definir los *drivers* para ser utilizados en el modelo LEAP, se parte de un esquema conceptual numérico de vinculaciones parciales, que permite estimar las condiciones de viabilidad de determinadas tasas de crecimiento del PIB Global sobre la base de las características descritas en las páginas anteriores respecto a la estructura de la economía de RD, los principales “motores de crecimiento” identificados, sus encadenamientos productivos directos e indirectos y los factores estabilizadores o perturbadores externos.

Cuadro Nº 3.1.4.3.5. Escenario Tendencial: evolución de los *Drivers* según módulos homogéneos de los sectores productivos adaptados a la información disponible

Rama de Actividad LEAP	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa aa 2010-2030
	Ocupación*					
Resto Industria Alimenticia	66,915	79,932	94,934	112,752	131,984	3.5
Tabaco	1,552	1,708	1,792	1,857	1,903	1.0
Textiles y Cueros	8,363	10,900	12,946	15,375	17,998	3.9
Papel e Imprenta	2,374	3,224	4,139	5,125	5,999	4.7
Química, Caucho y Plásticos	25,890	31,699	37,837	45,126	52,994	3.6
Cemento y Cerámica	9,974	12,716	15,103	17,938	20,998	3.8
Resto de Industrias	33,376	41,056	48,762	57,914	67,792	3.6
Total Industrias	148,443	181,664	215,759	256,254	299,965	3.6
	Valor Agregado**					
Resto Comercial, Servicios y Gobierno	176,159	217,740	256,484	304,623	356,583	3.6
Hoteles						
Restaurantes	22,603	31,469	37,375	44,390	51,961	4.2
Industrias	68,142	83,392	99,043	117,632	137,697	3.6
Ingenios Azucareros	1,370	1,390	1,402	1,665	1,949	1.8
Zonas Francas	9,031	10,227	12,147	14,427	16,887	3.2
Agropecuaria+Minería+Construcciones	44,519	49,139	60,734	72,133	84,437	3.3
Valor Agregado Total	321,824	393,357	467,185	554,869	649,515	3.6

(*) Estimado en base a los datos de 2005

(**) Datos del Banco Central de la República Dominicana (Millones de RD\$ 1991)

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información del proyecto de prospectiva 2008 e información del Banco Central de la República Dominicana

[Hipótesis vinculadas al turismo, fuertemente ligado a la evolución de las economías desarrolladas.](#)

[Hipótesis vinculadas al crecimiento estimado y mercado interno](#)

[Hipótesis autónomas vinculadas a las particularidades del sector y al contexto mundial](#)

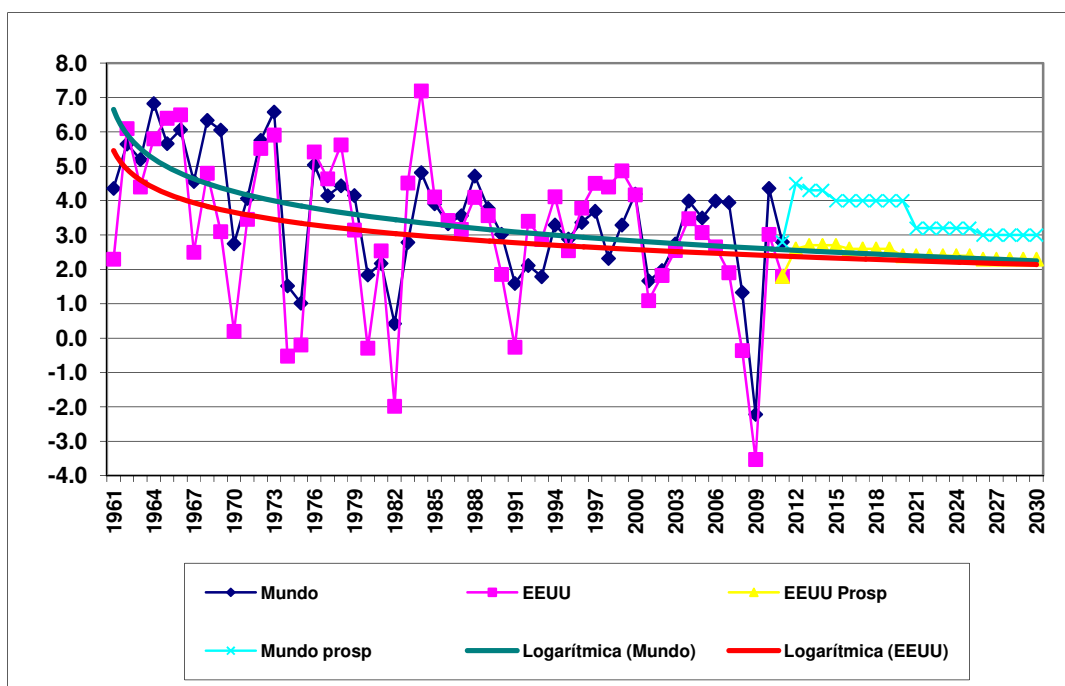
3.1.5. Escenario II

3.1.5.1. Características básicas del Escenario Mundial II

En el caso del escenario internacional utilizado como marco de referencia para construir el Escenario II de República Dominicana se asumen los siguientes supuestos:

- Si bien la llamada crisis financiera implicó una baja en el crecimiento los EE.UU. en 2008 y 2009, en este escenario se admite que la misma será superada paulatinamente. En tal sentido este escenario no supone una verdadera recesión de duración prolongada sino una declinación del dinamismo en el corto y mediano plazo. En tal sentido se adoptó la hipótesis de mayor crecimiento contenida en AEO 2013 del DOE, que es coincidente con la prospectiva del WEO 2012 de la AIE.
- Ello implica un crecimiento extrapolado a la economía mundial que estabiliza las tendencias del crecimiento futuro por encima de las tendencias declinantes de largo plazo (ver Gráfico N° 3.1.5.1.1).

Gráfico N° 3.1.5.1.1. Tendencias del crecimiento de los EE.UU. y de la economía mundial 2010-2030 - Escenario II



Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del Banco Mundial, AEO 2013 del DOE y WEO 2012 de AIE

- Los países desarrollados aprovecharán el crecimiento de China, India y otras economías emergentes (Brasil, ex-URSS, resto de Asia, etc.) para consolidar su propio crecimiento. Para ello, irán armonizando políticas monetarias y comerciales activas tendientes a la búsqueda consensuada de equilibrios regionales y geopolíticos.

- En este contexto, los países OPEP, se verían debilitados en tanto el escenario supone una actitud flexible por parte de Arabia Saudita para incrementar la oferta de crudo.
- Las condiciones anteriores incluirían políticas más favorables y flexibles respecto a temas cruciales para la región, en particular respecto al tema de la inmigración y el empleo.
- Un mayor crecimiento mundial y su estabilización brindaría un adecuado marco de crecimiento para los países exportadores de alimentos, productos agroindustriales y materias primas sobre la base de precios elevados pero menos volátiles.
- También los acuerdos sobre comercio flexibilizarían las pautas para lograr condiciones de competitividad en países con menores ventajas comparativas.
- El énfasis en la calidad institucional de los países brindaría oportunidades para los países que mejoren el conjunto de indicadores de competitividad, facilitando el acceso a la Inversión Extranjera Directa (IED), el financiamiento y nuevas tecnologías.
- El dólar estadounidense se irá revaluando si los restantes actores financieros y autoridades monetarias logran consensuar políticas de reducción de los desequilibrios acumulados en los EE.UU.

3.1.5.2. El entorno regional del Escenario II

En el escenario II la región ALyC en su conjunto crecería entre 2010 y 2030 a una tasa media del 3.9% a.a. Este desempeño implicaría la continuación de tasas levemente más elevadas que las correspondientes al promedio mundial; ese comportamiento se derivará del crecimiento de la demanda de alimentos y materias primas, impulsado principalmente por el dinamismo de las economías asiáticas, particularmente China e India.

Sin embargo, se debe considerar que a pesar de que la crisis de los EE.UU. se hallaría atenuada, Centroamérica de todos modos se vería parcialmente vulnerada por dicha crisis y por sus efectos de arrastre. Del mismo modo se tiene que los escenarios de precios del petróleo, aunque más favorables que en el escenario I, continuarían gravando a esa región netamente importadora.

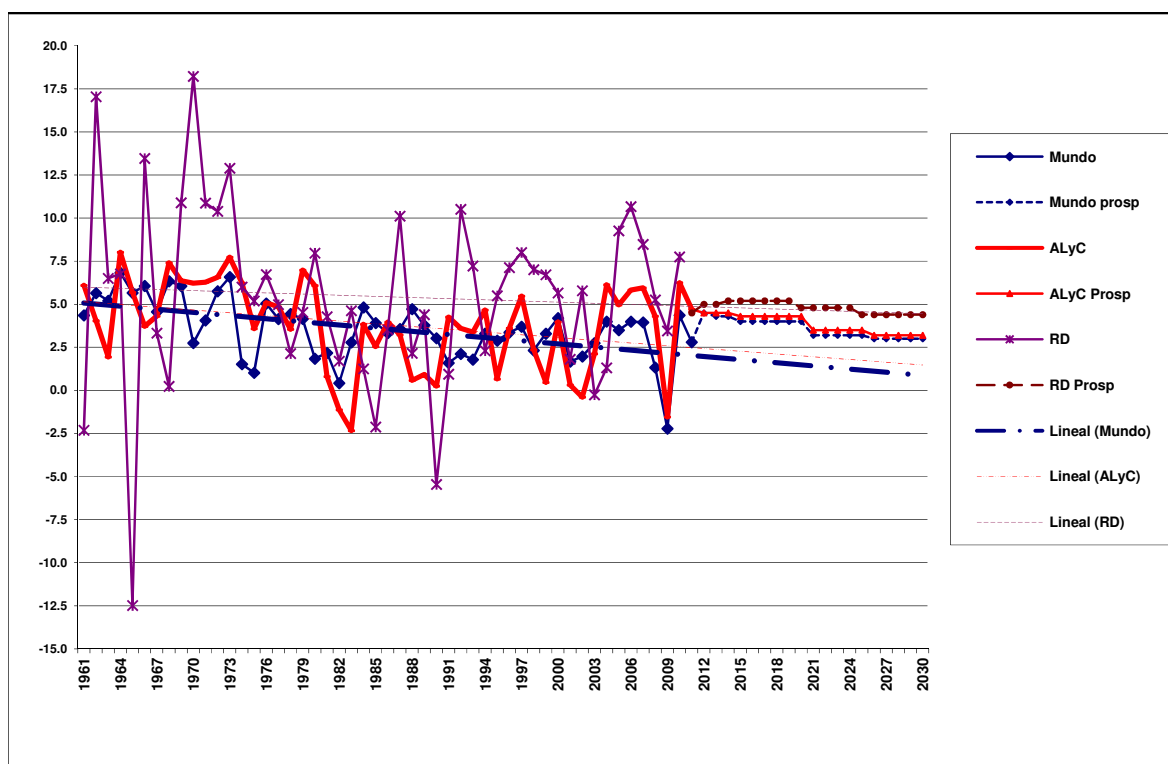
3.1.5.3. Escenario Alternativo para República Dominicana

Las hipótesis planteadas en el escenario mundial y regional II, se reflejan en el caso de República Dominicana en lo que se denomina Escenario Alternativo.

Dinamismo global en relación a la economía mundial y regional

En el Gráfico Nº 3.1.5.3.1 se representa la relación establecida entre el crecimiento de la economía mundial, regional y proyectada para República Dominicana.

Gráfico Nº 3.1.5.3.1. Evolución histórica y prospectiva de la economía Mundial, de ALyC y de República Dominicana. Escenario II



Fuente: Elaborado con información base del Banco Mundial e hipótesis correspondientes al Escenario II

Este escenario contiene supuestos exigentes respecto a la competitividad de la economía de República Dominicana a largo plazo y supone acercarse a lo planteado a nivel de estrategias en el documento “ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO 2010-2030” del MEPyD, respecto a la integración de cadenas de valor, mejoras distributivas y aprovechamiento de los ingresos de divisas por turismo.

Esperar tasas sostenidas mayores al 5% no parecería realista y podría conducir a un sobredimensionamiento de las necesidades de inversiones y gasto energético en un contexto de precios desfavorables para dar sustentabilidad a largo plazo a ese dinamismo. Por otra parte, por lo expresado respecto al motor de la economía mundial a largo plazo, tampoco sería razonable esperar que a largo plazo la tasa no tienda a declinar.

Evolución del total de los hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural

Quadro Nº 3.1.5.3.1. Evolución del número de hogares urbanos y rurales según estratos y electrificación rural

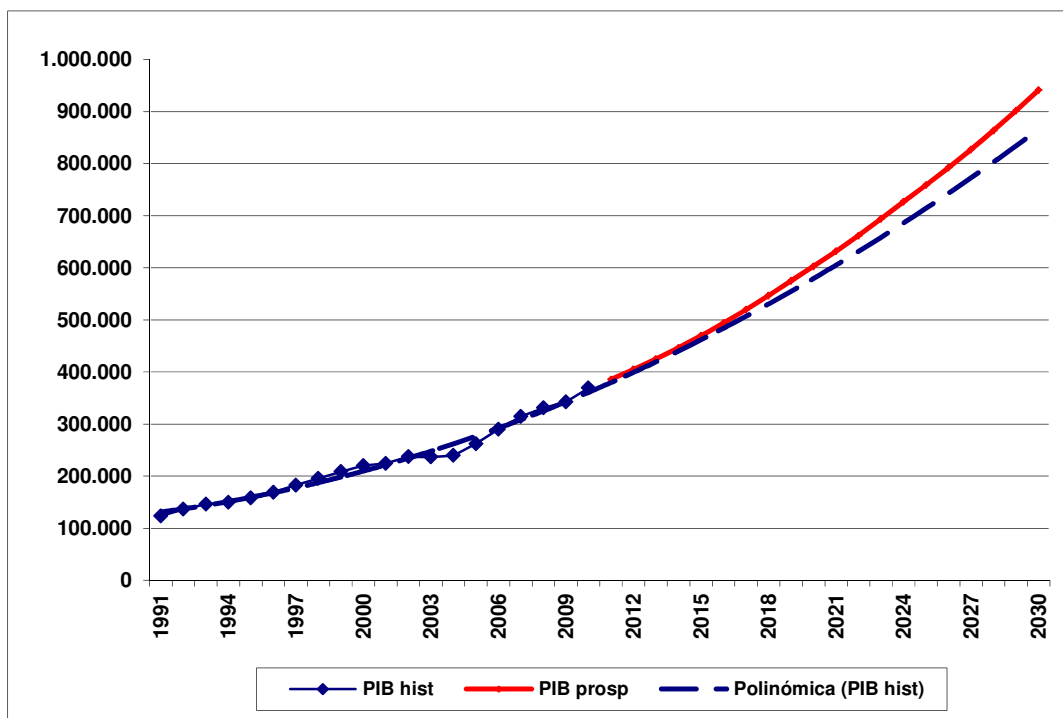
Nº de hogares Urbanos Escenario Alternativo						
Año	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Altos	259,309	290,484	318,488	345,978	376,662	1.9%
Medios	857,715	960,832	1,053,460	1,144,389	1,245,883	1.9%
Bajos	877,662	983,177	1,077,959	1,171,003	1,274,857	1.9%
Total Urbanos	1,994,687	2,234,493	2,449,907	2,661,371	2,897,402	1.9%
Nº de hogares Rurales Escenario Alternativo						
Con EE						
Altos	142,905	138,618	134,459	130,425	126,513	-0.6%
Bajos-Medios	406,729	408,196	402,078	395,610	395,972	-0.1%
Subtotal con EE	549,634	546,813	536,537	526,036	522,484	-0.3%
Sin EE						
Altos	34,652	25,989	19,491	14,619	10,964	-5.6%
Bajos-Medios	98,624	87,884	74,382	60,389	47,090	-3.6%
Subtotal sin EE	133,275	113,873	93,873	75,007	58,054	-4.1%
Total Rurales	682,909	660,686	630,410	601,043	580,538	-0.8%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de la ONE y la CNE

Evolución del PIB al 2030

Como resultado de aplicar las tasas de crecimiento estimadas para el escenario II mundial, la evolución esperada del PIB superaría la tendencia polinómica de mediano-largo plazo (Gráfico Nº 3.1.5.3.2.). El PIB en este escenario crece al 4.8%a.a. durante el período 2010-2030.

Gráfico Nº 3.1.5.3.2. Evolución histórica y esperada del PIB real en el Escenario Alternativo (Millones de RD\$ 1991)



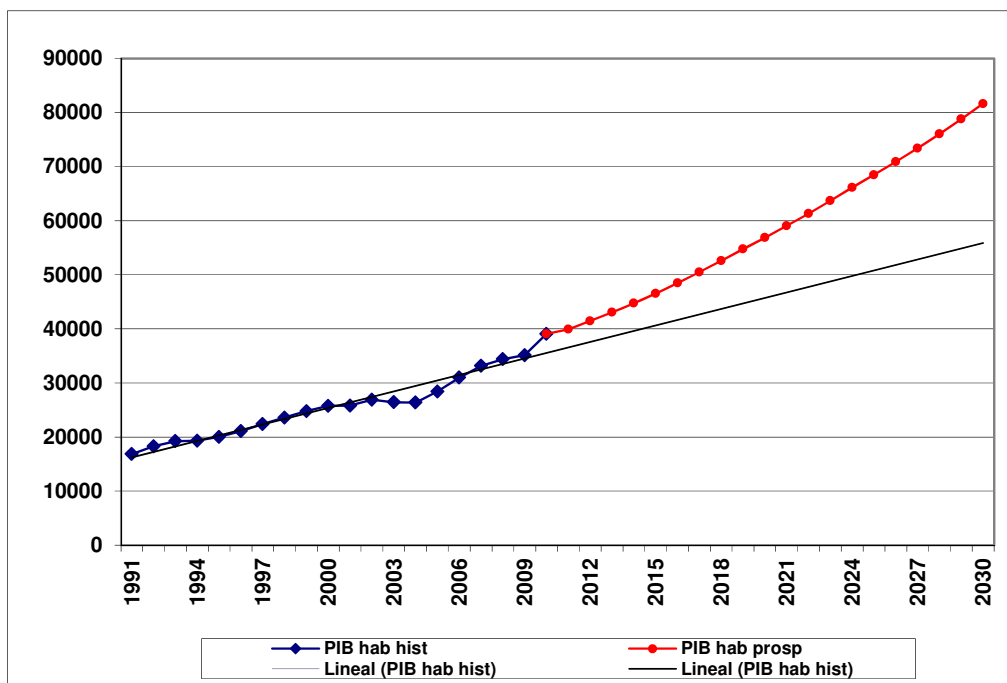
Fuente: Elaborado sobre la base de información del Banco Central de RD e hipótesis correspondientes al Escenario II mundial.

Evolución del PIB por habitante en el Escenario Alternativo

Asumiendo un único escenario para la población total de República Dominicana se tiene la evolución hipotética del PIB por habitante en el Escenario Alternativo.

Como se observa en el Gráfico Nº 3.1.5.3.3, este escenario supone una mejora sustantiva del PIB hacia el 2030, situando a RD en el nivel de los 4,800 US\$₂₀₀₀ (contra sólo 2,289 US\$₂₀₀₀ en 2010). El PIB por habitante en este escenario crece al 3.6%a.a. durante el período 2010-2030.

Gráfico Nº 3.1.5.3.3. Evolución histórica y prospectiva del PIB real por habitante correspondiente al Escenario Alternativo (RD\$ 1991)



Fuente: Elaborado sobre la base de información del Banco Central de RD e hipótesis correspondientes al Escenario II mundial.

Esta duplicación del PIB por habitante en sólo 20 años es un desafío y una oportunidad para el crecimiento de la economía interna. No obstante, el motor principal de este crecimiento continúa vinculado al desarrollo de la industria del turismo y la continuidad del ingreso por remesas. Del mismo modo, aunque se asume que el desarrollo de las industrias de Zonas Francas enfrentará serios desafíos por el TLC (DR-CAFTA) y la competencia asiática, su comportamiento deberá al menos alcanzar las tasas medias de crecimiento registradas en su historia.

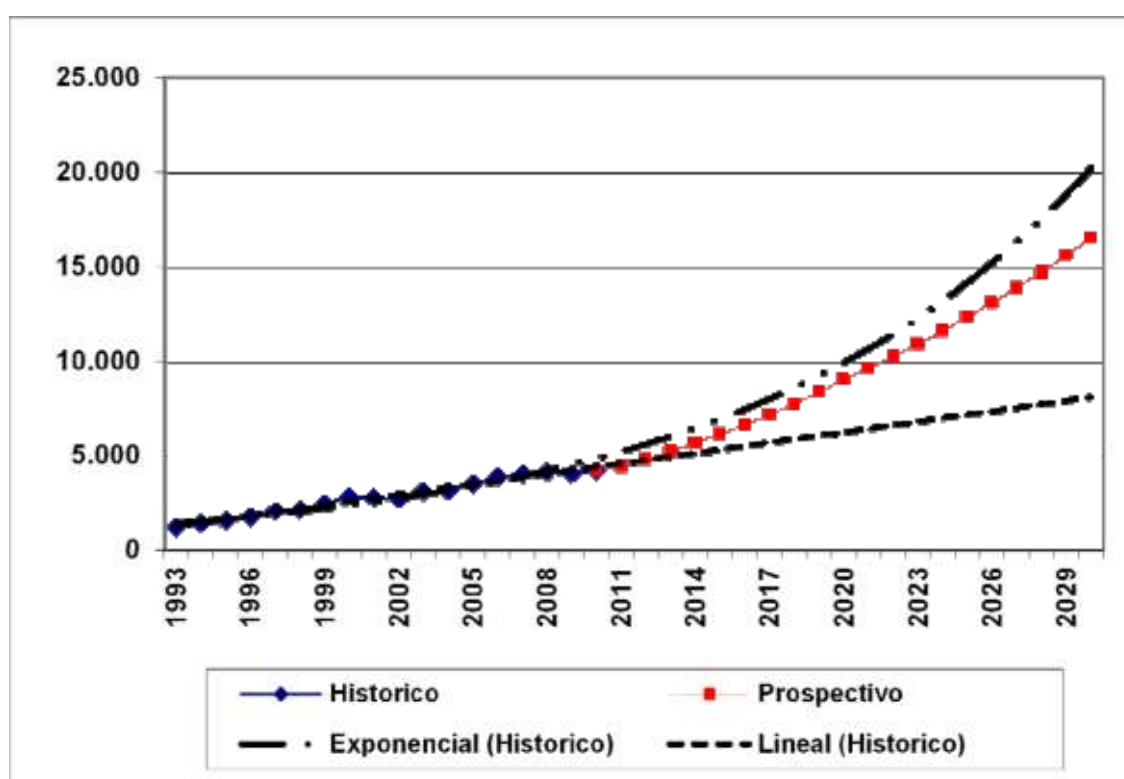
Evolución del ingreso de divisas por llegada de turistas en el Escenario Alternativo

Tal como se explicó en el Esquema conceptual para la construcción de los escenarios para RD las hipótesis que se asuman respecto al sector turismo, son decisivas para el impulso de varios sectores vinculados entre sí: hoteles y restaurantes, servicios, construcción y cemento.

En el caso del Escenario Alternativo se ha supuesto que la elasticidad media histórica de la llegada de turistas respecto al crecimiento de la economía mundial (aproximadamente con un valor 2) será acompañada de un incremento en el gasto medio.

El comportamiento obtenido se ubica en un orden ligeramente inferior al que resulta de la tendencia exponencial de la evolución histórica registrada desde 1993 a 2010.

Gráfico Nº 3.1.5.3.4. Prospectiva ingresos por turismo correspondiente al Escenario Alternativo



Fuente: Elaborado sobre la base de información del Banco Central de RD e hipótesis correspondientes al Escenario II

Evolución de los *drivers* en el Escenario Alternativo: sectores productivos.

En el Cuadro Nº 3.1.5.3.2 se presentan los valores de los drivers correspondientes a las actividades productivas, resultantes y convergentes con las tasas medias globales estimadas para el Escenario Alternativo.

Cuadro Nº 3.1.5.3.2. Escenario Alternativo: Valores de los drivers correspondientes a las actividades productivas

<i>Rama de Actividad LEAP</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa aa 2010-2030
	Ocupación*					
Resto Industria Alimenticia	66,915	92,380	120,077	152,719	190,906	5.4
Tabaco	1,552	1,727	1,863	2,025	2,200	1.8
Textiles y Cueros	8,363	11,058	13,894	17,197	21,029	4.7
Papel e Imprenta	2,374	3,433	4,315	5,212	6,464	5.1
Química, Caucho y Plásticos	25,890	35,561	46,046	58,388	72,815	5.3
Cemento y Cerámica	9,974	13,545	17,387	21,896	27,156	5.1
Resto de Industrias	33,376	43,828	54,757	67,458	82,164	4.6
Total Industrias	148,443	201,605	258,777	325,890	404,179	5.1
	Valor Agregado**					
Resto Comercial, Servicios y Gobierno	176,159	216,043	280,155	352,813	437,569	4.7
Hoteles						
Restaurantes	22,603	36,854	47,306	59,574	73,886	6.1
Industrias	68,142	92,546	118,790	149,598	185,536	5.1
Ingenios Azucareros	1,370	1,450	1,577	1,986	2,463	3.0
Zonas Francas	9,031	11,466	14,717	18,534	22,987	4.8
Agropecuaria+Minería+Construcciones	44,519	51,136	63,074	79,433	98,515	4.1
Valor Agregado Total	321,824	409,494	525,619	661,938	820,955	4.8

Fuente: Elaboración propia sobre la base de las hipótesis de Escenario Alternativo

3.2. ESCENARIOS ENERGÉTICOS

3.2.1. Escenario Tendencial

El presente escenario no se trata de un escenario congelado, sino de un escenario que tomará en consideración decisiones ya tomadas o con alta probabilidad de ocurrencia de aquí al 2030. A continuación se describen las principales hipótesis adoptadas en este escenario.

3.2.1.1. El Sistema de Abastecimiento

Si bien se encuentra fuera del alcance del presente estudio analizar los aspectos relacionados con el abastecimiento, se deben establecer solo como marco de referencia una posible evolución del sistema de abastecimiento, dado que su estructura incidirá directamente en la oferta de los energéticos y por ende en el cálculo de las demandas sectoriales.

a) El Abastecimiento Eléctrico

En este escenario se supone que las ampliaciones de centrales térmicas del SENI se desarrollarán con gas natural y carbón mineral. En tal sentido se concretarán las centrales de Quisqueya I y II (ambas a gas natural o diesel o búnker) y otras turbo vapor a definir que utilizarán carbón mineral (donde se consideran al menos las dos centrales de 384.9 MW cada una recientemente licitadas por la

CDEEE e Itabo III). Asimismo, las renovables tendrán una participación en la generación al 2030 del 12%(en términos de potencia instalada).

En relación a los Sistemas Aislados, su expansión se hará de acorde al crecimiento de la demanda en dichos sistemas y con la misma estructura por tipo de central del año base. La posible interconexión de los Sistemas Aislados al SENI no afectará apreciablemente los niveles de consumo de energía en dichas áreas.

En cuanto a la energía no suministrada por interrupciones del suministro del servicio público, que la CDEEE estima en el orden del 15-16% se considera que una parte de la misma es suplida por autoproducción e inversores. La diferencia, o sea la demanda insatisfecha, es de difícil cuantificación en el marco del presente estudio y se considera que dichas interrupciones se irán reduciendo durante el período de proyección.

En lo que respecta a las pérdidas Totales de electricidad – con particular relevancia de las denominadas No Técnicas o hurto de energía - estas disminuirán hasta alcanzar el 14%en el año 2030, partiendo de un valor de 39% en el 2010.

b) El Abastecimiento Petrolero

Se supondrá que sigue funcionando REFIDOMSA, con su capacidad actual (34,400 BPD) y que XTRACTA Nickel FALCONDO (Falconbridge) continúa fuera de operación.

c) El Abastecimiento de Gas Natural y GLP

El Gas Natural Licuado importado por el país, estará destinado a la Generación de Electricidad y sólo se dispondrá del mismo para los sectores de consumo final, Industrial y Transporte pero con menor nivel de penetración que en el Escenario Alternativo, siguiendo así la tendencia actual. Se construye el tercer tren de gasificación de la empresa AES Dominicana.

El GLP será en su mayor parte de origen importado.

d) El Abastecimiento de Carbón Mineral

Continuará empleándose en las Centrales que lo hacían hasta la fecha de realización de este estudio y se adicionarán aquellas con decisión firme a la fecha de elaboración de este documento, tal como fuera ya expuesto. En general al considerarse altos precios del Petróleo WTI se favorecerá el ingreso de Centrales Térmicas a Carbón Mineral.

e) Fuentes Renovables de Energía

Considerando los incentivos previstos en la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales, se considera que habrá reducciones en los costos de los equipos, lo que permitirá acelerar los procesos de penetración de los mismos, principalmente en los sectores Residencial y Servicios para el Calentamiento de Agua con energía solar.

Las calderas de vapor basadas en el uso de biomasa y/o residuos municipales e industriales, son también objeto de esta Ley de incentivos, de manera que se analizará su posible penetración. Estos elementos serán tenidos en cuenta en el modelo MoSus (Modelo de Sustituciones), el cual analiza los porcentajes del mercado disputable que puede tomar cada fuente en competencia, considerando el costo de los equipos, el precio de los combustibles, consideraciones ambientales y de calidad del servicio.

En este escenario se considera que continuará la penetración de biodiesel observada desde el 2010, pero en forma marginal.

Se prevé, con respecto a los valores observados en el 2010, que la penetración del Bagazo de Caña de Azúcar seguirá la tendencia histórica, lo mismo que la Cáscara de Arroz en los Molinos Arroceros en usos térmicos.

3.2.1.2. Los Precios y Tarifas de los Energéticos

Los Precios Internacionales del Petróleo (expresados en US\$₂₀₁₂/ bbl para el crudo WTI) definen los precios, no sólo de los Derivados de Petróleo en el mercado interno de República Dominicana, sino también los del Gas Natural y los del Carbón Mineral. Ambos están cada vez más alineados con los del Petróleo, teniendo en cuenta además que cerca del 40,7 % de la generación eléctrica del año 2012, se basó en Fuel oil, el 15,2 % en Carbón Mineral y el 30,7 % en Gas Natural. Conocer la evolución de dichos precios internacionales, explicará aproximadamente el 87% de las tarifas medias eléctricas, en el corto plazo, y en largo plazo se aproximarán al 90% valores equivalentes al de su participación en la generación. La proporción de energía hidráulica alcanzó el 12.9% y la de energía eólica fue del 0.5% ambos a lo largo del 2012 –alcanzando el 1.9% en los meses de enero a abril de 2013.

Las proyecciones de precios elaboradas no proponen cambios estructurales. Puede sostenerse que dentro de la estructura del año base, se está considerando la componente política específica. El costo de la electricidad está siendo pagado sólo parcialmente por los consumidores finales, particularmente el sector residencial u hogares. Existen diversas razones de tipo político para esta

situación. Dentro del presente trabajo no se incorporan modificaciones estructurales que deben derivarse de decisiones en la esfera política del País¹⁵. Se supone además un aumento paulatino en la electricidad consumida - actualmente no pagada - relajando los fondos públicos que hoy financian gran parte de la electricidad distribuida.

En los Escenarios Socioeconómicos se estimaron los valores futuros del Precio Internacional del Petróleo WTI en US\$₂₀₁₂/ bbl. Esto se detalla en el Anexo I de este informe, para el Escenario Tendencial dichos precios son los siguientes:

Cuadro N° 3.2.1.2.1. Estimación de los Precios FOB del Petróleo Crudo WTI en el mercado internacional. Período 2011-2035 (US\$₂₀₁₂/bbl)

AÑO	Precio
2011	97.03
2012	93.32
2013	95.16
2015	98.00
2020	108.69
2025	117.09
2030	126.51
2035	134.65

Fuente Elaboración Propia en base al análisis efectuado en el Anexo I.

a) Precios de los Derivados de Petróleo al consumidor

Se parte de los Precios de los Combustibles Nacionales promedio del año 2012 en RD\$₂₀₁₂/ Galón, que correspondían a un precio FOB del WTI de 93.32 US\$₂₀₁₂/ bbl.

Se considera que los Precios de Paridad de Importación evolucionan de la misma manera que el precio internacional del crudo WTI y se conserva la estructura de Impuestos (Ley 112/ 00; Ley 495/ 00; Ley 557/ 05), la de Márgenes de Comercialización (Distribución, Detallista y Comisión de Transporte), vigentes en el año 2012 y verificada ausencia de cambios a mayo del 2013. Para el AVTUR, la alícuota del impuesto Ley 495-06 (Ad Valorem Reforma Fiscal) disminuye del 16% al 6.5% a partir de la semana del 17 de noviembre 2012. Al GLP se le aplica, además, una comisión operativa bancaria (bonogas) de 0.80 RD\$/ galón.

¹⁵ Para ejemplos de esta discusión se sugiere:

http://www.sie.gob.do/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=3&Itemid=29
<http://www.listin.com.do/economia-y-negocios/2012/5/6/231478/CDEEE-refuta-datos-de-Cepal-en-torno-a-tarifa>

**Cuadro N° 3.2.1.2.2. Precios de los derivados de Petróleo. 2012-2030
(RD\$2012/galón)**

Derivado	Precio Promedio 2012	Precios 2015	Precios 2020	Precios 2025	Precios 2030
Gasolina Premium	234.27	246.02	272.86	293.95	317.60
Gasolina Regular	217.05	227.93	252.80	272.34	294.25
Diesel Oil Regular	199.91	209.93	232.84	250.83	271.01
AVTUR	149.98	157.50	174.69	188.19	203.33
Querosene	188.32	197.76	219.34	236.29	255.30
Fuel Oil	139.82	146.84	162.86	175.45	189.56
GLP sin Subsidio	96.63	101.48	112.55	121.25	131.01

Fuente: estimaciones propias a partir de datos SEIC/ Gerencia Hidrocarburos.

Nota: los valores iniciales corresponden a la semana del 29 diciembre 2012, excepto el PPI para el que se toma el promedio anual 2012.

b) Tarifas del Gas Natural

Las tarifas de Gas Natural se calcularán a partir de un precio en puerto de República Dominicana de 14.73 US\$/ millón de BTU¹⁶.

Este precio evolucionará en el futuro a ritmo similar al propuesto para el precio del WTI.

**Cuadro N° 3.2.1.2.3. Precio CIF del GNL en República Dominicana
(US\$₂₀₁₂/MMBTU)**

Año	(US\$ ₂₀₁₂ / MMBTU)
2012	14.73
2015	13.92
2020	15.44
2025	16.63
2030	17.97

Para construir las tarifas se debe adicionar el costo de gasificación, transporte troncal por gasoductos, distribución e impuestos. Para ello se ha tomado la estructura y detalle contenidos en la Resolución 152/2009, que establece la metodología de cálculo para los precios semanales oficiales del Gas Natural junto con la publicación o Aviso correspondiente a la semana del 15 de diciembre de 2012:

¹⁶ Si bien el precio de paridad importación pagado por República Dominicana en los últimos meses ha estado en niveles inferiores, se considera que el valor medio para 2011 del GN en puerto de Japón (BP Statistical of World Energy June 2012) es una mejor base para la extrapolación. A favor de este argumento se tiene que tal valor ha subido para el año 2012 a 16.75 US\$/ MMBTU (BP Statistical of World Energy June 2013).

- El margen de gasificación es de 0.94 US\$₂₀₁₂/ MMBTU¹⁷.
- El costo de Transporte, 1.51 US\$₂₀₀₇/ MMBTU.
- El Costo de Distribución (que incluye márgenes), representaría un 11%del Precio Medio Total.
- Impuestos: sólo se ha identificado el equivalente a 0.13US\$ en concepto de GAL112, en los últimos precios semanales publicados por el MIC no se ha computado el impuesto *ad Valorem* del 16% Se continúa este criterio para el año base y la proyección.

En consecuencia el Precio estimado del GN a usuarios para el año 2012 resulta:

Cuadro N° 3.2.1.2.4. Composición Precio de Venta al Público del GN para el año 2012 (US\$₂₀₁₂MMBTU)

Concepto	US\$ ₂₀₁₂ / MMBTU
Precio CIF	14.73
Margen gasificación	0.94
PPI RD	15.67
Impuesto 16% PPI AD VALOREM	0.00
Gastos administrativos ley 112	0.13
Margen Operador SICOEX	0.24
Margen Procesamiento Mayorista	2.11
Margen de distribución	0.65
Margen de transporte	1.51
Precio de Venta al Público	20.32

La diferencia entre este valor y el efectivamente establecido por el Ministerio de Industria y Comercio para el último mes del año 2012 (US\$/ MMBTU18.16) se explica por considerar un precio más conservador para el gas importado, como ya se indicara - aviso de precios oficiales del GNV, fecha 14 de diciembre de 2012. A esa tarifa se le ha extraído el margen por Repago a estaciones y Margen del Detallista que corresponderían sólo a la tarifa para GNV (US\$/ MMBTU3.95).

Las tarifas por sectores (teóricas para el Residencial) en US\$/ MMBTU para el año 2012 habrían sido:

▪ Residenciales Alto	21.27
▪ Residencial Medio y Bajo	19.97
▪ Comercio, Servicios, Público	20.86
▪ Industriales	18.34
▪ Transporte (GNC)	24.27

¹⁷ Se ha aplicado actualización al valor del año 2009 mediante el IPC EEUU, para reflejar los valores al año 2012, según indica el Artículo primero de la Resolución SEyC 152/ 2009.

La diferencia en las Tarifas de los Consumidores Residenciales Altos y Medios y Bajos, hubiera estado relacionada con los niveles de consumo mensuales. Mientras que el precio para Comercio, Servicios y Público e Industriales considera – siguiendo el artículo séptimo de la Resolución 152/ 2009 - valores inferiores para dos de los conceptos (US\$/ MMBTU3.51 de Gastos administrativos ley 112 y US\$/ MMBTU2.70 de Margen Operador SICOEX).

Cuadro Nº 3.2.1.2.5. Tarifas del Gas Natural por Sectores
(RD\$₂₀₁₂/MMBTU)

SECTORES	2012	2015	2020	2025	2030
Residencial Alto	856.27	809.29	897.60	966.97	1044.77
Residencial Medio y Bajo	803.91	759.80	842.71	907.84	980.88
Comercial	839.85	793.78	880.39	948.43	1024.74
Industria+ Autoproductores	738.37	697.86	774.01	833.83	900.92
Transporte	977.22	923.60	1024.39	1103.56	1192.34
Media	843.13	796.87	883.82	952.13	1028.73

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Ministerio de Industria y Comercio.

Las tarifas del Gas Natural para los sectores Residencial y Comercial se calculan sólo a título ilustrativo pues no se prevén consumos en dichos sectores.

c) Tarifas de la Electricidad

Para estimar estas tarifas se ha tomado como base valores medios de consumo por sector y estimaciones a partir del cuadro tarifario vigente, para el año 2012. Por otra parte se ha considerado que la componente atribuible al costo de los combustibles fósiles - Carbón Mineral, Gas Natural y Derivados de Petróleo – más precisamente Fuel Oil) - es el 86.6% % de esa Tarifa. Esta participación corresponde a la proporción de la energía generada mediante las tres fuentes¹⁸.

Los componentes de la tarifa son: los costos de generación (energía, potencia y otros cargos menores¹⁹) el VAT (Valor Agregado de Transmisión) y el VAD (Valor Agregado de Distribución).

Los pagos que remuneran Servicios de Regulación de Frecuencia y los resultantes de la aplicación del mecanismo de Compensación de Unidades Generadoras por Despacho Forzado han sido establecidos en las Resoluciones SIE 542-2011 y SIE 380-2012. Las Resoluciones SIE 535-2011 y SIE 374-2012 han fijado el mecanismo de Compensación por Desviaciones del Programa Diario de Operación del MEM. Estos pagos están sistematizados y detallados en las Transacciones económicas del MEM.

¹⁸ <http://transparencia.cdeee.gob.do/wfinformes.aspx>

¹⁹ Derecho de conexión; compensación por despacho forzado, servicios auxiliares tales como regulación de tensión y frecuencia, operación MEM, aportes a la SE, a la CNE y al AO.

Por su parte el concepto VAD encierra todos los costos de distribución: costos fijos y de Operación y Mantenimiento (asociados a la calidad), pérdidas reconocidas etc. y el Índice de Cobranza de las Empresas de Distribución.

La evolución de la estructura térmica de generación, supuesta hasta el 2030, considera un mayor aporte del Carbón Mineral y del Gas Natural y la sustitución de los Derivados de Petróleo. También penetra la energía eólica, que en el año 2012 representó el 2.5% de la potencia instalada.

Se estima una paulatina desaparición de los Aportes del Gobierno para cubrir los costos de compra de la Energía por parte de las Distribuidoras. Específicamente para el 2030 se supone que ya no es necesario subsidios del Gobierno. En paralelo se proyecta un descenso moderado de las Pérdidas de Distribución (llegando a sólo un 14.0% en 2030) y el aumento de la recaudación vía el CRI. Respecto a la situación actual de la recaudación de las tres empresas Distribuidoras – los ingresos por ventas de energía cubrieron menos del 60% de los costos totales incurridos²⁰ - se estima una reducción progresiva en los fondos eléctricos específicos y en la deuda que están contrayendo actualmente a favor de Generadores y proveedores.

La componente de los costos vinculada con el consumo de combustibles está ligada a la evolución de los precios Internacionales del crudo WTI, ya que tanto el Gas natural como -en menor medida - el Carbón Mineral, son influidos por la evolución del precio del WTI.

Este conjunto de hipótesis implica que al año 2030, las tarifas en moneda constante del año 2012 sean superiores (40%) a las vigentes en el año 2012.

Se han tomado como base para la estimación, las tarifas medias del año 2012 a usuarios del Servicio Público por sectores²¹.

Cuadro N° 3.2.1.2.6. Tarifas de Energía Eléctrica 2012-2030 (RD\$₂₀₁₂/kWh)

SECTOR	2012	2015	2020	2025	2030
Residencial Altos	9.01	9.38	10.03	11.43	12.64
Residencial Medios	5.36	5.57	5.96	6.79	7.51
Residencial Bajos	5.12	5.33	5.70	6.49	7.19
Residencial Rural Altos	9.01	9.38	10.03	11.43	12.64
Residencial Rural Me Bajos	5.12	5.33	5.70	6.49	7.19
Comercial	9.60	9.99	10.68	12.16	13.46
Industrial	9.02	9.39	10.03	11.43	12.65

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la Superintendencia de Electricidad.

²⁰ Resultado Financiero Total de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDEs), Dirección de Análisis y Control de Gestión, Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). <http://www.cdeee.gov.do/>

²¹ http://www.sie.gob.do/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=13&Itemid=121

d) Precio de la Leña y Carbón Vegetal

Se supone que el precio de la Leña se asimile al costo de una hora hombre de trabajo para recogerla, trozarla y acumularla. El valor estimado es de 12.35 RD\$₂₀₁₂/ kg y se mantiene constante en RD\$ del 2012 durante todo el período de proyección.

El precio del Carbón Vegetal se considera igual a 24.70 RD\$₂₀₁₂/ kg, y se mantiene constante durante todo el período de la proyección.

En ambos casos se indexó un valor reciente –del año 2007 - mediante el índice oficial de inflación.

e) Los Precios y Tarifas por sectores

En la presente sección se exponen los precios tal como los enfrenta el consumidor final en cada uno de los sectores (en energía neta o final); estos son los precios y tarifas que efectivamente paga por unidad comprada de cada fuente. Sin embargo para ilustrar las ventajas comparativas de tales energéticos deben expresarse los precios y tarifas no sólo en una unidad calórica común sino también en términos de energía útil. Esto se presentará en la sección inmediata siguiente, empleando los rendimientos medios de cada fuente detectados en el Balance Energético Útil (BEU) 2010.

- Precios y Tarifas Residenciales en RD\$₂₀₁₂/ kep (pesos de República Dominicana del 2012 por Kilo Equivalente de Petróleo).

Cuadro Nº 3.2.1.2.7. Precios y Tarifas del Sector Residencial –Escenario Tendencial (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
GLP	43.65	45.84	50.84	54.77	59.17
KE	59.47	62.45	69.27	74.62	80.62
LE	34.30	34.30	34.30	34.30	34.30
CV	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79
EE Res Urbano Altos	104.83	109.11	116.64	132.90	147.06
EE Res Urbano Medios	62.28	64.82	69.30	78.96	87.37
EE Res Urbano Bajos	59.58	62.01	66.29	75.53	83.58
EE Res Rural Altos	104.83	109.11	116.64	132.90	147.06
EE Res Rural Me y B	59.58	62.01	66.29	75.53	83.58
GN Res Urbano Altos	38.21	36.11	40.05	43.15	46.62
GN Res Urbano Me y B	35.87	33.91	37.60	40.51	43.77

Fuente: Elaboración propia

En este sector la competencia se da entre el: GLP; KE, LE; CV en los usos calóricos y entre EE, GLP y KE en Iluminación. Cabe destacar que el Kerosene en el Sector residencial se usa exclusivamente para Iluminación. Se presenta el GN a fines comparativos, pero no penetra en este escenario en el Sector Residencial.

- Precios y Tarifas del Sector Comercial y Servicios en RD\$₂₀₁₂/kep.

Cuadro Nº 3.2.1.2.8. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Tendencial (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
Gas Oil	60.41	63.44	70.36	75.80	81.90
GS	73.52	77.21	85.64	92.25	99.68
GLP	43.65	45.84	50.84	54.77	59.17
EE	111.59	116.15	124.16	141.47	156.54
LE	34.30	34.30	34.30	34.30	34.30
CV	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79
GN CO y SER	37.48	35.42	39.29	42.32	45.73

En este sector la competencia se da entre: GO; GLP; LE; CV; EE en usos calóricos y entre GS, GO y EE para bombeo de agua. Se presenta el GN a fines comparativos, pero no penetra en este escenario en el Sector Comercial, Servicios y Público.

- Precios y Tarifas del Sector Industrial en RD\$₂₀₁₂/kep.

Cuadro Nº 3.2.1.2.9. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Tendencial (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
FO	41.07	43.13	47.83	51.53	55.68
Gas Oil	60.41	63.44	70.36	75.80	81.90
GS	73.52	77.21	85.64	92.25	99.68
GLP	43.65	45.84	50.84	54.77	59.17
EE	104.88	109.16	116.69	132.95	147.12
GN IND	32.95	31.14	34.54	37.21	40.20

En este sector la competencia se da entre el FO; GO; GLP y GN en usos calóricos.

- Precios del Sector Transporte en RD\$₂₀₁₂/kep.

Cuadro N° 3.2.1.2.10. Precios del Sector Transporte - Escenario Tendencial
(RD\$₂₀₁₂/kep)

	2012	2015	2020	2025	2030
GS Premium	79.36	83.34	92.43	99.58	107.59
GS Regular	73.52	77.21	85.64	92.25	99.68
Gas Oil Regular	60.41	63.44	70.36	75.80	81.90
GLP	43.65	45.84	50.84	54.77	59.17
GN	43.61	41.21	45.71	49.24	53.21

En este sector la competencia se da entre GS, GLP y GN en motores ciclo otto.

f) Los Precios y Tarifas por sectores en energía Útil

A fin de ilustrar sobre las ventajas comparativas de los energéticos se re-expresan los precios y tarifas ya homogenizados en torno a una unidad calórica común: la kilo tonelada equivalente de petróleo en términos de energía útil, utilizando para ello los rendimientos medios de cada fuente detectados en el Balance Energético Útil (BEU) 2001. Esto permite identificar correctamente las posibilidades de sustitución entre las diversas fuentes.

- Precios y Tarifas Residenciales en RD\$₂₀₁₂/kep (pesos de República Dominicana del 2012 por kilogramo equivalente de petróleo en energía útil).

Cuadro N° 3.2.1.2.11. Precios y Tarifas del Sector Residencial –Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
GLP	97.10	101.97	113.10	121.84	131.64
KE	3776.97	3966.38	4399.18	4739.17	5120.47
LE	327.13	327.13	327.13	327.13	327.13
CV	180.01	180.01	180.01	180.01	180.01
EE Res Urbano Altos	193.28	201.17	215.05	245.03	271.13
EE Res Urbano Medios	121.50	126.47	135.19	154.03	170.44
EE Res Urbano Bajos	108.16	112.58	120.35	137.12	151.73
EE Res Rural Altos	211.44	220.07	235.25	268.04	296.60
EE Res Rural Me y B	117.20	121.99	130.41	148.58	164.41
GN Res Urbano Altos	85.08	80.41	89.18	96.08	103.81
GN Res Urbano Me y B	79.87	75.49	83.73	90.20	97.46

En este sector la competencia se da entre el: GLP, KE, LE, CV en los usos calóricos y entre EE, GLP y KE en Iluminación. El Kerosene en el Sector residencial se usa exclusivamente para Iluminación. Se presenta el GN a fines comparativos, pero no penetra en este escenario en el Sector Residencial.

- Precios y Tarifas del Sector Comercial y Servicios en RD\$₂₀₁₂/ kep útil.

Cuadro Nº 3.2.1.2.12. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
Gas Oil	84.79	89.04	98.76	106.39	114.95
GS	521.45	547.60	607.35	654.29	706.93
GLP	94.38	99.11	109.93	118.43	127.95
EE	214.65	223.41	238.82	272.11	301.10
LE	213.69	213.69	213.69	213.69	213.69
CV	357.87	357.87	357.87	357.87	357.87
GNCO y SER	81.04	76.60	84.95	91.52	98.88

En este sector la competencia se da entre: GO, GLP, LE, CV, EE en usos calóricos y entre GS, GO y EE para bombeo de agua. Se presenta el GN a fines comparativos, para el Sector Comercial, Servicios y Público.

- Precios y Tarifas del Sector Industrial en RD\$₂₀₁₂/ kep útil.

Cuadro Nº 3.2.1.2.13. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
FO	65.19	68.46	75.92	81.79	88.37
Gas Oil	100.56	105.60	117.12	126.17	136.33
GS	408.47	428.95	475.76	512.52	553.76
GLP	84.19	88.41	98.06	105.64	114.14
EE	131.56	136.94	146.38	166.79	184.56
GNIND	47.07	44.49	49.34	53.16	57.43

En este sector la competencia se da entre el FO, GO, GLP y GN en usos calóricos.

- Precios del Sector Transporte en RD\$₂₀₁₂/ kep útil.

Cuadro Nº 3.2.1.2.14. Precios del Sector Transporte - Escenario Tendencial, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

2012	2012	2015	2020	2025	2030
GS Premium	440.88	462.99	513.51	553.20	597.70
GS Regular	408.47	428.95	475.76	512.52	553.76
Gas Oil Regular	251.70	264.33	293.17	315.83	341.24
GLP	242.48	254.64	282.42	304.25	328.73
GN	242.26	228.97	253.96	273.58	295.59

En este sector la competencia se da entre GS, GLP y GN en motores ciclo Otto.

3.2.1.3. Los Aspectos Tecnológicos

En el escenario Tendencial se mantendrán las características de los equipos y sus rendimientos mejorarán conforme lo hagan los avances que se produzcan a nivel internacional, en este escenario no hay una política explícita de acelerar el proceso de mejoras en lo tecnológico.

- a) Los artefactos para el Sector Residencial: estufas, calentadores, abanicos, lámparas, aire acondicionado mejorarán su diseño y aspecto estético y su rendimiento de utilización al año 2030, respecto de los valores del año base.
- b) Los artefactos y equipos para uso calórico de fuerza motriz e iluminación del sector Comercial y Servicios se comportarán de igual forma que en el sector Residencial.
- c) En el sector Industrial los equipos acompañarán, en especial en Calderas y Hornos, las mejoras de eficiencia que se manifiesten a nivel mundial pero de manera muy mesurada.
- d) En el Sector Transporte irá mejorando el consumo específico de los vehículos nuevos y usados que se incorporen al Parque y a la vez una penetración moderada de autos híbridos (5% del parque de automóviles en el año 2030).

El detalle de las mejoras propuestas y sus implicancias sobre los rendimientos de los equipos se trata el inciso 3.2.1.5.

3.2.1.4. Pautas a nivel de los Consumos por Sectores y Usos

a) Los Sectores y Subsectores

Los sectores y subsectores que se considerarán son los siguientes:

- Residencial Urbano
 - Altos Ingresos
 - Medios Ingresos
 - Bajos Ingresos
- Residencial Rural
 - Con Electricidad (Altos y Medios-Bajos Ingresos)
 - Sin Electricidad (Altos y Medios-Bajos Ingresos)
- Comercial, Servicios y Público
 - Hoteles
 - Restaurantes
 - Resto Comercial, Servicios y Público

- Industrias
 - Ingenios Azucareros
 - Resto Industria Alimenticia
 - Tabaco
 - Textiles y Cuero
 - Papel e Imprenta
 - Química y Plásticos
 - Cemento y Cerámica
 - Resto de Industrias
 - Zonas Francas

- Transporte
 - Automóviles
 - Jeepetas
 - Autobuses
 - Motocicletas
 - Carga
 - Vehículos No Clasificados
 - Aéreo
 - Metro
 - Ferrocarril

- Resto de Sectores (Agro, Minería y Construcciones)

- Consumo No Energético

En los sectores Productivo, Comercial y Transporte se tendrán en cuenta la incorporación de nuevos establecimientos y vehículos y en los sectores Residenciales se contemplará el crecimiento de la población y del número de Hogares.

b) Residencial Urbano

Las Proyecciones se realizarán para los tres niveles de ingreso ya mencionados.

Las fuentes energéticas que se consumían en el año 2010 eran las siguientes:

- GLP
- KE
- LE
- CV
- OP (Residuos de Biomasa)

- Solar
- EE

En los Usos Calóricos (Cocción y Calentamiento de Agua) compiten:

- GLP
- LE
- CV
- OP
- Solar
- EE

En Iluminación compiten:

- EE
- KE
- GLP

Los restantes Usos (Conservación de Alimentos, Ventilación y Acondicionamiento de Aire y Otros Artefactos) son cautivos de la Electricidad.

En términos de energía neta, el Residencial Urbano, consumió en el año 2010 unos 795 kTep (representando el 14.5% del consumo energético total del país). Esto implica que dicho subsector es el segundo en orden de importancia a nivel nacional, luego del Transporte (con el 44.0%).

En términos de la Energía Útil la EE (51.9%) y el GLP (44.6%) abastecían prácticamente los requerimientos energéticos del sector, según el BEU 2010.

Los supuestos que se manejarán en este sector serán los siguientes:

- Incrementar ligeramente el consumo energético útil por habitante en concordancia con el correspondiente Escenario Socioeconómico.
- Mantener con muy pocas variaciones la distribución de los consumos por habitante entre los tres niveles de ingreso.
- Modificar levemente los niveles de participación de los distintos usos en los tres niveles de ingreso.
- Los colectores solares incrementarán ligeramente su nivel de participación en Calentamiento de Agua (de acuerdo a los resultados del MoSus).

c) Residencial Rural

Los Hogares Rurales representaban en el año 2010, el 25.7% de los Hogares totales.

Los módulos homogéneos en que se dividirá a este sector serán:

- Altos Ingresos con EE
- Medios y Bajos Ingresos con EE
- Altos Ingresos sin EE
- Medios y Bajos Ingresos sin EE

Las fuentes energéticas que se consumían en el año 2010 eran las siguientes:

- GLP
- KE
- LE
- CV
- OP
- EE

En los Usos Calóricos (Cocción y Calentamiento de Agua) compiten:

- GLP
- LE
- CV
- OP
- EE

En Iluminación compiten:

- EE
- GLP
- KE

Los restantes usos (Conservación de Alimentos; Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes y Otros Artefactos) son cautivos de la Electricidad.

En términos de energía neta, el Residencial Rural, consumió en el año 2010 unos 580 kTep (representando el 10.6% del consumo energético total del país). Esto implica que dicho subsector es el tercero en orden de importancia a nivel nacional, en cuanto a consumo de energía se refiere.

En términos de Energía Útil el GLP (39.6%), la Leña (36.9%) y la EE (17.6%) acaparan casi la totalidad de los consumos a nivel total del sector, según el BEU 2010.

Los supuestos que se manejarán en este sector serán los siguientes:

- Incrementar ligeramente el consumo energético útil por habitante en concordancia con el correspondiente Escenario Socioeconómico.
- El Grado de Electrificación de los Hogares Rurales se incrementará llegando al 88% en el 2030, partiendo del 80.5% relevado en el año 2010
- Modificar levemente los niveles de participación de los distintos usos en cada uno de los módulos homogéneos diseñados para el año 2010 y contemplando el mayor grado de electrificación.
- Promover la participación del GLP en Cocción y Calentamiento de agua a expensas de la Leña y el Carbón Vegetal, sujeto a los resultados del MoSus.

d) Comercio, Servicios y Público

Dentro de este sector se encuentran las siguientes actividades: Restaurantes, Hoteles, Salud, Comercio, Administración del Estado, Enseñanza, Agua Potable, Otros Servicios y Alumbrado Público.

De acuerdo a los Términos de Referencia del Proyecto se analizaron particularmente los subsectores Hoteles y Restaurantes, quedando el Resto de Comercio, Servicios y Público que se agrupa con las otras actividades.

El sector Comercio, Servicios y Público, representó en su conjunto el 4.7% del consumo de energía del año 2010.

Los Hoteles y Restaurantes absorbían en 2010, según el BNEU, el 58.2% del consumo energético neto y el 63.9% del útil del sector.

• Los Hoteles

La variable explicativa del comportamiento de esta actividad es el Valor Agregado de la actividad Hoteles, Bares y Restaurantes.

En el año 2010, los Hoteles consumieron 113 kTep de energía neta, representando el 2.1% del consumo energético total a nivel país, registrado en dicho año.

Los Hoteles representaban en el 2010, el 44.3% del consumo neto y el 50.4% del útil del total de este sector de Comercio, Servicios y Público.

Las fuentes energéticas consumidas en el año 2010 fueron:

- GLP
- GO
- LE
- EE
- SOL

En los Usos Calóricos compiten todas las fuentes mencionadas, y aparte, Iluminación, Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes, Conservación de Alimentos y Otros Artefactos son usos cautivos de la Electricidad.

En Bombeo de Agua disputan el uso la Electricidad y el Gasoil, siendo principalmente utilizada la Electricidad (99.7%).

En términos de energía útil, la EE (60.9%), el GO (28.2%) y el GLP (10.6%) suministraban la casi totalidad de los requerimientos energéticos, según el BEU 2010.

Los supuestos que se manejarán en los Hoteles respecto de los consumos de energía y participación de las fuentes serán las siguientes.

- La participación de los distintos usos se mantendrá estable respecto de la verificada en el año 2010.
- La distribución de los consumos de cada fuente en cada uso se modificará respecto de la existente en el año 2010 para la energía solar y entre el GLP y GO acorde a la relación de precios existente entre los mismos y de acuerdo a los resultados del MoSus.

- Los Restaurantes

La variable explicativa del comportamiento de esta actividad es el Valor Agregado de la actividad Hoteles, Bares y Restaurantes.

Los Restaurantes representaban el 14.0% del consumo neto y el 13.5% del útil del Sector Comercio, Servicios y Público, según el BEU 2010. En el 2010 este subsector consumió 35.6 kTep.

Las Fuentes Energéticas detectadas fueron:

- EE
- GM
- GLP
- CV

En los usos calóricos compiten el GLP, la EE y el CV. En Bombeo de Agua lo hacen la EE y el GM, y los restantes usos son cautivos de la EE.

Entre el GLP (42.2%) y la EE (57.0%) abastecían, según el BEU 2010, casi la totalidad de los consumos energéticos útiles.

Los supuestos que se manejarán en Restaurantes serán los siguientes:

- La participación de los usos permanecerá constante respecto de lo existente en el año 2010.
- Los Colectores solares aparecerán compitiendo con el GLP y la EE en el Uso Calentamiento de Agua, pero penetrando menos que en el Escenario Alternativo.
- Resto Comercial, Servicios y Público

La variable explicativa del comportamiento energético de este conjunto de actividades será la suma de los Valores Agregados del Resto de los Servicios.

El Resto de Actividades representaba en el 2010 el 41.8% del consumo neto y el 36.1% del consumo útil del Sector Comercio, Servicios y Público. En el 2010 este subsector consumió 106.6 kTep.

Las fuentes energéticas detectadas fueron:

- EE
- GLP

La Energía Eléctrica absorbía el 89.2% y el GLP el 10.8% de los consumos útiles.

Los usos calóricos son abastecidos por el GLP y los restantes usos por la Electricidad.

Los supuestos asumidos respecto de los consumos futuros serán los siguientes:

- La participación de los usos y dentro de cada uno de las fuentes no se modificará respecto de los valores del año 2010.

e) Industria

La participación, en términos de energía neta y útil, de cada Rama Industrial y Zonas Francas, en el consumo es la siguiente en el año 2010:

Rama Industrial	Neta %	Útil %
▪ Ingenios Azucareros	20.3	18.6
▪ Resto Industrias Alimenticias	15.9	16.0
▪ Tabaco	0.2	0.2
▪ Textiles y Cueros	2.7	2.8
▪ Papel e Imprenta	3.5	3.5
▪ Química Caucho y Plásticos	7.5	8.2
▪ Cemento y Cerámica	38.0	38.4
▪ Resto de Industrias	3.2	3.4
▪ Zonas Francas	8.6	8.8

Las fuentes energéticas detectadas en el BEU 2010, fueron los siguientes:

- BZ (Bagazo)
- OP (Cáscaras de Arroz)
- EE
- GM
- GLP
- GO
- GN
- FO
- CQ (Petcoke)

Es el sector con mayor diversidad de fuentes energéticas, pero cuatro de ellas EE (37.1%); Bagazo (18.7%); CQ (21.5%) y FO (10.2%) acaparaban el 87.5% de los consumos de energía neta, según el BNEU 2010. Cabe destacar aquí la penetración del Gas Natural observada en el año 2010 (con el 2.2% de participación).

En los usos calóricos (Calor de Proceso) es donde se da la mayor competencia entre GO, GN, FO y GLP, ya que el Bagazo de Caña es cautivo de los Ingenios Azucareros, la Cáscara de Arroz es cautiva de Resto de Industrias Alimenticias (Molinos de Arroz), el Coque de Cemento y Cerámica y la Electricidad se emplea en Hornos específicos de esta fuente.

En Fuerza Motriz aparece, la EE y el Bagazo de Caña que alimenta las máquinas a vapor de los ingenios. De manera que en este uso no existe mercado disputable.

En Transporte Interno disputan el GLP, GM y el GO de igual modo que en el Sector Transporte.

Los supuestos que se manejarán al proyectar este sector serán los siguientes:

- Dentro de cada Rama se modificará levemente la estructura por usos de la energía útil.
- Dentro de cada Rama y en Calor de Proceso se trabajaría del modo siguiente:
 - En Ingenios Azucareros el Bagazo: tomará la totalidad del Consumo Útil en Calor de Proceso, y conservará la participación del año 2010 en Fuerza Motriz. En los otros usos las fuentes mantendrán la porción del consumo existente en el año 2010.
 - En Zonas Francas:

En Calor de Proceso competirán el FO, GN, GO y GLP y sus penetraciones se modificarán de acuerdo a lo que surja del MoSus.

En los otros usos las fuentes conservarán la distribución en igual proporción que en el año 2010.

- En Cemento y Cerámica:

En Calor de Proceso el Coque competirá con el FO, GO, GLP y el GN. De acuerdo a los resultados del MoSus se modificarán dichas estructuras.

En los Otros Usos las fuentes conservarán la distribución de los mismos en igual proporción que en año 2010.

- En Resto de Industrias Alimenticias:

En Calor de Proceso, conocida la producción de Cáscaras de Arroz este residuo conservará el nivel de participación observada en el año 2010 y el resto de los combustibles competirán en el uso en base a los resultados que arroje el modelo MoSus.

En los Otros Usos las fuentes conservarán la distribución de los mismos en igual proporción que en el año 2010.

- En las Otras Ramas Industriales:

En Calor de Proceso, se dará la competencia entre el GO, GLP y el GN. Del MoSus surgirán las participaciones futuras de estas fuentes.

En los Otros Usos las fuentes conservarán la distribución de los mismos en igual proporción que en el año 2010.

f) Sector Transporte

En este sector se incluye el conjunto de medios indicado en el punto 3.2.1.3.

Puede apreciarse que son seis las fuentes que compiten para accionar estos medios: el GN, GLP, la GM y el Gasoil, el AVTUR (que es cautiva de la Aeronavegación) y la Electricidad utilizada en el Metro.

Este sector consumió en el 2010 unos 2,413 kTep, representando el 44.0% del consumo neto total (resultando el sector de consumo final más importante del país). Debido a los bajos rendimientos de los motores, el peso de este sector en términos de energía útil a nivel nacional, disminuye al 20.1%

La participación en términos de energía neta de cada medio de transporte en el Consumo era el señalado a continuación y para el año 2010.

Medio de transporte	%
▪ Automóviles	32.0
▪ Jeepetas	9.0
▪ Autobuses	6.7
▪ Motocicletas	6.0
▪ Carga	25.3
▪ Vehículos No Clasificados	3.9
▪ Aéreo	17.0
▪ Metro	0.1

Puede apreciarse que dejando de lado al Aerotransporte, los medios de transporte carretero que consumen más energía neta son: Automóviles, Cargas y Jeepetas, que en conjunto acaparaban el 80% en el transporte carretero, según el BNEU 2010.

A nivel de consumo de energía, la competencia entre energéticos se dará entre el GLP, el GNV y las GS, ya que ambas alimentan motores a Ciclo Otto, con eficiencias relativamente parecidas.

Entre los vehículos a Gasoil y los vehículos a Ciclo Otto se establece otro tipo de competencia que es a nivel de medio y no de fuente, ya que no puede utilizarse Gasoil en motores Otto, ni Gasolinas, ni GNV o GLP en motores diesel, sin grandes modificaciones tecnológicas, que por razones de costo no resultan muchas veces convenientes.

La competencia entre el GLP, el GNV y las Gasolinas dependerá de la relación de precios a igual prestación. La penetración de cada fuente surgirá del MoSus.

La proyección del Parque vehicular de Pasajeros se realizará en base a la evolución del PIB/ hab y la relación habitantes por vehículo, en cambio en Cargas el Parque dependerá del VA y una elasticidad.

Se supondrá además un crecimiento en el Metro, de acuerdo al plan de expansión (Plan Maestro), pero a un ritmo menor que el propuesto en el Escenario Alternativo. En el Escenario Tendencial se plantea que se llevarán a cabo las obras correspondientes a los tramos 2-B (Puente C/ 17-San Luis Soterrado) y el tramo 3-A (Haina-Av. Luperon/ M. Gómez Soterrado).

g) Resto de Sectores

En este sector se agrupa a los sectores socioeconómicos no incluidos en los otros grupos. Esto es: Agropecuario, Minería y Construcciones. En conjunto representaban en el año 2010, el 13.8% del PIB de República Dominicana y consumían el 3.2% de la energía neta del país.

Las fuentes energéticas consumidas en el año 2010, fueron las siguientes:

- EE
- GLP
- GM
- GO

La Electricidad (72.8%) y el Gasoil (16.2%) fueron las principales fuentes que aportaron al consumo de este sector, según el BNEU 2010.

En la Minería, por una parte ha cesado sus operaciones la Falconbridge Dominicana (níquel) y por otra ha iniciado la explotación la Barrick Gold (oro y plata). Las estimaciones realizadas indican que los consumos de Electricidad del año base de la minería, cuando aún estaba en operaciones Falconbridge, y sus proyecciones cubren los consumos de la Barrick Gold al dejar de funcionar la anterior. Dichas estimaciones deberán afinarse cuando se disponga de información de los consumos reales de la explotación de la Barrick Gold.

h) Consumos No Energéticos

Aquí se incluye a los Lubricantes, Asfaltos, Cemento Asfáltico, Solventes y Aguarrás que se vincularán, en conjunto, con la evolución del PIB.

3.2.1.5. El Uso Racional de la Energía

En el caso de ambos escenarios se considera que entrará en vigencia la Ley de Eficiencia Energética y Ahorros de Recursos. Sin embargo, en el caso del escenario Tendencial se considera que las metas a alcanzar por dicho plan serán menores que las que se puedan alcanzar en el escenario Alternativo.

En el escenario Tendencial, se plantea que las mejoras se circunscribirán al reemplazo de lámparas incandescentes de baja eficiencia por las de bajo consumo y fluorescentes, en especial en el Residencial y el sector Comercio, Servicios y Público; a una penetración tendencial de las nuevas tecnologías de artefactos eficientes; y, educar a los consumidores respecto de la modalidad de uso de los distintos artefactos que emplean energía e implementar los programas de etiquetado.

En el caso de la Industria se plantean mejoras en los rendimientos en el uso Calor de Proceso; mientras que en el Transporte las mejoras provendrán de disminuciones en los consumos específicos.

a) Sectores Residencial y Comercial, Servicios y Público

Las medidas a considerar en estos sectores son las siguientes:

Iluminación eficiente

La medida a considerar consiste en el reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo (fluorescentes compactas).

En el año 2010, el rendimiento medio de la Iluminación con Electricidad en el Residencial Urbano se ubicó en el 12.3% mientras que en el Residencial Rural fue del 7.9%. El rendimiento medio de las lámparas de bajo consumo se ubica en el 22%

En cuanto a los Hoteles, Restaurantes y Resto de Comercial, Servicios y Público, se aprecia en el año 2010, que la participación de las lámparas de bajo consumo y fluorescentes es mayor a la observada en el caso del Residencial, dado que los rendimientos en la Iluminación eléctrica se ubicaban respectivamente en 17.2%, 18.2% y 18.0%

Las tasas medias de penetración propuestas en este escenario, implican llegar al 2030 con un 70% de participación de lámparas compactas en el caso del Residencial Urbano, 65% en el Residencial Rural y al 85% en el Comercial, Servicios y Público.

Calentadores de agua eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de los calentadores de agua por acumulación existentes (o ineficientes) por artefactos de mayor eficiencia, tanto a GLP como eléctricos.

Los calentadores de agua eficientes (Clase A) tienen un rendimiento superior a los actuales del orden de 12.5% en los eléctricos y de 7.5% en los a gas.

En el escenario Tendencial se plantea que los equipos eficientes, tanto eléctricos como a Gas, tendrán un 50% de penetración.

En el caso de los calentadores a Leña o Carbón Vegetal, se estima que el rendimiento de calentadores eficientes se ubica en el 35%. En este escenario se plantea una penetración de dichos calentadores al 2030 del 30%

Estufas Eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de las estufas con baja eficiencia por aquellas estufas eficientes que permiten un menor consumo de energía neta.

El aumento de rendimiento de las estufas eficientes se estima en un 15% para los artefactos a gas y del 10% para los eléctricos.

En este escenario se plantea una penetración del 70% de las estufas eficientes para el año 2030.

En el caso de las estufas a Leña o Carbón Vegetal, se estima que el rendimiento de las estufas eficientes se ubica en el 35%. En este escenario se plantea una penetración de dichas estufas al 2030 del 30%.

Refrigeradores eficientes

Las neveras y freezers eficientes (similar a Clase A) tienen de forma estimada un 45% menos de consumo de Electricidad que los equipos con las mismas prestaciones de refrigeración con la eficiencia del parque actual.

Los equipos eficientes tendrán al 2030 un 50% de participación.

Aires acondicionados eficientes

Los aires acondicionados eficientes, para una misma capacidad de frío, tienen un consumo de energía neta inferior al parque actual estimado en un 30%.

La penetración de los equipos eficientes, en forma similar a los casos anteriores, será del 50% en 2030.

b) Sectores Industriales y Resto de Sectores

Mejoras Tecnológicas en Calor de Proceso

Las medidas a aplicar en Calor de Proceso (vapor y calor directo) consisten en mejoras de aislación, recuperación de calores residuales, mejoras en la distribución de vapor, etc. Las mejoras de eficiencia permitirán que en el 2030 el rendimiento promedio mejore un 7% con relación a los rendimientos del 2010 (54.5%).

Se supone que realicen algunas Auditorías Energéticas que permitirán una mejor identificación de los potenciales de ahorro y la aplicación de aquellas medidas de eficiencia más efectivas. En tal sentido, se espera que, para finales del 2013, esté implementada la certificación de empresas auditoras eléctricas. Esto creará un mercado de auditorías y por ende un aumento (paulatino, dependiendo de la inversión requerida) en mejoras tecnológicas en procesos industriales.

Eficiencia en motores eléctricos

La introducción tendencial de motores eficiente y de variadores de velocidad permitirá una reducción del 5% del consumo neto de Electricidad al 2030.

c) Sector Transporte

Introducción de vehículos de menor consumo específico

Esta medida de eficiencia energética consiste en analizar el ahorro energético que se producirá como consecuencia de mejoras en el consumo específico de los vehículos.

Las hipótesis acerca de las posibles mejoras que se podrían introducir en los vehículos, se obtuvieron a partir de recientes publicaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA)²², donde se analizan las potenciales mejoras tecnológicas que se podrían introducir en los vehículos que poseen motores de combustión interna (ya sea a nafta o gasoil), con el objetivo de mejorar sus consumos. Para este escenario se consideraron las hipótesis de mejoras más conservadoras.

Se plantea una penetración moderada de autos híbridos (5% del parque de automóviles en el año 2030).

Se supone que las modificaciones en la tecnología de los motores de los vehículos nuevos disminuya el consumo neto por vehículo, y más que compense el mayor kilometraje anual recorrido. En la siguiente tabla se presentan los porcentajes de mejora en los rendimientos medios estimados al 2030.

Uso	2030
Motores Otto	10.0%
Motores Diesel	12.0%
Turbinas (aéreo)	10.0%

3.2.2. Escenario Alternativo

En ese escenario se supone la implementación de políticas que modifiquen o alteren la tendencia histórica descrita en el Escenario Tendencial.

²² IEA, Transport, Energy and CO2. Moving Toward Sustainability. Paris, France, 2009.
IEA, Energy Technology, Status and Outlook, Paris, France, 2008.

En este escenario se plantea, a partir de la mayor disponibilidad en el abastecimiento de gas natural, una mayor penetración de este energético en los consumos finales de energía a nivel sectorial y en la generación de electricidad. Esta política va acompañada de una mayor penetración de otros energéticos como el Gas Licuado de Petróleo (por contar el país con una mayor disponibilidad por las ampliaciones de las refinerías locales) y los recursos renovables, además de aumentar el nivel de electrificación y la cantidad y calidad energética de la población rural. Las mejores condiciones económicas planteadas en este escenario, también propiciarían una renovación más acelerada de los artefactos, por aquellos de menores consumos específicos.

Un activo papel del Estado, es requerido en este escenario para reforzar su función reguladora y promotora, y una participación de auténticos capitales privados que realicen reales radicaciones de activos.

3.2.2.1. El Sistema de Abastecimiento

a) El Abastecimiento Eléctrico

Las modificaciones, adicionales a las indicadas en el Escenario Tendencial, serían las siguientes:

En este escenario además de suponer la incorporación de las centrales descritas en el Tendencial, se estima que a partir del desarrollo de una nueva planta de GNL en Manzanillo (Costa Noroeste del país), las nuevas ampliaciones se realizan a partir de la utilización de gas natural.

A partir del año 2020 se supone que existirá una red de gasoductos que permita abastecer con Gas Natural a buena parte de las centrales térmicas del país. Asimismo, habrá una mayor participación de las renovables en la generación.

En este escenario en referencia a las pérdidas Totales de electricidad – con particular relevancia de las denominadas No Técnicas o hurto de energía – se considera que las mismas disminuirán hasta alcanzar el 12.3% en el año 2030, partiendo de un valor del 39% observado en 2010.

Habrá una mayor penetración, respecto del Escenario Tendencial, de las centrales termoeléctricas a Gas natural en sustitución relativa de las accionadas con Derivados de Petróleo. Asimismo, las renovables tendrán una participación en la generación al 2030 del 14% (en términos de potencia instalada).

b) El Abastecimiento Petrolero

Se supondrá que se amplía REFIDOMSA (pasando a contar con una capacidad de 50,000 BPD) y que Falconbridge vuelve a estar operativa (con una capacidad de 14,000 BPD) en el 2020.

Esto permite reducir los niveles de importación de derivados de petróleo respecto del escenario Tendencial, ya que los mismos serían procesados internamente.

c) El Abastecimiento de Gas Natural y GLP

Desde el año 2020, de existir en el País una red de gasoductos para alimentar las Centrales Termoeléctricas, se posibilitará en parte, llegar con el fluido a los establecimientos industriales, el transporte, el comercio y el residencial.

La mayor disponibilidad de gas natural dentro del país provendrá de nuevos gasoductos o a través de camiones que transporten Gas Natural Comprimido. Es necesario evaluar las posibilidades de abastecimiento de GNL en camiones especialmente diseñados previendo la re-gasificación en los centros de consumo, sumado al GNC y gasoductos virtuales que daría una amplia gama de posibilidades para este energético en el mediano y largo plazo.

Se supondrá una mayor penetración del Gas Natural Vehicular, aprovechando los gasoductos que alimenten a las Industrias o la modalidad más arriba indicada.

Por último, se plantea que la concreción de esa política de penetración estará supeditada, para el caso de los Hogares Urbanos de medio y bajo nivel de ingresos y de los Servicios, al financiamiento por parte del Estado de las conexiones domiciliarias y para los bajos ingresos al financiamiento de las estufas.

Habrà una mayor disponibilidad de GLP, en función de las ampliaciones previstas de las refinerías locales.

d) El Abastecimiento de Carbón Mineral

Dado que existirá una competencia para abastecer las Centrales Térmicas ubicadas en los Puertos, entre el Carbón Mineral y el Gas Natural, se estima que la mayor disponibilidad de Gas Natural (a consecuencia de las expansiones previstas en las plantas de regasificación), hará más competitivo a este último.

Continuará usándose el carbón mineral en las Centrales que lo hacían hasta la fecha de realización de este estudio y se adicionarán aquellas con decisión firme

a la fecha de elaboración de este documento, tal como se señala en el escenario Tendencial.

e) Fuentes Renovables de Energía

Tal como fuera expuesto dentro del escenario Tendencial, la aplicación de los incentivos previstos en la Ley 57-07, propiciará una mayor penetración de las renovables. En este escenario se considerarán precios de los equipos menores a los utilizados en el MoSus para el Tendencial, considerando que habrá un mayor mercado de renovables y mayor difusión de dichos equipos.

En este escenario se considera la penetración de los biocombustibles, ya sea en forma de Bioetanol o Biodiesel.

Se prevé, con respecto a los valores observados en el 2010, una mayor penetración del Bagazo de Caña de Azúcar, lo mismo que la Cáscara de Arroz en los Molinos Arroceros en usos térmicos, con relación al tendencial.

El Bagazo de Caña de Azúcar abastecerá la totalidad de los requerimientos calóricos y buena parte de los de fuerza motriz de los Ingenios.

El Bioetanol será producido a partir de la Caña de Azúcar para mezclarlo con la gasolina, en una proporción del 10% (como lo plantea el BID en su asistencia técnica N° 7217-DO) a partir del año 2020, alcanzando dicho valor en 2030.

El Biodiesel será producido con materia prima local o importada, tal como lo prevé la Ley 57-07, en una proporción de 5% (como lo plantea el BID en su asistencia técnica N° 7217-DO), alcanzando dicho valor en 2030.

En cuanto a otros energéticos derivados de la Biomasa, como el Biogás, su consumo sería marginal como ocurre en la mayor parte de los países. Los digestores a instalarse lo serían con una finalidad más ambiental, de eliminación de excretas y saneamiento, que con fines energéticos.

En lo referente a la Leña y el Carbón Vegetal, la pauta es procurar su sustitución por estufas eficientes, en los hogares Residenciales Rurales, para mejorar la calidad del suministro de energía y evitar la deforestación.

3.2.2.2. Los Precios y Tarifas de los Energéticos

Los Precios Internacionales del Petróleo (expresados en US\$₂₀₁₂/ bbl para el crudo WTI) serán ligeramente inferiores a los del Escenario Tendencial; el desarrollo y argumentación involucrados se encuentran en el Anexo. Para el Escenario Alternativo, dichos precios son los siguientes:

Cuadro N° 3.2.2.2.1. Estimación de los Precios FOB del Petróleo Crudo WTI en el mercado internacional. Período 2011-2035 (US\$₂₀₁₂/bbl)

AÑO	Precio
2011	97,03
2012	93,32
2013	95,16
2015	97,00
2020	101,50
2025	105,50
2030	113,00
2035	120,00

Fuente Elaboración Propia en base al análisis efectuado en el Anexo I.

a) Precios de los Derivados de Petróleo al consumidor

Se toma como base los Precios de los Combustibles Nacionales promedio del año 2012 en RD\$₂₀₁₂/ Galón, que correspondían a un precio FOB del WTI de 93.32 US\$₂₀₁₂/ bbl.

Al igual que el Escenario Tendencial, se considera que los Precios de Paridad de Importación evolucionan de la misma manera que el precio internacional del crudo WTI y se conserva la estructura de Impuestos y Márgenes vigentes en el año 2012, detallada en el Escenario previo.

Cuadro N° 3.2.2.2.2. Precios de los derivados de Petróleo. 2012-2030 (RD\$2012/galón)

Derivado	Precio Promedio 2012	Precios 2015	Precios 2020	Precios 2025	Precios 2030
Gasolina Premium	234.27	243.51	254.80	264.85	283.67
Gasolina Regular	217.05	225.60	236.07	245.37	262.82
Diesel Oil Regular	199.91	207.79	217.43	226.00	242.06
AVTUR	149.98	155.89	163.13	169.55	181.61
Querosene	188.32	195.74	204.82	212.89	228.03
Fuel Oil	139.82	145.34	152.08	158.07	169.31
GLP SN Subsidio	96.63	100.45	105.11	109.25	117.01

Fuente: estimaciones propias a partir de datos MIC/ Gerencia Hidrocarburos.

Nota: valores iniciales corresponden a la semana del 29 diciembre 2012, excepto el PPI para el que se toma el promedio anual 2012.

b) Tarifas del Gas Natural

Las tarifas de Gas Natural se calcularán a partir de un precio en puerto de República Dominicana de 14,73 US\$/ millón de BTU, corresponden idénticas observaciones que las formuladas en el Escenario Tendencial.

Este precio evolucionará en el futuro a ritmo similar al propuesto para el precio del WTI, en el correspondiente escenario de precios más bajos.

Cuadro Nº 3.2.2.2.3. Precio CIF del GNL en República Dominicana
(US\$₂₀₁₂/MMBTU)

Año	(US\$ ₂₀₁₂ / MMBTU)
2012	14.73
2015	13.78
2020	14.42
2025	14.99
2030	16.05

El costo de gasificación, transporte troncal por gasoductos, distribución e impuestos ha sido agregado al valor de base, tomando la estructura y detalle contenidos en la Resolución 152/ 2009, que establece la metodología de cálculo para los precios semanales oficiales del Gas Natural junto con la publicación o Aviso correspondiente a la semana del 15 de diciembre de 2012:

- El margen de gasificación es de 0.94 US\$₂₀₁₂/ MMBTU²³.
- El costo de Transporte, 1.51 US\$₂₀₀₇/ MMBTU.
- El Costo de Distribución (que incluye márgenes), representaría un 11%del Precio Medio Total.
- Impuestos: sólo se ha identificado el equivalente a 0.13US\$ en concepto de GAL112; en los últimos precios semanales publicados por el MIC no se ha computado el impuesto ad Valorem del 16% Se continúa este criterio para el año base y la proyección.

En consecuencia, el Precio estimado del GN a usuarios para el año 2012 resulta:

²³ Se ha aplicado actualización al valor del año 2009 mediante el IPC EEUU, para reflejar los valores al año 2012, según indica el Artículo primero de la Resolución SEyC 152/ 2009.

Cuadro Nº 3.2.2.2.4. Composición Precio de Venta al Público del GN para el año 2012 (US\$₂₀₁₂/MMBTU)

Concepto	US\$ ₂₀₁₂ / MMBTU
Precio CIF	14.73
Margen gasificación	0.94
PPI RD	15.67
Impuesto 16% PPI AD VALOREM	0.00
Gastos administrativos ley 112	0.13
Margen Operador SICOEX	0.24
Margen Procesamiento Mayorista	2.11
Margen de distribución	0.65
Margen de transporte	1.51
Precio de Venta al Público	20.32

A esa tarifa se le ha extraído el margen por Repago a estaciones y Margen del Detallista que corresponderían sólo a la tarifa para GNV (US\$/ MMBTU3.95).

Las tarifas por sectores (teóricas para el Residencial) en el año 2012 habrían sido:

▪ Residenciales Alto	21.27
▪ Residencial Medio y Bajo	19.97
▪ Comercio, Servicios, Público	20.86
▪ Industriales	18.34
▪ Transporte (GNC)	24.27

La diferencia en las Tarifas de los Consumidores Residenciales Altos y Medios y Bajos, hubiera estado relacionada con los niveles de consumo mensuales. Por su parte, el precio para Comercio, Servicios y Público e Industriales considera –siguiendo el artículo séptimo de la Resolución 152/ 2009 - valores inferiores para dos de los conceptos (US\$/ MMBTU3.51 de Gastos administrativos ley 112 y US\$/ MMBTU2.70 de Margen Operador SICOEX).

Cuadro Nº 3.2.2.2.5. Tarifas del Gas Natural por Sectores (RD\$₂₀₁₂/MMBTU)

SECTORES	2012	2015	2020	2025	2030
Residencial Alto	856.27	801.04	838.20	871.23	933.17
Residencial Medio y Bajo	803.91	752.05	786.94	817.95	876.10
Comercial	839.85	785.68	822.13	854.52	915.27
Industria+ Autoproductores	738.37	690.74	722.79	751.27	804.68
Transporte	977.22	914.18	956.59	994.29	1064.97
Media	843.13	788.74	825.33	857.85	918.84

c) Tarifas de la Electricidad

Para estimar estas tarifas se ha tomado como base valores medios de consumo por sector y estimaciones a partir del cuadro tarifario vigente, para el año 2012.

Por otra parte, se ha considerado que la componente atribuible al costo de los combustibles fósiles - Carbón Mineral, Gas Natural y Derivados de Petróleo – más precisamente Fuel Oil) - es el 86.6% % de esa Tarifa. Esta participación corresponde a la proporción de la energía generada mediante las tres fuentes²⁴.

Los componentes de la tarifa son: los costos de generación (energía, potencia y otros cargos menores²⁵) el VAT (Valor Agregado de Transmisión) y el VAD (Valor Agregado de Distribución).

Los pagos que remuneran Servicios de Regulación de Frecuencia y los resultantes de la aplicación del mecanismo de Compensación de Unidades Generadoras por Despacho Forzado han sido establecidos en las Resoluciones SIE 542-2011 y SIE 380-2012. Las Resoluciones SIE 535-2011 y SIE 374-2012 han fijado el mecanismo de Compensación por Desviaciones del Programa Diario de Operación del MEM. Estos pagos están sistematizados y detallados en las Transacciones económicas del MEM.

El concepto VAD encierra todos los costos de distribución: costos fijos y de Operación y Mantenimiento (asociados a la calidad), pérdidas reconocidas etc. y el Índice de Cobranza de las Empresas de Distribución.

La evolución de la estructura térmica de generación, supuesta hasta el 2030, considera un mayor aporte del Carbón Mineral y del Gas Natural y la sustitución de los Derivados de Petróleo. También penetra la energía eólica, que en el año 2012 representó el 2.5%de la potencia instalada.

Se estima una paulatina desaparición de los Aportes del Gobierno, y el descenso más firme en las Perdidas de Distribución (llegando a sólo un 12.3%en 2030) que en el Escenario Tendencial, así como también se espera el aumento de la recaudación mediante una mejora del CRI.

Al igual que el Escenario Tendencial, la componente de los costos vinculada con el consumo de combustibles está ligada a la evolución de los precios Internacionales del crudo WTI, ya que tanto el Gas natural como (en menor medida) el Carbón Mineral, son influidos por la evolución del precio del WTI.

Este conjunto de hipótesis implicaría que al año 2030, las tarifas en moneda constante del año 2012 serían superiores (34%) a las vigentes en el año 2012.

Se han tomado como base para la estimación, las tarifas medias del año 2012 a usuarios del Servicio Público por sectores²⁶.

²⁴<http://transparencia.cdeee.gob.do/wfinformes.aspx>

²⁵ Derecho de conexión; compensación por despacho forzado, servicios auxiliares tales como regulación de tensión y frecuencia, operación MEM, aportes a la SIE, a la CNE y al AO.

²⁶http://www.sie.gob.do/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=13&Itemid=121

Cuadro N° 3.2.2.2.6. Tarifas de Energía Eléctrica 2012-2030 (RD\$₂₀₁₂/kWh)

SECTOR	2012	2015	2020	2025	2030
Residencial Altos	9.01	9.12	9.31	10.50	12.06
Residencial Medios	5.36	5.42	5.53	6.24	7.17
Residencial Bajos	5.12	5.18	5.29	5.97	6.86
Residencial Rural Altos	9.01	9.12	9.31	10.50	12.06
Residencial Rural Me Bajos	5.12	5.18	5.29	5.97	6.86
Comercial	9.60	9.71	9.91	11.18	12.84
Industrial	9.02	9.13	9.31	10.50	12.07

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la Superintendencia de Electricidad.

d) Precio de la Leña y Carbón Vegetal

Se supone que el precio de la Leña se asimile al costo de una hora hombre de trabajo para recogerla, trozarla y acumularla. El valor estimado es de 12,35 RD\$₂₀₁₂/ kg y se mantiene constante en RD\$ del 2012 durante todo el período de proyección.

El precio del Carbón Vegetal se considera igual a 24,70 RD\$₂₀₁₂/ kg y se mantiene constante durante todo el período de la proyección.

En ambos casos se indexó un valor reciente –del año 2007 - mediante el índice oficial de inflación.

e) Los Precios y Tarifas por sectores

En la presente sección –de modo simétrico a lo desarrollado para el Escenario Tendencial - se exponen los precios tal como los enfrenta el consumidor final en cada uno de los sectores (en energía neta o final); estos son los precios y tarifas que efectivamente paga por unidad comprada de cada fuente. Sin embargo, para ilustrar las ventajas comparativas de las diversas fuentes, los precios y tarifas deben expresarse en términos de energía útil. Esto se presentará en la sección inmediatamente siguiente, empleando los rendimientos medios de cada fuente detectados en el Balance Energético Útil (BEU) 2010.

- Precios y Tarifas Residenciales en RD\$₂₀₁₂/ kep (pesos de República Dominicana del 2012 por kilogramo equivalente de petróleo).

Cuadro Nº 3.2.2.2.7. Precios y Tarifas del Sector Residencial –Escenario Alternativo (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
GLP	43.65	45.37	47.47	49.34	52.85
KE	59.47	61.82	64.68	67.23	72.01
LE	34.30	34.30	34.30	34.30	34.30
CV	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79
EE Res Urbano Altos	104.83	106.09	108.23	122.11	140.29
EE Res Urbano Medios	62.28	63.03	64.30	72.55	83.35
EE Res Urbano Bajos	59.58	60.30	61.51	69.40	79.73
EE Res Rural Altos	104.83	106.09	108.23	122.11	140.29
EE Res Rural Me y B	59.58	60.30	61.51	69.40	79.73
GN Res Urbano Altos	38.21	35.75	37.40	38.88	41.64
GN Res Urbano Me y B	35.87	33.56	35.12	36.50	39.09

En este sector la competencia se da entre el: GLP; GN; KE, LE; CV en los usos calóricos y entre EE, GLP y KE en Iluminación. Cabe destacar que el Kerosene en el Sector residencial se usa exclusivamente para Iluminación. El GN entra en competencia - y por lo tanto recién serán de interés real sus precios – a partir del año 2020.

- Precios y Tarifas del Sector Comercial y Servicios en RD\$₂₀₁₂/ kep.

Cuadro Nº 3.2.2.2.8. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Alternativo (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
Gas Oil	60.41	62.79	65.70	68.29	73.15
GS	73.52	76.42	79.97	83.12	89.03
GLP	43.65	45.37	47.47	49.34	52.85
EE	111.59	112.94	115.21	129.99	149.34
LE	34.30	34.30	34.30	34.30	34.30
CV	35.79	35.79	35.79	35.79	35.79
GN CO y SER	37.48	35.06	36.69	38.13	40.84

En este sector la competencia se da entre: GO, GLP, GN, LE, CV y EE en usos calóricos y entre GS, GO y EE para bombeo de agua. El GN entra en competencia - y por lo tanto recién serán de interés real sus precios –a partir del año 2020.

- Precios y Tarifas del Sector Industrial en RD\$₂₀₁₂/ kep.

Cuadro N° 3.2.2.2.9. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Alternativo (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
FO	41.07	42.69	44.67	46.43	49.73
Gas Oil	60.41	62.79	65.70	68.29	73.15
GS	73.52	76.42	79.97	83.12	89.03
GLP	43.65	45.37	47.47	49.34	52.85
EE	104.88	106.14	108.28	122.16	140.35
GNIND	32.95	30.82	32.25	33.52	35.91

En este sector la competencia se da entre el FO, GO, GLP y GN en usos calóricos.

- Precios del Sector Transporte en RD\$₂₀₁₂/ kep.

Cuadro N° 3.2.2.2.10. Precios del Sector Transporte - Escenario Alternativo (RD\$₂₀₁₂/kep)

2012	2012	2015	2020	2025	2030
GS Premium	79.36	82.49	86.31	89.72	96.09
GS Regular	73.52	76.42	79.97	83.12	89.03
Gas Oil Regular	60.41	62.79	65.70	68.29	73.15
GLP	43.65	45.37	47.47	49.34	52.85
GN	43.61	40.79	42.69	44.37	47.52

En este sector la competencia se da entre GS, GLP y GN en motores ciclo otto.

f) Los Precios y Tarifas por sectores en energía Útil

De modo similar al Escenario Tendencial, se presentan ahora las ventajas comparativas de la sustitución entre energéticos, mediante los precios y tarifas re-expresados en términos de energía Útil. Se utilizan para ello los rendimientos medios de cada fuente detectados en el Balance Energético Útil (BEU) 2001. Esto permite identificar correctamente las posibilidades de sustitución entre los diversos energéticos ya que esta energía es la que atiende final y efectivamente cada una de las necesidades sectoriales al incluir la eficiencia del aparato o artefacto de consumo final de energía.

- Precios y Tarifas Residenciales en RD\$₂₀₁₂/ kep útil (pesos de República Dominicana del 2012 por Kilo Equivalente de Petróleo en energía útil).

Quadro Nº 3.2.2.2.11. Precios y Tarifas del Sector Residencial –Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
GLP	97.10	100.93	105.61	109.78	117.58
KE	3776.97	3925.91	4108.04	4269.93	4573.48
LE	327.13	327.13	327.13	327.13	327.13
CV	180.01	180.01	180.01	180.01	180.01
EE Res Urbano Altos	193.28	195.61	199.55	225.14	258.66
EE Res Urbano Medios	121.50	122.97	125.44	141.53	162.61
EE Res Urbano Bajos	108.16	109.47	111.67	126.00	144.75
EE Res Rural Altos	211.44	213.98	218.29	246.29	282.96
EE Res Rural Me y B	117.20	118.62	121.01	136.53	156.85
GN Res Urbano Altos	85.08	79.59	83.28	86.56	92.72
GN Res Urbano Me y B	79.87	74.72	78.19	81.27	87.05

En este sector la competencia se da entre el: GLP, GN, KE, LE y CV en los usos calóricos y entre EE, GLP y KE en Iluminación. El Kerosene se emplea exclusivamente para Iluminación. El GN entra en competencia - y por lo tanto recién serán de interés real sus precios –a partir del año 2020.

- Precios y Tarifas del Sector Comercial y Servicios en RD\$₂₀₁₂/kep útil.

Quadro Nº 3.2.2.2.12. Precios y Tarifas de Sector Comercial y Servicios - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
Gas Oil	84.79	88.14	92.22	95.86	102.67
GS	521.45	542.01	567.15	589.50	631.41
GLP	94.38	98.10	102.65	106.70	114.29
EE	214.65	217.23	221.61	250.03	287.25
LE	213.69	213.69	213.69	213.69	213.69
CV	357.87	357.87	357.87	357.87	357.87
GNCO y SER	81.04	75.81	79.33	82.46	88.32

GO, GLP, GN, LE, CV y EE compiten en usos calóricos y GS, GO y EE compiten en bombeo de agua. El GN entra en competencia - y por lo tanto recién serán de interés real sus precios –a partir del año 2020.

- Precios y Tarifas del Sector Industrial en RD\$₂₀₁₂/ kep útil.

Cuadro Nº 3.2.2.2.13. Precios y Tarifas del Sector Industrial - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

FUENTE	2012	2015	2020	2025	2030
FO	65.19	67.76	70.90	73.69	78.93
Gas Oil	100.56	104.52	109.37	113.68	121.76
GS	408.47	424.57	444.27	461.78	494.61
GLP	84.19	87.51	91.57	95.18	101.95
EE	131.56	133.15	135.83	153.25	176.07
GN IND	47.07	44.03	46.08	47.89	51.30

La competencia se verifica entre el FO, GO, GLP y GN en usos calóricos.

- Precios del Sector Transporte en RD\$₂₀₁₂/ kep útil.

Cuadro Nº 3.2.2.2.14. Precios del Sector Transporte - Escenario Alternativo, Energía Útil (RD\$₂₀₁₂/kep útil)

	2012	2015	2020	2025	2030
GS Premium	440.88	458.26	479.52	498.42	533.85
GS Regular	408.47	424.57	444.27	461.78	494.61
Gas Oil Regular	251.70	261.63	273.77	284.56	304.79
GLP	242.48	252.04	263.73	274.13	293.61
GN	242.26	226.63	237.15	246.49	264.02

En este sector la competencia se da entre GS, GLP y GN en motores ciclo otto.

3.2.2.3. Los Aspectos Tecnológicos

En líneas generales, las pautas de mejoras en los rendimientos de los artefactos en el escenario Alternativo, serán mayores a las planteadas en el Tendencial.

En el apartado dedicado al uso racional y eficiente de la energía se detallan las mejoras propuestas en este escenario.

3.2.2.4. Pautas a nivel de la Demanda por Sectores y Usos

La descripción de los sectores y subsectores así como el carácter de competitivos o cautivos de los mercados a nivel de usos, en base a los datos del BNEU 2010, ya se realizó en el Escenario Tendencial.

De manera que aquí solamente se indicarán las pautas y supuestos a ser instrumentados en este Escenario para cada Sector de consumo final.

a) Residencial Urbano

- El Consumo Energético Útil por habitante se incrementará por sobre lo estimado para el Escenario Tendencial, en concordancia con lo establecido en el correspondiente Escenario Socioeconómico.
- La distribución de los consumos por habitante crecerá más en el nivel de ingresos bajos que en los restantes niveles de ingreso.
- El uso Calentamiento de Agua se incrementará respecto del año 2010 en comparación con los otros usos. Algo similar ocurrirá para los Bajos ingresos con Conservación de Alimentos.
- En Iluminación desaparecería en Altos y Medios Ingresos el uso del KE a partir del año 2020 y se reducirá apreciablemente en los Bajos Ingresos. Esto supone un Servicio Eléctrico confiable a partir del año 2020 y la práctica desaparición de la Autoproducción y de los Inversores.
- Los colectores solares para calentamiento de agua incrementarán su participación para el año 2020 y la triplicarían para el año 2030, respecto de los valores existentes el año 2010, en especial en los Altos Ingresos y Medios Ingresos.
Esta pauta estará supeditada al abaratamiento de los costos de los colectores e instalaciones correspondientes.

b) Residencial Rural

Los supuestos que se manejarán en este sector serán los siguientes:

- El consumo energético útil por habitante evolucionará de acuerdo a lo establecido en el correspondiente Escenario Socioeconómico.
- Los sectores de Bajos y Medios Ingresos incrementarán, algo más que en los altos, sus consumos energéticos útiles por habitante.
- El Grado de Electrificación de los Hogares Rurales se incrementará llegando al 90% en el 2030, partiendo del 80.5% relevado en el año 2010.
- Los usos Calentamiento de Agua, Conservación de Alimentos y Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes crecerán más que los restantes usos en todos los niveles de ingreso.
- Se propicia que el GLP incremente su participación en Cocción y Calentamiento de Agua, con relación a lo establecido en el Escenario Tendencial, sustituyendo a la Leña y Carbón Vegetal.
- Los colectores solares serán utilizados en los sectores de Altos y Medios Bajos Ingresos en Calentamiento de Agua.

c) Comercio, Servicios y Público

i) Hoteles

Las pautas que se considerarán serán las siguientes:

- El uso Conservación de Alimentos aumentará su participación, respecto de lo relevado en el año 2010; por su parte el uso Cocción disminuirá su participación.
- Los colectores solares incrementarán su participación al año 2030 respecto de los valores existentes en el año 2010, sustituyendo principalmente al GLP.

Como otro presupuesto es la sustitución de Autoproducción por Servicio Público, el desplazamiento por energía solar alcanzaría también al Gasoil, si el análisis económico financiero así lo indica.

Adicionalmente el Estado implementará medidas de aliento a la construcción y utilización masiva de colectores solares en el país.

ii) Restaurantes

Las pautas serán las siguientes:

- Se incrementará la participación del Uso Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes respecto de lo existente en el año 2010.
- Los colectores solares aparecerán compitiendo con el GLP y la EE en Calentamiento de Agua.

iii) Resto Comercios, Servicios y Público

- Se incrementará la participación del Uso Iluminación, respecto del año 2010.

d) Industrias

Los criterios metodológicos serán similares a los explicados para el Escenario Tendencial, aquí solo se indicarán las pautas adicionales en algunos casos y la profundización de las mismas en otros.

- Dentro de cada Rama, la estructura por uso en energía útil se modificará, respecto del año 2010, en virtud de la creciente complejidad del tejido industrial previsto en el Escenario Alternativo.
- Para el Calor de Proceso y dentro de cada Rama, se procederá del modo siguiente:
 - En Ingenios Azucareros se procederá según lo indicado en el Escenario Tendencial

- En Zonas Francas:

En Calor de Proceso continuará la competencia entre el GN, FO, GO y el GLP y sus participaciones futuras surgirán del modelo MoSus.

En los otros usos las fuentes conservarán una distribución porcentual similar a la del año 2010.

- En Cemento y Cerámica:

En Calor de Proceso el GN competirá con el FO para reemplazar al GO y al GLP, el Coque mantiene su participación por no ser parte del mercado disputable.

En los otros usos las fuentes conservarán una distribución porcentual similar a la del año 2010.

- En Resto de Industrias Alimenticias:

En Calor de Proceso, la Cáscara de Arroz se utilizará en el máximo posible en los Molinos de Arroz. En las otras actividades el GN, seguirá compitiendo con el FO, GO y GLP.

En los otros usos las fuentes conservarán una distribución porcentual similar a la del año 2010.

- En las Otras Ramas Industriales:

En Calor de Proceso, el GN seguirá compitiendo con el FO, GO y GLP.

En los otros usos las fuentes conservarán una distribución porcentual similar a la del año 2010.

e) Sector Transporte

- La competencia entre energéticos se dará entre el GN, GM y el GLP en los motores Otto.
- Entre los vehículos a Gasoil y los vehículos a ciclo Otto se establecerán otro tipo de competencia, a nivel de medio y no fuente, ya que no se puede utilizar Gasoil en Motores Otto y se estima que no se utilizará GN en Motores Diesel.
- Se plantea la penetración de autos híbridos (10%del parque de automóviles en el año 2030).
- A partir del año 2020 se supondrá que las Gasolinas tengan incorporado un porcentaje de alcohol etílico, alcanzando el 10% de participación en la mezcla en el 2030.
- Se supondrá que el Diesel tenga incorporado un porcentaje de biodiesel mayor, alcanzando el 5%de participación en la mezcla en el 2030.
- La proyección del Parque vehicular de Pasajeros se realizará en base a la evolución del PIB/ hab y la relación habitantes por vehículo (disminuyéndola más que en el Escenario Tendencial), en cambio en Cargas, el Parque dependerá del VA y una elasticidad, que será mayor respecto a la del Escenario Tendencial.
- La competencia entre la GS, el GLP y el GNV dependerá de la relación de precios y del costo de equipamiento. Esta evolución surgirá del MoSus.
- Se supondrá además un crecimiento en el Metro, de acuerdo al plan de expansión, pero mayor a la establecida en el Escenario Tendencial. En el Escenario Alternativo se plantea que se llevarán a cabo todas las obras correspondientes al Plan Maestro (las que concluyen en el año 2031).

f) Resto de Sectores

Los sectores incluidos en el Resto se indicaron al presentar el Escenario Tendencial.

Las pautas serán las siguientes:

- La estructura por usos se mantendrá similar a la del 2010.
- Los otros usos mantendrán la participación de las fuentes detectada en el año 2010.

g) Consumo No Energético

Vale para los Lubricantes Asfaltos, Cemento Asfáltico, Solvente, Aguarrás lo señalado en el Escenario Tendencial compatibilizado con la evolución del PIB del Escenario Socioeconómico Alternativo.

3.2.2.5. El Uso Racional de la Energía

Dado que República Dominicana no posee reservas probadas de petróleo²⁷ u otras fuentes energéticas locales que no sean las bioenergías, la energía solar, la eólica y la hidroelectricidad, el Uso Racional de Energía se convierte en la principal forma de moderar el impacto de la importación de los energéticos, principalmente el Petróleo y sus Derivados, el Gas Natural y el Carbón Mineral.

En este escenario se considera que se logra un mayor éxito por parte de la Ley de Eficiencia Energética y Ahorros de Recursos, que el previsto en el Tendencial. Por tal motivo, se considerarán mayores posibilidades de ahorro y medidas adicionales a las propuestas en el escenario Tendencial.

Para cada uno de los sectores de consumo, se tienen en cuenta medidas posibles de uso racional de la energía. Estas medidas están vinculadas por un lado a los cambios tecnológicos en la forma de producir bienes y servicios y por la otra con acciones de conservación de energía, que impliquen modificaciones en la gestión y mantenimiento de equipos y artefactos.

En general, los mayores coeficientes de ahorros se darán en los combustibles sólidos, seguidos de los líquidos y los gaseosos. En la electricidad se considerará especialmente el ahorro en Iluminación; Conservación de Alimentos y Acondicionamiento de Ambientes, aplicables a los Sectores Residencial y Comercial y Público. En el Sector Industrial las medidas de ahorro se concentrarán en los sistemas de generación de vapor, de aislación de ductos, mantenimiento general y de válvulas. En los usos de Electricidad se darán fundamentalmente en Motores Eléctricos ya que, si bien las medidas son posibles en Iluminación y Acondicionamiento de Ambientes, su participación en el consumo eléctrico es relativamente baja.

Es que es precisamente en la generación de calor o de fuerza motriz utilizando combustibles donde son mayores las posibilidades de ahorro (calderas, cocinas, calentadores, motores a ciclo Otto y ciclo Diesel). En electricidad los mayores ahorros se dan en iluminación y en el uso de aparatos de aire acondicionado,

²⁷ El Ministerio de Energía y Minas (MEM) tiene entre sus atribuciones las de la exploración y explotación petrolera. Hay antecedentes de producción comercial de petróleo (durante 3 meses durante el año 1940, con una producción total de 25,000 barriles en Azua).

pero relativamente menos en los motores eléctricos, que representan una parte sustancial del consumo de electricidad industrial y minero.

En este sentido, las medidas de etiquetado de los artefactos pueden ser una excelente opción.

En consecuencia, el sector con mayores posibilidades de ahorro estructural y cuantitativo será el de Transporte (donde los cambios tecnológicos en los motores provocan una sustancial disminución en los consumos de combustibles por kilómetro recorrido).

La ventaja de las políticas de ahorro en los sectores Industrial, Comercial y de Servicios radica en el menor número de usuarios, respecto de los Sectores Residencial y de Transporte.

3.2.2.5.1. Sector Residencial

Iluminación eficiente

Se plantea en este escenario una mayor penetración de lámparas eficientes en los hogares, respecto del Tendencial. La medida a considerar consiste en el reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo (fluorescentes compactas).

En el año 2010, el rendimiento medio de la Iluminación con Electricidad en el Residencial Urbano se ubicó en el 12.3% mientras que en el Residencial Rural fue del 7.9%

Las tasas de penetración medias propuestas implican llegar al 2030 con un 95% de participación de lámparas compactas en el caso del Residencial Urbano y un 90% en el Residencial Rural.

Calentadores de agua eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de los calentadores de agua por acumulación (existentes o ineficientes) por artefactos de mayor eficiencia.

En el escenario Alternativo se plantea que los equipos eficientes, tanto eléctricos como a gas, tendrán una penetración del 90%

En el caso del Calentamiento de Agua con Leña o Carbón Vegetal, se estima que el rendimiento de las estufas eficientes se ubica en el 35%. En este escenario se plantea una penetración de dichas estufas al 2030 del 80%

Estufas eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de las estufas actuales con baja eficiencia por estufas eficientes. En el escenario Alternativo se plantea que los equipos eficientes, tanto eléctricos como a gas, tendrán un 90% de penetración.

En el caso de las estufas a Leña o Carbón Vegetal, se estima que el rendimiento de las estufas eficientes se ubica en el 35%. En este escenario se plantea una penetración de dichas estufas al 2030 del 80%.

Refrigeradores eficientes

Las neveras y freezers eficientes (similar a Clase A) consumen un estimado de 45% menos de Electricidad que los equipos con las mismas prestaciones de refrigeración con la eficiencia del parque actual.

Los equipos eficientes tendrán al 2030 un 90% de participación.

Aires acondicionados eficientes

Los aires acondicionados eficientes, para una misma capacidad de frío, tienen un consumo de energía neta inferior al parque actual estimado en un 30%.

La penetración de los equipos eficientes, en forma similar a los casos anteriores, será del 90% en 2030.

3.2.2.5.2. Sector Comercial, Servicios y Público

A. Uso de Electricidad

El consumo de electricidad de este Sector se conforma por el que está concentrado en Hoteles, Restaurantes, los establecimientos Comerciales, las Oficinas y Edificios Públicos. Se presenta a continuación la estructura del consumo de Electricidad del sector por uso.

USOS	Estructura
Iluminación	6.3%
Cocción	1.3%
Calentamiento de Agua	0.9%
Ventilación y Acond. Ambientes	63.0%
Conservación de Alimentos	6.9%
Otros Artefactos	18.1%
Bombeo de Agua	3.6%
TOTAL	100.0%

Fuente: Balance en Energía Útil 2010.

El uso principal es Ventilación y Aire Acondicionado, seguido por Otros Artefactos, Conservación de Alimentos e Iluminación.

Las acciones de ahorro abarcan tanto medidas técnicas como de educación de los usuarios, e incluyen medidas operativas con nula o muy poca inversión; inversiones en los edificios existentes y en la compra de equipos más eficientes y en la construcción de nuevos edificios.

Las medidas de eficiencia en el uso de la electricidad entre el año 2010 y el año 2030, son las siguientes:

Aires acondicionados eficientes

Los aires acondicionados eficientes, para una misma capacidad de frío, tienen un consumo de energía neta inferior al parque actual estimado en un 30%

La penetración de los equipos eficientes, en forma similar a los casos anteriores, será del 95% en 2030.

Iluminación eficiente

Se plantea la introducción de lámparas eficientes en el Comercial, Servicios y Público. La medida a considerar consiste en el reemplazo de lámparas incandescentes por lámparas de bajo consumo (fluorescentes compactas).

En lo que respecta a los Hoteles, Restaurantes y Resto de Comercial, Servicios y Público, se aprecia que la participación de las lámparas de bajo consumo es relativamente importante, dado que los rendimientos en la Iluminación eléctrica para el año 2010, se ubicaban respectivamente en 17.2%, 18.2% y 18.0%. Cabe recordar que el rendimiento de una lámpara compacta eficiente se ubica en el 22%

En el presente escenario se plantea que habrá una mejora mayor al escenario Tendencial, a partir de considerar una mayor penetración de las lámparas compactas.

Las tasas de penetración medias propuestas implican llegar al 2030 con un 95% de participación de lámparas compactas en todos los subsectores del Comercial, Servicios y Público.

Refrigeradores eficientes

Los refrigeradores eficientes (similar a Clase A) tienen un estimado de 45% menos de consumo de Electricidad que los equipos con las mismas prestaciones de refrigeración con la eficiencia del parque actual.

Los equipos eficientes tendrán al 2030 un 95%de participación.

Otros Artefactos

Bajo este uso se engloba una gran cantidad de artefactos, no incluidos en los otros usos, como son: ascensores, computadoras, equipos de TV, escaleras mecánicas, lavadoras, secadoras, etc. A consecuencia de la aplicación de los programas de etiquetados y reducciones en las tasas y aranceles que promuevan el acceso a estas tecnologías más eficientes, se estima una ganancia en el rendimiento medio del 10%al 2030.

B. Usos Calóricos

Los usos calóricos son: Cocción y Calentamiento de Agua.

Estufas Eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de las estufas con baja eficiencia que permiten un menor consumo de energía neta.

En el escenario Alternativo se plantea que los equipos eficientes, tanto eléctricos como a gas, tendrán un 95%de penetración.

Calentadores de agua eficientes

Esta medida consiste en el reemplazo de los calentadores de agua por acumulación (existentes o ineficientes) por artefactos de mayor eficiencia.

En el escenario Alternativo, se plantea que los equipos eficientes, tanto eléctricos como en gas, tendrán una penetración del 95%

3.2.2.5.3. Sector Industrial

A. Usos Eléctricos

La mayor parte del consumo de electricidad se produce en los Motores que accionan bombas, compresores, ventiladores, cintas transportadoras, etc.

Según el mencionado BNEU para el año 2010 la estructura del consumo de electricidad en las Industrias se distribuía del modo siguiente:

USOS	ESTRUCTURA (%)
Iluminación	4.0
Ventilación y Aire Acondicionado	7.2
Calor Proceso	2.0
Fuerza Motriz	86.8
TOTAL	100.0

Fuente: Balance en Energía Útil 2010.

Las medidas de ahorro en Fuerza Motriz (incluye también el acople con los equipos que los motores accionan) se pueden dar en el diseño, en los componentes del sistema, las prácticas operativas y el mantenimiento, mediante el aumento de la eficiencia del propio motor, el control del número de revoluciones a que opera y en la eficiencia mecánica del artefacto que el motor acciona.

Eficiencia en motores eléctricos

La introducción de motores eficientes y de variadores de velocidad, permitirá en este escenario una reducción del 10% del consumo neto de Electricidad al 2030.

Iluminación eficiente

Se supuso que en Iluminación ya se habrían alcanzado buena parte de los ahorros en el año base, pero se supondrá que se intensifica el reemplazo de las lámparas T12 por la T8 y se pasaría del 19.4% de eficiencia en el año base al 25% en el año 2030.

Aires acondicionados eficientes

Los aires acondicionados eficientes, para una misma capacidad de frío, tienen un consumo de energía neta inferior al parque actual, estimado en un 30%

La penetración de los equipos eficientes, en forma similar a los casos anteriores, será del 90% en 2030.

B. Usos calóricos

Las fuentes energéticas que acaparan todo el consumo calórico industrial, excluidos los combustibles que generan las propias industrias (BZ y OP), son el Coque (50.2%), Fuel Oil (23.7%), el Diesel Oil (15.0%), el Gas Natural (5.2%) y el GLP (4.1%).

Independientemente, en cierta medida, de la fuente que aporta el calor requerido, el ahorro de energía se puede realizar implementando medidas como las siguientes: ajuste del flujo de combustible a las calderas; mejora en la aislación de calderas y hornos y en las cañerías de transporte de vapor; en la recuperación de calor en los condensadores, limpieza y ajuste de las válvulas, etc.

Mejoras en la eficiencia en calor de proceso

La mejora en los rendimientos para usos calóricos podría llegar al 15% en el año 2030, pasando el rendimiento medio del 67% (año 2010), para todos los combustibles usados en Calor del Proceso, al 82% en el año 2030.

3.2.2.5.4. Sector Transporte

Estructura del Consumo Energético Neto por tipo de Medio, según el BNEU 2010:

Medio de transporte	%
▪ Automóviles	32.0
▪ Jeepetas	9.0
▪ Autobuses	6.7
▪ Motocicletas	6.0
▪ Carga	25.3
▪ Vehículos No Clasificados	3.9
▪ Aéreo	17.0
▪ Metro	0.1

El 58% del parque vehicular está accionado por Motor de Ciclo Otto y el 42% Diesel.

Se plantea en este escenario que las modificaciones en la tecnología de los motores de los vehículos nuevos y usados permitirá que vaya disminuyendo el consumo neto por vehículo, por encima de lo estimado en el escenario Tendencial. De este modo se presenta a continuación las mejoras promedio en el consumo específico al año 2030.

Uso	2030
Motores Otto	15.0%
Motores Diesel	18.0%
Turbinas (aéreo)	12.0%

A consecuencia de la implementación de programas que fomenten la conducción eficiente (o “Eco-driving”), se prevé una disminución adicional en los consumos netos de energía. Según el estudio de la IEA denominado: Transport, Energy and

CO₂. *Moving Toward Sustainability*, se plantea que las mediciones de los consumos específicos en los vehículos de aquellos conductores que acababan de hacer el curso de eco-driving, registraban mejoras promedio en los consumos de combustible en automóviles, ómnibus y camiones del orden del 5% al 15%. En el escenario Alternativo se plantea que al 2030 se logrará una mejora del 5% a consecuencia de las medidas de Eco-driving, en consecuencia se presenta a continuación las mejoras promedio en el consumo específico al año 2030 por mejoras en los motores y las tareas de entrenamiento a los conductores. Se plantea además una penetración de autos híbridos (10% del parque de automóviles en el año 2030).

Uso	2030
Motores Otto	19,25%
Motores Diesel	22,1%

3.2.2.5.5. Resto de Sectores

Este subsector engloba el consumo energético de los sectores: Agropecuario, Minería, Construcciones y Otros sectores sin identificar. Cabe destacar, que en el año 2010, Resto de Sectores representó tan sólo el 3.2% del consumo total final neto de energía, de República Dominicana.

La estructura por Usos en Energía Neta en el año 2010, según el BNEU era la siguiente:

USOS	Estructura
Iluminación	0.9%
Ventilación y Acond. Ambientes	2.3%
Fuerza Motriz Fija	42.9%
Fuerza Motriz Móvil	47.7%
Calor de Proceso	6.2%
TOTAL	100.0%

Las medidas de ahorro energético serán similares a las consideradas para el sector Industria según el uso. En el caso de Fuerza Motriz Móvil, que corresponde principalmente a tractores, maquinaria agrícola y pesada, se supondrá una reducción de los consumos específicos debido a la renovación del parque del orden 15% al año 2030.

4. PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

4.1. PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA MEDIANTE EL USO DE LOS MÉTODOS ECONÓMICOS

En esta sección se presentan los resultados de la prospectiva de la demanda de energía realizada sobre la base de los modelos econométricos. Atendiendo a las limitaciones de información, vinculadas con la imposibilidad de contar en todos los casos con series históricas razonablemente confiables de consumo de energía desagregado por fuente y sector, tal como se ha señalado en la sección anterior, para los combustibles derivados del petróleo se realizó la prospectiva del consumo total por fuente.

De este modo, la prospectiva que se presenta se refiere a:

- Demanda Residencial de Electricidad
- Demanda de Electricidad de los sectores de Servicios (Comercio, Servicio y Público)
- Demanda de Electricidad en la Industria
- Demanda total de Gasolina
- Demanda total de GLP
- Demanda total de Gasoil
- Demanda de Avtur

En cada uno de estos casos se procederá a describir el modelo utilizado para realizar la prospectiva y se presentarán los resultados tanto en forma gráfica como numérica.

4.1.1. Prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad

En la Figura N° 4.1.1.1 se presenta el modelo utilizado para estimar la demanda Residencial de Electricidad y para realizar la prospectiva en función de los escenarios planteados.²⁸ Se trata de un modelo lineal en los logaritmos de las variables que permite explicar el comportamiento del consumo de Electricidad por habitante (LERH) en el sector Residencial. Las variables explicativas utilizadas son el logaritmo del PIB por habitante (LPBIH), el logaritmo de la tarifa media correspondiente al conjunto de los consumos residenciales (LPER), y cuatro variables binarias (Dr1, DB, Dr2 y CF). La primera de estas variables binarias (Dr1) está destinada a diferenciar la situación de la crisis de abastecimiento eléctrico de los años 1990-1991; la inclusión de la segunda variable binaria (DB) responde a la necesidad de diferenciar el período para el

²⁸ Los valores entre paréntesis ubicados debajo de la estimación de los parámetros son los correspondientes estadísticos de Student.

que se pudo contar con una estimación del consumo no facturado y de la Autoproducción de Electricidad en el ámbito de los hogares, estimación derivada de los Balances de Energía 1998-2010²⁹; la tercera variable binaria (Dr2) está destinada a representar el impacto sobre el turismo del atentado a las Torres Gemelas en el año 2001; la última variable binaria (CF) está destinada a diferenciar los años con perturbaciones financieras (años 1998, 2004 y 2009-10).

El test de cointegración (Augmented Dickey-Fuller, ADF) permite descartar la posibilidad de que el alto nivel que presenta el coeficiente de determinación ($R^2 = 0.9935$) resulte de una correlación espuria entre las variables. Atendiendo al estadístico de Durbin-Watson, también puede descartarse la existencia de autocorrelación en los residuos.

Figura Nº4.1.1.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Electricidad Residencial

$$\begin{aligned} \text{LERH} = & 2.5273 + 0.390989 * \text{LPBIH} + 0.17657 * \text{LPER} - \\ & (4.456) \quad (4.344) \quad (3.30520) \\ & -0.2365 * \text{Dr1} + 0.814 * \text{DB} + 0.0893 * \text{Dr2} - 0.09638 * \text{CF} \\ & (-5.896) \quad (18.69) \quad (1.5652) \quad (-3.0512) \end{aligned}$$

$R^2 = 0.9935$
DW = 1.878
Período: 1985-2010
El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Cointegración al 1%

Fuente: Elaboración propia.

Casi todas las variables incluidas en el modelo aportan explicación estadísticamente significativa al comportamiento del logaritmo del consumo de Electricidad por habitante en el sector Residencial. De este modo la elasticidad del consumo de energía por habitante respecto del PIB por habitante es 0.390989.

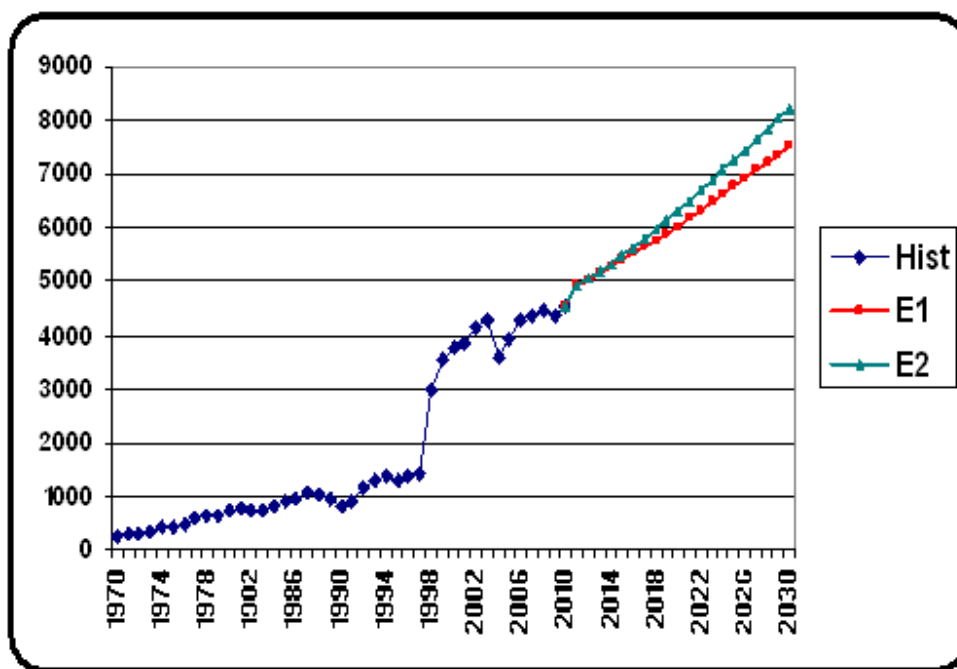
Si embargo, debido a dificultades para especificar la variable de precio de la Electricidad, vinculadas especialmente con su expresión en términos reales, hace que tenga signo contrario al esperado teóricamente, aunque resulte un estimador estadísticamente significativo.

En el Gráfico Nº 4.1.1.1 se presenta la evolución histórica y la prospectiva del consumo de Electricidad en el sector Residencial, expresado en GWh. El salto que se observa en la serie histórica entre 1997 y 1998 resulta de la incorporación, a partir de este último año, de la energía no facturada y de la

²⁹ Se trata de una reelaboración de los balances para el período 2005-2010 realizada en el marco del presente proyecto.

Autoproducción en el ámbito de los hogares³⁰. La inclusión en el modelo de la variable binaria DB permite mantener ese nivel de consumo, más acorde con la realidad, hacia el futuro.

Gráfico N° 4.1.1.1. Prospectiva de la Demanda Residencial de Electricidad (GWh)



Fuente: Elaboración propia.

A partir del año 2010 se representan los senderos alternativos de la prospectiva, correspondientes al Escenario Tendencial (color rojo) y al Escenario Alternativo (color verde).

El comportamiento diferencial entre ambos escenarios se debe al distinto ritmo de crecimiento económico (PIB por habitante). En efecto, el crecimiento anual medio del consumo eléctrico Residencial dentro del período de prospectiva es de 2.54% anual acumulativo en el Escenario Tendencial (E1) y de 3.0% a.a. en el Escenario Alternativo (E2) (Cuadro N° 4.1.1.1).

³⁰ Esta información surge a partir de la estimación que se hizo por el método de encuestas tanto en los hogares como a las actividades productivas, para poder incorporar la energía no facturada y la autoproducción. Para poder examinar por estos años la situación de esas dos componentes del consumo eléctrico se tendría que realizar un nuevo sondeo a fin de estimarlas con alguna precisión. Es por esto que en la actualización de los balances se utilizaron hipótesis derivadas de aquella estimación.

Cuadro Nº 4.1.1.1. Prospectiva de la Demanda Residencial de Electricidad
(GWh)

Año	E1	E2
2010	4557	4557
2011	4951	4951
2012	5037	5046
2013	5161	5182
2014	5288	5329
2015	5407	5483
2016	5528	5641
2017	5651	5804
2018	5775	5970
2019	5902	6140
2020	6031	6305
2021	6177	6498
2022	6326	6687
2023	6477	6880
2024	6629	7077
2025	6784	7266
2026	6929	7455
2027	7075	7647
2028	7223	7842
2029	7372	8040
2030	7523	8242

Fuente: Elaboración propia.

4.1.2. Prospectiva de la demanda de Electricidad en los sectores de Comercio, Servicios y Público

Tal como fue explicado previamente, los sectores de Servicios aquí considerados incluye el Comercio, Restaurantes y Hoteles, los restantes servicios de carácter privado y todos los servicios del ámbito público.

En la Figura Nº 4.1.2.1 se presenta el modelo utilizado en la prospectiva de la demanda de Electricidad de los sectores de Servicios y los resultados de la estimación.

Al igual que en el caso Residencial, el modelo propuesto es lineal en el logaritmo de las variables y la variable a explicar es el logaritmo del consumo de Electricidad de los sectores de Servicios (LELECYS). Como variables explicativas se incluye: al logaritmo del Valor Agregado del sector de Comercio y Servicios (LVACYS) y al logaritmo de la tarifa media para los consumos comerciales (LPECYS) (que corresponde al conjunto de los Servicios).

También en este caso se incluyen tres variables binarias: la primera de ellas (D7479) que permite tener en cuenta las dificultades derivadas de la información de la serie histórica del Valor Agregado del sector de Comercio y Servicios, la segunda (D8586) permite diferenciar dos años de comportamiento anómalo de la serie (un crecimiento muy abrupto no justificado por el comportamiento de las variables socioeconómicas); la tercera (DB) que diferencia el período 1998-2010 en el que se incorpora la consideración de la energía no facturada y la Autoproducción realizada en estos sectores de consumo; D00 que permite diferenciar el incremento de consumo que no responde a los datos económicos y D09 que permite diferenciar los efectos de la crisis financiera internacional.

Figura Nº 4.1.2.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Electricidad de los sectores de Servicios

$$\begin{aligned} \text{LELECYS} = & 3.9518 + 1.0359 * \text{LVACYS} - 0.37319 * \text{LPECYS} - 0.366088 * \text{D7479} + \\ & (3.9673) \quad (9.9079) \quad (-3.6696) \quad (-5.0600) \\ & + 0.301542 * \text{D8586} + 0.3531 * \text{DB} + 0.1941 * \text{D00} - 0.0646 * \text{D09} \\ & (3.5575) \quad (4.4730) \quad (1.7249) \quad (-0.5638) \end{aligned}$$

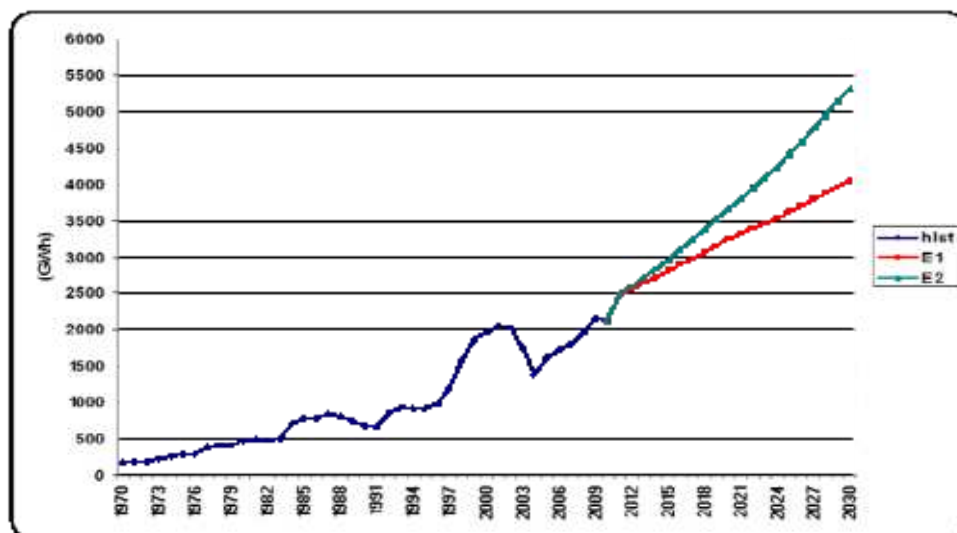
$R^2 = 0.97769$
 $DW = 1.413987$
 Período: 1974-2010
 El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Cointegración al 1%

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el modelo de demanda de Electricidad en el sector Residencial, aquí el test de cointegración permite desechar la posibilidad de correlación espuria entre las variables. En consecuencia, el modelo presenta un alto nivel explicativo del comportamiento del consumo de Electricidad en los sectores de Servicios ($R^2 = 0.977$). También puede descartarse la existencia de autocorrelación en los residuos y casi todas las variables exógenas incluidas en el modelo aportan explicación estadísticamente significativa al comportamiento del logaritmo del consumo de Electricidad en dichos sectores.

En el Gráfico Nº 4.1.2.1 se presenta la evolución histórica y la prospectiva del consumo de Electricidad en el conjunto de los Servicios, expresado en GWh. Al igual que en el caso del sector Residencial, el salto que se observa en la serie histórica entre 1997 y 1998 resulta de la incorporación, a partir de este último año, de la energía no facturada y de la Autoproducción. Sin embargo en este caso la Autoproducción tiene una importancia comparativamente mayor que en el ámbito de los hogares. La inclusión en el modelo de la variable binaria DB permite mantener esas componentes dentro del consumo hacia el futuro.

Gráfico N° 4.1.2.1. Prospectiva de la Demanda de Electricidad de los sectores de Servicios (GWh)



Fuente: Elaboración propia.

Las trayectorias del consumo de esos sectores en el período de prospectiva correspondientes, muestran una tasa media acumulada que resulta del diferente dinamismo del valor agregado sectorial en ambos escenarios. En efecto dicha tasa es de 3.28 % en el Escenario Tendencial y de 4.68% en el Escenario Alternativo (véase Quadro N° 4.1.2.1).

Quadro N° 4.1.2.1. Prospectiva de la Demanda de Electricidad de Comercial y Servicios (GWh)

Año	E1	E2
2010	2127	2127
2011	2473	2483
2012	2567	2595
2013	2643	2712
2014	2722	2835
2015	2804	2962
2016	2887	3096
2017	2972	3236
2018	3059	3381
2019	3150	3534
2020	3243	3664
2021	3313	3800
2022	3384	3942
2023	3458	4089
2024	3532	4244
2025	3609	4410
2026	3694	4583
2027	3781	4764
2028	3869	4953
2029	3960	5150
2030	4054	5312

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3. Prospectiva de la demanda de Electricidad en la Industria

En la Figura Nº 4.1.3.1 se presenta el modelo utilizado para la prospectiva del consumo de Electricidad en la industria manufacturera. En este caso se utilizó un modelo lineal en las variables.

En dicho modelo el comportamiento del consumo de Electricidad de la industria (EEI) es explicado por: el valor agregado industrial (VAI), por la tarifa media aplicada a la industria (PEI) y tres variables binarias. La primera de ellas (DB) es la variable que permite incorporar fundamentalmente el aporte de la Autoproducción cuya estimación solo se dispone para el período 1998-2010, como consecuencia de la reelaboración de los Balances Energéticos para el período 2005-2010; la segunda (D9804) indica restricciones en el abastecimiento y la última (D03) indica un desajuste entre la demanda y el comportamiento del VAI.

Figura Nº 4.1.3.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad

$$\begin{aligned}
 \text{EEI} = & -2146628 + 3848.1 * \text{VAI} + 148105.3 * \text{PEI} + 1877240 * \text{DB} - 410403.4 * \text{D9804} + \\
 & (-11.029) \quad (13.071) \quad (0.6099) \quad (13.209) \quad (-3.5744) \\
 & + 567747.4 * \text{D03} \\
 & (4,416) \\
 \\
 R^2 = & 0.996 \\
 \text{DW} = & 1.820854 \\
 \text{Período:} & 1989-2010 \\
 \text{El ADF Test Statistic} & \text{permite verificar la existencia de Cointegración al 5\%}
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

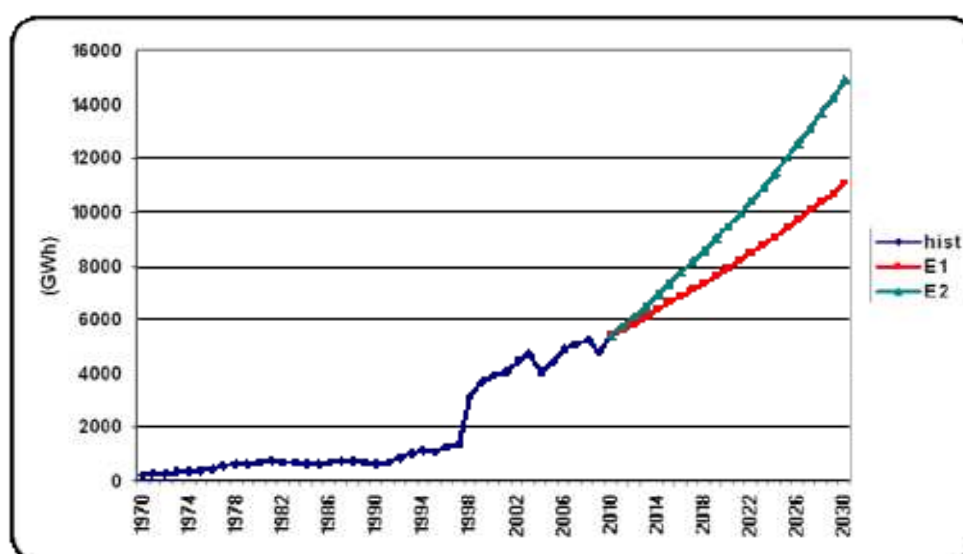
Tal como se indica en la Figura Nº 4.1.3.1, es posible verificar estadísticamente la existencia de cointegración entre las variables del modelo con un alto nivel de significación y también se puede desechar la posibilidad de auto-correlación en los residuos (valor del estadístico DW).

Se destaca especialmente el aporte explicativo del Logaritmo del valor agregado sectorial. Pero, en este caso, las variaciones de la tarifa media no resultan significativas para explicar el comportamiento del consumo.

Los coeficientes que acompañan a las variables binarias resultan todos significativamente distintos de cero; entre tales variables se destaca el aporte explicativo de DB. En su conjunto el modelo explican estadísticamente muy alto porcentaje de la varianza del logaritmo del consumo eléctrico en la industria ($R^2 = 0.996$).

En el Gráfico N° 4.1.3.1 se presenta la evolución histórica del consumo industrial de Electricidad y la prospectiva de dicho consumo en función de los dos escenarios socioeconómicos.

Gráfico N° 4.1.3.1. Prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad (GWh)



Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en los casos anteriores, el brusco salto que se observa en la serie histórica a partir de 1997 se vincula con la incorporación de una estimación de la energía no facturada y de la Autoproducción, que en este caso resulta mucho más relevante.

Pero, en el caso de la demanda de Electricidad en la industria, las trayectorias de la prospectiva correspondientes a los dos escenarios se diferencian en función de los supuestos referidos a la dinámica supuesta para la evolución del VAI.

La intensidad eléctrica anual en la industria se mantiene prácticamente constante pasando de 3.80 MWh por RD\$ (en valores constantes de 1970) de VAI en 2010 a 3.82 MWh por RD\$ de VAI y a 3.81 MWh por RD\$ de VAI, respectivamente en el E1 y E2, en 2030. Este comportamiento se explica teniendo en cuenta el valor de la elasticidad estimada del consumo respecto del

Valor Agregado Industrial (VAI): 1.0150 en E1 y 1.0133 en Escenario de Eficiencia (ver Figura N° 4.1.3.1).

En el Cuadro N° 4.1.3.1 se presenta la evolución numérica de los consumos eléctricos industriales, en GWh, correspondiente a ambos escenarios.

Cuadro N° 4.1.3.1. Prospectiva de la Demanda Industrial de Electricidad (GWh)

Año	E1	E2
2010	5450	5450
2011	5597	5718
2012	5843	6097
2013	6091	6491
2014	6349	6910
2015	6618	7356
2016	6857	7740
2017	7103	8144
2018	7358	8569
2019	7622	9015
2020	7895	9484
2021	8180	9941
2022	8475	10420
2023	8779	10922
2024	9094	11446
2025	9421	11996
2026	9729	12532
2027	10047	13091
2028	10375	13675
2029	10714	14285
2030	11063	14921

Fuente: Elaboración propia.

4.1.4. Prospectiva de la demanda total de Gasolina

En la Figura N° 4.1.4.1 se presenta el modelo utilizado para realizar la prospectiva de la demanda total de Gasolina. Debido a la confiabilidad de información histórica disponible, en realidad lo que el modelo intenta explicar es el comportamiento del consumo aparente de Gasolina.

En primer lugar debe destacarse que, debido a la variabilidad de las elasticidades del consumo de Gasolina con respecto al Valor Agregado del sector Transporte (VATR), se tomaron dos decisiones de carácter metodológico: i) limitar el período de la muestra utilizada para la estimación del modelo al lapso 1982-2010, a fin de reflejar las condiciones estructurales más próximas al período de prospectiva; ii) utilizar un modelo lineal en las variable naturales, que permite captar mejor la variación de las elasticidades.

Figura Nº 4.1.4.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la
Demanda de Gasolina

$$\begin{aligned} \text{GASO} = & -56.90694 + 2.986598 * \text{VATR} - 6.232913 * \text{PG} + 185.5943 * \text{D9091} + 177.4403 * \text{D9597} + \\ & (-1.364131) \quad (20.807) \quad (-14.04667) \quad (3.8789) \quad (4.4199) \\ & + 351.9283 * \text{D04} - 291.9099 * \text{D09} \\ & (5.39579) \quad (-4.332724) \end{aligned}$$

$$R^2 = 0.958$$

$$DW = 1.451227$$

Período: 1982-2010

El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Co-integración al 1%

Fuente: Elaboración propia.

Ese cambio estructural se refleja también en el hecho del fuerte incremento del parque automotriz en los años 90, fenómeno característico de toda el área de ALyC. En el caso de República Dominicana se observa también el diferente ritmo de crecimiento del valor agregado en el Transporte cuya tasa anual media fue de 1.5%a.a. en los 80's y de 6,9%en los 90's.

Otro indicador interesante que apoya la misma hipótesis es la relación entre el consumo de Gasolina, cuyo destino es fundamentalmente el Transporte, y el PIB. La relación kep de Gasolina/millón RD\$ de 1970 de PIB pasó de 105 en 1980 a 192 en 1990 y a 185 en el año 2000. Es claro que en esta evolución tuvo mucho que ver el incremento de la afluencia turística desde mediados de los años 80's.

En el modelo lineal elegido, se pretende explicar el comportamiento del consumo total de Gasolina (GASO) por medio del: Valor Agregado de Transporte (VATR); el precio de importación de la Gasolina (PG)³¹ y tres variables binarias: la primera que diferencia el período de crisis de 1990-91 (D9091), la segunda diferencia los años 1995-97 (D9597) por presentar un dato de consumo anormalmente alto con referencia a los indicadores de nivel de actividad; la tercera pretende recoger el efecto de la devaluación de la tasa de cambio en 2004 (D2004), la cuarta (D2009) diferencia el año de la crisis financiera internacional.

³¹ No fue posible disponer de la serie de precios internos a nivel de la distribución que abarcara un período suficientemente largo que permitiera disponer de suficientes grados de libertad en la estimación del modelo. De cualquier modo, puede admitirse razonablemente que el precio de importación es un indicador aceptable para reflejar la evolución de dichos precios internos.

El precio utilizado para la gasolina al igual que para los otros combustibles, salvo GLP, son precios sin subsidio. Hacia el futuro se entiende que habrá de continuar la misma política ya que no se dispuso de información al respecto de la CNE

Tal como se desprende de la Figura Nº 4.1.4.1, todos los parámetros estimados resultan significativamente distintos de cero (es decir que todas las variables exógenas aportan explicación significativa del comportamiento del consumo) y tienen los signos esperados teóricamente. También en este caso puede descartarse la existencia de autocorrelación con lo que el modelo parece plenamente aceptable para realizar la prospectiva del consumo total de Gasolina.

En el Gráfico Nº 4.1.4.1 se presenta la evolución histórica del consumo total de Gasolina y las trayectorias de su prospectiva para los dos escenarios. La caída en el consumo de Gasolina que se observa a partir del año 2000 puede atribuirse en cierta medida al proceso de sustitución de la Gasolina por el GLP (especialmente a partir de 2003) y a la progresiva dieselización³² del parque. Como consecuencia de ello, el indicador mencionado previamente (Kep de Gasolina/millón RD\$ de 1970 de PIB), cayó de 185 en el año 2000 a 81.4 en el año 2010.

Las elasticidades del consumo total de Gasolina respecto al Valor Agregado de Transporte y al precio de importación de la Gasolina que resultan de la estimación del modelo son³³:

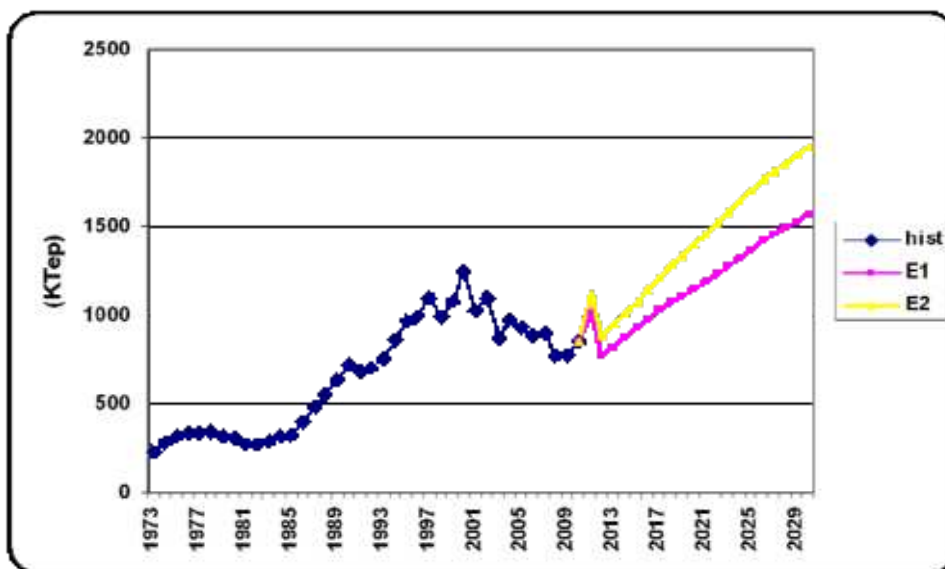
Elasticidad VATR : 1.986
Elasticidad Precio : -0.697

La divergencias de las trayectorias en la prospectiva del consumo total de Gasolina responden a dos factores: el ritmo de crecimiento económico y la evolución de los precios internacionales del petróleo que, atendiendo a las hipótesis de los escenarios, actúan de en el mismo sentido. En efecto, el Escenario Alternativo supone un mayor crecimiento del Valor Agregado de Transporte y menores alzas en los precios del petróleo que el Escenario Alternativo.

³²Por dieselización del parque se entiende al proceso de penetración de motores diesel en el parque vehicular.

³³ Estas elasticidades se calculan en base a los promedios de las variables para el período 2005-2010

Gráfico Nº 4.1.4.1. Prospectiva de la Demanda de Gasolina (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

De este modo, las hipótesis de aumento en los precios internacionales del petróleo en ambos escenarios tienden a deprimir el valor del indicador mencionado previamente, especialmente en el Escenario Tendencial, donde aquel aumento se combina con un menor ritmo de crecimiento económico:

Cuadro Nº 4.1.4.1. Relación kep de Gasolina/1000 RD\$ de 1970 de PIB

Años de Prospectiva	Escenario Tendencial	Escenario Alternativo
2010	81.4	81.4
2015	69.5	75.6
2025	70.3	73.3
2030	68.4	67.7

Fuente: Elaboración propia.

En el Cuadro Nº 4.1.4.2 se presentan los valores de la prospectiva del consumo total de Gasolina para ambos escenarios.

Cuadro Nº 4.1.4.2. Prospectiva de la Demanda de Gasolina (kTep)

Año	E1	E2
2010	918	918
2011	1007	1117
2012	770	887
2013	820	944
2014	875	1007
2015	927	1070
2016	978	1143
2017	1025	1211
2018	1071	1279
2019	1106	1337
2020	1139	1393
2021	1187	1456
2022	1229	1516
2023	1276	1576
2024	1320	1639
2025	1367	1702
2026	1418	1761
2027	1454	1809
2028	1489	1853
2029	1530	1902
2030	1568	1949

Fuente: Elaboración propia

4.1.5. Prospectiva de la demanda total de GLP

Como ya se ha expresado, el GLP se utiliza en el consumo energético de varios sectores de la economía dominicana: el sector Residencial (52.2%), el Transporte (38.2%), los sectores de Servicios (principalmente hoteles y restaurantes) (4.9%) y, en menor medida, en la industria y otros sectores (4.7%)³⁴.

Figura Nº4.1.5.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de GLP

$$\begin{aligned}
 \text{GLP} = & -663.4514 + 1.7653 * \text{PBIH} - 4.6427 * \text{PGLPS} - 112.4116 * \text{D8789} + 74.369 * \text{D00} - \\
 & (-24.5301) \quad (32.57184) \quad (-7.5336) \quad (-8.0817) \quad (3.3695) \\
 & -109.4747 * \text{D0203} - 117.3695 * \text{D09} - 324.0463 * \text{D10} \\
 & (-6.2763) \quad (-4.6475) \quad (-12.17893)
 \end{aligned}$$

$R^2 = 0,990$
 $DW = 2,2266$
 Período: 1982-2005
 El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Cointegración al 5%

Fuente: Elaboración propia.

³⁴ Los porcentajes se obtienen del Balance de Energía del año 2010.

En la Figura N° 4.1.5.1 se presenta el modelo adoptado para realizar la prospectiva del consumo final de GLP. Como en el caso de la demanda de Gasolina se optó por un modelo lineal ya que no fue posible confirmar la hipótesis de permanencia estructural en la versión logarítmica lineal³⁵ utilizando como muestra para la estimación el período 1985-2010.

Las variables explicativas consideradas son: el PIB por habitante (PIBH), atendiendo a que alrededor del 94% del consumo de GLP se vincula a los sectores Residencial, Transporte y Servicios; el precio de importación del GLP y cinco variables binarias: la primera (D8789) pretende diferenciar el período 1987-1989, por no contar con datos confiables sobre el consumo del combustible para esos años; la segunda (D00) para diferenciar el año 2000, donde se registra un consumo muy alto incompatible con la evolución de las variables económicas; las restantes (D0203), (D09) y (D10) están destinadas a diferenciar los años de perturbaciones macroeconómicas muy marcadas.

Los parámetros estimados que acompañan a las variables explicativas de carácter económico tienen los signos esperados; además, todos los parámetros del modelo resultan significativamente distintos de cero y las variables explicativas en conjunto explican una porción muy significativa de la varianza total del consumo de GLP ($R^2 = 0.995$). En este caso puede desecharse la existencia de auto-correlación de los residuos ($DW = 2.002394$).

Las elasticidades estimadas de la demanda de GLP respecto al ingreso medio (PIB por habitante) y respecto del precio, calculadas en los niveles promedio de estas variables para el período 2005-2010 son las siguientes:

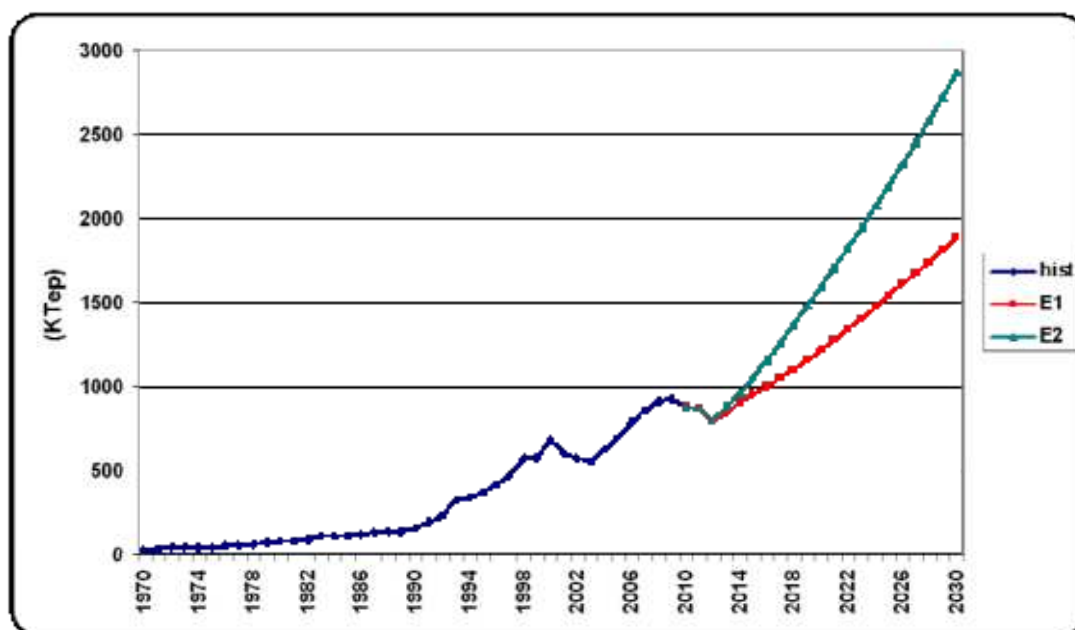
Elasticidad PIBH	:	2.1271
Elasticidad Precio ³⁶	:	- 0.6685

La rápida penetración del GLP en el Transporte y en los últimos años ha provocado un rápido incremento en el consumo. Es por ello que en la prospectiva, en el Escenario Tendencial se supone una continuidad de ese proceso, pero el menor crecimiento económico y el mayor incremento en los precios del petróleo (que supone un aumento en el precio interno sin suponer el mantenimiento del subsidio), modera considerablemente la dinámica en la demanda.

³⁵ También en este caso el test de Chow indica el rechazo de la hipótesis de permanencia estructural con muy altos niveles de significación y diferentes puntos de corte.

³⁶ Puesto que el subsidio al Gas Licuado fue modificado a partir del año 2007, cambiándose desde un subsidio al precio por un subsidio otorgado directamente a las personas, sea a los hogares o a los conductores de automóviles a través de bonos o libretas. Pero esta información no aparece directamente en las páginas vinculadas con la energía. Es por esto que resulta muy difícil incorporar este tipo de subsidio a partir de los precios en un modelo econométrico.

Gráfico Nº 4.1.5.1. Prospectiva de la Demanda de GLP (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

En el Escenario Alternativo, a pesar de admitir un menor incremento en el precio, la demanda crece debido al mayor incremento en el PIB por habitante (Gráfico Nº 4.1.5.1). Sin embargo, las dificultades de los métodos econométricos para la simulación de políticas en la prospectiva, hace que la comparación con los resultados de la prospectiva basada en el modelo LEAP sea particularmente importante para aportar algunos elementos adicionales con respecto a estos resultados.

En el Cuadro Nº 4.1.5.1 se presentan los valores de la prospectiva de dicho consumo entre ambos escenarios.

Cuadro Nº 4.1.5.1. Prospectiva de la Demanda de GLP (kTep)

Año	E1	F2
2010	881	881
2011	869	869
2012	790	800
2013	846	881
2014	905	965
2015	954	1058
2016	1003	1157
2017	1054	1261
2018	1106	1370
2019	1161	1484
2020	1217	1592
2021	1278	1706
2022	1341	1824
2023	1407	1948
2024	1475	2077
2025	1546	2199
2026	1610	2322
2027	1676	2451
2028	1744	2586
2029	1815	2726
2030	1889	2873

Fuente: Elaboración propia

4.1.6. Prospectiva de la demanda total de Gasoil

A diferencia de los demás combustibles aquí considerados, en el caso del Gasoil una porción muy importante del consumo (31.7% del total) se realiza en los centros de transformación (centrales eléctricas del Servicio Público 9.4% y Autoproducción 22.3%). Dentro del consumo final, la mayor parte corresponde al Transporte (81.5%) y el resto se utiliza en la industria (9.6%), en las actividades de Servicios (2.7%) y el resto en actividades primarias.³⁷ Es decir, que el grueso de la demanda total de este combustible está dominado por la generación Eléctrica y el Transporte (cerca del 87% en el año 2010).

Atendiendo a lo señalado y considerando que la inestabilidad estructural no es en este caso un fenómeno muy marcado, se prefirió utilizar un modelo lineal en los logaritmos de las variables e incluir el logaritmo del Valor Agregado del sector Transporte y Almacenamiento (LVATR)³⁸ y del precio de importación del Gasoil (LPGO) como variables explicativas de carácter económico. También se incluyeron cuatro variables binarias destinadas a corregir ciertas anomalías que se observaron en los datos de la serie de consumo o situaciones que no reflejan

³⁷ Los porcentajes de consumo resultan del Balance Energético del año 2010.

³⁸ El VA del sector Transporte se comporta del mismo modo que el PBI (el coeficiente de correlación lineal simple entre ambos agregados es de 0.99) de modo que también puede utilizarse como indicador de este último.

las variaciones del VA del sector Transporte o los precios de importación. Se trata del año 1990 (D90), donde aumenta el consumo sin correspondencia en el nivel de actividad; el período 1996-2000 (D9600), en el que se presume se produce un acelerado proceso de dieselización en el parque automotor; los años 2004-2005 (D0405), donde los consumos quedan estancados mientras que el nivel de actividad se retrae; y los años 2009-2010 (D0910), debido a las perturbaciones macroeconómicas de esos años.

En la Figura Nº 2.1.6.1 se presentan los resultados de la estimación de este modelo. Puede observarse que los signos de los estimadores de los parámetros que acompañan a las variables de carácter económico son los esperados a priori y que todos los parámetros del modelo resultan significativamente distintos de cero. Por otra parte, la porción de la varianza total de LGO explicada por el modelo es muy alta (98%) y puede descartarse estadísticamente la existencia de auto-correlación de los residuos.

Figura Nº 4.1.6.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Gasoil

$$\begin{aligned} \text{LGO} = & -1.479329 + 1.659 * \text{LVATR} - 0.3739 * \text{LPGO} + 0.2197 * \text{D90} + 0.283 * \text{D9600} + \\ & (-5.1712) \quad (29.682) \quad (-9.672) \quad (2.2896) \quad (5.451) \\ & + 0.2241 * \text{D0405} - 0.282686 * \text{D0910} \\ & (3.091) \quad (-3.528868) \end{aligned}$$

$$R^2 = 0.9814$$

$$\text{DW} = 1.9263$$

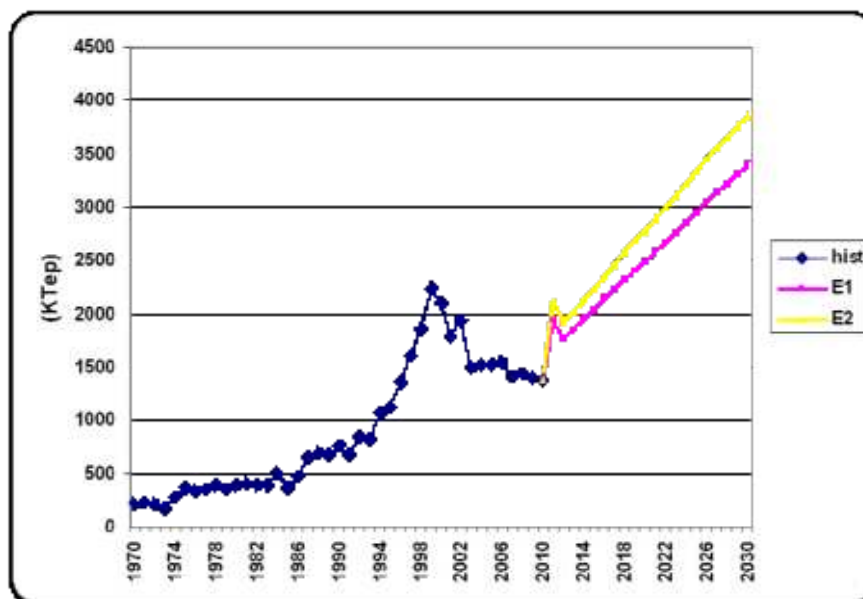
Período: 1977-2010

El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Cointegración al 1%

Fuente: Elaboración propia.

En el Gráfico Nº 4.1.6.1 se presenta la evolución histórica del consumo total de Gasoil y las trayectorias de la prospectiva de ese consumo correspondientes a ambos escenarios.

Gráfico Nº 4.1.6.1. Prospectiva de la Demanda Total de Gasoil (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

Si se considera la relación entre el consumo total de Gasoil (GO) y el PIB (es decir GO/PIB) se observa que, durante el período histórico 1980-2000, esa relación de contenido de Gasoil en el PIB se incrementó a una tasa media anual de 4.3 %. Durante el período de prospectiva esa relación se incrementa a ritmos mucho menores: 1.6% a.a. en el Escenario Alternativo y 1.0 % a.a. en el Escenario Tendencial.

Al igual que en el caso de otros combustibles, la diferente evolución de la mencionada relación se debe fundamentalmente a las hipótesis relativas a la evolución del PIB y de los precios del petróleo en el ámbito internacional.

De cualquier modo, la evolución futura del consumo de Gasoil va a depender de manera esencial de las decisiones que se adopten con relación a la estructura de la generación eléctrica (por tecnologías) en el Servicio Público, de las posibles sustituciones en los combustibles utilizados (gas natural, carbón mineral) y de la evolución de la Autoproducción con relación a la generación originada en el servicio Público.

Es entonces claro que la prospectiva del consumo total de Gasoil que aquí se presenta, en ambos escenarios, supone la permanencia estructural en el ámbito de la generación eléctrica. Se trata por tanto de evoluciones homotéticas con relación a ese aspecto.

En el Cuadro Nº 4.1.6.1 se presentan los valores de la prospectiva de la demanda total de Gas Oil para ambos escenarios.

Cuadro N° 4.1.6.1. Valores de la prospectiva de la demanda total de Gas Oil
(kTep)

Año	E1	E2
2010	1374	1374
2011	1938	2113
2012	1768	1928
2013	1854	2023
2014	1950	2128
2015	2042	2235
2016	2140	2355
2017	2235	2468
2018	2330	2583
2019	2409	2685
2020	2487	2784
2021	2580	2894
2022	2665	3001
2023	2760	3110
2024	2850	3224
2025	2945	3340
2026	3050	3459
2027	3132	3558
2028	3214	3653
2029	3306	3758
2030	3393	3859

Fuente: Elaboración propia.

4.1.7. Prospectiva de la demanda final de Avtur

En el caso del consumo final de Avtur también se utilizó un modelo lineal en las variables, incluyendo el Valor Agregado en el sector Transporte y Almacenamiento (VATR) y el precio de importación del combustible (PAV) como variables explicativas (Figura N° 2.1.7.1).³⁹ Del mismo modo que en el caso del consumo de Gasolina y de GLP, no resulta admisible sostener la constancia de la elasticidad con el nivel de las variables y por tanto parece más conveniente utilizar una especificación lineal. Las variables binarias D0203 y D04 diferencian los años de falta de correspondencia entre el consumo de Avtur y la evolución del Valor Agregado de Transporte; mientras que D0910 diferencia los años de perturbación macroeconómica.

Tal como se desprende de dicha figura, los resultados de la estimación del modelo tienen propiedades estadísticas muy aceptables: todos los coeficientes estimados son significativamente distintos de cero; los estimadores de los parámetros que acompañan a las variables económicas tienen los signos teóricamente esperados; el modelo explica una muy alta proporción de la varianza total del consumo final de Avtur (AV) y puede descartarse la existencia de auto-correlación.

³⁹ La variable binaria D8689 tiene por finalidad corregir el efecto de datos no plenamente confiables para el período 1987-89 (algunos de esos datos se estimaron por interpolación lineal).

Figura Nº 4.1.7.1. Modelo Utilizado para realizar la prospectiva de la Demanda de Avtur

$$AV = -108.64 + 1.3186 * VATR - 2.08238 * PAV - 70.7865 * D8789 - 102.838 * D0203 + 164.52 * D04 - 97.965 * D0910$$

(-8.199) (30.4865) (-6,748) (-5.037) (-5.7178)
 (6.9765) (-4.9167)

$R^2 = 0.98$
 DW = 1.592
 Período: 1980-2010
 El ADF Test Statistic permite verificar la existencia de Cointegración al 5%

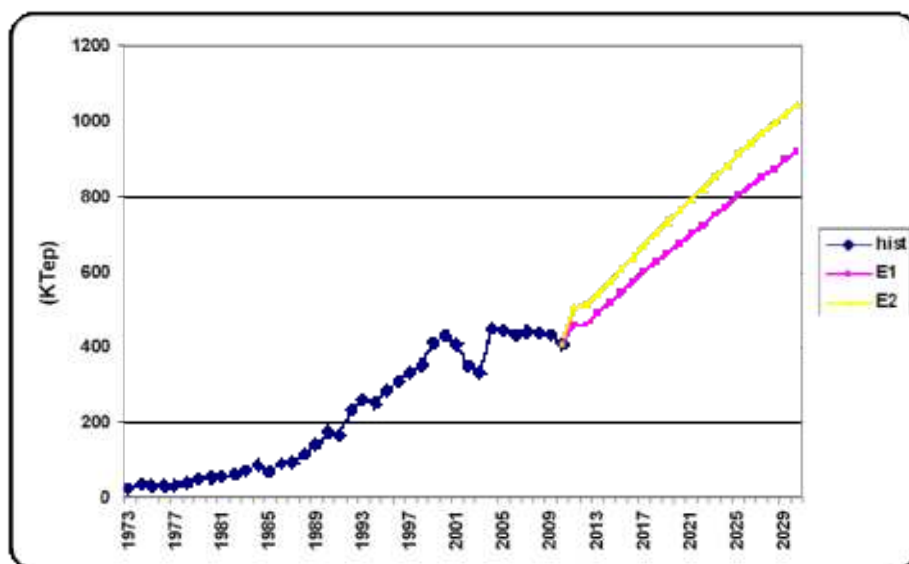
Fuente: Elaboración propia.

Utilizando el valor medio de las variables para el período 2005-2010, el valor estimado de las elasticidades de la demanda de Avtur con respecto al nivel de actividad (VATR) y con respecto al precio del combustible son las siguientes:

Elasticidad respecto al nivel de actividad (VATR): 1.72
 Elasticidad Precio: - 0.421

En el Gráfico Nº 4.1.7.1 se presenta la evolución histórica del consumo de Avtur y la prospectiva de la demanda de ese combustible para los dos escenarios.

Gráfico Nº 4.1.7.1. Prospectiva de la Demanda de Avtur (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

En el Cuadro N° 4.1.7.1 se presentan los valores de la prospectiva de la demanda de ese combustible para los dos escenarios.

Cuadro N° 4.1.7.1. Prospectiva de la Demanda de Avtur (kTep)

Año	E1	E2
2010	408	408
2011	459	508
2012	461	512
2013	487	541
2014	517	573
2015	545	605
2016	574	640
2017	601	673
2018	629	705
2019	651	734
2020	673	762
2021	699	792
2022	723	821
2023	750	850
2024	774	881
2025	801	911
2026	829	942
2027	851	968
2028	873	992
2029	897	1019
2030	920	1044

Fuente: Elaboración propia.

4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA CON MÉTODOS ANALÍTICOS

Con la asistencia del modelo LEAP y en base a la evolución de las variables explicativas y parámetros que determinan los requerimientos (detalladas conceptual y numéricamente en los correspondientes Escenarios Socioeconómicos y Energéticos), se realizaron las proyecciones de la Demanda Final de energía al año 2030 e intermedios, para cada uno de los escenarios formulados.

Por su parte, resulta importante destacar que el concepto de Demanda Final⁴⁰, tanto en energía neta como útil, incluye todas las demandas sectoriales relevadas en el BEU y el Consumo Final No Energético, no estando incluidos ni el Consumo Propio del sector energético ni el Consumo Intermedio de los Centros de Transformación (principalmente los consumos de combustibles para generación eléctrica). A los efectos de estimar la evolución de estos dos conceptos será necesario realizar las proyecciones del abastecimiento

⁴⁰ Corresponde al concepto de Consumo Total Final del Balance de Energía Útil.

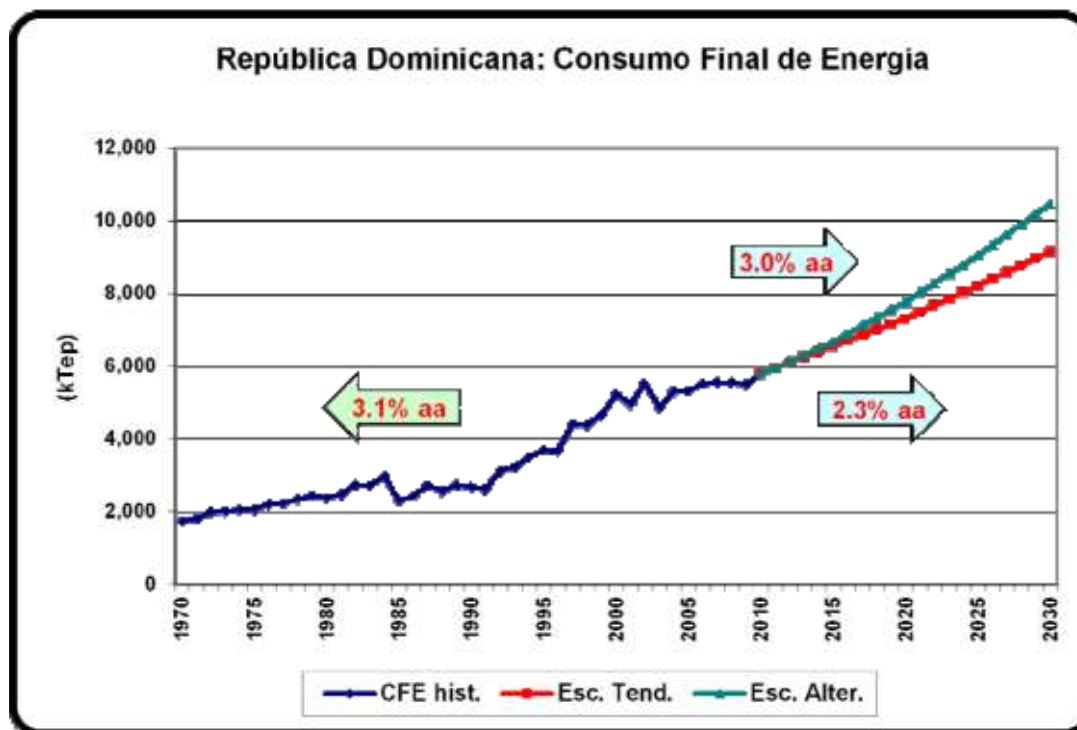
energético, tarea no incluida dentro de este proyecto. Por lo tanto, se calculan las proyecciones de los requerimientos finales de fuentes energéticas para el conjunto de los sectores consumidores finales de energía, a excepción de lo que requiere el propio sistema energético para producir y distribuir dichas fuentes.

4.2.1. La Demanda Total Final de Energía Útil y Neta y los Rendimientos

A continuación se presenta en el Cuadro N° 4.2.1.1 los resultados de las proyecciones de la Demanda Total Final de energía de República Dominicana, expresadas en energía neta y útil, así también como los rendimientos globales resultantes de la utilización de la energía. Del mismo pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- En términos de energía neta, el consumo final total en el 2030 se ubica en 10,460 kTep en el Escenario Alternativo y en 9,153 kTep en el Escenario Tendencial. Las tasas anuales de crecimiento promedio son del orden del 3.0% y de 2.3% respectivamente. Estas tasas, sensiblemente menores a las correspondientes a la evolución de la energía útil, son consecuentes con las pautas de los Escenarios Energéticos en cuanto prevén aumentos en la eficiencia media de utilización de la energía, efecto que depende de varios factores, como se verá más adelante, y de la sustitución de la Leña.
- Las elasticidades con respecto al PIB del incremento de la energía neta, medida entre extremos, se ubican en 0.62 para el Escenario Alternativo y 0.64 para el Escenario Tendencial.
- El consumo final total de energía útil se ubicará en el año 2030 en un valor de 5,399 kTep en el Escenario Alternativo y de 4,310 kTep en el Escenario Tendencial; eso significa, comparado con los 2,382 kTep consumidos en el año base (2010) tasas anuales de crecimiento medias para todo el período de 4.2% y 3.0% respectivamente.
- Al relacionar la evolución del consumo útil entre extremos del período de proyección con las evoluciones previstas del PIB total en ambos escenarios, las elasticidades resultantes arrojan valores de 0.87 y 0.84 para el Escenario Alternativo y el Escenario Tendencial respectivamente.
- A partir del cociente entre los consumos útiles con los netos se obtienen los rendimientos medios de utilización de la energía de todo el sector de demanda final del país. Dichos rendimientos pasan de 41.1% en el año base a 51.6% para el Escenario Alternativo (aumento del 25%) y a 47.1% en el Escenario Tendencial (aumento del 14%) en todo el período.

Gráfico Nº 4.2.2.2.1. Evolución del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030



Fuente: Elaboración propia.

Quadro Nº 4.2.1.1. Demanda Final Total de Energía

	2010	2015	2020	2025	2030	Crecimiento 2010-2030	Tasa % a.a. 2010-2030
Energía Neta (kTep)							
Escenario Tendencial	5,799.3	6,564.3	7,312.7	8,217.4	9,153.0	58%	2.3%
Escenario Alternativo	5,799.3	6,666.9	7,767.4	9,042.2	10,460.1	80%	3.0%
Energía Útil (kTep)							
Escenario Tendencial	2,381.6	2,803.0	3,229.9	3,752.8	4,310.7	81%	3.0%
Escenario Alternativo	2,381.6	2,952.0	3,628.7	4,446.0	5,398.3	127%	4.2%
Rendimiento (%)							
Escenario Tendencial	41.1%	42.7%	44.2%	45.7%	47.1%	15%	0.7%
Escenario Alternativo	41.1%	44.3%	46.7%	49.2%	51.6%	26%	1.1%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

- En base a estas mejoras en los rendimientos globales se concluye que el sistema de abastecimiento deberá satisfacer los mismos requerimientos de energía útil con menores cantidades físicas de fuentes energéticas, lo que significa menores importaciones, menores costos, menores inversiones en la

expansión de la infraestructura de oferta, mejoras en la balanza comercial y una disminución del impacto ambiental.

- Con respecto a las causas que están detrás de esta mayor eficiencia, la principal se refiere a las medidas de URE propuestas en los escenarios (a partir de mejoras en los rendimientos de los equipos), y además, a los procesos de sustitución por fuentes de mayor calidad, junto a modificaciones en la estructura del consumo por sectores y módulos.
- La población total crece, durante el período de proyección, en ambos escenarios a una tasa media anual de 1.0% (según datos de la ONE). En el siguiente cuadro se presenta la evolución de los consumos de energía por habitante. El consumo de energía útil por habitante se ubicará en el 2030 en 468 kep/ hab para el Escenario Alternativo, o sea un 86% superior al valor del año base (252.1 kep/ hab). Este valor refleja, por una parte, una mejora sustantiva en la satisfacción de los requerimientos de energía de la población; y, por otra, la mayor complejidad de la estructura productiva de bienes y servicios. En el Escenario Tendencial el consumo útil por habitante crece a un ritmo menor: alcanzará en el 2030 los 374 kep/ hab, un incremento del 48% respecto al 2010.

Cuadro Nº 4.2.1.2. Demanda Final Total de Energía por Habitante
(kep/habitante)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa % a.a. 2010-2030
Consumo Neto/hab.						
Escenario Tendencial	614.0	650.7	689.7	741.0	793.5	1.3%
Escenario Alternativo	614.0	660.8	732.6	815.4	906.8	2.0%
Consumo Útil/hab.						
Escenario Tendencial	252.1	277.8	304.6	338.4	373.7	2.0%
Escenario Alternativo	252.1	292.6	342.3	400.9	468.0	3.1%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

- En cuanto a los consumos netos por habitante, estos se incrementan en menor medida por efecto de las mayores eficiencias globales de la utilización de la energía. En el Escenario Alternativo aumentará un 48% en todo el período, pasando de 614 kep/ hab. en el año 2010 a 907 kep/ hab. en el 2030 y en el Escenario Tendencial crecerá un 29%, ubicándose este indicador en 794 kep/ hab. en el año 2030.

4.2.2. Demanda por Sectores Socioeconómicos

4.2.2.1. En Energía Útil

A continuación se presentan una serie de conclusiones respecto de la evolución de los consumos útiles por sector.

- En el año base tres sectores demandan el 77.2% del consumo útil total. Estos son: Industria (36.9%), Transporte (20.3%) y Residencial (20.0%).
- En el Escenario Alternativo, se destaca la Industria como el sector que presenta un ritmo de crecimiento del consumo útil superior al medio (de 4.2% a.a.), con el 5.3% a.a. En consecuencia, con los diferentes ritmos de crecimiento, la estructura del consumo útil se modifica, explicando ahora la Industria en el 2030 el 45.8%, el Residencial el 18.4% y el Transporte el 14.7% del consumo útil total para dicho año.
- La evolución del consumo útil sectorial es diferente en el Escenario Tendencial, sin embargo, también se observa una modificación en la estructura al año 2030, donde la Industria participa con el 41.6%, el Residencial con el 19.6% y el Transporte con el 17.1%

4.2.2.2. En Energía Neta

Con relación a la evolución del consumo sectorial expresado en energía neta, se debe tener en consideración, además de las correspondientes evoluciones del consumo útil sectorial; las mejoras en los rendimientos de utilización medios sectoriales como consecuencia de medidas de URE y los procesos de sustitución que se plantean en cada sector.

Tal como fuera expuesto, el análisis sectorial del consumo neto total adquiere más importancia desde el punto de vista de la oferta o abastecimiento, debido a que medidas de política energética tendrán diferente impacto (sobre la infraestructura, las inversiones, la balanza comercial, el medio ambiente, etc.) según el peso que tenga el sector en el consumo neto total.

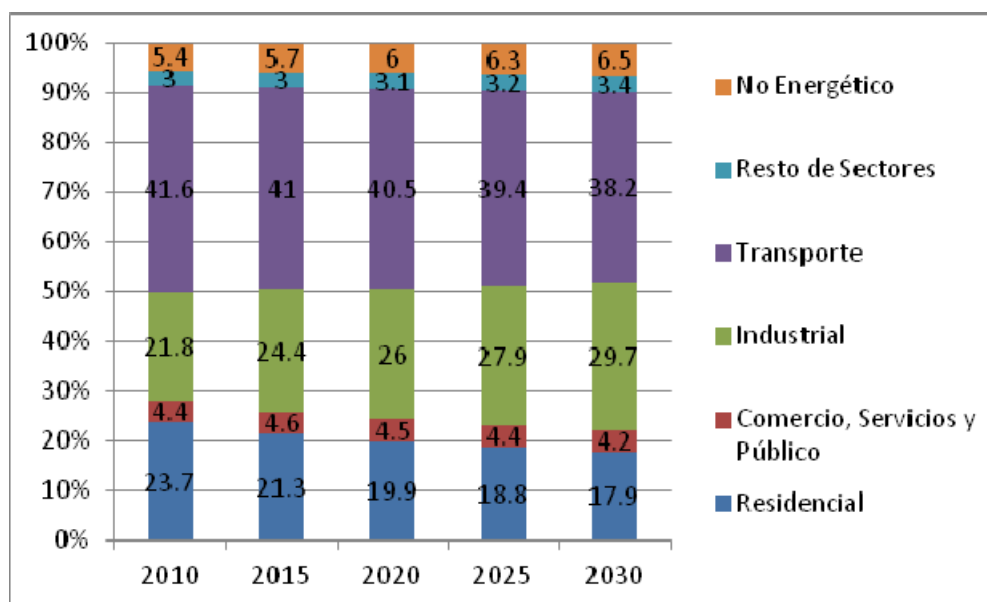
A continuación se presentan las principales conclusiones obtenidas a partir de los resultados aquí expuestos:

- La estructura sectorial del consumo neto en el año base 2010 difiere de la estructura del consumo útil. En dicho año el principal sector es el Transporte, que representa el 41.6% del consumo neto total; seguido por el Residencial con el 23.7%; y en tercer lugar, la Industria que participa con el 21.8%. Los tres sectores en conjunto explican el 87.1% del consumo neto final total. El Transporte presenta los rendimientos más bajos, dado que la tecnología

excluyente son los motores de combustión interna; por el contrario, la Industria es el sector más eficiente; y el sector Residencial se sitúa, en cuanto a eficiencia, en un nivel intermedio. Este es el motivo principal que explica la diferencia en pesos relativos que poseen estos sectores en términos de energía neta y útil.

- En el Escenario Alternativo el sector Residencial presenta la menor tasa de crecimiento relativo (con el 1.6% a.a. a lo largo del período), frente al promedio de todos los sectores de 3.0% a.a. En consecuencia, la participación del Residencial se reduce pasando del 23.7% en el año base al 17.9% en el 2030. La principal causa de esta importante disminución es fundamentalmente la sustitución de la Leña, como se detallará más adelante cuando se analicen las proyecciones del sector Residencial.
- Todos los restantes sectores del consumo neto, a excepción del Transporte (donde se intensifican las medidas de URE) y el Comercio, Servicios y Público, crecen a un ritmo mayor que el promedio en el Escenario Alternativo y, por lo tanto, incrementan su participación en la estructura del consumo neto sectorial. El siguiente gráfico muestra la evolución de la participación sectorial del consumo neto entre el año 2010 y 2030.

Gráfico N° 4.2.2.2.2. Estructura del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030. Escenario Alternativo

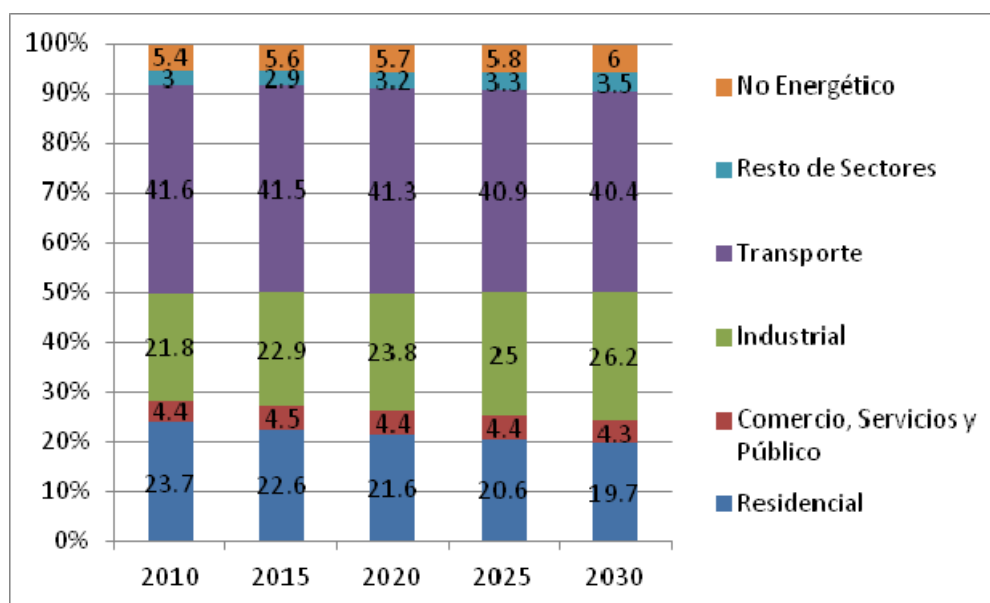


Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

En el Escenario Tendencial tres son los sectores que crecen menos que el promedio del período (2.3% a.a.): el Residencial (1.4% a.a.), el Transporte (2.2%

a.a.) y el Comercio, Servicios y Público (2.2% a.a.). El primero es debido a la sustitución de la Leña que, aunque es menor con respecto al Alternativo, sigue teniendo importancia. En cuanto al Transporte, la disminución de su participación en el consumo neto del Escenario Tendencial, se debe a las medidas de URE, lo mismo que en el Comercio, Servicios y Público. Los tres restantes sectores aumentan su participación.

Gráfico Nº 4.2.2.2.3. Estructura del consumo neto por sectores. Años 2010 y 2030. Escenario Tendencial



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

A continuación se presenta la evolución de los consumos de energía por habitante y la intensidad energética.

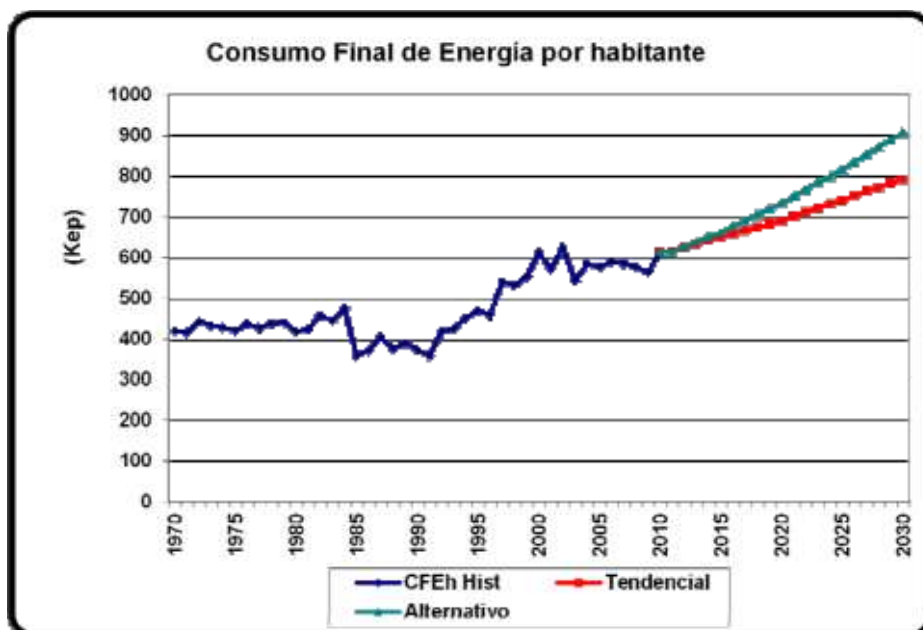
En lo que respecta al consumo final por habitante se aprecia, en ambos escenarios, una mejora en dicho indicador, con tasas del 2% a.a. en el caso del Alternativo y del 1.3% a.a. en el Tendencial, asociado a una mejor utilización de la energía y uso de fuentes más eficientes. Las trayectorias aquí observadas se encuentran un tanto moderadas, con respecto a aquellas observadas en el período 1990-2000, guardando relación con las tasas más recientes correspondientes al período: 2003-2010.

Con relación a la intensidad energética con respecto al PIB, se aprecia una importante disminución de este indicador en ambos escenarios, a consecuencia principalmente de las medidas de uso eficiente de la energía propuestas en ambos escenarios y al proceso mismo de la economía que ha pasado de una

economía con alta ponderación de actividades más intensivas en el uso de la energía, por otras de menor intensidad como son las del sector de los servicios.

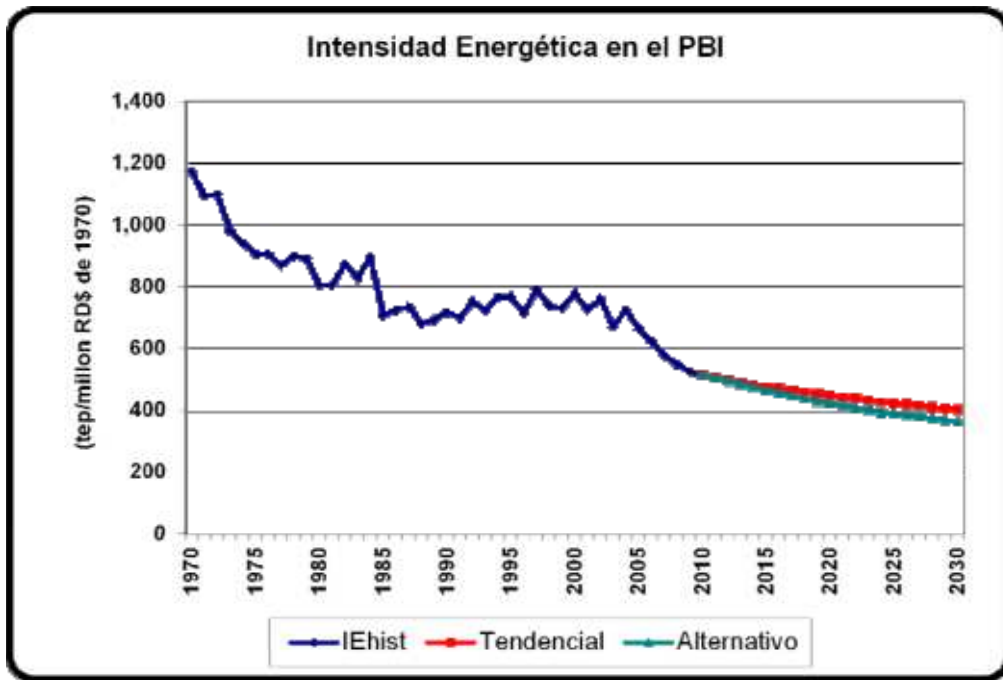
Por último, se presenta la evolución del sendero energético de República Dominicana para cada escenario.

Gráfico N° 4.2.2.2.4. Evolución del consumo neto por sectores de República Dominicana. Años 2010 y 2030



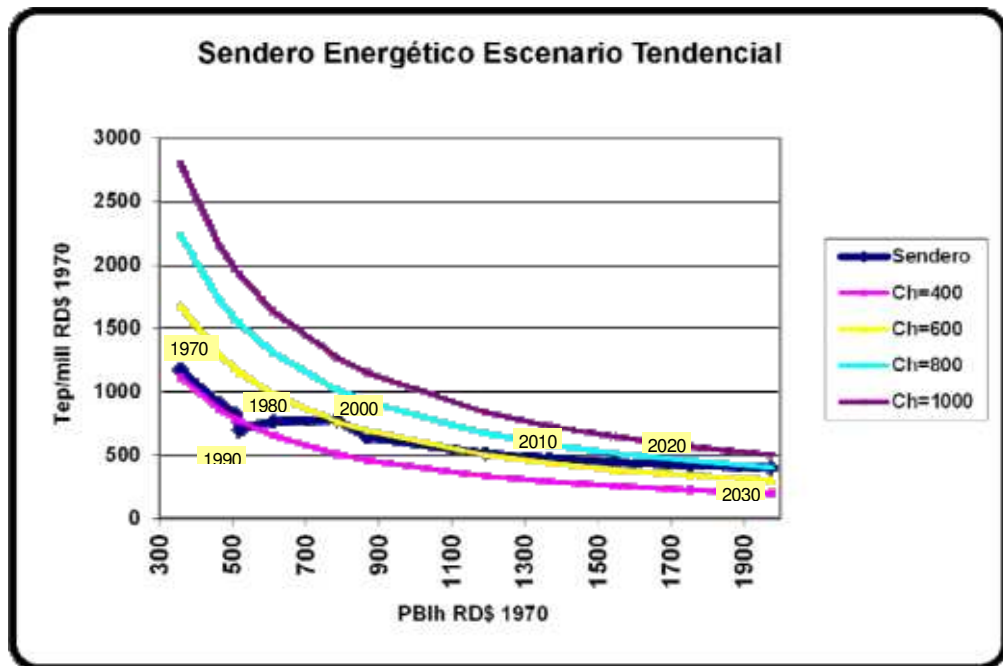
Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana

Gráfico N° 4.2.2.2.5. Evolución de la Intensidad Energética de República Dominicana. Años 2010 y 2030



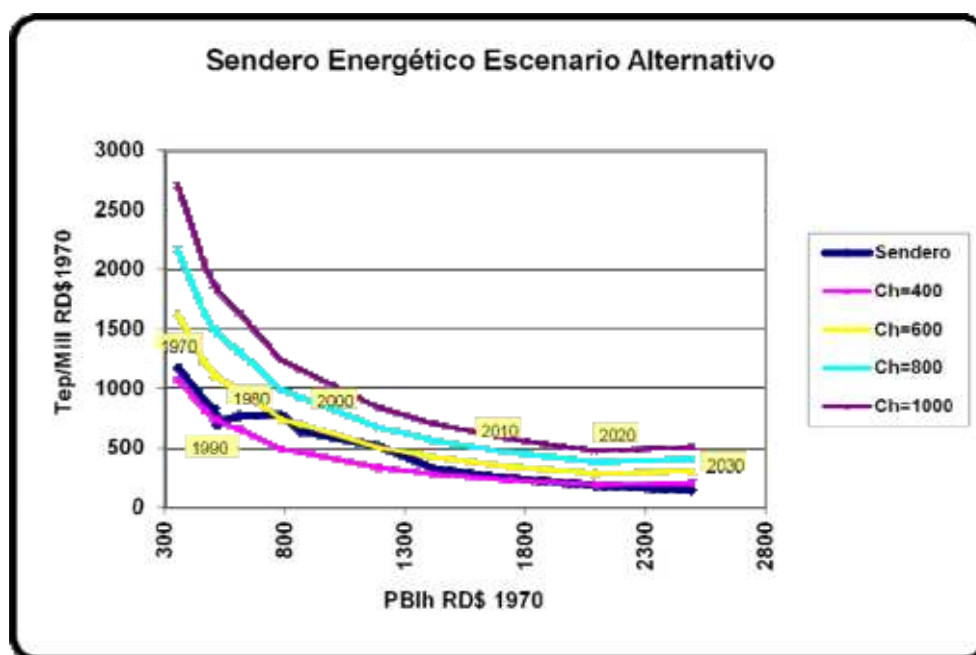
Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana y datos del PIB provistos por el BCRD.

Gráfico Nº 4.2.2.2.6. Evolución del Sendero Energético. Escenario Tendencial



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana y datos del PIB provistos por el BCRD.

Gráfico Nº 4.2.2.2.7. Evolución del Sendero Energético. Escenario Alternativo



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana y datos del PIB provistos por el BCRD.

Un modo alternativo de mostrar globalmente la relación entre el consumo de energía y las variables socioeconómicas es mediante una gráfica que relaciona la intensidad energética con el PIB por habitante, conocida como *sendero energético*.

En los gráficos anteriores se muestra el sendero energético de República Dominicana en el período 1970-2030. En abscisas se indica el PIB por Habitante y en ordenadas la intensidad energética. Lo deseable es una evolución de la parte superior izquierda hacia la inferior derecha, lo que indica que se obtiene un mayor PIB por habitante con una menor intensidad energética. Esta es, en general, la tendencia que se observa en República Dominicana, con la excepción de la década del '80 que tiene este indicador un comportamiento errático.

En el período de proyección, 2010-2030, puede verse que este indicador evoluciona favorablemente, siendo preferible la situación del Escenario Alternativo, donde con menores intensidades energéticas se obtiene un mayor PIB por habitante respecto al Escenario Tendencial.

4.2.3. Demanda por Fuentes Energéticas

El análisis de la demanda de energía por fuentes adquiere particular relevancia por cuanto sobre ellas se aplican en definitiva las políticas energéticas. El análisis del consumo de energía útil por fuentes tiene por finalidad ver en qué grado atiende cada una de ellas los variados requerimientos energéticos finales de la sociedad; mientras que, en energía neta, define los niveles de actividad

que tendrán los distintos subsectores de la oferta: eléctrico, derivados del petróleo, leña y biomasa, etc.

Se analizan en particular tres de las principales fuentes energéticas consumidas en República Dominicana, esto es la Electricidad, el GLP y el Gas Natural, considerando no sólo su participación en el consumo total sino también la diversidad de sectores en que se utilizan.

Por otra parte, los resultados de las proyecciones por fuentes a nivel de energía neta obtenidos por el método analítico (mediante la aplicación del modelo LEAP) permiten realizar comparaciones con las proyecciones econométricas, en el caso del Escenario Tendencial.

4.2.3.1. En Energía Útil

Las proyecciones de la demanda de energía útil por fuentes se presentan a continuación y de éstas se extraen las siguientes conclusiones:

- En el año base, 2010, la estructura del consumo útil era la siguiente: la principal fuente fue la Electricidad, que representaba el 31.2% del total; le sigue el GLP con el 13.0%, el Gasoil con el 11.9% y la Gasolina con el 11.1%. Cabe destacar que la Leña presentaba en el 2010 un porcentaje en la participación de la demanda en términos de energía útil de tan sólo el 2.1% (contra el 7.6% en términos de energía neta). Estas cifras reflejan el hecho de que las fuentes con rendimientos elevados en las tecnologías que se utilizan para satisfacer necesidades, presentan un peso mayor en términos de energía útil, que aquellas con rendimientos bajos, tal el caso de la Leña.
- En el Escenario Alternativo se destaca la penetración del Gas Natural, llegando a consumirse en el 2030 alrededor de 243 kTep útiles, que representarán en ese año el 4.5% del consumo útil total.
- La Electricidad presenta un ritmo de crecimiento importante y superior al promedio: crece a una tasa del 5.1% a.a. comparado con el 4.2% a.a. del conjunto.
- En el Escenario Tendencial el aumento de la demanda y las modificaciones en la estructura por fuentes son sensiblemente menores como consecuencia de una menor dinámica de la actividad económica y procesos de sustitución más atenuados. Por lo pronto, se prevé en este escenario un ingreso no tan masivo del Gas Natural (sólo en Industria y Transporte), no penetra el Alcohol Etílico, y habrá un leve incremento en la participación del Biodiesel.

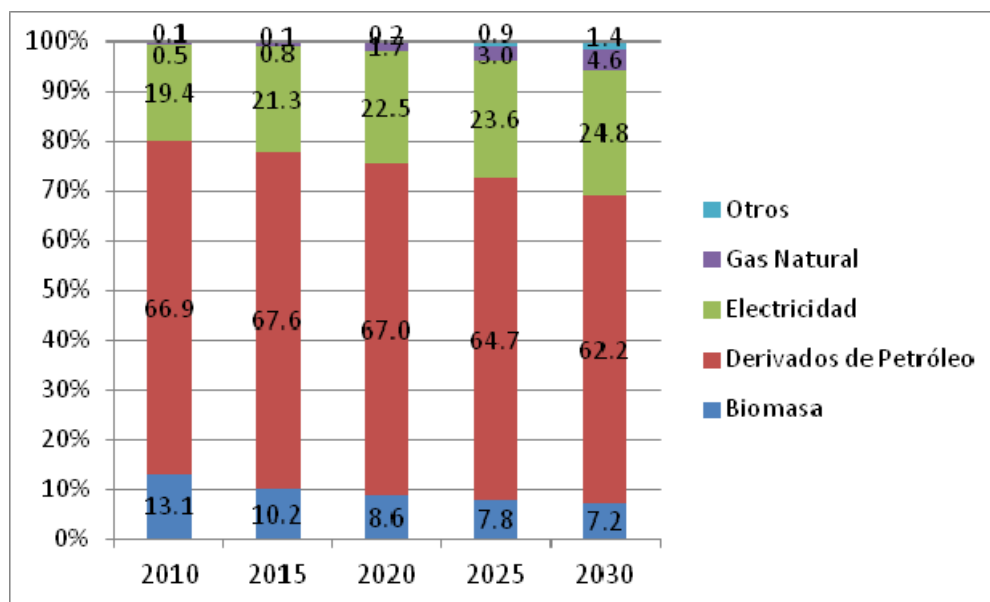
- Entre las fuentes que presentan crecimientos mayores al promedio se destacan el Gas Natural, alcanzando un consumo de 127 kTep útiles en el 2030, representando el 2.9% del consumo total en energía útil.
- La Electricidad presenta también en el Escenario Tendencial un crecimiento superior al consumo total de energía, con una tasa de 3.7% a.a., contra el 3.0% del total de las fuentes.

4.2.3.2. En Energía Neta

Se presentan a continuación las principales conclusiones extraídas de la evolución de la demanda de energía en términos de energía neta.

- Las principales fuentes que crecen a un ritmo mayor que el consumo neto total en el Escenario Alternativo (3.0% a.a. para el período 2010-2030), son: el Gas Natural (15.1% a.a.), Biodiesel (13.2% a.a.), Solar (10.9% a.a.), Residuos de Biomasa (4.4% a.a.), la Electricidad (4.2% a.a.) y el Fuel oil (4.0% a.a.).
- Las principales fuentes en regresión en el Escenario Alternativo son: Leña (-4.6% a.a.), Kerosene (-1.8% a.a.), Carbón Vegetal (con una tasa del 1.6% a.a., por ende menor a la media ubicada en el 3.0% a.a.), el Gasoil (1.7% a.a.) y la Gasolina (0.8% a.a.).
- La estructura por categoría de fuentes para el Escenario Alternativo se presenta a continuación, donde se aprecia que los Derivados del Petróleo reducen su participación del 66.9% al 62.2%; el Gas Natural penetra el 4.6% del total; la Electricidad tiene un crecimiento importante, pasando del 19.4% al 24.8% y las fuentes de Biomasa caen del 13.1% al 7.2% (principalmente por efecto de la Leña).

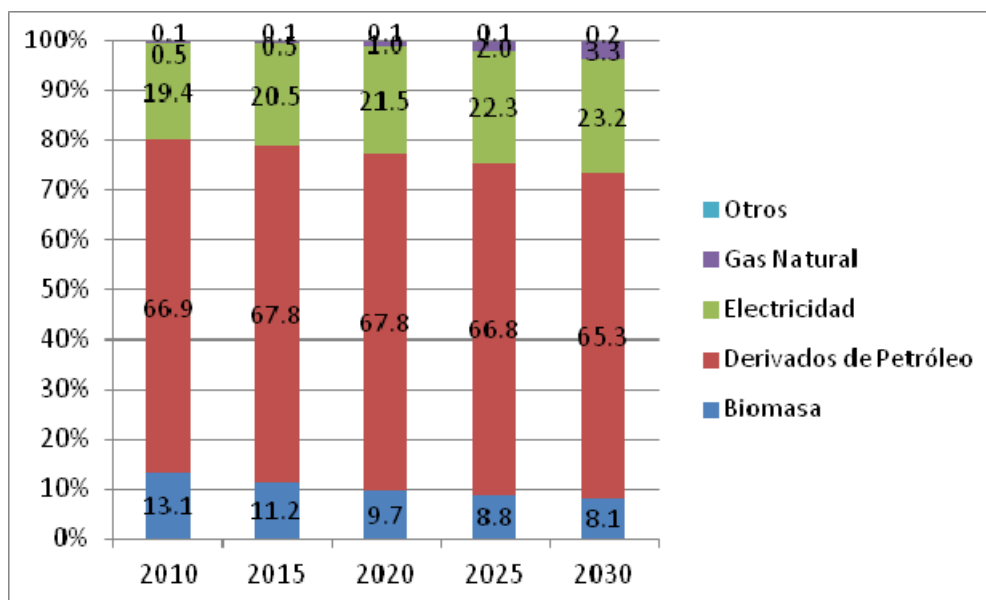
Gráfico Nº 4.2.3.2.1. Estructura del consumo neto por categoría de fuentes.
Años 2010 y 2030. Escenario Alternativo



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

- En el Escenario Tendencial, las modificaciones en la estructura del consumo neto por fuentes son más moderadas. Se recuerda que en este escenario no se prevé la incorporación masiva del Gas Natural, no penetra el Alcohol Etílico, y el Biodiesel lo hace en forma moderada así como la energía Solar.
- La sustitución de la Leña es menor en el Escenario Tendencial que en el Escenario Alternativo. La disminución de los consumos de Leña en el Tendencial se produce a una tasa promedio de $-2.4\% \text{ a. a.}$, lo que la lleva al 2030 a perder participación respecto al año base, alcanzando en el 2030 un peso relativo en el consumo final de energía del 3.0%
- El Gráfico Nº 4.2.3.2.2 muestra la evolución de la estructura por categoría de fuentes para el Escenario Tendencial, donde puede apreciarse que el conjunto de los Derivados del Petróleo disminuye su participación del 66.9% tan sólo al 65.3%; lo mismo sucede con la Biomasa que pasa del 13.1% al 8.1% en el 2030, por el contrario la Electricidad crece del 19.4% al 23.1% El Gas Natural tomará el 3.3% del consumo final en el 2030.

Gráfico Nº 4.2.3.2.2. Estructura del consumo neto por categoría de fuentes.
Años 2010 y 2030. Escenario Tendencial



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

4.2.3.3. Demanda de Electricidad

A continuación, se presentan y analizan los resultados de las proyecciones de los consumos netos de Electricidad que deberán ser atendidos por el sistema de generación, transmisión y distribución de República Dominicana⁴¹. La Electricidad se consume en todos los sectores socioeconómicos y se incluyen aquí tanto los consumos que deberán ser atendidos por el servicio público como por la autoproducción de Electricidad.

- La demanda final de Electricidad pasará de 13,110 GWh registrados en el año 2010 a 30,129 GWh en el 2030 para el Escenario Alternativo y a 24,658 GWh en el Escenario Tendencial. Ello significa tasas de crecimiento promedio del 4.2%a.a. y 3.2%a.a. respectivamente.

⁴¹ Se recuerda que para obtener la demanda total falta incluir el consumo de Electricidad del propio sector energético de República Dominicana, y para analizar la capacidad de generación habrá que adicionar las pérdidas técnicas de transmisión y distribución.

- El consumo total de electricidad por habitante en República Dominicana ascendía en el año 2010 a 1,388 kWh/ hab-año. Este indicador en el caso del Escenario Alternativo, al año 2030, se incrementará a 2,612 kWh/ hab-año, es decir un 88% de aumento durante el período, mientras que en el caso del Escenario Tendencial dicho indicador se ubicará en 2,138 kWh/ hab-año en el año 2030 (un 54% por encima del valor registrado en 2010).
- Dentro del Escenario Alternativo los sectores cuya demanda de Electricidad crece a un ritmo superior al total son Industria (5.4% a.a.) y Transporte (7.8% a.a., debido al Metro). Por el contrario, presentan menores tasas de crecimiento con respecto a la media el Resto de Sectores (4.0% a.a.), Comercio, Servicios y Público (2.6% a.a.) y Residencial (3.2% a.a.).
- Como consecuencia de ello se modifica la estructura sectorial del consumo Eléctrico en el Escenario Alternativo, quedando al 2030 de la siguiente manera: Industrial 52.2%; Residencial 28.6%; Comercio, Servicios y Público 11.9%; Resto de Sectores 6.9% y Transporte 0.4%

Quadro Nº 4.2.3.3.1. Consumo Neto de Electricidad por Sectores (en GWh)

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	4,558	5,288	6,011	6,861	7,820	2.7%
Comercio Servicios y Publico	2,128	2,473	2,703	2,975	3,243	2.1%
Industrial	5,451	6,780	8,188	9,881	11,720	3.9%
Transporte	27	46	69	90	90	6.2%
Resto de Sectores	947	1,043	1,287	1,527	1,784	3.2%
Total	13,110	15,631	18,258	21,333	24,658	3.2%

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	4,558	5,399	6,326	7,386	8,610	3.2%
Comercio Servicios y Publico	2,128	2,493	2,854	3,217	3,589	2.6%
Industrial	5,451	7,478	9,754	12,477	15,732	5.4%
Transporte	27	69	96	107	121	7.8%
Resto de Sectores	947	1,085	1,335	1,678	2,077	4.0%
Total	13,110	16,524	20,365	24,865	30,129	4.2%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Cuadro N° 4.2.3.3.2. Estructura del Consumo Neto de Electricidad por Sectores (en %)

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	34.8%	33.8%	32.9%	32.2%	31.7%
Comercio Servicios y Publico	16.2%	15.8%	14.8%	13.9%	13.2%
Industrial	41.6%	43.4%	44.8%	46.3%	47.5%
Transporte	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%
Resto de Sectores	7.2%	6.7%	7.0%	7.2%	7.2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	34.8%	32.7%	31.1%	29.7%	28.6%
Comercio Servicios y Publico	16.2%	15.1%	14.0%	12.9%	11.9%
Industrial	41.6%	45.3%	47.9%	50.2%	52.2%
Transporte	0.2%	0.4%	0.5%	0.4%	0.4%
Resto de Sectores	7.2%	6.6%	6.6%	6.7%	6.9%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

- Dado que el Escenario Tendencial presenta una menor dinámica de crecimiento de sus variables explicativas, las evoluciones intersectoriales son diferentes al Escenario Alternativo, aumentando a una tasa superior al promedio también la Industria y el Transporte.
- El sector Industria aumenta su participación en el consumo de Electricidad en el Escenario Tendencial, alcanzando en el 2030 el 47.5%. El Residencial disminuye su participación al 31.7%, así como el Comercio, Servicios y Público (13.2%).

4.2.3.4. Demanda de GLP y Gas Natural

Las proyecciones analizadas en este punto, están contabilizadas en energía neta.

- En consumo neto de GLP se incrementará de 397.9 x 10⁶ galones en el año base a 724.6 x 10⁶ galones en el 2030 para el Escenario Alternativo y a 651.0 x 10⁶ galones en el Escenario Tendencial. Las tasas de crecimiento respectivas serán de 3.0%a.a. y 2.5%a.a.
- En el Escenario Alternativo se destaca el aumento de los sectores Transporte y Comercio, Servicios y Público, con tasas ligeramente superiores a la media (3.3 y 3.4%a.a.). Este crecimiento por encima del promedio, es debido a la penetración del GLP observada principalmente en el reciente período y su posible tendencia.

- Por el contrario, la demanda Industrial, Resto de Sectores y Residencial crecerán a tasas menores que el promedio del escenario.
- En el Escenario Tendencial los sectores Transporte y el Resto de los Sectores, ganan participación respecto del año base, pues crecen a tasas mayores que la Industria, el Residencial y el Comercio, Servicios y Público.

Cuadro N° 4.2.3.4.1. Consumo Neto de GLP por Sectores (millones de Galones)

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	207.9	242.3	283.8	324.8	366.5	2.9%
Comercio, Servicios y Público	19.6	26.9	31.1	35.1	38.4	3.4%
Industrial	13.5	18.3	22.2	22.6	18.5	1.6%
Transporte	151.9	177.3	213.7	252.4	292.2	3.3%
Resto de Sectores	5.0	5.6	6.4	7.6	9.0	3.0%
Total	397.9	470.4	557.1	642.5	724.6	3.0%

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	207.9	242.1	273.4	306.4	338.2	2.5%
Comercio, Servicios y Público	19.6	24.0	26.6	29.0	31.0	2.3%
Industrial	13.5	16.2	18.2	18.1	15.9	0.8%
Transporte	151.9	167.7	189.2	222.3	257.1	2.7%
Resto de Sectores	5.0	5.4	6.5	7.6	8.8	2.9%
Total	397.9	455.4	514.0	583.5	651.0	2.5%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana

Cuadro N° 4.2.3.4.2. Estructura del Consumo Neto de GLP por Sectores (en %)

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	52.2%	51.5%	50.9%	50.5%	50.6%
Comercio Servicios y Publico	4.9%	5.7%	5.6%	5.5%	5.3%
Industrial	3.4%	3.9%	4.0%	3.5%	2.6%
Transporte	38.2%	37.7%	38.4%	39.3%	40.3%
Resto de Sectores	1.2%	1.2%	1.1%	1.2%	1.2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	52.2%	53.2%	53.2%	52.5%	52.0%
Comercio Servicios y Publico	4.9%	5.3%	5.2%	5.0%	4.8%
Industrial	3.4%	3.6%	3.5%	3.1%	2.4%
Transporte	38.2%	36.8%	36.8%	38.1%	39.5%
Resto de Sectores	1.2%	1.2%	1.3%	1.3%	1.4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

En lo que respecta al Gas Natural, esta fuente está presente en ambos escenarios, sin embargo, en el Alternativo, se plantea una mayor disponibilidad de la misma (principalmente debido a que en este escenario se estima que habrá una mayor infraestructura de distribución para este combustible). El Gas Natural penetrará en el Tendencial, principalmente en los sectores Industrial y Transporte, mientras que en el Alternativo lo hará en todos los sectores. Como consecuencia de estas hipótesis se presentan las siguientes conclusiones:

- La demanda de Gas Natural en el año 2030 para el Escenario Alternativo se ubica en 575 millones de m³ anuales, lo que equivale a casi 1.6 millones de m³/ día. Por su parte, en el Tendencial para el mismo año la demanda de Gas Natural se ubica en 361 millones de m³, equivalente a casi 1.0 millones m³/ día.
- Cabe destacar que, según el Balance Energético 2010 de República Dominicana, se habrían consumido en dicho año 848 millones de m³ de Gas Natural (en generación eléctrica, Industria y Transporte), equivalente a 2.3 millones de m³/ día.

Cuadro N° 4.2.3.4.3. Consumo Neto de Gas Natural por Sectores (miles de m³)

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	0	48	7,096	18,747	38,940	56.3%
Comercio Servicios y Publico	0	0	482	1,494	3,530	22.0%
Industrial	33,964	42,687	68,096	139,205	281,976	11.2%
Transporte	687	19,229	83,867	161,289	248,253	34.2%
Resto de Sectores	0	0	699	1,301	2,096	11.6%
Total	34,651	61,976	160,241	322,024	574,807	15.1%

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Residencial	0	0	0	0	0	n.c.
Comercio Servicios y Publico	0	0	0	0	0	n.c.
Industrial	33,964	39,410	53,530	91,361	160,458	8.1%
Transporte	687	940	31,494	109,699	200,663	32.8%
Resto de Sectores	0	0	0	0	0	n.c.
Total	34,651	40,349	85,036	201,060	361,120	12.4%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Cuadro N° 4.2.3.4.4. Consumo Neto de Gas Natural por Sectores (en %)

<i>Escenario Alternativo</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	0.0%	0.1%	4.4%	5.8%	6.8%
Comercio Servicios y Publico	0.0%	0.0%	0.3%	0.5%	0.6%
Industrial	98.0%	68.9%	42.5%	43.2%	49.1%
Transporte	2.0%	31.0%	52.3%	50.1%	43.2%
Resto de Sectores	0.0%	0.0%	0.4%	0.4%	0.4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

<i>Escenario Tendencial</i>	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Comercio Servicios y Publico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrial	98.0%	97.7%	62.9%	45.4%	44.4%
Transporte	2.0%	2.3%	37.0%	54.6%	55.6%
Resto de Sectores	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

4.2.4. Efectos de las Sustituciones y del Uso Racional de la Energía sobre la Demanda Final y el Ahorro de Energía

Con el objetivo de establecer los ahorros de energía que se producirían a consecuencia de la aplicación de las medidas de uso racional de la energía y sustituciones propuestas en el estudio, se introdujo en el modelo LEAP un subconjunto de escenarios, que permiten medir este efecto por separado y luego un escenario que integra ambos efectos, según la descripción que se muestra más abajo.

Los ahorros de energía neta, medidos en kTep, los cuales se producen como consecuencia de las sustituciones entre fuentes y a raíz de las metas de uso racional de la energía para cada uno de los escenarios, satisfaciendo siempre los requerimientos de energía útil.

En el modelo LEAP, se han desagregado los Escenarios Alternativo y Tendencial de manera que permita diferenciar los resultados del consumo de energía neta para cada uno de los factores que inciden en la demanda. De este modo, quedan configurados en el modelo LEAP los siguientes escenarios:

- Escenario de Base (Alternativo y Tendencial): tiene incorporadas sólo las evoluciones de las variables explicativas y de las intensidades energéticas.
- Sustituciones (Alternativo y Tendencial): se incorporan al Escenario de Base las modificaciones en las estructuras por fuente de cada uso como consecuencia de los procesos de sustitución.

- URE (Alternativo y Tendencial): se incorporan al Escenario de Base sólo las mejoras de la eficiencia en la utilización de la energía debidas a medidas de Uso Racional de la Energía y al cambio tecnológico.
- Escenario (Alternativo y Tendencial): es el escenario completo, o sea tiene incorporadas las evoluciones de todas las variables que afectan la demanda de energía en forma conjunta, incluyendo URE y Sustituciones.

4.2.4.1. Impactos sobre la Demanda Final de Energía Neta

A continuación se presentan las principales conclusiones extraídas acerca de los ahorros en cada escenario.

Escenario Alternativo

- En el año 2030, por efecto del proceso de sustituciones se ahorrarán 189 kTep del consumo neto total, con respecto al Escenario Alternativo Base, dado que las fuentes que penetran (principalmente Gas Natural y Electricidad), presentan una mayor eficiencia. Debido a las medidas de URE se ahorrarán 2,247 kTep, o sea -17.5% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado posibilita un ahorro total de 2,358 kTep, y medido en porcentaje -18.4%⁴².
- En el sector Residencial es donde se produce un 29.6% del ahorro por efecto de las sustituciones y URE. La causa de este ahorro es principalmente la sustitución de la Leña por fuentes de rendimiento mucho mayor (ej.: GLP) y por mejoras en los equipos que presentan usos calóricos.
- De los 2,247 kTep totales ahorrados por URE; 962 kTep corresponden al sector Transporte; 723 kTep al Residencial y 389 kTep al Industrial. En los restantes sectores el ahorro por URE es mucho menor en términos absolutos.
- En el análisis de las sustituciones por fuentes se observa el aumento o la disminución del consumo neto de cada fuente respecto a los valores que ocurrirían si no hubiera procesos de sustitución (Escenario de Alternativo Base). Las fuentes que más se reduce su consumo son Gasolina (-475 kTep); seguida por el Gasoil (-322 kTep) y la Leña (-143 kTep). Por el contrario, las que aumentan son el Gas Natural (484kTep); el Alcohol Etílico (138 kTep); el Biodiesel (81kTep); el GLP (35 kTep) y Solar (35kTep).
- Por su parte, los ahorros por medidas de URE (el ahorro total será en este escenario de 2,247 kTep) son significativos en valores absolutos. En Gasoil (456 kTep), en Electricidad (449 kTep), en Leña (369kTep), en Gasolina (330 kTep) y en GLP (250 kTep).

⁴² Nótese que el efecto combinado es menor que la suma de los efectos individuales. Esto es debido a que cuando se calculan en forma conjunta uno de los factores actúa sobre una base menor.

Cuadro Nº 4.2.4.1.1. Efectos de las Sustituciones y URE por Sectores - Escenario Alternativo - Año 2030

	Consumo Energía Neta				Diferencia respecto al Escenario Base año 2030			
	en kTep		en %		en kTep		en %	
	Alternativo Base	Sustituciones	URE	Escenario Alternativo	Sustituciones	URE	Escenario Alternativo	Escenario Alternativo
Residencial	2,659	2,535	1,937	1,872	-125	-723	-787	-29.6%
Comercio Servicios y Publico	556	559	441	444	3	-114	-111	-20.0%
Industrial	3,515	3,499	3,126	3,112	-16	-389	-403	-11.5%
Transporte	4,992	4,942	4,031	3,996	-51	-962	-997	-20.0%
Resto de Sectores	413	412	353	352	-1	-60	-61	-14.7%
No Energetico	684	684	684	684	0	0	0	0.0%
Total	12,818	12,630	10,571	10,460	-189	-2,247	-2,358	-18.4%

Cuadro Nº 4.2.4.1.2. Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario Alternativo - Año 2030

	Consumo Energía Neta				Diferencia respecto al Escenario Base año 2030			
	en kTep		en %		en kTep		en %	
	Alternativo Base	Sustituciones	URE	Escenario Alternativo	Sustituciones	URE	Escenario Alternativo	Escenario Alternativo
Alcohol Etilico	0	138	0	111	138	0	111	n.c.
Avgas	3	3	3	3	0	0	0	-13.3%
AVTur	1,040	1,040	915	915	0	-125	-125	-12.0%
Bagazo	437	437	393	393	0	-44	-44	-10.1%
Biodiesel	12	93	9	72	80	-3	60	487.8%
Carbon Vegetal	137	151	84	93	14	-53	-45	-32.4%
Coque	726	726	631	631	0	-95	-95	-13.0%
Electricidad	3,005	3,038	2,556	2,591	33	-449	-415	-13.8%
Fuel Oil	386	327	336	285	-59	-50	-102	-26.3%
Gas Natural	81	565	71	477	484	-10	396	489.0%
Gasoil	2,084	1,762	1,628	1,370	-322	-456	-714	-34.3%
Gasolina	1,868	1,394	1,538	1,155	-475	-330	-714	-38.2%
GLP	1,838	1,873	1,588	1,604	35	-250	-233	-12.7%
Kerosene	16	7	16	7	-9	0	-9	-57.9%
Leña	615	472	246	173	-143	-369	-442	-71.9%
No Energetico de Petroleo	531	531	531	531	0	0	0	0.0%
Residuos de Biomasa	25	25	19	19	0	-7	-7	-26.3%
Solar	13	48	7	31	35	-7	18	132.1%
Total	12,818	12,630	10,571	10,460	-189	-2,247	-2,358	-18.4%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Escenario Tendencial

- En el año 2030, debido a las sustituciones previstas en este escenario se ahorrarán 91 kTep; esto representará el -0.9% del consumo neto del Escenario de Base para el mismo año. Debido a las medidas de URE se ahorrarán 1,050 kTep, lo que representa un -10.2% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado da un ahorro total de 1,066 kTep, lo que en términos porcentuales equivale a -10.7%
- Se observa que es en el sector Residencial donde se produce casi la totalidad del ahorro por efecto de las sustituciones (-75 kTep); siendo el motivo principal de este ahorro la sustitución de la Leña. Por su parte, en los sectores Transporte y Comercio, Servicios y Público aumenta el consumo neto como consecuencia de las sustituciones. En el caso del Transporte esto principalmente se debe a la penetración del Gas Natural, cuyo rendimiento es inferior al del Gasoil, mientras que en Comercio, Servicios y Público se debe al reemplazo de GLP por Electricidad en usos calóricos, siendo los rendimientos del GLP menores que los eléctricos.
- Con respecto a los 1,050 kTep totales ahorrados por URE; 417 kTep corresponden al sector Transporte; 402 kTep al Residencial; 149 kTep al Industrial y 56 kTep a Comercio, Servicios y Público.
- En el análisis de las sustituciones por fuentes se refleja el aumento o disminución del consumo neto de cada fuente respecto a los valores que ocurrirían si no hubiera procesos de sustitución (Escenario Tendencial Base). La fuente que más reduce su consumo es la Gasolina (-213 kTep), le sigue el Gasoil (-173 kTep) y la Leña (-76 kTep). Por el contrario, las que aumentan son el Gas Natural (263 kTep); el GLP (60 kTep) y Solar (14kTep).
- Respecto a los 1,097 kTep totales ahorrados en este escenario por medidas de URE, 211 kTep corresponden a la Leña, 199kTep a la Electricidad, 191 kTep al Gasoil, 138 kTep al GLP y 120 kTep a la Gasolina. Los ahorros en las restantes fuentes son menos significativos en valores absolutos.

Cuadro N° 4.2.4.1.3. Efectos de las Sustituciones y URE por Sectores - Escenario Tendencial - Año 2030

	Consumo Energía Neta				Diferencia respecto al Escenario Base año 2030							
	en kTep				en kTep				en %			
	Tendencial Base	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial		
Residencial	2,251	2,175	1,849	1,806	-75	-402	-445	-3.3%	-17.9%	-19.8%		
Comercio Servicios y Publico	445	447	389	391	2	-56	-54	0.4%	-12.6%	-12.1%		
Industrial	2,550	2,542	2,401	2,395	-8	-149	-155	-0.3%	-5.8%	-6.1%		
Transporte	4,116	4,105	3,698	3,699	-11	-417	-417	-0.3%	-10.1%	-10.1%		
Resto de Sectores	344	344	318	318	0	-26	-26	0.0%	-7.6%	-7.6%		
No Energetico	545	545	545	545	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%		
Total	10,250	10,159	9,200	9,153	-91	-1,050	-1,097	-0.9%	-10.2%	-10.7%		

Cuadro N° 4.2.4.1.4. Efectos de las Sustituciones y URE por Fuentes - Escenario Tendencial - Año 2030

	Consumo Energía Neta				Diferencia respecto al Escenario Base año 2030							
	en kTep				en kTep				en %			
	Tendencial Base	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial	Sustituciones	URE	Escenario Tendencial		
Alcohol Etilico	0	0	0	0	0	0	0	n.c.	n.c.	n.c.		
Avgas	2	2	2	2	0	0	0	0.0%	-12.5%	-12.5%		
AVTur	823	823	741	741	0	-82	-82	0.0%	-10.0%	-10.0%		
Bagazo	343	343	322	322	0	-21	-21	0.0%	-6.2%	-6.2%		
Biodiesel	10	48	9	43	37	-1	32	359.6%	-11.5%	310.6%		
Carbon Vegetal	114	109	92	88	-5	-22	-26	-4.0%	-19.2%	-22.4%		
Coque	561	561	525	525	0	-37	-37	0.0%	-6.5%	-6.5%		
Electricidad	2,295	2,321	2,096	2,120	26	-199	-175	1.1%	-8.7%	-7.6%		
Fuel Oil	274	248	256	232	-26	-18	-42	-9.3%	-6.5%	-15.2%		
Gas Natural	55	318	52	300	263	-3	245	478.4%	-6.2%	444.9%		
Gasoil	1,717	1,545	1,527	1,372	-173	-191	-346	-10.0%	-11.1%	-20.1%		
Gasolina	1,541	1,328	1,421	1,230	-213	-120	-312	-13.8%	-7.8%	-20.2%		
GLP	1,527	1,588	1,389	1,441	60	-138	-86	3.9%	-9.1%	-5.6%		
Kerosene	14	14	14	14	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%		
Leña	529	453	317	273	-76	-211	-256	-14.4%	-40.0%	-48.4%		
No Energetico de Petroleo	420	420	420	420	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%		
Residuos de Biomasa	16	16	13	13	0	-3	-3	0.0%	-17.9%	-17.9%		
Solar	8	22	6	19	14	-2	11	184.6%	-28.2%	142.3%		
Total	10,250	10,159	9,200	9,153	-91	-1,050	-1,097	-0.9%	-10.2%	-10.7%		

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Con el fin de identificar los ahorros energéticos netos, obtenidos a partir de las medidas de URE, Sustituciones y la combinación de estos (Escenario Alternativo y Tendencial); se estimaron los ahorros energéticos netos acumulados a lo largo del período en estudio (2010-2030). Para ello, se le restó al consumo energético acumulado de los Escenarios de Base Alternativo y Tendencial, los respectivos consumos acumulados de los Escenarios de URE Alternativo y Tendencial, de Sustituciones Alternativo y Tendencial y Escenario Alternativo y Tendencial.

Cuadro N° 4.2.4.1.5. Ahorro Neto de Energía Acumulado durante el período 2010-2030, respecto al Escenario Base (en kTep)

Escenarios Alternativo

	Residencial	Comercio, Servicios y Público	Industrial	Transporte	Resto de Sectores	No Energético	TOTAL
Alternativo URE	7,750	1,004	3,202	8,518	492	0	20,966
Alternativo Sustituciones	778	-27	82	354	4	0	1,191
Escenario Alternativo	8,213	978	3,275	8,778	496	0	21,740

Escenarios Tendencial

	Residencial	Comercio, Servicios y Público	Industrial	Transporte	Resto de Sectores	No Energético	TOTAL
Tendencial URE	4,210	515	1,300	3,754	225	0	10,004
Tendencial Sustituciones	431	-10	39	115	0	0	576
Escenario Tendencial	4,479	505	1,335	3,811	225	0	10,355

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

A nivel de las principales conclusiones que se pueden extraer de este cuadro, se citan las siguientes:

- El ahorro acumulado neto en el Escenario Alternativo será de 21,740 kTep, mientras que en Escenario Tendencial será algo menos de la mitad de dicho ahorro con 10,355 kTep en el período.
- El 96% del ahorro energético provendrá de las medidas de URE y el 4% de Sustituciones, en ambos escenarios. Aquí cabe destacar, que en el caso de medidas de URE el ahorro de energía es absoluto, pues existe en general un menor consumo neto debido a mayores eficiencias, sin embargo en el caso de Sustituciones, al cambiar de un combustible por otro, puede darse un ahorro en el consumo de una fuente, y un incremento en otra, no siempre generando un ahorro neto de energía. Lo que en este cuadro se muestra es el efecto neto de este proceso, observándose que en algunos casos, como consecuencia del proceso de sustituciones puede tener un signo negativo, tal es el caso del sector Comercio, Servicios y Público en ambos escenarios. Cabe

destacar además que la suma del ahorro de los efectos individuales (URE y Sustituciones) no coincide con el ahorro obtenido en los Escenarios Alternativo y Tendencial, debido al cambio de la base donde actúan estos efectos combinados.

- En el caso del Escenario URE Alternativo, los mayores ahorros provendrán de los sectores: Transporte y Residencial y le seguirá el Industrial, principalmente debido a mejoras en la eficiencia de los equipos tanto en usos eléctricos como calóricos de la energía.
- En el caso del Escenario Sustituciones Alternativo, los mayores ahorros provendrán del sector Residencial, principalmente debido a la sustitución de leña por otros energéticos más modernos.
- En el caso del Escenario Alternativo, los mayores ahorros (combinando ambos efectos) provendrán de los sectores: Transporte (40%), Residencial (38%) y le seguirá el Industrial con el 15%
- Por lo tanto, se podría concluir que profundizar y aplicar medidas de URE principalmente en los sectores Transporte y Residencial, así como en el Industrial, generaría los mayores ahorros energéticos para el Escenario Alternativo, con el consiguiente impacto en ahorro de divisas por la disminución de las importaciones de combustibles. Por su parte, la sustitución de Leña por otras fuentes generaría también ahorros energéticos sustantivos, aunque traería aparejado un aumento en la erogación de divisas por ser reemplazada la Leña, principalmente, por derivados de petróleo, principalmente GLP y/o Gas Natural. Podría darse la situación de un posible balance positivo en la disminución del uso de divisas, siempre y cuando el ahorro de combustibles en los sectores Transporte y Residencial e Industria sea superior al de la sustitución de la Leña por GLP y GN.
- En el caso del Escenario URE Tendencial, los mayores ahorros provendrán de los sectores: Residencial y Transporte y le seguirá el Industrial.
- En el caso del Escenario Sustituciones Tendencial, los mayores ahorros provendrán del sector Residencial, también aquí debido principalmente a la sustitución de leña por otros energéticos de mejor rendimiento.
- En el caso del Escenario Tendencial, los mayores ahorros, combinando ambas medidas, provendrán de los sectores: Residencial (43%), Transporte (37%) y le seguirá el Industrial con el 13%

- Como conclusión, se podría indicar que profundizar y aplicar medidas de URE en los sectores Transporte, Residencial y en el Industrial, así como la sustitución de Leña en el sector Residencial, provocaría los mayores ahorros energéticos, tanto en el Escenario Tendencial como en el Alternativo.
- Como conclusión robusta se obtiene que, independientemente del escenario socioeconómico que se observe en el futuro en República Dominicana, son esos los tres principales sectores donde concentrar medidas de URE y sustitución, sin descartar acciones en Comercio, Servicios y Público como por ejemplo la mayor eficiencia y URE en los hospitales, clínicas, escuelas, hoteles y las oficinas gubernamentales, entre otras acciones. Lo mismo se concluye con respecto a la sustitución de Leña por otros energéticos en el caso del sector Residencial.

4.2.5. Prospectiva de las emisiones GEI (Gases de Efecto Invernadero)

En el presente estudio fueron calculadas las emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2 – dióxido de carbono; CH_4 – metano y N_2O - óxido nitroso), producidas a partir de la quema de combustibles en la etapa de demanda.

Para efectuar estos cálculos, se incorporaron en LEAP los factores de emisión específica por fuente y sector. El modelo entonces luego de estimar la demanda energética, multiplica la misma por los factores de emisión incorporados en la base de datos y calcula así las emisiones GEI.

Las emisiones GEI crecerán al 2.8%a.a. en el Escenario Alternativo, mientras que el Tendencial lo harán al 2.3%a.a. Vale mencionar que este mayor crecimiento del escenario alternativo frente al tendencial es fruto del mayor crecimiento de la economía y, por ende, tiene asociado unas mayores emisiones. Al respecto cabe señalar que para sumar las emisiones de CO_2 , CH_4 y N_2O , se utilizan los potenciales de calentamiento sugeridos por el IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático), cuyos valores son 1 para el CO_2 , 21 para el CH_4 y 310 para el N_2O .

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos para ambos escenarios, desagregados por sector y fuentes.

Cuadro N° 4.2.5.1. Emisiones GEI, expresadas en miles de Ton de CO₂ equivalente

Escenario Alternativo

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Residencial	1,354	1,519	1,762	2,012	2,283	2.6%
Comercio Servicios y Publico	197	246	274	299	318	2.4%
Industrial	1,940	2,540	3,150	3,823	4,548	4.4%
Transporte	7,134	8,051	9,195	10,258	11,371	2.4%
Resto de Sectores	287	312	363	427	494	2.8%
Total	10,912	12,667	14,743	16,819	19,015	2.8%

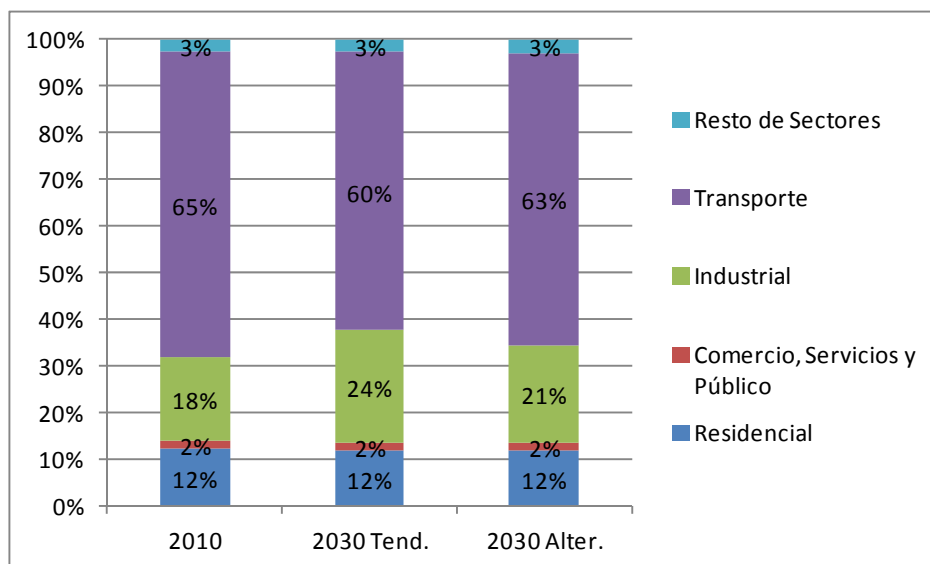
Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Escenario Tendencial

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Residencial	1,354	1,548	1,723	1,909	2,088	2.2%
Comercio Servicios y Publico	197	230	248	262	273	1.6%
Industrial	1,940	2,370	2,753	3,191	3,624	3.2%
Transporte	7,134	8,033	8,899	9,883	10,878	2.1%
Resto de Sectores	287	307	370	427	486	2.7%
Total	10,912	12,488	13,992	15,673	17,348	2.3%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Gráfico N° 4.2.5.1. Evolución emisiones GEI por sector



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

De acuerdo a las buenas prácticas establecidas por el IPCC, las emisiones debido a la quema de combustibles asociada a la producción de electricidad no se calculan en la demanda, sino en la oferta, cuyos cálculos no se han incluido en este estudio por abordar sólo aquí la prospectiva de la demanda. Las emisiones totales del sector energía se obtienen a partir de la suma de las emisiones provenientes de la quema de combustibles en la demanda y las generadas en la etapa de la oferta (por ejemplo, en la generación de Electricidad a partir de la combustión de Gas Natural).

Desde esta perspectiva de la demanda, el sector con mayor responsabilidad en el total de emisiones en ambos escenarios es el Transporte (con un porcentaje cercano al 60% en el 2030 en ambos escenarios). Quedaría pendiente hacer la comparación al momento de calcular la oferta de las emisiones asociadas a la generación de energía eléctrica, que según reciente informe realizado para el país se estimaron emisiones de $0.6367 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ ⁴³, pero, como se mencionó, esto escapa al alcance del presente trabajo.

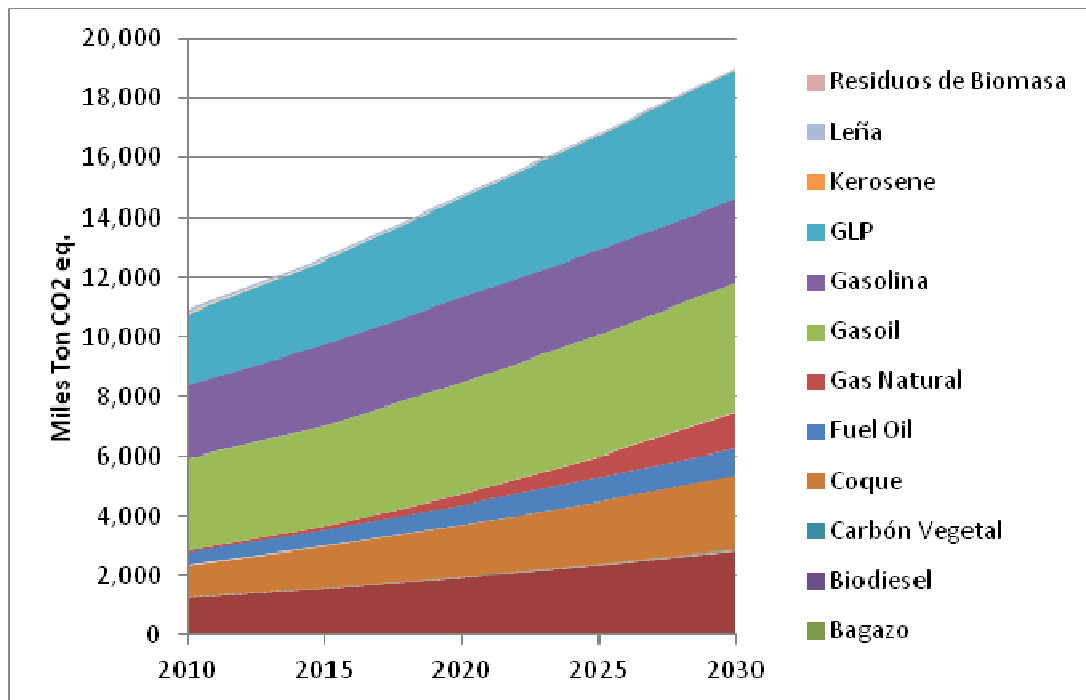
En el cuadro anterior se aprecia el dinamismo de las emisiones por sectores, observándose que la estructura de emisiones al 2030, se mantiene prácticamente sin variantes. Sin embargo, resulta importante destacar que al año 2030, en el Escenario Alternativo la demanda final de energía será un 14.3% más alta que en el Tendencial, mientras que las emisiones GEI en el Alternativo serán 9.7% mayores. La diferencia de casi 5% se debe a las medidas de URE y sustitución por fuentes más limpias.

En cuanto a las emisiones por fuentes, en tan sólo cuatro combustibles se concentra el 78% de las emisiones GEI, estas fuentes son: Gasolina, Gasoil, GLP y Avtur.

En los siguientes gráficos se presenta la evolución de las emisiones por fuente, donde se aprecia que en ambos escenarios las emisiones del Gas Natural son las que presentan las mayores tasas; sin embargo en el 2030 las emisiones GEI de dicho combustible solo aportarán el 4.6% de las emisiones totales en el Tendencial y el 6.5% en el Alternativo.

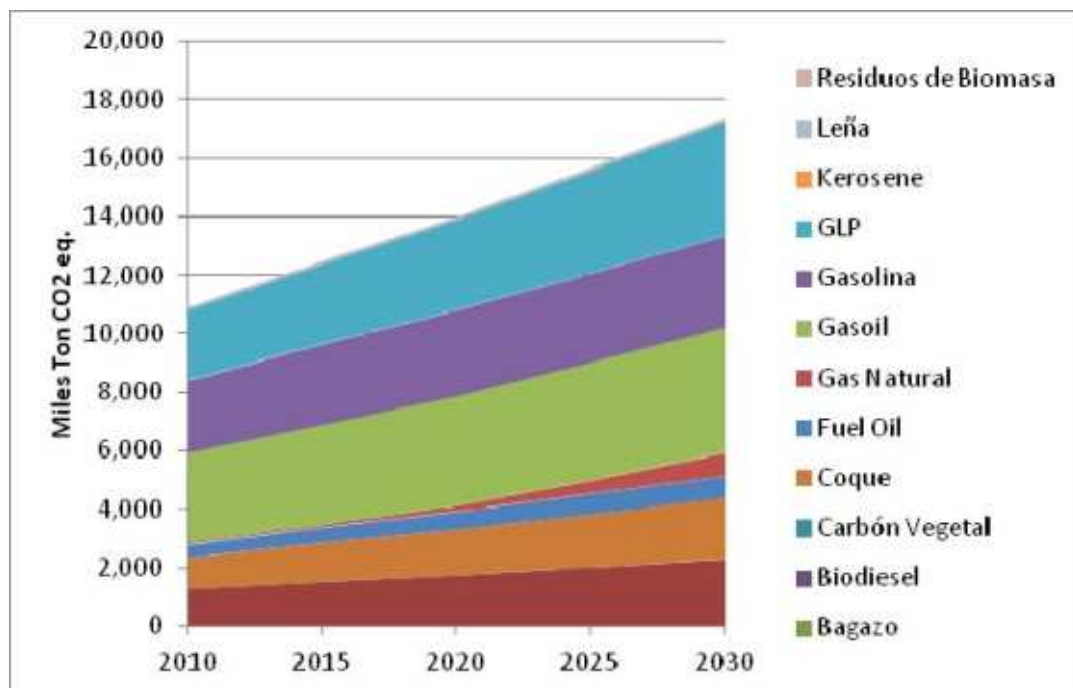
⁴³Ver enlace: <http://cclimatico.wordpress.com/proyectos/factor-de-emisiones-de-co2-del-sistema-electrico-nacional-interconectado-seni-de-la-republica-dominicana-ano-2013/>

Gráfico N° 4.2.5.2. Evolución emisiones por fuente. Escenario Alternativo



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Gráfico N° 4.2.5.3. Evolución emisiones por fuente. Escenario Tendencial

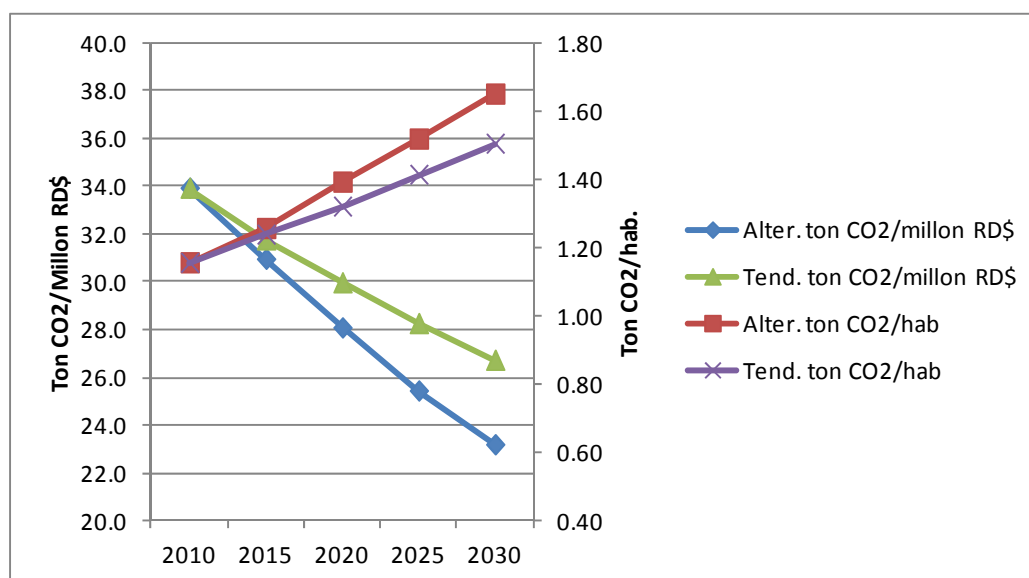


Fuente: en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

Por último, se presenta a continuación la evolución de las emisiones GEI, en términos del per cápita y por cada millón de RD\$ de 1991 de PIB. Se aprecia que tanto en el escenario Alternativo como en el Tendencial, habrá una disminución de las emisiones por unidad de PIB, lo cual refleja la descarbonización implícita de ambos escenarios. Sin embargo, ésta es más significativa en el Alternativo, debido a las políticas de URE y sustituciones allí propuestas (entre extremos disminuye un 30%).

En cuanto a las emisiones per cápita, el escenario Alternativo presenta un crecimiento del 43% entre años extremos en cuanto a este indicador. Esto se debe a que el consumo per cápita en este escenario crecerá en un 47%. Sin embargo, el efecto de las medidas de URE y sustituciones impide e que las emisiones GEI per cápita crezcan a esa misma tasa.

Gráfico Nº 4.2.5.4. Evolución de los indicadores de emisiones per cápita por unidad de PIB



Fuente: en base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

En el caso del Tendencial, las emisiones per cápita entre años extremos crecen un 30%, mientras que el consumo per cápita en igual período lo hace al 29%. Aquí se aprecia que el efecto URE y sustituciones presentan un menor impacto que en el Alternativo.

4.2.6. Los resultados por Sector con Métodos Analíticos

4.2.6.1. Sector Residencial

4.2.6.1.1. Principales hipótesis

4.2.6.1.1.1. La Evolución de las Intensidades Energéticas Útiles

Las intensidades energéticas útiles por uso (kep de energía útil/hogar) representan el grado de satisfacción de las necesidades de las familias relacionadas con el consumo de energía. Para el año base 2010, las intensidades se calculan a partir del BNEU 2010, actualizado en el presente estudio y la cantidad de hogares en cada módulo homogéneo. La estimación de la evolución de estas intensidades, para cada escenario, está principalmente guiada por la evolución de los ingresos de las familias de cada módulo homogéneo. Es así que, en una primera aproximación, se calcularon la evolución de las intensidades en función de los ingresos medios de las familias según las hipótesis de crecimiento del PIB/ hogar de cada escenario.

En el siguiente cuadro figuran los valores adoptados de las elasticidades consumo de energía útil –ingreso de las familias. Estos valores surgen de diversos estudios realizados en distintos países y son los que se adoptan normalmente para la región, teniendo en cuenta que a menores ingresos las elasticidades serán mayores, dado que las familias destinarán una mayor parte de sus aumentos de ingresos a la compra de artefactos para la satisfacción de sus necesidades en relación a las familias de mayores ingresos, y, por ende, tendrán un mayor aumento del consumo de energía.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.1.1. Sector Residencial - Elasticidades Ingreso del Consumo Útil

Módulo Homogéneo	Elast.
URBANO	
Altos Ingresos	0.50
Medios Ingresos	0.70
Bajos Ingresos	0.85
RURAL	
Con EE - Altos Ingresos	0.65
Con EE - Medios-Bajos Ingr.	0.85
Sin EE - Altos Ingresos	0.65
Sin EE - Medios-Bajos Ingr.	0.85

Fuente: Estimaciones propias.

Puede verse en el cuadro que a los Altos Ingresos rurales, Con o Sin Electricidad de red, se les ha asignado una elasticidad mayor (0.65) que al mismo estrato urbano (0.50). Eso es así porque los ingresos promedio, y su situación de confort, de los hogares rurales de Altos Ingresos son menores a los Altos Ingresos urbanos.

Las hipótesis de crecimiento del PIB/ hogar arrojan tasas, para todo el período 2010-2030, de 2.2% a.a. para el Escenario Tendencial y de 3.4% a.a. para el Escenario Alternativo.

Considerando las tasas de crecimiento del PIB/ hogar y las elasticidades adoptadas se obtienen las evoluciones de las intensidades útiles para cada uso en cada módulo homogéneo, las que luego se ajustarán analizando el nivel de satisfacción de cada uso según las consideraciones explicitadas a continuación.

Para el Escenario Tendencial se ha supuesto que se mantienen las mismas estructuras del consumo útil por usos en todo el período de proyección, tanto para los hogares urbanos como los rurales.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.1.2. Residencial Urbano - Evolución de las Intensidades Energéticas Útiles (kep útiles/ hogar)

	2010		Esc. Tendencial 2030		Esc. Alternativo 2030	
ALTOS INGRESOS						
Iluminación	3.63	1.0%	4.55	1.0%	5.16	1.0%
Cocción	92.43	26.0%	115.93	26.0%	131.48	26.0%
Calentamiento de Agua	26.91	7.6%	33.75	7.6%	38.00	7.5%
Conservación de Alimentos	23.13	6.5%	29.01	6.5%	32.90	6.5%
Ventilación y Acond. Ambientes	162.90	45.8%	204.31	45.8%	231.71	45.9%
Otros Artefactos	46.39	13.1%	58.18	13.1%	65.99	13.1%
TOTAL	355.40	100.0%	445.73	100.0%	505.24	100.0%
MEDIOS INGRESOS						
Iluminación	1.22	0.7%	1.67	0.7%	1.81	0.6%
Cocción	81.85	45.1%	112.00	45.1%	121.88	41.4%
Calentamiento de Agua	5.76	3.2%	7.88	3.2%	17.00	5.8%
Conservación de Alimentos	19.33	10.7%	26.45	10.7%	28.78	9.8%
Ventilación y Acond. Ambientes	47.99	26.5%	65.67	26.5%	80.00	27.2%
Otros Artefactos	25.29	13.9%	34.61	13.9%	45.00	15.3%
TOTAL	181.45	100.0%	248.27	100.0%	294.47	100.0%
BAJOS INGRESOS						
Iluminación	0.91	0.7%	1.33	0.7%	1.58	0.7%
Cocción	82.39	65.3%	120.19	65.3%	142.79	63.4%
Calentamiento de Agua	2.29	1.8%	3.34	1.8%	6.00	2.7%
Conservación de Alimentos	11.77	9.3%	17.17	9.3%	22.00	9.8%
Ventilación y Acond. Ambientes	10.38	8.2%	15.15	8.2%	17.99	8.0%
Otros Artefactos	18.35	14.6%	26.77	14.6%	35.00	15.5%
TOTAL	126.09	100.0%	183.94	100.0%	225.36	100.0%

Fuente: Elaboración propia.

En cambio, en el Escenario Alternativo se supone un mayor aumento en las intensidades útiles en los módulos de Medios y Bajos Ingresos para los usos Calentamiento de Agua, Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes y Otros Artefactos, consecuente con la mejora en la calidad de vida de la población impulsada por un mayor crecimiento de los ingresos de las familias. En el cuadro siguiente se presentan las intensidades resultantes según módulo homogéneo y uso para ambos escenarios en los hogares urbanos.

En Bajos Ingresos se considera además que en el Escenario Alternativo habrá un aumento mayor de intensidad en el uso Conservación de Alimentos, dado que en este estrato hay un porcentaje de hogares que en el año base no tienen neveras y accederán a ellas durante el período de proyección.

Puede apreciarse el mayor aumento de las intensidades en los usos mencionados, que se manifiestan como un aumento de participación. Pero es de mencionar que las necesidades, y por lo tanto el consumo de energía útil por usos, no son sustituibles entre sí. La disminución de las participaciones de los restantes usos es simplemente consecuencia de una diferente evolución de los valores absolutos.

En cuanto a la evolución de las intensidades en los hogares rurales, se siguen en general las mismas pautas que para los urbanos. En el caso de los hogares rurales Sin Electricidad provista por la red pública, los usos Conservación de Alimentos y Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes no existen ya que, generalmente, estos usos son cautivos de la Electricidad. Cuando disponen de Electricidad provista por un grupo generador propio o por baterías, la misma se destina principalmente a Iluminación y a artefactos de comunicación (radios y televisores) incluidos dentro del uso Otros Artefactos. Este último consumo no se ha registrado en los Medios-Bajos Ingresos en la encuesta de 2001, y no es posible de estimar para 2010 sin disponer de información primaria actualizada. En ambos módulos Sin Electricidad de red, se considera un aumento mayor de las intensidades en Calentamiento de Agua.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.1.3. Residencial Rural - Evolución de las Intensidades Energéticas Útiles (kep útiles/hogar)

			Esc. Tendencial		Esc. Alternativo	
	2010		2030		2030	
CON ELECTRICIDAD - ALTOS INGRESOS						
Iluminación	1.26	0.5%	1.69	0.5%	1.86	0.5%
Cocción	142.97	59.5%	191.45	59.5%	210.42	55.7%
Calentamiento de Agua	11.91	5.0%	15.95	5.0%	20.00	5.3%
Conservación de Alimentos	23.92	10.0%	32.03	10.0%	35.21	9.3%
Ventilación y Acond. Ambientes	37.49	15.6%	50.19	15.6%	70.00	18.5%
Otros Artefactos	22.78	9.5%	30.50	9.5%	40.00	10.6%
TOTAL	240.33	100.0%	321.81	100.0%	377.48	100.0%
CON ELECTRICIDAD - MEDIOS-BAJOS INGRESOS						
Iluminación	0.75	0.5%	1.10	0.5%	1.30	0.5%
Cocción	121.44	83.2%	177.17	83.2%	209.91	80.5%
Calentamiento de Agua	2.74	1.9%	3.99	1.9%	7.00	2.7%
Conservación de Alimentos	8.91	6.1%	13.00	6.1%	17.50	6.7%
Ventilación y Acond. Ambientes	2.97	2.0%	4.34	2.0%	5.14	2.0%
Otros Artefactos	9.13	6.3%	13.32	6.3%	20.00	7.7%
TOTAL	145.95	100.0%	212.91	100.0%	260.86	100.0%
SIN ELECTRICIDAD - ALTOS INGRESOS						
Iluminación	0.87	0.4%	1.16	0.4%	1.35	0.3%
Cocción	234.29	95.3%	313.73	95.3%	362.90	94.0%
Calentamiento de Agua	9.46	3.8%	12.66	3.8%	20.00	5.2%
Conservación de Alimentos						
Ventilación y Acond. Ambientes						
Otros Artefactos	1.19	0.5%	1.59	0.5%	1.84	0.5%
TOTAL	245.80	100.0%	329.15	100.0%	386.08	100.0%
SIN ELECTRICIDAD - MEDIOS-BAJOS INGRESOS						
Iluminación	0.22	0.1%	0.31	0.1%	0.38	0.1%
Cocción	174.87	97.7%	255.11	97.7%	312.01	97.5%
Calentamiento de Agua	3.89	2.2%	5.68	2.2%	7.50	2.3%
Conservación de Alimentos						
Ventilación y Acond. Ambientes						
Otros Artefactos						
TOTAL	178.98	100.0%	261.10	100.0%	319.90	100.0%

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.1.1.2. La Evolución de la Estructura por Fuentes – Modelo de Sustituciones

Si consideramos los resultados del análisis de sustituciones entre fuentes como hipótesis o puntos de partida para las proyecciones del consumo neto por fuentes, dado que dicho análisis tiene en cuenta la evolución de los precios de las fuentes y del acceso a las mismas por parte de los usuarios supuestos en los escenarios. Se supone, además, que los restantes parámetros que inciden en la decisión de sustituir tal o cual fuente (costo de los equipos, calidad de la prestación, impacto ambiental) se mantienen, durante todo el período de proyección, en los mismos valores relativos entre las fuentes y tecnologías que compiten.

En el sector Residencial de República Dominicana, la competencia entre fuentes se da principalmente en los usos Cocción y Calentamiento de Agua. Los restantes usos son prácticamente cautivos de la Electricidad; y el caso de Iluminación, donde el Kerosene y el GLP compiten con la Electricidad, se analizará por separado.

El Modelo de Sustituciones (conocido como MoSus) da como resultado las evoluciones de las participaciones de las fuentes en el consumo útil de un uso en un módulo homogéneo para todo el período de proyección y años de corte. Estos resultados se presentan en los cuadros a continuación.

Una aclaración general sobre los resultados del análisis de sustituciones, y que es necesario hacer aquí, es que aquellas fuentes en regresión y que participan en el año base con un porcentaje muy pequeño (digamos menor al 2-3% del consumo útil del uso) se las mantiene constante durante todo el período de proyecciones. Ello es así por los siguientes motivos:

- Generalmente estos consumos marginales son de muy difícil sustitución, ya que responden a situaciones particulares como pueden ser pautas culturales, dificultad de acceso a fuentes sustitutas, etc.
- Incorporar estas bajas participaciones altera la relación de los Índices de Sustitución (elemento que define el grado de progresión o regresión de cada fuente-tecnología en el Modelo de Sustituciones) para todo el universo de análisis.
- Finalmente, la tan baja participación de estas fuentes y su sustitución no alteran prácticamente los resultados finales del consumo neto total por fuentes.

Residencial Urbano

En el año base 2010, el uso Cocción es satisfecho principalmente por GLP en los tres estratos de ingresos, como se muestra en el siguiente cuadro. En el Escenario Tendencial habría una leve sustitución del GLP ante un mayor consumo útil de Electricidad. Adicionalmente en Bajos Ingresos, también habrá una leve regresión de Leña y Carbón Vegetal.

En el Escenario Alternativo se considera el acceso al Gas Natural en los tres estratos, con una mayor penetración en Altos Ingresos sustituyendo principalmente al GLP. También la Electricidad tendrá una mayor penetración en el uso respecto al Tendencial.

En Calentamiento de Agua la Electricidad tiene una participación importante en el consumo útil del año base, la cual tiene menos importancia a medida que disminuyen los ingresos. Otra característica es la presencia de Solar, y en el caso de Bajos Ingresos cobra participación significativa la Leña. En el Escenario

Tendencial habrá principalmente un aumento moderado de las participaciones de Electricidad y Solar en el consumo útil del uso.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.2.1. Residencial Urbano - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)

	2010	Escenario Tendencial					Escenario Alternativo			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Altos Ingresos - Uso: Coccion										
Electricidad	4.29	4.29	4.41	4.56	4.66	4.29	4.92	5.88	6.26	
GLP	94.06	94.06	93.94	93.78	93.68	94.06	89.14	82.72	76.71	
Gas Natural						0.00	4.29	9.74	15.37	
Leña	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
Carbón Vegetal	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Altos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua										
GLP	19.74	19.74	18.75	15.78	9.83	19.74	14.79	6.50	2.63	
Electricidad	74.28	74.28	74.66	75.76	77.76	74.28	75.91	78.58	79.70	
Solar	5.08	5.08	5.70	7.57	11.52	5.08	7.56	11.81	13.93	
Gas Natural						0.00	0.85	2.20	2.83	
Leña	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	
Carbón Vegetal	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Medios Ingresos - Uso: Coccion										
GLP	96.56	96.56	96.34	95.96	95.79	96.56	94.77	92.99	91.23	
Electricidad	0.11	0.11	0.33	0.71	0.88	0.11	0.71	1.40	1.69	
Gas Natural						0.00	1.19	2.27	3.74	
Leña	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	
Carbón Vegetal	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	2.56	
Residuos	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Medios Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua										
GLP	57.54	57.54	57.14	56.65	56.25	57.54	54.77	47.82	40.48	
Solar	4.28	4.28	4.27	4.33	4.43	4.28	5.43	8.34	11.66	
Electricidad	30.80	30.80	31.21	31.65	31.93	30.80	31.96	34.87	37.66	
Gas Natural						0.00	0.46	1.59	2.81	
Leña	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	
Carbón Vegetal	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Bajos Ingresos - Uso: Coccion										
GLP	88.11	88.11	87.76	86.69	84.36	88.11	87.68	86.33	83.63	
Leña	5.81	5.81	5.46	4.64	2.80	5.81	5.24	3.60	0.32	
Carbón Vegetal	5.42	5.42	5.12	4.53	3.71	5.42	5.44	5.53	6.60	
Electricidad	0.36	0.36	1.36	3.85	8.83	0.36	1.13	3.54	7.01	
Gas Natural						0.00	0.21	0.70	2.14	
Residuos	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Bajos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua										
GLP	64.81	64.81	64.46	63.73	62.28	64.81	64.36	62.98	60.20	
Leña	12.58	12.58	12.22	11.52	10.11	12.58	12.27	11.34	9.51	
Carbón Vegetal	3.49	3.49	3.22	2.65	1.53	3.49	3.27	2.58	1.23	
Solar	8.91	8.91	9.46	10.56	12.86	8.91	9.45	11.08	14.44	
Electricidad	9.75	9.75	10.19	11.08	12.76	9.75	10.20	11.56	14.17	
Gas Natural						0.00	0.00	0.00	0.00	
Residuos	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, en el Escenario Alternativo, las penetraciones de Solar y Electricidad serán mayores, y además habrá una penetración del Gas Natural aunque en porcentajes bajos. El Gas Natural no penetraría en este uso en los hogares de Bajos Ingresos debido al costo del equipamiento y a una menor extensión de las redes hacia los barrios donde se localizan estos hogares.

Residencial Rural Con Electricidad

En el medio rural, la Leña cobra una importancia mucho mayor en la satisfacción de las necesidades energéticas de los hogares. No obstante, en el caso de los hogares Con Electricidad de la red del servicio público, el GLP es la fuente más importante en el consumo útil en ambos usos con competencia entre fuentes: Cocción y Calentamiento de Agua.

En el uso Cocción, y según las pautas y precios establecidos en los Escenarios, habrá una sustitución de GLP y Leña por Electricidad y Carbón Vegetal. Este proceso será algo más intenso en el Escenario Alternativo que en el Tendencial, como se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.2.2. Residencial Rural Con Electricidad - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)

	2010	Escenario Tendencial				Escenario Alternativo			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Altos Ingresos - Uso: Coccion									
GLP	55.66	55.66	55.34	54.60	54.16	55.66	54.91	54.08	53.66
Leña	41.22	41.22	40.54	39.45	38.82	41.22	39.72	38.34	37.48
Carbón Vegetal	2.95	2.95	3.26	3.92	4.40	2.95	3.61	4.30	4.80
Electricidad	0.08	0.08	0.77	1.94	2.53	0.08	1.66	3.19	3.98
Residuos	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Altos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua									
GLP	59.11	59.11	58.94	58.60	57.93	59.11	58.28	56.57	54.13
Leña	24.26	24.26	23.81	22.91	21.11	24.26	22.01	17.52	10.73
Carbón Vegetal	15.16	15.16	14.78	14.02	12.49	15.16	13.25	9.43	3.67
Solar	0.00	0.01	0.24	0.75	1.89	0.00	1.16	3.52	7.50
Electricidad	1.47	1.47	2.23	3.72	6.58	1.47	5.31	12.95	23.97
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Medios-Bajos Ingresos - Uso: Coccion									
GLP	56.70	56.70	56.20	54.65	53.34	56.70	56.25	54.70	54.22
Leña	32.92	32.92	32.47	31.53	30.84	32.92	32.45	31.12	30.61
Carbón Vegetal	10.38	10.38	10.33	10.61	11.12	10.38	10.30	10.18	10.21
Electricidad	0.00	0.01	1.00	3.22	4.70	0.00	1.00	4.00	4.96
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Medios-Bajos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua									
GLP	65.75	65.75	65.41	64.74	63.37	65.75	65.41	64.40	62.36
Leña	27.49	27.49	27.16	26.49	25.16	27.49	27.16	26.15	24.15
Carbón Vegetal	6.76	6.76	6.43	5.78	4.47	6.76	6.43	5.45	3.49
Solar	0.00	0.01	0.62	1.88	4.50	0.00	0.65	2.60	6.64
Electricidad	0.00	0.01	0.38	1.12	2.50	0.00	0.35	1.40	3.36
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Elaboración propia.

En Calentamiento de Agua, la presencia de Solar hace que esta fuente tome crecientes porcentajes del consumo útil, con mayor penetración en el Escenario Alternativo. La Electricidad también toma una mayor participación en ambos escenarios, principalmente en el Alternativo. El Carbón Vegetal, a diferencia que en Cocción, pierde participación en este uso.

Residencial Rural Sin Electricidad

En los hogares rurales Sin Electricidad de red la Leña es la principal fuente energética consumida en ambos usos competitivos, Cocción y Calentamiento de Agua. En el uso Cocción en el Escenario Tendencial y en el módulo de Altos Ingresos habría una penetración de GLP y Carbón Vegetal sustituyendo a la Leña. En cambio, en el estrato de Medios-Bajos Ingresos, el Carbón Vegetal sustituirá en porcentajes mayores a la Leña, permaneciendo casi sin cambios el GLP.

En Calentamiento de Agua habrá una penetración significativa de energía Solar, particularmente en el Escenario Alternativo, sustituyendo Leña y Carbón Vegetal.

Quadro N° 4.2.6.1.1.2.3. Residencial Rural Sin Electricidad - Evolución de la participación de las fuentes en el consumo útil (%)

	2010	Escenario Tendencial				Escenario Alternativo			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Altos Ingresos - Uso: Coccion									
GLP	29.84	29.84	30.60	32.32	34.32	29.84	33.70	38.08	41.33
Leña	69.10	69.10	68.10	65.60	62.40	69.10	64.10	58.16	53.57
Carbón Vegetal	1.03	1.03	1.27	2.05	3.26	1.03	2.17	3.72	5.07
Residuos	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Altos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua									
GLP	30.31	30.31	30.96	32.21	34.61	30.31	33.60	40.03	49.50
Leña	55.68	55.68	54.99	53.57	50.69	55.68	52.22	45.23	34.66
Carbón Vegetal	14.01	14.01	13.70	13.12	12.00	14.01	12.47	9.46	5.03
Solar	0.00	0.01	0.35	1.10	2.70	0.00	1.71	5.28	10.81
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Medios-Bajos Ingresos - Uso: Coccion									
GLP	21.97	21.97	22.15	21.82	20.82	21.97	22.18	22.35	22.26
Leña	73.95	73.95	72.95	70.78	68.38	73.95	72.95	71.01	68.93
Carbón Vegetal	4.08	4.08	4.89	7.39	10.81	4.08	4.87	6.64	8.81
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Medios-Bajos Ingresos - Uso: Calentamiento de Agua									
GLP	23.99	23.99	23.57	22.74	21.07	23.99	23.58	22.33	19.86
Leña	76.01	76.01	75.43	74.26	71.93	76.01	75.42	73.67	70.14
Carbón Vegetal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar	0.00	0.01	1.00	3.00	7.00	0.00	1.00	4.00	10.00
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.1.1.3. Evolución de los Rendimientos

La evolución de los rendimientos de utilización de la energía se obtuvo a partir de los rendimientos del año base 2010 para cada uso y fuente según el módulo homogéneo, y teniendo en cuenta las pautas de Uso Racional de la Energía establecidas en los Escenarios Energéticos Tendencial y Alternativo.

Metodológicamente se adopta un rendimiento para el artefacto considerado más eficiente con el estado actual de la tecnología (asimilables a la Clase A de las normas de etiquetado) y se plantea un porcentaje de penetración de estos artefactos eficientes al año horizonte, diferenciado según el módulo homogéneo (mayor penetración a mayor ingreso) y el escenario Tendencial o Alternativo. Los resultados se presentan en los cuadros a continuación.

Quadro N° 4.2.6.1.1.3.1. Residencial Urbano - Evolución de los Rendimientos en los Usos Eléctricos (%)

Uso y módulo	Fuente	2010	Tendencial	Alternativo
			2030	
Iluminación				
Altos Ingresos	Electricidad	14.87	19.86	21.64
Medios Ingresos	Electricidad	12.35	18.14	21.04
Bajos Ingresos	Electricidad	10.00	16.00	20.20
Coservación de Alimentos				
Altos Ingresos	Electricidad	60.35	63.37	65.78
Medios Ingresos	Electricidad	60.35	62.76	65.48
Bajos Ingresos	Electricidad	60.35	62.16	65.18
Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes				
Altos Ingresos	Electricidad	49.96	57.45	63.45
Medios Ingresos	Electricidad	42.92	48.07	53.86
Bajos Ingresos	Electricidad	43.13	47.01	53.48
Otros Artefactos				
Altos Ingresos	Electricidad	83.87	88.47	89.08
Medios Ingresos	Electricidad	82.97	87.54	88.59
Bajos Ingresos	Electricidad	79.68	85.36	87.42

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.3.2. Residencial Urbano - Evolución de los Rendimientos en los Usos Calóricos (%)

Uso y módulo	Fuente	2010	Tendencial	Alternativo
			2030	
Cocción				
Altos Ingresos	Electricidad	57.79	61.84	62.99
Medios Ingresos	Electricidad	55.49	58.82	60.21
Bajos Ingresos	Electricidad	71.20	74.76	76.90
Altos Ingresos	GLP	45.00	49.73	51.08
Medios Ingresos	GLP	45.00	49.05	50.74
Bajos Ingresos	GLP	45.00	48.38	50.40
Altos Ingresos	Gas Natural	50.00		56.75
Medios Ingresos	Gas Natural	50.00		56.38
Bajos Ingresos	Gas Natural	50.00		56.00
Altos Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Medios Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Bajos Ingresos	Leña	10.00	17.50	30.00
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	18.59	23.51	31.72
Medios Ingresos	Carbón Vegetal	19.86	24.40	31.97
Bajos Ingresos	Carbón Vegetal	19.99	24.49	32.00
Medios Ingresos	Residuos	10.00	17.50	30.00
Bajos Ingresos	Residuos	10.00	17.50	30.00
Calentamiento de Agua				
Altos Ingresos	Electricidad	72.50	77.94	82.29
Medios Ingresos	Electricidad	72.50	76.85	81.74
Bajos Ingresos	Electricidad	71.20	74.40	79.74
Altos Ingresos	GLP	45.00	46.69	48.04
Medios Ingresos	GLP	45.00	46.35	47.87
Bajos Ingresos	GLP	45.00	46.01	47.70
Altos Ingresos	Gas Natural	50.00		53.38
Medios Ingresos	Gas Natural	50.00		53.19
Bajos Ingresos	Gas Natural	50.00		53.00
Altos Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Medios Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Bajos Ingresos	Leña	10.00	17.50	30.00
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Medios Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Bajos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Bajos Ingresos	Residuos	10.00	17.50	30.00

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.3.3. Residencial Rural Con Electricidad - Evolución de los Rendimientos (%)

Uso y módulo	Fuente	2010	Tendencial	Alternativo
			2030	
Iluminación				
Altos Ingresos	Electricidad	8.55	17.29	20.66
Medios-Bajos Ingr.	Electricidad	7.62	15.53	19.84
Cocción				
Altos Ingresos	Electricidad	80.00	85.60	87.20
Medios-Bajos Ingr.	Electricidad	80.00	84.80	86.80
Altos Ingresos	GLP	45.00	49.73	51.08
Medios-Bajos Ingr.	GLP	45.00	49.05	50.74
Altos Ingresos	Leña	14.81	20.87	30.96
Medios-Bajos Ingr.	Leña	10.00	17.50	30.00
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Medios-Bajos Ingr.	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Medios-Bajos Ingr.	Residuos	10.00	17.50	30.00
Calentamiento de Agua				
Altos Ingresos	Electricidad	72.50	77.03	80.66
Altos Ingresos	GLP	45.00	46.69	48.04
Medios-Bajos Ingr.	GLP	45.00	46.35	47.87
Altos Ingresos	Leña	14.86	20.90	30.97
Medios-Bajos Ingr.	Leña	10.00	17.50	30.00
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Medios-Bajos Ingr.	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Conservación de Alimentos				
Altos Ingresos	Electricidad	60.35	63.37	65.78
Medios-Bajos Ingr.	Electricidad	60.35	62.76	65.48
Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes				
Altos Ingresos	Electricidad	42.50	46.75	50.15
Medios-Bajos Ingr.	Electricidad	42.50	45.90	49.73

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.1.1.3.4. Residencial Rural Sin Electricidad - Evolución de los Rendimientos (%)

Uso y módulo	Fuente	2010	Tendencial	Alternativo
			2030	
Iluminación				
Altos Ingresos	Electricidad	5.16	12.74	18.63
Cocción				
Altos Ingresos	GLP	45.00	49.73	51.08
Medios-Bajos Ingr.	GLP	45.00	49.05	50.74
Altos Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Medios-Bajos Ingr.	Leña	10.24	17.67	30.05
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Medios-Bajos Ingr.	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00
Altos Ingresos	Residuos	10.00	17.50	30.00
Medios-Bajos Ingr.	Residuos	10.00	17.50	30.00
Calentamiento de Agua				
Altos Ingresos	GLP	45.00	46.69	48.04
Medios-Bajos Ingr.	GLP	45.00	46.35	47.87
Altos Ingresos	Leña	15.00	21.00	31.00
Medios-Bajos Ingr.	Leña	10.00	17.50	30.00
Altos Ingresos	Carbón Vegetal	20.00	24.50	32.00

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.1.2. Análisis de los resultados en las Áreas Urbana y Rural

4.2.6.1.2.1. Consumo de Energía Neta, Útil y Rendimientos Promedio

En los siguientes cuadros se presentan los resultados de las proyecciones del consumo de energía neta, de energía útil y los rendimientos promedio para ambos escenarios, obtenidos del modelo LEAP para el total del País, distinguiendo los subsectores Urbano y Rural. El rendimiento o eficiencia promedio de utilización resulta del cociente entre los consumos de energía útil y de energía neta.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.1.1. Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial - Escenario Tendencial (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-30
Energía Neta						
Urbano	795.1	937.9	1,070.5	1,213.1	1,352.7	2.69%
Rural	580.2	545.5	506.8	476.7	452.9	-1.23%
Total	1,375.3	1,483.4	1,577.3	1,689.8	1,805.6	1.37%
Energía Útil						
Urbano	357.2	436.5	516.1	606.4	704.2	3.45%
Rural	119.9	126.5	130.9	135.8	140.2	0.79%
Total	477.1	563.0	647.0	742.2	844.4	2.90%
Rendimientos						
Urbano	44.9%	46.5%	48.2%	50.0%	52.1%	
Rural	20.7%	23.2%	25.8%	28.5%	31.0%	
Total	34.7%	38.0%	41.0%	43.9%	46.8%	

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.1.2. Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial - Escenario Alternativo (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-30
Energía Neta						
Urbano	795.1	937.0	1,108.6	1,286.6	1,473.4	3.13%
Rural	580.2	484.1	440.4	412.4	398.9	-1.86%
Total	1,375.3	1,421.1	1,549.0	1,699.0	1,872.3	1.55%
Energía Útil						
Urbano	357.2	448.3	558.4	682.9	825.3	4.28%
Rural	119.9	130.2	142.8	155.0	167.4	1.68%
Total	477.1	578.5	701.2	837.9	992.7	3.73%
Rendimientos						
Urbano	44.9%	47.8%	50.4%	53.1%	56.0%	
Rural	20.7%	26.9%	32.4%	37.6%	42.0%	
Total	34.7%	40.7%	45.3%	49.3%	53.0%	

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

En términos de energía neta, la tasa de crecimiento resultante del consumo total Residencial para el período 2010-2030 es de 1.37% anual acumulado (a.a.) para el Escenario Tendencial y de 1.55% a.a. para el Escenario Alternativo.

Por su parte las tasas de crecimiento del PIB/ hogar son de 2.2% a.a. y de 3.4% a.a. para los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

Comparando las tasas de crecimiento de ambas variables (consumo de energía neta y PIB/ hogar) puede apreciarse el efecto de las políticas de sustitución entre fuentes y de URE. En ambos escenarios hay un mayor grado de satisfacción de las necesidades energéticas de los hogares debidas, principalmente, a la mejora en los ingresos de las familias. El aumento de eficiencia o rendimiento en el consumo de energía como consecuencia de la penetración de fuentes más eficientes y de medidas de URE, hace que el consumo final de energía crezca a tasas sensiblemente menores al PIB/ hogar, reduciendo así la presión sobre el sistema de abastecimiento. Este efecto es más notorio en el Escenario Alternativo.

Los consumos de energía útil, siempre para el total Residencial, crecerán a tasas del 2.90% a.a. y 3.73% a.a. para el Escenario Tendencial y el Escenario Alternativo respectivamente. Este es un indicador más cercano de la mejora del nivel de satisfacción de las necesidades energéticas de los hogares.

Si analizamos las evoluciones de los consumos de energía útil discriminados en áreas urbanas y rurales, vemos que los crecimientos del subsector Rural son sensiblemente menores al Urbano. Pero ello se debe al incremento de la urbanización del País en el período de proyecciones y no a un menor nivel de consumo energético útil por hogar. Las mejoras en las intensidades energéticas para cada área y uso (kep/ hogar) se han detallado en el punto 4.2.6.1.1.1.

En cuanto al decrecimiento del consumo de energía neta Rural (-1.23% a.a. en el Escenario Tendencial y -1.86% a.a. en el Escenario Alternativo), se debe en parte a la reducción de los hogares rurales en todo el período (-0.81% a.a.) y en parte al fuerte aumento de eficiencia como se explica seguidamente.

Los rendimientos promedios de utilización de la energía tienen mejoras sustantivas, mayores en el Escenario Alternativo. Y se observa que la mejora de rendimientos es aún mayor en los hogares Rurales. Esto se debe a dos causas: a) la sustitución de la Leña por GLP; y, b) la mejora en los rendimientos de los artefactos de Leña y Carbón Vegetal, que ocurrirán si se cumplen las pautas del Escenario Energético Alternativo.

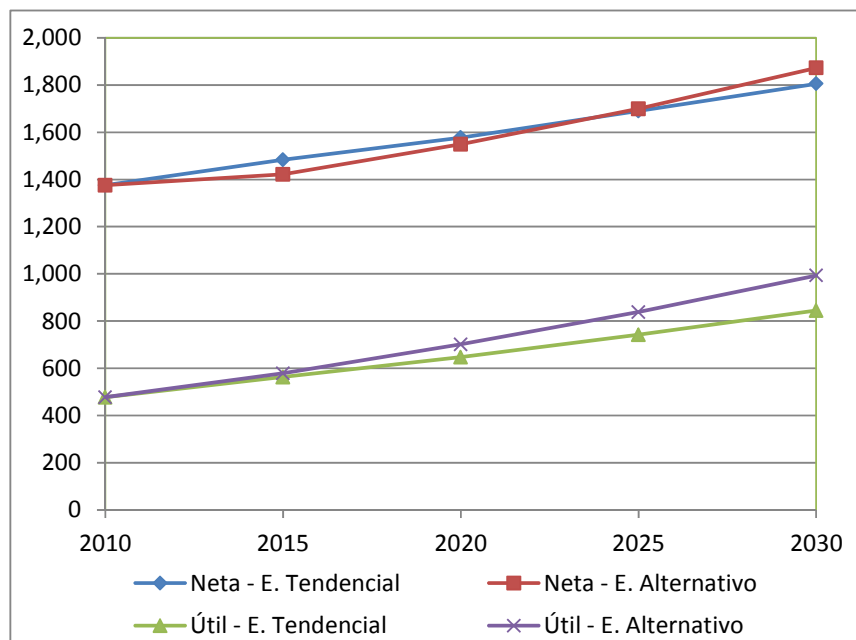
En el siguiente gráfico se muestran las evoluciones del consumo de energía neta y útil para ambos escenarios. La evolución de la energía útil está íntimamente relacionada con los ingresos de las familias, teniendo en cuenta las diferentes elasticidades ingresos según el módulo homogéneo.

En cuanto a la evolución de la energía neta, puede apreciarse un menor crecimiento del consumo en el Escenario Alternativo hasta el año 2015, y luego retoma un ritmo de crecimiento mayor, para quedar en 2030 con niveles absolutos levemente superiores al Escenario Tendencial.

Estas tendencias en la evolución del consumo neto se explican por:

- El mayor grado de electrificación en el Escenario Alternativo, particularmente con más intensidad los primeros años. Los módulos rurales Con Electricidad de red, tienen rendimientos de utilización de la energía sensiblemente superior a los respectivos estratos Sin Electricidad de red. Ello contribuye a que el consumo neto crezca a un ritmo menor en el Escenario Alternativo.
- Las medidas de URE pautadas para el Escenario Alternativo tienen un mayor impacto en el consumo neto los primeros años. Después su efecto relativo se atempera ante una mayor tasa de crecimiento de los ingresos de los hogares.

Gráfico Nº 4.2.6.1.2.1.1. Evolución de Consumo de Energía Neta y Útil del Sector Residencial (kTep)

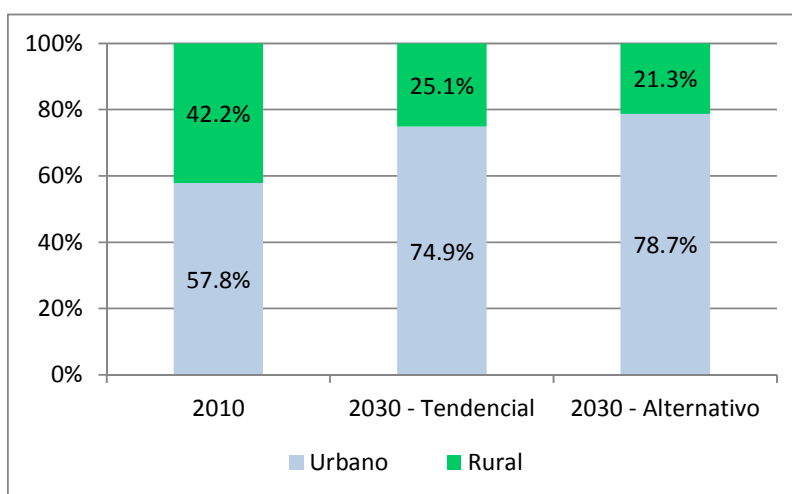


Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

En el siguiente gráfico puede apreciarse como disminuye la participación del consumo de energía neta de los hogares rurales. En el año base el subsector Rural representaba el 42.2% del total Residencial; y pasan al año 2030 al 25.1% en el Escenario Tendencial y al 21.3% en el Escenario Alternativo.

Los motivos de esta pérdida de participación Rural no se deben a un menor nivel de satisfacción de sus necesidades energéticas. Por el contrario, es debida al aumento de la urbanización, al aumento del grado de electrificación y a la sustitución de la Leña. Todos estos efectos ocurren en mayor grado en el Escenario Alternativo.

Gráfico Nº 4.2.6.1.2.1.2. Participación Urbano-Rural en el Consumo Neto



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

4.2.6.1.2.2. Consumo de Energía Neta por Módulo Homogéneo

Las proyecciones del consumo de energía neta son más necesarias para el estudio de los requerimientos al sistema de abastecimiento que para el análisis de la satisfacción de las necesidades de los hogares. Incluyen obviamente los efectos de las sustituciones entre fuentes y de las medidas de URE implementadas sobre dichos requerimientos.

En los siguientes cuadros se muestra la evolución de los consumos netos en kTep y la participación de cada módulo en el total. El mismo análisis debe hacerse a nivel de fuentes energéticas consumidas en cada módulo, cosa que no se hace aquí a fin de enfocar el análisis a las tendencias generales del consumo total. Los resultados del consumo de energía neta por módulo homogéneo y fuente pueden obtenerse directamente del modelo LEAP.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.2.1. Consumo de Energía Neta por Módulo Homogéneo - Escenario Tendencial (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-30
Residencial Urbano						
Altos	180.0	209.2	235.0	262.5	291.0	2.43%
Medios	333.4	395.9	454.5	519.1	586.7	2.87%
Bajos	281.7	332.9	381.0	431.5	475.0	2.65%
Total	795.1	937.9	1,070.5	1,213.1	1,352.7	2.69%
Residencial Rural						
Con EE - Altos	117.2	114.7	111.5	109.0	105.9	-0.51%
Con EE - Medios y Bajos	275.1	271.9	264.0	259.3	258.8	-0.30%
Sin EE - Altos	46.4	37.0	31.1	26.2	20.6	-3.98%
Sin EE - Medios y Bajos	141.4	122.0	100.3	82.1	67.6	-3.62%
Total	580.2	545.5	506.8	476.7	452.9	-1.23%
TOTAL RESIDENCIAL	1,375.3	1,483.4	1,577.3	1,689.8	1,805.6	1.37%

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.2.2. Consumo de Energía Neta por Módulo Homogéneo - Escenario Alternativo (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-30
Residencial Urbano						
Altos	180.0	208.7	239.3	270.2	303.3	2.64%
Medios	333.4	397.1	472.6	553.6	643.1	3.34%
Bajos	281.7	331.2	396.7	462.8	527.0	3.18%
Total	795.1	937.0	1,108.6	1,286.6	1,473.4	3.13%
Residencial Rural						
Con EE - Altos	117.2	108.5	105.0	103.1	101.7	-0.71%
Con EE - Medios y Bajos	275.1	242.8	234.8	232.3	238.8	-0.71%
Sin EE - Altos	46.4	31.7	22.4	16.2	12.0	-6.54%
Sin EE - Medios y Bajos	141.4	101.2	78.2	60.9	46.5	-5.41%
Total	580.2	484.1	440.4	412.4	398.9	-1.86%
TOTAL RESIDENCIAL	1,375.3	1,421.1	1,549.0	1,699.0	1,872.3	1.55%

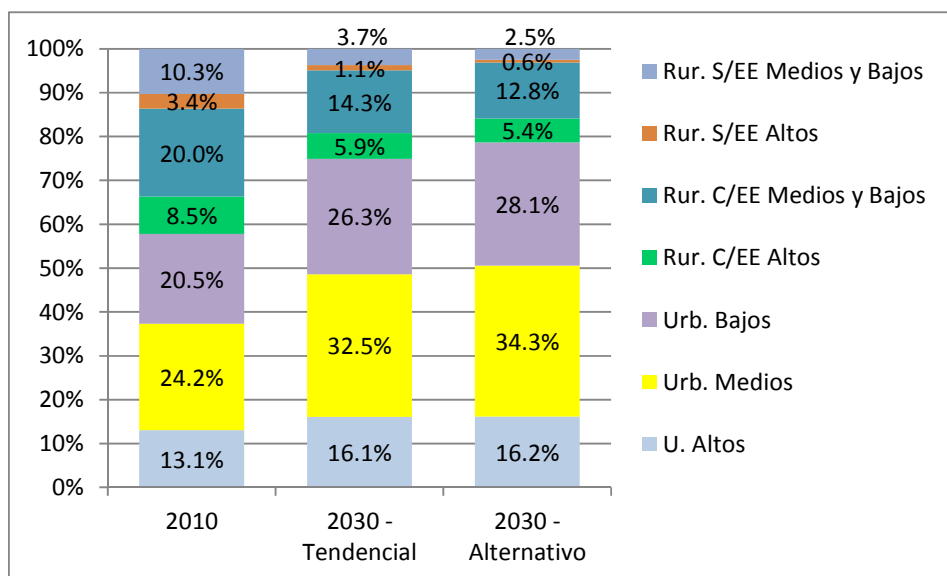
Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

En el gráfico siguiente se muestran los cambios de participación de cada módulo en el consumo neto que reflejan, por una parte, el aumento del grado de urbanización hasta 2030 y de la electrificación, principalmente en los hogares rurales; y los efectos de las sustituciones y eficiencia energética por la otra.

La fuerte reducción de la participación en el consumo neto de los hogares Rurales de Altos Ingresos sin Electricidad de red se debe a dichos procesos de electrificación rural supuestos en ambos escenarios.

También se puede notar el efecto de la sustitución de la Leña en el medio rural, que hace disminuir aún más la participación en el consumo de energía neta de los hogares de Medios-Bajos Ingresos rurales, con y sin red.

Gráfico N° 4.2.6.1.2.1. Participación Urbano-Rural en el Consumo Neto



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

4.2.6.1.2.3. Consumo de Energía Neta por Fuente

Los cuadros presentados más abajo muestran los resultados del consumo de energía neta por fuentes, medio (Urbano o Rural) y el Total Residencial para ambos escenarios.

En el Total Residencial las fuentes que penetran, en ambos escenarios, son: Electricidad, GLP y Solar. El Gas Natural penetra en el Escenario Alternativo. La fuente que es claramente sustituida es la Leña. Las restantes fuentes: Kerosene, Carbón Vegetal y Residuos de Biomasa tienen muy pequeños cambios de participación.

La principal fuente que penetra en el conjunto del sector Residencial es la Electricidad, con un aumento de participación en todo el período de 8.7% y 11.0% en los escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

La segunda fuente en cuanto a aumento de participación en el consumo neto es el GLP, con aumentos 8.0% y 9.9% en todo el período para el Tendencial y Alternativo respectivamente. Este aumento de participación no se debe a que el GLP haya desplazado a otras fuentes, por el contrario en todos los usos que competía fue desplazado en distinto grado, como puede verse en los resultados del Modelo de Sustituciones, presentados en punto anterior; la excepción fue en el módulo de Altos ingresos de los hogares rurales Sin Electricidad, donde el GLP penetra. Entonces, este aumento del GLP se debe a los cambios estructurales

ocurridos en el sector y a un mayor aumento de eficiencia relativa en las restantes fuentes, particularmente en Electricidad y Leña.

El Gas Natural estará presente sólo en el Escenario Alternativo, y tomará a 2030 una participación el 1.7% del consumo neto Total Residencial. Su mayor uso será en Cocción y en menor medida en Calentamiento de Agua.

La energía Solar se utiliza solamente en Calentamiento de Agua y penetra en todos los módulos en que compete. Así toma participaciones al 2030 en el consumo neto Total Residencial de 0.5% y de 0.8% en los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

La Leña es la fuente que será sustituida en mayor medida, si se cumplen los supuestos de los escenarios. El aumento de la urbanización, del grado de electrificación y la sustitución por fuentes de mayor calidad, son los motivos de este fuerte descenso de la Leña. En el año base 2010 representa el 32.1% del consumo neto Total Residencial, y pasará al finalizar el período a porcentajes del 15.1% y 9.2% en los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.3.1. Consumo de Energía Neta por Fuente - Escenario
Tendencial (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2030
Residencial Urbano							
Electricidad	349.7	411.8	472.6	542.8	623.0	44.0%	46.1%
Gas Natural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
GLP	354.1	425.1	492.2	564.2	634.1	44.5%	46.9%
Kerosene	4.0	4.9	5.9	7.0	8.1	0.5%	0.6%
Leña	49.6	52.2	51.7	47.7	33.9	6.2%	2.5%
Carbón Vegetal	32.0	37.5	41.1	43.1	42.9	4.0%	3.2%
Residuos de Biomasa	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	0.3%	0.2%
Solar	3.4	3.9	4.4	5.6	7.8	0.4%	0.6%
Total	795.1	937.9	1,070.5	1,213.1	1,352.7	100.0%	100.0%
Residencial Rural							
Electricidad	42.2	42.9	44.2	47.1	49.4	7.3%	10.9%
GLP	106.1	111.0	113.2	114.2	114.8	18.3%	25.3%
Kerosene	5.7	5.8	5.8	5.9	5.8	1.0%	1.3%
Leña	391.4	350.2	307.0	269.5	238.8	67.5%	52.7%
Carbón Vegetal	34.5	35.5	36.3	39.7	43.5	5.9%	9.6%
Residuos de Biomasa	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0%	0.0%
Solar	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0%	0.1%
Total	580.2	545.5	506.8	476.7	452.9	100.0%	100.0%
Total Residencial							
Electricidad	391.9	454.7	516.9	589.9	672.4	28.5%	37.2%
Gas Natural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
GLP	460.2	536.1	605.4	678.3	748.8	33.5%	41.5%
Kerosene	9.6	10.7	11.6	12.8	14.0	0.7%	0.8%
Leña	441.0	402.3	358.7	317.2	272.7	32.1%	15.1%
Carbón Vegetal	66.4	73.0	77.4	82.8	86.4	4.8%	4.8%
Residuos de Biomasa	2.7	2.8	2.9	3.0	3.2	0.2%	0.2%
Solar	3.4	3.9	4.5	5.7	8.2	0.2%	0.5%
Total	1,375.3	1,483.5	1,577.4	1,689.8	1,805.7	100.0%	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

Cuadro N° 4.2.6.1.2.3.2. Consumo de Energía Neta por Fuente - Escenario
Alternativo (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2030
Residencial Urbano							
Electricidad	349.7	419.2	494.8	579.9	680.0	44.0%	46.2%
Gas Natural	0.0	0.0	5.9	15.6	32.3	0.0%	2.2%
GLP	354.1	424.4	508.0	592.7	677.9	44.5%	46.0%
Kerosene	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5%	0.0%
Leña	49.6	52.0	52.4	42.1	11.7	6.2%	0.8%
Carbón Vegetal	32.0	35.0	39.5	44.6	55.6	4.0%	3.8%
Residuos de Biomasa	2.5	2.1	2.0	2.0	2.1	0.3%	0.1%
Solar	3.4	4.3	6.1	9.6	13.8	0.4%	0.9%
Total	795.1	937.0	1,108.6	1,286.6	1,473.4	100.0%	100.0%
Residencial Rural							
Electricidad	42.2	45.0	49.1	55.1	60.3	7.3%	15.1%
GLP	106.1	112.1	120.4	126.4	133.5	18.3%	33.5%
Kerosene	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	1.0%	1.7%
Leña	391.4	287.6	230.2	188.7	161.2	67.5%	40.4%
Carbón Vegetal	34.5	33.3	34.2	35.1	35.8	5.9%	9.0%
Residuos de Biomasa	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.0%	0.1%
Solar	0.0	0.0	0.1	0.4	1.1	0.0%	0.3%
Total	580.2	484.1	440.4	412.4	398.9	100.0%	100.0%
Total Residencial							
Electricidad	391.9	464.2	544.0	635.1	740.3	28.5%	39.5%
Gas Natural	0.0	0.0	5.9	15.6	32.3	0.0%	1.7%
GLP	460.2	536.5	628.4	719.1	811.4	33.5%	43.3%
Kerosene	9.6	5.9	6.2	6.5	6.7	0.7%	0.4%
Leña	441.0	339.6	282.5	230.8	172.9	32.1%	9.2%
Carbón Vegetal	66.4	68.3	73.6	79.7	91.4	4.8%	4.9%
Residuos de Biomasa	2.7	2.3	2.2	2.2	2.3	0.2%	0.1%
Solar	3.4	4.3	6.2	10.0	14.9	0.2%	0.8%
Total	1,375.3	1,421.1	1,549.0	1,699.0	1,872.3	100.0%	100.0%

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

4.2.6.1.3. Análisis de los impactos de las Sustituciones y de las Medidas de
Uso Racional de la Energía (URE)

En este punto se analizan los efectos que tienen sobre los consumos de energía neta dos factores claves de la política energética:

- La sustitución entre fuentes; y
- Las mejoras de eficiencia por Uso Racional de la Energía, tanto debido de equipos más eficientes como de modificaciones en los hábitos y prácticas de consumo.

En el Cuadro N° 4.2.6.1.3 se presentan los resultados de las proyecciones del consumo de energía neta del Total Residencial, para los siguientes escenarios configurados en LEAP:

- Escenario Base: incorpora las evoluciones de la variable explicativa (cantidad de hogares) y de las intensidades útiles por uso.
- Sustituciones: sobre el escenario Base, incorpora las sustituciones entre fuentes.
- URE: sobre el escenario Base, incorpora las mejoras en eficiencia en el consumo de energía.
- Escenario Tendencial y Alternativo: incorpora los efectos de los tres escenarios anteriores. O sea son los Escenarios Tendencial y Alternativo finales.

Cuadro N° 4.2.6.1.3. Proyecciones y diferencias de Consumo de Energía Neta según tipo de escenarios en el sector Residencial (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencias 2030 (*)	
						kTep	%
ESCENARIO TENDENCIAL							
Base	1,375.3	1,585.7	1,783.8	2,010.1	2,250.5	0.0	0.0%
Sustituciones	1,375.3	1,585.6	1,774.2	1,977.3	2,175.3	-75.2	-3.3%
URE	1,375.3	1,483.5	1,584.4	1,710.9	1,848.5	-402.0	-17.9%
Escenario Tendencial	1,375.3	1,483.5	1,577.4	1,689.8	1,805.7	-444.8	-19.8%
ESCENARIO ALTERNATIVO							
Base	1,375.3	1,624.0	1,934.2	2,276.4	2,659.3	0.0	0.0%
Sustituciones	1,375.3	1,619.3	1,914.7	2,216.9	2,534.7	-124.6	-4.7%
URE	1,375.3	1,425.9	1,563.5	1,734.2	1,936.5	-722.8	-27.2%
Escenario Alternativo	1,375.3	1,421.1	1,549.0	1,699.0	1,872.3	-787.0	-29.6%

(*) Diferencias respecto a los escenarios "Base".

Fuente: Resultados del modelo LEAP para el presente estudio.

Puede apreciarse que en el Escenario Tendencial, al año 2030, se consumirán 3.3% menos de energía neta debido a las Sustituciones entre fuentes respecto al escenario Base, debido principalmente a la sustitución de la Leña. Las medidas de URE (mejoras de eficiencia) reducirán los consumos, siempre para el mismo año y respecto al escenario Base, en un 17.9%. El efecto combinado de ambos factores, que constituye el Escenario Tendencial producirán un ahorro del 19.8% de la energía neta respecto al Escenario Base.

En el Escenario Alternativo los procesos de sustitución tienen mayor intensidad y las mejoras de eficiencia por medidas de URE son mayores respecto al Escenario Tendencial. Como consecuencia, los ahorros resultan del 4.7% debido a las Sustituciones y a 27.2% debido las medidas de URE. El efecto combinado produce un ahorro del 29.6% de la energía neta al año 2030, siempre respecto al escenario Base.

4.2.6.2. Sector Comercio, Servicios y Público

Se presenta a continuación la prospectiva de los consumos del sector Comercio, Servicios y Público incluyendo sus tres subsectores Hoteles, Restaurantes y Resto. El detalle incluye tanto el Escenario Tendencial como el Alternativo.

Los consumos dependen en primer lugar de la evolución de la respectiva variable explicativa: el número de habitaciones para el caso de los Hoteles y el Valor Agregado del sector para los otros dos subsectores Restaurantes y Resto. Se han realizado ligeras modificaciones en la intensidad energética en términos de energía útil, según se expresa y modelado sustituciones, entre energéticos vinculadas a los usos calóricos o en competencia. En particular se han desarrollado hipótesis de Uso Racional de la Energía (URE) diferentes para cada escenario. En cada uno de los escenarios el conjunto de hipótesis empleadas determinó conjuntos distintos de requerimientos de energía, así como una diferente gama de fuentes de energía. Los resultados son expresados luego en términos de energía neta en función de las respectivas eficiencias promedio para cada fuente.

4.2.6.2.1. Descripción de las hipótesis utilizadas

4.2.6.2.1.1. Las Intensidades Energéticas

En el Escenario Tendencial se conservan idénticas intensidades energéticas útiles por uso del año base 2010, obtenidas a partir del Balance Energético Nacional en Energía Útil y los correspondientes valores de las variables explicativas según el subsector. Tales variables se especifican como Tep/habitación para Hoteles; y Tep/RD\$ de valor agregado para Restaurantes y el Resto de Comercio, Servicios y Público.

En cambio en el Escenario Alternativo algunas intensidades se modifican como consecuencia de medidas de URE o de un mejor nivel de satisfacción del uso. Estos casos son:

- Un aumento de la intensidad útil en Conservación de Alimentos en el subsector Hoteles, pasa de este modo de 0.035 Tep/habitación en 2010 a 0.045 Tep/habitación en 2030.
- Una disminución en Cocción, también en Hoteles, que habría estado sobredimensionada en el año base. De un valor inicial de 0.0947 en 2010 a 0.0847 Tep/habitación en 2010.
- En Restaurantes, un aumento en el uso Ventilación y Acondicionamiento de Ambiente situado en un nivel bajo en el año base. La intensidad en este uso aumentará un 30% en todo el período.

Las intensidades útiles de los restantes usos en Hoteles y Restaurantes, y de todos los usos de las otras actividades englobadas en Resto Comercio, Servicios y Público, se mantienen en los mismos valores del año base.

4.2.6.2.1.2. Los Resultados del Modelo de Sustituciones y participación de las fuentes

Se presentan a continuación los resultados del Modelo de Sustituciones (MoSus) para los usos calóricos. Los mismos resultan de una evaluación multi-criterio de parámetros relativos a características de mercado para cada fuente de energía: precio de compra por kWh de electricidad, m³ de gas, etc.; costo de los equipos de consumo final que intervienen en su utilización (suponen además una importante inversión inicial con largos plazos de amortización); y también otros parámetros relacionados con la calidad de la prestación y el impacto ambiental de cada opción. Se estima la variación futura en los precios de las fuentes, tal cual fuera presentado y se mantiene invariables los otros 3 parámetros. Se presentan tres cuadros, a continuación, donde se encuentra la estructura por fuente para el año base y ambos escenarios al año 2030.

En el Cuadro Nº 4.2.6.2.1.2.1 pueden observarse los resultados completos de las sustituciones.

En la Cocción de los Hoteles, se espera un ligero avance del GLP en reemplazo del resto de las fuentes en el escenario Tendencial, mientras que en el Alternativo será el Gas Natural quien desplace de modo significativo al resto de las fuentes, llegando a cubrir el 17%de la energía dedicada al uso en 2030.

Respecto al Calentamiento de Agua, el biodiesel reemplazará incipientemente al gasoil en ambos escenarios; con una muy destacada tasa de incorporación de energía solar en ambos escenarios: en el Tendencial alcanza un 13%del total de la energía útil que cubre el uso y en el Alternativo supera el 17%del mismo. Las fuentes con mayor pérdida de participación son el GLP y el Gas Oil.

Para la Cocción en Restaurantes las sustituciones son muy similares a los hoteles en el escenario Tendencial, pero en el Alternativo la penetración del Gas Natural es menor, llegando apenas al 1.4%del total de energía útil en el 2030.

El Calentamiento de Agua en Restaurantes vuelve a proyectar una fuerte caída del consumo útil del GLP con reemplazo por aprovechamiento solar directo – llega a representar casi el 11%y el 14%del uso en el Escenario Tendencial y en el Alternativo, respectivamente - y en muy inferior medida avanza la Electricidad.

Cuadro N° 4.2.6.2.1.2.1. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector Comercio, Servicios y Público en Energía Útil (%)

	2010	Escenario Tendencial				Escenario Alternativo			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
HOTELES - Uso: COCCION									
GLP	81.04	81.01	82.23	82.88	84.29	80.99	80.35	78.54	75.63
Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.03	7.02	16.96
Electricidad	18.80	18.84	17.63	16.99	15.59	18.87	17.48	14.30	7.29
Leña	0.16	0.14	0.14	0.13	0.12	0.14	0.14	0.13	0.13
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
HOTELES - Uso: CALENTAMIENTO DE AGUA									
GLP	9.61	9.62	9.09	7.00	3.07	13.44	12.57	10.43	6.56
Gasoil	84.72	83.70	82.79	80.73	77.35	79.84	78.01	74.86	69.14
Biodiesel	0.00	1.03	1.54	2.00	2.38	1.32	2.21	3.01	3.65
Solar	0.97	0.95	1.95	5.96	13.45	0.91	2.84	7.65	17.25
Electricidad	4.69	4.71	4.62	4.32	3.75	4.49	4.38	4.05	3.40
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
RESTAURANTES - Uso: COCCION									
GLP	92.61	92.49	92.75	92.90	93.09	92.56	92.54	92.54	92.58
Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.79	1.36
Electricidad	5.44	5.51	5.23	5.11	4.91	5.47	5.06	4.65	4.05
Carbón Veget	1.95	2.00	2.02	1.99	2.00	1.97	2.00	2.01	2.00
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
RESTAURANTES - Uso: CALENTAMIENTO DE AGUA									
GLP	91.07	91.61	90.76	86.36	78.99	91.26	89.32	84.41	74.32
Solar	0.00	0.00	0.54	4.09	10.51	0.00	1.71	5.42	13.93
Electricidad	8.93	8.39	8.70	9.55	10.51	8.74	8.97	10.17	11.75
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
RESTO COM., SERV. Y PÚBLICO - Uso: CALÓRICOS									
GLP	100.00	99.07	98.03	95.04	93.03	99.07	94.96	90.00	83.03
Solar	0.00	0.93	1.97	4.96	6.97	0.93	5.04	10.00	16.97
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

Para el resto de los subsectores de Comercial, Servicios y Público la energía solar también adquieren significación relevante y desarrollo sustantivo en reemplazo del GLP, en el uso Calentamiento de Agua, quitándole un 7% y un 17% de la energía útil consumida el Escenario Tendencial y en el Alternativo, respectivamente.

4.2.6.2.1.3. Los Rendimientos Promedio por Fuente, Uso y Sub-sector

Para calcular la evolución de los rendimientos se emplearon los datos del año base, para cada uso y fuente según los tres subsectores, teniendo en cuenta además las pautas de Uso Racional de la Energía establecidas en los Escenarios Energéticos y desarrolladas a continuación.

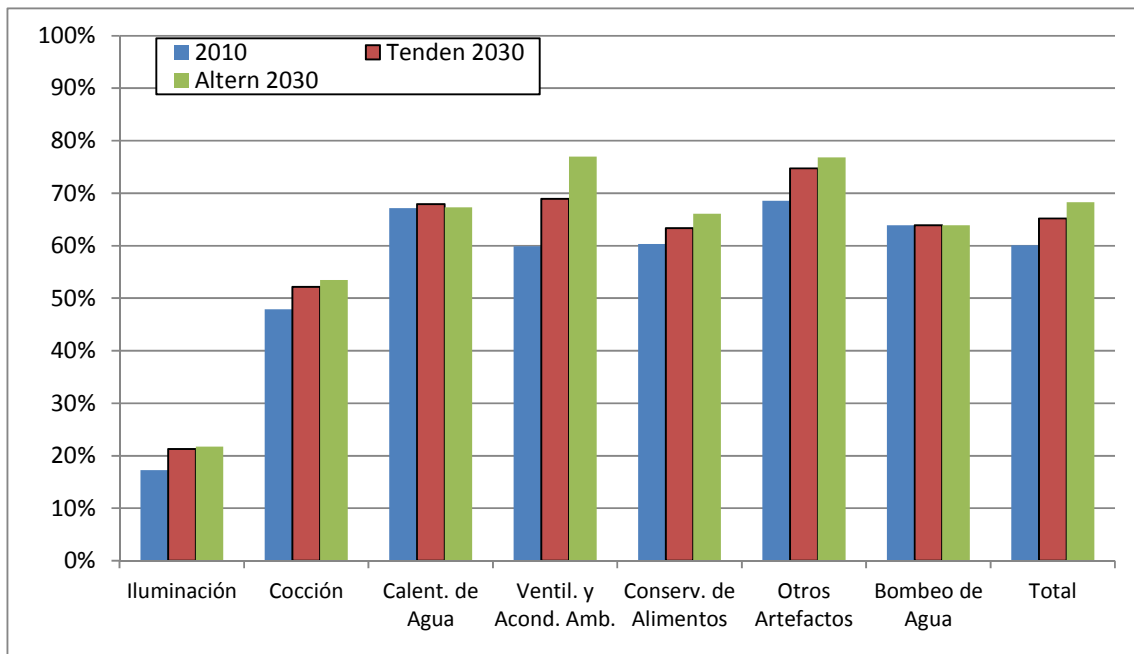
Estos criterios fueron definidos en algunos casos como porcentaje de mejora respecto al año base, y en otros, como valores de rendimiento para el año horizonte, se introdujeron al modelo LEAP utilizando las funciones de cálculo incorporadas al mismo. El modelo calcula así, los rendimientos para el año horizonte e interpola los valores para los años de corte.

A continuación y a modo de introducción al desarrollo se presentan un gráfico por cada uno de los tres subsectores de Comercio, Servicios y Público conteniendo los rendimientos implícitos (cociente entre energía útil y neta) en la canasta de fuentes energéticas demandadas por cada uno de los usos presentes. Se pueden ver así las mayores diferencias entre escenarios – rendimientos superiores en torno al 8% para el Escenario Alternativo - para Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes para los Sub sectores Hoteles y Restaurantes.

En segundo orden de magnitud se observa un rendimiento superior en un 3% del Escenario Alternativo sobre el Tendencial en cuatro usos: la Conservación de Alimentos en Hoteles y Restaurantes; Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes en Resto, y Cocción en Restaurantes.

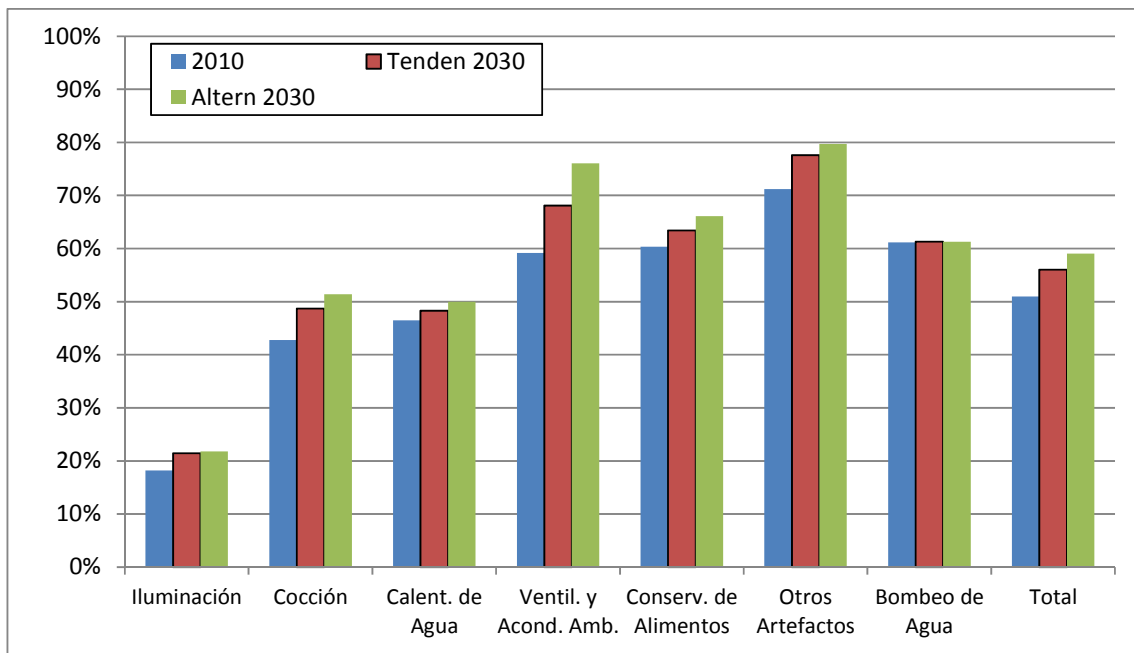
Otros Artefactos en Hoteles y Calentamiento de Agua y Otros Artefactos en Restaurantes presentan una diferencia en torno al 2% en el rendimiento, que refleja incorporación de mejores equipos en el Alternativo.

Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.1. Hoteles - Rendimientos promedio por Uso Energético (%). Año base y Escenarios



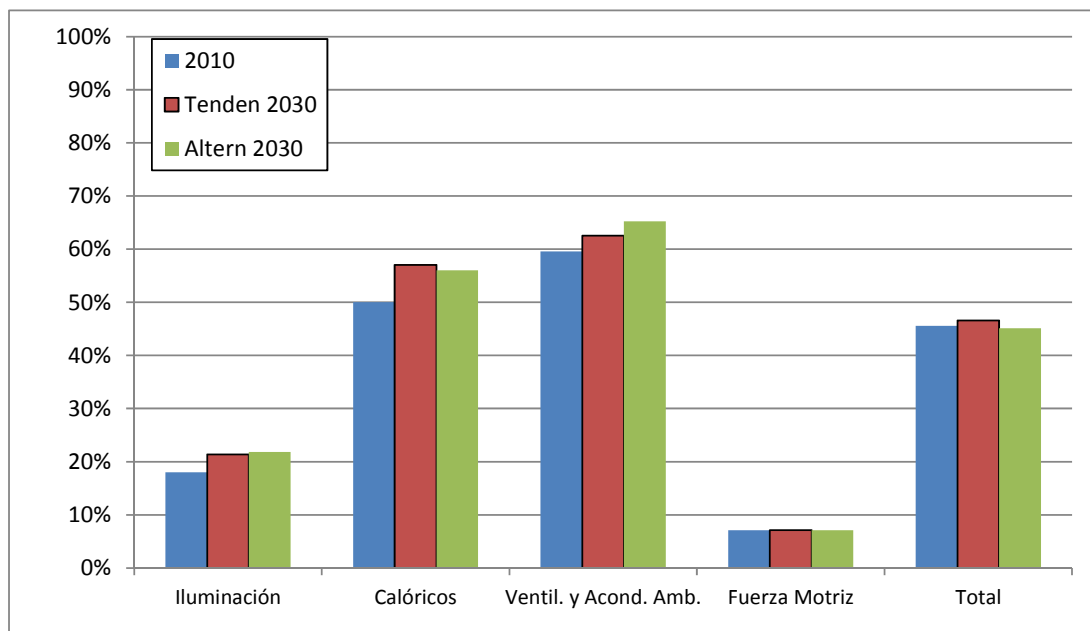
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.2. Restaurantes - Rendimientos promedio por Uso Energético (%). Año base y Escenarios



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 4.2.6.2.1.3.3. Resto Comercio, Servicios y Público - Rendimientos promedio por Uso Energético (%). Año base y Escenarios



Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.2.2. Análisis de resultados

Se presenta primero un análisis por cada uno de los tres subsectores, luego se formulan observaciones para el sector Comercio, Servicios y Público agregado.

4.2.6.2.2.1. Hoteles

El Cuadro Nº 4.2.6.2.2.1.1 muestra las proyecciones de los consumos de energía neta y útil de Hoteles para ambos escenarios. La energía neta evoluciona al 0.89% acumulado anual (a.a.) en el Escenario Tendencial y 1.15% a.a. en el Escenario Alternativo. Teniendo en cuenta que el driver o determinante del comportamiento del subsector - número de habitaciones - crece respectivamente al 1.32% a.a. y 1.86% a.a., las elasticidades del consumo de energía neta ante el aumento del número de habitaciones resultan de 0.67 para el Escenario Tendencial y de 0.62 para el Escenario Alternativo.

Estos cocientes de tasas de variación son coherentes con las medidas de URE aplicadas en ambos escenarios, con mayores mejoras de eficiencia en el Escenario Alternativo. En este subsector, el efecto de las sustituciones tiende a aumentar el consumo neto ya que la principal fuente que penetra es Solar, cuyo rendimiento energético es menor que el de las fuentes que desplaza en el uso Calentamiento de Agua.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.1.1. Hoteles - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Energía Neta	113.0	123.1	126.4	130.4	134.8	0.89%
Energía Útil	67.9	75.9	79.9	84.0	87.9	1.30%
Rendimientos	60.1%	61.7%	63.2%	64.4%	65.2%	
Escenario Alternativo						
Energía Neta	113.0	127.3	131.6	136.3	142.0	1.15%
Energía Útil	67.9	79.5	85.4	91.2	97.0	1.80%
Rendimientos	60.1%	62.4%	64.9%	66.9%	68.3%	

Fuente: Elaboración propia.

Dado que el efecto de las medidas de URE es mayor al de las sustituciones, los rendimientos promedio en ambos escenarios aumentan, con una mayor intensidad en el Escenario Alternativo (Cuadro N° 4.2.6.2.2.1.1).

Los Cuadros N° 4.2.6.2.2.1.2 y N° 4.2.6.2.2.1.3 ilustran los resultados de las proyecciones del consumo de energía neta por fuentes y la correspondiente evolución de su estructura debido a la sustitución descrita anteriormente. La mayor intensidad indicada para ciertos usos y las mejoras de rendimientos afectan también - pero en menor medida - la estructura del consumo neto por fuentes.

La Electricidad es la fuente que experimenta mayor regresión seguida del GLP y el Gasoil. Penetran el biodiesel y la energía solar que llega al 6.4% y al 8.5% del consumo neto total del subsector en el escenario Tendencial y Alternativo respectivamente en el año 2030. La sustitución es mucho más fuerte en el Escenario Alternativo, donde además comienza a emplearse el Gas Natural a partir del año 2020. El Biodiesel tiene una penetración debido al incremento progresivo del porcentaje de la mezcla con Gasoil en ambos Escenarios, alcanzando el 0.7% y el 1.2% del consumo neto total del subsector en el año 2030.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.1.2. Hoteles - Consumo de Energía Neta por Fuentes
(kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Biodiesel	0.0	0.4	0.6	0.8	1.0	
Electricidad	69.7	75.5	76.9	78.3	79.3	0.65%
Gas Natural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Gasoil	26.9	29.2	29.8	30.1	29.7	0.50%
GLP	15.9	17.4	17.9	17.3	15.5	-0.12%
Leña	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.00%
Solar	0.5	0.6	1.3	4.0	9.3	15.29%
Total	113.0	123.1	126.4	130.4	134.8	0.89%
Escenario Alternativo						
Biodiesel	0.0	0.5	0.9	1.3	1.7	
Electricidad	69.7	77.3	79.0	80.2	80.8	0.74%
Gas Natural	0.0	0.0	0.3	1.0	2.4	
Gasoil	26.9	28.8	29.5	29.5	28.3	0.26%
GLP	15.9	20.0	20.0	18.8	16.1	0.07%
Leña	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.43%
Solar	0.5	0.6	1.9	5.4	12.8	17.15%
Total	113.0	127.3	131.6	136.3	142.0	1.15%

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.1.3. Hoteles - Estructura del Consumo de Energía Neta
por Fuentes (%)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencia 2030-2010
Escenario Tendencial						
Biodiesel	0.0%	0.3%	0.5%	0.6%	0.7%	0.7%
Electricidad	61.7%	61.3%	60.8%	60.0%	58.8%	-2.8%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
Gasoil	23.8%	23.7%	23.6%	23.0%	22.0%	-1.8%
GLP	14.1%	14.2%	14.1%	13.2%	11.5%	-2.6%
Leña	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Solar	0.5%	0.5%	1.0%	3.1%	6.9%	6.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Escenario Alternativo						
Biodiesel	0.0%	0.4%	0.7%	1.0%	1.2%	1.2%
Electricidad	61.7%	60.8%	60.0%	58.9%	56.9%	-4.8%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.2%	0.7%	1.7%	1.7%
Gasoil	23.8%	22.7%	22.4%	21.6%	19.9%	-3.9%
GLP	14.1%	15.7%	15.2%	13.8%	11.4%	-2.7%
Leña	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Solar	0.5%	0.5%	1.5%	4.0%	9.0%	8.5%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.2.2.2. Restaurantes

El Cuadro N° 4.2.6.2.2.2.1 muestra las proyecciones de los consumos de energía neta y útil del subsector Restaurantes para ambos escenarios.

La energía neta aumenta al 3.53%a.a. en el Escenario Tendencial y al 5.04%a.a. en el Escenario Alternativo. Relacionándolo con el driver del subsector Restaurantes –valor agregado del subsector Restaurantes y Hoteles – que crece respectivamente al 4.25% a.a. y 6.1% a.a., las elasticidades del consumo de energía neta ante el aumento del valor agregado resultan de 0.83 para el Escenario Tendencial y de 0.825 para el Escenario Alternativo.

Estas elasticidades están en línea con las medidas de URE aplicadas en ambos escenarios, con mayores mejoras de eficiencia en el Escenario Alternativo. En Restaurantes, el efecto de las sustituciones al igual que en los Hoteles, produce una mejora en los rendimientos promedio, más fuerte en el Escenario Alternativo (Cuadro N° 4.2.6.2.2.2.1).

Cuadro N° 4.2.6.2.2.2.1. Restaurantes - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Energía Neta	35.6	47.8	54.8	62.9	71.3	3.53%
Energía Útil	18.2	25.0	29.4	34.5	39.9	4.01%
Rendimientos	51.0%	52.3%	53.6%	54.8%	56.0%	
Escenario Alternativo						
Energía Neta	35.6	54.8	66.9	80.3	95.2	5.04%
Energía Útil	18.2	29.2	37.0	45.9	56.2	5.81%
Rendimientos	51.0%	53.3%	55.3%	57.2%	59.1%	

Fuente: Elaboración propia.

Las mayores tasas de penetración se verifica en la energía Solar que logra un 14.8% y 13.6% del total del consumo de energía neta para los Escenarios Tendencial y Alternativo, respectivamente en el año 2030. Sin embargo a diferencia de los Hoteles la participación es pequeña llegando a cubrir un 0.6% y un 1.1% de los consumos netos, Escenario Tendencial y Alternativo respectivamente.

Las fuentes que experimentan aumentos significativos en la estructura de consumo son el GLP (al que se suma el Gas Natural en el Alternativo), coherente con un retroceso de la Electricidad y el Carbón Vegetal. El Gas toma entonces 3.1 puntos porcentuales en el Escenario Alternativo - incluyendo 0.6 del GN – y 1.6 puntos en el Tendencial –GLP exclusivamente.

Cuadro Nº 4.2.6.2.2.2.2. Restaurantes - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Alcohol Etílico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Carbón Vegetal	1.44	1.68	1.73	1.81	1.89	1.37%
Electricidad	17.13	22.91	26.11	29.78	33.46	3.40%
Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Gasolina	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	3.53%
GLP	17.03	23.15	26.88	31.06	35.24	3.70%
Solar	0.00	0.00	0.04	0.21	0.63	14.78%
Total	35.62	47.77	54.79	62.90	71.26	3.53%
Escenario Alternativo						
Alcohol Etílico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	
Carbón Vegetal	1.44	1.56	1.50	1.51	1.57	0.43%
Electricidad	17.13	26.35	31.82	37.70	43.91	4.82%
Gas Natural	0.00	0.00	0.12	0.27	0.56	
Gasolina	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	5.65%
GLP	17.03	26.87	33.32	40.39	47.89	5.31%
Solar	0.00	0.00	0.09	0.38	1.15	13.59%
Total	35.62	54.81	66.89	80.30	95.15	5.04%

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro Nº 4.2.6.2.2.2.3. Restaurantes - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencia 2030-2010
Escenario Tendencial						
Alcohol Etílico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Carbón Vegetal	4.0%	3.5%	3.2%	2.9%	2.7%	-1.4%
Electricidad	48.1%	48.0%	47.7%	47.3%	47.0%	-1.1%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Gasolina	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%
GLP	47.8%	48.5%	49.1%	49.4%	49.5%	1.6%
Solar	0.0%	0.0%	0.1%	0.3%	0.9%	0.9%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Escenario Alternativo						
Alcohol Etílico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Carbón Vegetal	4.0%	2.8%	2.2%	1.9%	1.7%	-2.4%
Electricidad	48.1%	48.1%	47.6%	46.9%	46.1%	-1.9%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.2%	0.3%	0.6%	0.6%
Gasolina	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%
GLP	47.8%	49.0%	49.8%	50.3%	50.3%	2.5%
Solar	0.0%	0.0%	0.1%	0.5%	1.2%	1.2%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.2.2.3. Resto Comercio, Servicios y Público

El Cuadro N° 4.2.6.2.2.3.1 muestra las proyecciones de los consumos de energía neta y útil del subsector Resto Comercio, Servicios y Público para ambos escenarios.

La energía neta crece al 2.79%a.a. en el Escenario Tendencial y 3.38%a.a. en el Escenario Alternativo. La variable explicativa del subsector - valor agregado Sector Comercios, Servicios y Público excluidos Restaurantes y Hoteles - crece respectivamente al 3,6% a.a. y 4,65% a.a., las elasticidades del consumo de energía neta ante el aumento del valor agregado resultan de 0.77 para el Escenario Tendencial y de 0.73 para el Escenario Alternativo.

Estos cocientes de tasas de variación son coherentes con las medidas de URE aplicadas en ambos escenarios, con mayores mejoras de eficiencia en el Escenario Alternativo. En este subsector, el efecto de las sustituciones tiende a aumentar el consumo neto, la principal fuente que penetra es la Solar, cuyo rendimiento energético es menor que el de las fuentes que desplaza en el uso Calentamiento de Agua.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.3.1. Resto Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Energía Neta	106.6	126.9	143.8	164.1	184.7	2.79%
Energía Útil	48.6	58.2	66.3	76.1	86.0	2.90%
Rendimientos	45.6%	45.9%	46.1%	46.4%	46.6%	
Escenario Alternativo						
Energía Neta	106.6	123.4	150.6	178.2	207.2	3.38%
Energía Útil	48.6	56.2	68.6	80.8	93.5	3.32%
Rendimientos	45.6%	45.6%	45.5%	45.4%	45.1%	

Fuente: Elaboración propia.

Dado que el efecto de las medidas de URE es mayor al de las sustituciones, los rendimientos promedio en ambos escenarios aumentan (Cuadro N° 4.2.6.2.1.4.3.1) en este subsector con menor intensidad en el Escenario Alternativo debido al avance de la energía solar, caracterizada por una eficiencia inferior al de la fuente que desplaza: Electricidad.

Los Cuadros N° 4.2.6.2.2.3.2 y N° 4.2.6.2.2.3.3 reflejan los resultados de las proyecciones del consumo de energía neta por fuentes y la evolución de su estructura debido a la sustitución. La mayor intensidad indicada para ciertos usos y las mejoras de rendimientos afectan también –pero en menor medida - la estructura del consumo neto por fuentes.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.3.2. Resto Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Electricidad	96.13	114.28	129.42	147.72	166.10	2.77%
GLP	10.49	12.51	14.22	15.97	17.87	2.70%
Solar	0.00	0.06	0.15	0.45	0.74	
Total	106.62	126.85	143.79	164.14	184.71	2.79%
Escenario Alternativo						
Electricidad	96.13	110.69	134.59	158.68	183.92	3.30%
GLP	10.49	12.65	15.63	18.51	21.03	3.54%
Solar	0.00	0.06	0.42	1.05	2.21	
Total	106.62	123.40	150.64	178.24	207.16	3.38%

Fuente: Elaboración propia.

En el subsector Resto Comercio, Servicios y Público las variaciones en la estructura de consumos energéticos es muy pequeña. Penetra la energía solar en ambos escenarios haciendo retroceder a la Electricidad, sin embargo en el Escenario Alternativo el GLP suma 0.3 puntos porcentuales de participación en el consumo neto total del año 2030, acompañando a la energía solar que toma el resto de la caída de la fuente principal.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.3.3. Resto Comercio, Servicios y Público - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencia 2030-2010
Escenario Tendencial						
Electricidad	90.2%	90.1%	90.0%	90.0%	89.9%	-0.2%
GLP	9.8%	9.9%	9.9%	9.7%	9.7%	-0.2%
Solar	0.0%	0.0%	0.1%	0.3%	0.4%	0.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Escenario Alternativo						
Electricidad	90.2%	89.7%	89.3%	89.0%	88.8%	-1.4%
GLP	9.8%	10.3%	10.4%	10.4%	10.2%	0.3%
Solar	0.0%	0.0%	0.3%	0.6%	1.1%	1.1%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.2.2.4. El Consumo Total de Energía del Sector Comercio, Servicios y Público

El consumo de energía útil del sector Comercio, Servicios y Público en su conjunto, aumenta al 2.34%a.a. en el Escenario Tendencial y al 3.07%a.a. en el Escenario Alternativo (Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.1). Estos valores están directamente vinculados a la evolución de los niveles de actividad especificados en los Escenarios Socioeconómicos para cada uno de los subsectores que lo componen.

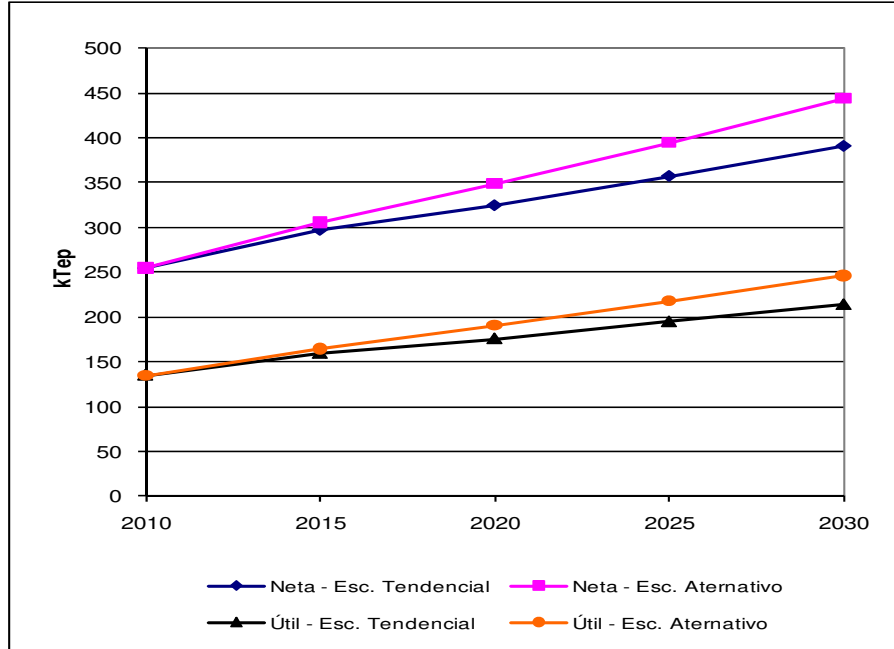
Los consumos de energía neta crecen a tasas de 2.15% a.a. y 2.81% a.a. para todo el período. Los rendimientos promedio implícitos pasan del 52.8% en el año base, al 54.7% en el 2030 para el Escenario Tendencial; y al 55.5% para el mismo año en el Escenario Alternativo. La eficiencia ligeramente superior que caracteriza al Alternativo se explica por la implementación de mayores medidas de URE y el aumento de las intensidades en usos típicamente eléctricos, de mayor rendimiento, como la Conservación de Alimentos y la Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.1. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta y Útil (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Energía Neta	255.3	297.7	325.0	357.5	390.8	2.15%
Energía Útil	134.7	159.1	175.5	194.6	213.8	2.34%
Rendimientos	52.8%	53.5%	54.0%	54.4%	54.7%	
Escenario Alternativo						
Energía Neta	255.3	305.5	349.1	394.8	444.3	2.81%
Energía Útil	134.7	164.9	190.9	218.0	246.6	3.07%
Rendimientos	52.8%	54.0%	54.7%	55.2%	55.5%	

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 4.2.6.2.2.4.1. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de
Energía Neta y Útil



Fuente: Elaboración propia.

Los Hoteles representaban en el año 2010 el 44% del consumo neto del sector; Restaurantes el 14% y el Resto el 42% (Cuadro Nº 4.2.6.2.2.4.2.). En el Escenario Tendencial se prevé una caída del 10% en la participación de Hoteles, la misma se refleja en un aumento similar en los otros dos subsectores. En el Escenario Alternativo la pérdida de participación es aún mayor – 12% - con un mayor crecimiento relativo de los Restaurantes (pasa del 14% al 21%). La principal explicación de estos cambios es la gran penetración del calentamiento solar de agua, más relevante aún en el escenario Alternativo, además las medidas de uso racional también favorecen un menor consumo del subsector Hoteles comparado con los otros dos.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.2. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Subsectores (kTep)

	2010		2030	
	kTep	%	kTep	%
Escenario Tendencial				
Hoteles	113.0	44%	134.8	34%
Restaurantes	35.6	14%	71.3	18%
Resto Com. Serv	106.6	42%	184.7	47%
Total	255.3	100%	390.8	100%
Escenario Alternativo				
Hoteles	113.0	44%	142.0	32%
Restaurantes	35.6	14%	95.2	21%
Resto Com. Serv	106.6	42%	207.2	47%
Total	255.3	100%	444.3	100%

Fuente: Elaboración propia.

En el Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.3 se describen los resultados de las proyecciones por fuentes en energía neta y en el Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.4 las evoluciones de las participaciones de las fuentes en el total para ambos escenarios.

A nivel total del sector sobresale nuevamente la penetración de la energía Solar que gana más de un 2.5% de participación en el Escenario Tendencial para el año 2030, mientras que disminuye principalmente el Gasoil y en muy inferior medida Electricidad y Carbón Vegetal.

En el escenario Alternativo el aumento de Solar llega al 3.4% desplazando esencialmente al Gasoil (pierde 4.2%) y a la Electricidad (2.2%). En este último escenario destaca también el aumento de participación del GLP en el consumo final del Sector y la penetración del Gas Natural. En ambos escenarios comienza a penetrar ligeramente el Biodiesel sustituyendo al Gas Oil, toma un 0.3% en el escenario Tendencial y un 0.4% en el Alternativo.

El Etanol tiene muy bajos consumos, apenas si es posible identificarlo en el Escenario Alternativo con 10 Tep. Esto es debido a que la Gasolina - que es mezclada con Etanol - se emplea únicamente para Bombeo de Agua en Restaurantes, uso con participación muy baja.

Quadro N° 4.2.6.2.2.4.3. Total Comercio, Servicios y Público - Consumo de Energía Neta por Fuentes (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa 2010-2030
Escenario Tendencial						
Alcohol Etílico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Biodiesel	0.00	0.37	0.57	0.78	0.99	
Carbón Vegetal	1.44	1.69	1.73	1.81	1.89	1.37%
Electricidad	182.94	212.67	232.38	255.81	278.89	2.13%
Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Gasoil	26.86	29.15	29.81	30.06	29.66	0.50%
Gasolina	0.02	0.03	0.03	0.04	0.04	4.29%
GLP	43.41	53.07	58.95	64.29	68.61	2.32%
Leña	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	-0.24%
Solar	0.54	0.66	1.45	4.65	10.67	16.10%
Total	255.25	297.67	324.97	357.48	390.78	2.15%
Escenario Alternativo						
Alcohol Etílico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	
Biodiesel	0.00	0.50	0.89	1.30	1.67	
Carbón Vegetal	1.44	1.56	1.50	1.52	1.57	0.43%
Electricidad	182.94	214.38	245.40	276.59	308.58	2.65%
Gas Natural	0.00	0.00	0.40	1.25	2.93	
Gasoil	26.86	28.83	29.50	29.50	28.29	0.26%
Gasolina	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	5.55%
GLP	43.41	59.47	68.90	77.72	85.05	3.42%
Leña	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	-2.12%
Solar	0.54	0.66	2.44	6.87	16.16	18.53%
Total	255.25	305.47	349.10	394.81	444.33	2.81%

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.4. Total Comercio, Servicios y Público - Estructura del Consumo de Energía Neta por Fuentes (%)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencia 2030-2010
Escenario Tendencial						
Alcohol Etilico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
Biodiesel	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%
Carbón Vegetal	0.6%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	-0.1%
Electricidad	71.7%	71.4%	71.5%	71.6%	71.4%	-0.3%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
Gasoil	10.5%	9.8%	9.2%	8.4%	7.6%	-2.9%
Gasolina	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GLP	17.0%	17.8%	18.1%	18.0%	17.6%	0.5%
Leña	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Solar	0.2%	0.2%	0.4%	1.3%	2.7%	2.5%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%
Escenario Alternativo						
Alcohol Etilico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Biodiesel	0.0%	0.2%	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%
Carbón Vegetal	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	-0.2%
Electricidad	71.7%	70.2%	70.3%	70.1%	69.4%	-2.2%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.1%	0.3%	0.7%	0.7%
Gasoil	10.5%	9.4%	8.5%	7.5%	6.4%	-4.2%
Gasolina	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GLP	17.0%	19.5%	19.7%	19.7%	19.1%	2.1%
Leña	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Solar	0.2%	0.2%	0.7%	1.7%	3.6%	3.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%

Fuente: Elaboración propia.

Nota: En la columna Diferencia 2030-2010 se expresa un 0 en el caso que los valores sean muy pequeños (segundo o tercer decimal) y se deja en blanco en el caso que no haya habido valores positivos en los años considerados.

Finalmente, se han calculado los efectos que tienen las sustituciones y medidas de URE sobre el consumo neto de energía (Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.5).

Las sustituciones producen un aumento del 0.5% en el consumo neto del Escenario Tendencial, para el año 2030 respecto al Escenario Tendencial Base. Ello es debido principalmente a la penetración de la energía Solar, de menor rendimiento.

Las medidas de URE en el Escenario Tendencial producen el efecto opuesto, determinando un ahorro del 12.6% de la energía neta en 2030, en suma, ambos efectos combinados (sustituciones + URE) producen en este último año un ahorro del 12.1% del consumo neto.

En el Escenario Alternativo, ambos efectos son más intensos por las características de este escenario. Así, también para el año 2030, las sustituciones producen un aumento de 0.6% y las medidas de URE una disminución del 20.6%; resultando el efecto conjunto un ahorro del 20.0% sustancialmente superior al del Escenario Tendencial.

Cuadro N° 4.2.6.2.2.4.5. Diferencias de Consumo de Energía Neta según Escenarios del Sector Comercial, Servicios y Público (kTep)

	Consumo de Energía Neta					Diferencias 2030 (*)	
	2010	2015	2020	2025	2030	kTep	%
Escenario Tendencial Base	255.3	307.9	347.3	394.5	444.7	0.0	0.0%
Sustituciones Tendencial	255.3	307.8	347.4	395.2	446.7	2.0	0.5%
URE Tendencial	255.3	297.7	324.8	356.8	388.8	-55.9	-12.6%
Escenario Tendencial	255.3	297.7	325.0	357.5	390.8	-53.9	-12.1%
Escenario Alternativo Base	255.3	322.8	390.5	467.1	555.6	0.0	0.0%
Sustituciones Alternativo	255.3	323.5	391.4	468.8	559.0	3.4	0.6%
URE Alternativo	255.3	304.7	348.1	393.2	441.2	-114.4	-20.6%
Escenario Alternativo	255.3	305.5	349.1	394.8	444.3	-111.3	-20.0%

(*) Diferencias respecto a los escenarios "Base".

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.3. Sector Industrial

En este apartado se presentan las proyecciones de los consumos de energía del sector Industrial y sus subsectores, tanto para Escenario Tendencial como para el Alternativo.

La expansión del consumo resultante para cada rama de la industria está compuesta por una proyección socioeconómica relacionada con la dinámica de la actividad en cuestión, con hipótesis de evolución de la intensidad energética en energía útil, con hipótesis de Uso Racional de la Energía (URE) y finalmente por la sustitución entre energéticos. En cada uno de los escenarios el conjunto de hipótesis utilizadas determinó requerimientos de energía diferentes y distintas matrices de energéticos. Los resultados son luego convertidos a energía neta a partir de las eficiencias promedio para cada combustible.

4.2.6.3.1. Descripción de las hipótesis utilizadas

4.2.6.3.1.1. Las Intensidades Energéticas

La evolución de las intensidades energéticas refleja la ocurrencia de varios procesos simultáneos. Siempre existen fenómenos contrapuestos, por un lado el cambio de estructura de las ramas que componen el sub sector, que podrían producir el fortalecimiento relativo de actividades más demandantes de energía, por otro lado, posibles mejoras en la utilización de la energía podrían compensar dicho efecto. Si bien con la información disponible no puede estimarse en forma precisa dicha evolución, es relevante suponer tendencias y visualizar los impactos de las mismas sobre los consumos energéticos.

En el Escenario Alternativo se supone una creciente complejidad del tejido industrial, lo que se traduce en una mayor mecanización de actividades y en una intensificación de los usos calóricos que reflejan la evolución hacia una industria menos artesanal y hacia una mayor diversificación relativa de las actividades intra-rama.

En el Escenario Tendencial, por el contrario, se supone una pauta de relativa estabilidad que acompaña también al menor dinamismo del sector.

Los resultados y coeficientes de variación se presentan respectivamente para ambos escenarios en el Cuadro N° 4.2.6.3.1.1.1

Cuadro N° 4.2.6.3.1.1.1. Evolución de las Intensidades Energéticas por subsector y uso 2010-2030

IE [10E-6 Tep / \$RD 1991]	Int. Energ. Útil		Esc.Tend.	Int. Energ. Útil		Esc. Alt
	2010	2030	Var. IE	2010	2030	Var. IE
INGENIOS AZUCAREROS						
Iluminación	0.0097	0.0102	1.05	0.0097	0.0107	1.10
Ventilación y Acond. Amb.	0.0159	0.0175	1.10	0.0159	0.0183	1.15
Fuerza Motriz	14.8713	16.3585	1.10	14.8713	17.1020	1.15
Calor de Proceso	102.5602	102.5602	1.00	102.5602	102.5602	1.00
Transporte Interno	2.0182	2.0585	1.02	2.0182	2.2200	1.10
RESTO IND. ALIMENTICIA						
Iluminación	12.9229	13.5690	1.05	12.9229	14.8613	1.15
Ventilación y Acond. Amb.	61.8448	68.0293	1.10	61.8448	74.2138	1.20
Fuerza Motriz	1200.9121	1441.0945	1.20	1200.9121	1561.1858	1.30
Calor de Proceso	806.7314	847.0680	1.05	806.7314	1008.4142	1.25
Transporte Interno	20.3095	20.3095	1.00	20.3095	25.3869	1.25
TABACO						
Iluminación	19.1659	20.1242	1.05	19.1659	19.1659	1.00
Ventilación y Acond. Amb.	112.9260	118.5723	1.05	112.9260	118.5723	1.05
Fuerza Motriz	703.5615	703.5615	1.00	703.5615	738.7395	1.05
Calor de Proceso	301.6902	301.6902	1.00	301.6902	301.6902	1.00
Transporte Interno	6.9464	6.9464	1.00	6.9464	7.6411	1.10
TEXTILES Y CUERO						
Iluminación	13.3852	14.0545	1.05	13.3852	14.0545	1.05
Ventilación y Acond. Amb.	84.4726	88.6962	1.05	84.4726	92.9199	1.10
Fuerza Motriz	1609.5757	1851.0121	1.15	1609.5757	1931.4909	1.20
Calor de Proceso	1239.1973	1239.1973	1.00	1239.1973	1239.1973	1.00
Transporte Interno						

IE [10E-6 Tep / \$RD 1991]	Int. Energ. Útil		Esc.Tend. Var. IE	Int. Energ. Útil		Esc. Alt Var. IE
	2010	2030		2010	2030	
PAPEL E IMPRENTA						
Iluminación	152.3220	159.9381	1.05	152.3220	167.5542	1.10
Ventilación y Acond. Amb.	977.6859	1026.5702	1.05	977.6859	1075.4545	1.10
Fuerza Motriz	5665.2162	6231.7378	1.10	5665.2162	6514.9986	1.15
Calor de Proceso	6258.3146	5945.3989	0.95	6258.3146	5945.3989	0.95
Transporte Interno	0.2378	0.2378	1.00	0.2378	0.2616	1.10
QUIMICA Y PLÁSTICOS						
Iluminación	15.3200	15.3200	1.00	15.3200	15.3200	1.00
Ventilación y Acond. Amb.	108.9829	114.4320	1.05	108.9829	119.8812	1.10
Fuerza Motriz	1859.6889	2045.6577	1.10	1859.6889	2231.6266	1.20
Calor de Proceso	798.1996	798.1996	1.00	798.1996	957.8395	1.20
Transporte Interno	3.4313	3.4313	1.00	3.4313	3.6029	1.05
CEMENTO Y CERÁMICA						
Iluminación	31.7475	31.7475	1.00	31.7475	31.7475	1.00
Ventilación y Acond. Amb.	473.3139	496.9796	1.05	473.3139	496.9796	1.05
Fuerza Motriz	11931.9459	13125.1405	1.10	11931.9459	13721.7378	1.15
Calor de Proceso	21373.9682	20946.4888	0.98	21373.9682	20946.4888	0.98
Transporte Interno	33.7002	33.7002	1.00	33.7002	37.0703	1.10
RESTO INDUSTRIA						
Iluminación	8.9733	9.4220	1.05	8.9733	9.8707	1.10
Ventilación y Acond. Amb.	61.3205	64.3865	1.05	61.3205	64.3865	1.05
Fuerza Motriz	596.8889	656.5778	1.10	596.8889	746.1112	1.25
Calor de Proceso	232.3787	232.3787	1.00	232.3787	278.8544	1.20
Transporte Interno	2.9276	2.9276	1.00	2.9276	3.2203	1.10
ZONAS FRANCAS						
Iluminación	0.1417	0.1488	1.05	0.1417	0.1417	1.00
Ventilación y Acond. Amb.	0.7178	0.7537	1.05	0.7178	0.7537	1.05
Fuerza Motriz	4.5264	4.9790	1.10	4.5264	5.2053	1.15
Calor de Proceso	3.1910	3.1272	0.98	3.1910	3.1272	0.98
Transporte Interno	0.0053	0.0058	1.10	0.0053	0.0058	1.10

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

4.2.6.3.1.2. Los Resultados del Modelo de Sustituciones y participación de las fuentes

Se presentan a continuación los resultados del Modelo de Sustituciones (MoSus) para los usos calóricos industriales y como consecuencia la evolución de las participaciones de las fuentes. Dichos resultados el producto de la evaluación multi-criterio de parámetros relativos a características de mercado de cada energético, como sus precios y el costo de los equipamientos asociados a su utilización (y la barrera que puede significar la inversión) así como parámetros relacionados con la calidad de la prestación y el impacto ambiental de cada uno. Se presentan tres cuadros a continuación, donde se encuentra la estructura por fuente para el año base y sendos escenarios al año 2030.

Cuadro N° 4.2.6.3.1.2.1. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrial para el Uso Calor de Proceso. Año 2010

<i>Año Base 2010</i>	Bagazo	Bio diesel	Coque	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Res. de Biomasa	Total
Ingenios Azucareros	91.8%			2.4%			1.3%	4.5%			100.0%
Resto Ind. Alimenticias				54.5%	25.7%	7.3%	2.2%	7.5%	0.4%	2.6%	100.0%
Tabaco				68.0%	20.0%	4.0%	4.0%	8.0%			100.0%
Textiles y Cueros				51.9%	41.9%		1.5%	5.0%			100.0%
Papel e Imprenta				48.2%	48.9%	2.9%					100.0%
Química, Caucho y Plásticos				67.1%	2.0%	0.1%	7.1%	23.7%			100.0%
Cemento y Cerámica			56.6%	31.3%	7.5%	1.1%	0.8%	2.7%			100.0%
Resto de Industrias				69.5%		12.8%	3.9%	13.5%	0.2%		100.0%
Zonas Francas				64.4%	2.5%	3.2%	6.9%	23.2%			100.0%

Fuente: BNEU 2010.

Cuadro N° 4.2.6.3.1.2.2. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrial para el Uso Calor de Proceso. Año 2030 - Escenario Alternativo

<i>Esc. Alternativo Año 2030</i>	Bagazo	Bio diesel	Coque	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Res. de Biomasa	Total
Ingenios Azucareros	91.3%	0.2%		2.6%			1.3%	4.5%			100.0%
Resto Ind. Alimenticias		0.1%		55.6%	22.8%	4.0%	11.8%	2.6%	0.4%	2.6%	100.0%
Tabaco				69.4%	16.7%	2.8%	8.3%	2.8%			100.0%
Textiles y Cueros				56.8%	30.9%		12.1%	0.2%			100.0%
Papel e Imprenta				53.3%	35.0%		11.7%				100.0%
Química, Caucho y Plásticos		0.9%		67.3%		0.1%	15.0%	16.7%			100.0%
Cemento y Cerámica		0.1%	53.9%	34.7%	6.5%	0.1%	3.6%	1.1%			100.0%
Resto de Industrias		0.4%		70.4%		9.5%	11.1%	8.4%	0.1%		100.0%
Zonas Francas		0.9%		67.6%	0.5%	0.2%	14.2%	16.6%			100.0%

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

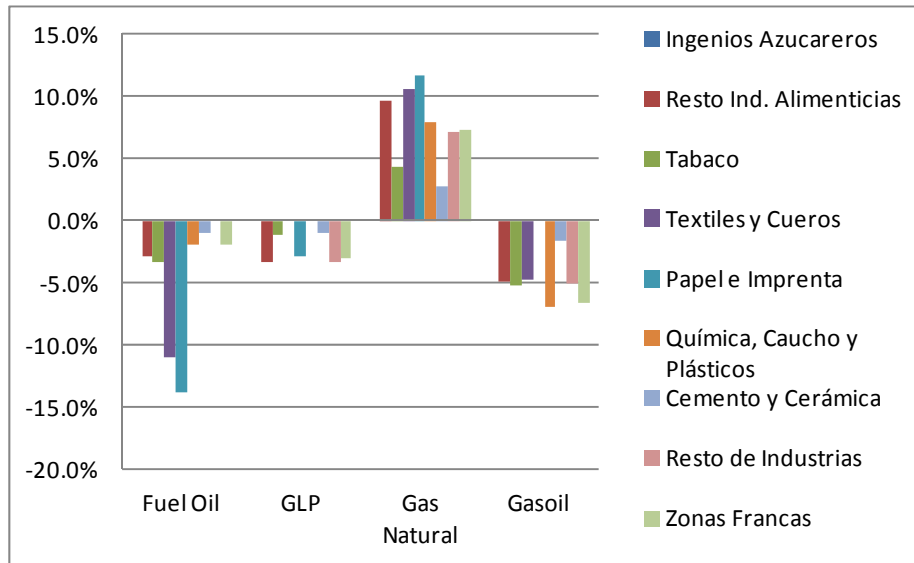
Cuadro N° 4.2.6.3.1.2.3. Estructura de abastecimiento por fuentes en el Sector de Industrias para el Uso Calor de Proceso. Año 2030 -Escenario Tendencial

<i>Esc. Tendencial Año 2030</i>	Bagazo	Bio diesel	Coque	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Res. de Biomasa	Total
Ingenios Azucareros	91.7%	0.1%		2.5%			1.3%	4.3%			100.0%
Resto Ind. Alimenticias		0.1%		57.8%	22.9%	4.7%	8.2%	3.6%	0.4%	2.4%	100.0%
Tabaco				67.7%	16.1%	3.2%	6.5%	3.2%			100.0%
Textiles y Cueros				55.5%	35.7%		8.7%				100.0%
Papel e Imprenta				51.9%	40.1%		7.9%				100.0%
Química, Caucho y Plásticos		0.5%		69.2%	0.3%	0.1%	11.9%	17.8%			100.0%
Cemento y Cerámica			54.7%	33.8%	6.8%	0.4%	2.7%	1.6%			100.0%
Resto de Industrias		0.3%		71.7%		10.2%	8.4%	9.4%	0.1%		100.0%
Zonas Francas		0.6%		66.8%	1.1%	1.1%	12.2%	18.2%			100.0%

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

El proceso de sustituciones supuesto se puede representar de un modo sintético en los siguientes dos gráficos que muestran en cada subsector las fuentes que penetran y las que retroceden en cada Escenario.

Gráfico Nº 2.2.6.3.1.2.1. Porcentajes de variación de la penetración de las fuentes que modifican su participación en los subsectores industriales en el período 2010-2030. Escenario Alternativo



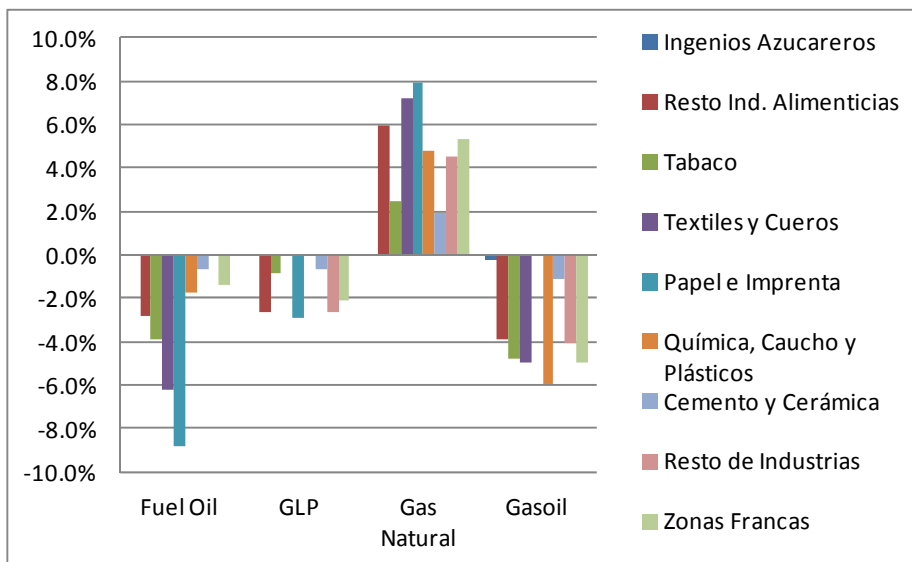
Fuente: estimaciones propias del proyecto.

El ingreso del Gas Natural sustituye fuertemente al conjunto de los combustibles líquidos tal como se aprecia en la figura. En todos los sectores industriales la participación de los combustibles retrocede de manera importante, salvo en Cemento y Cerámica donde es más atenuado dicho efecto por la importante participación del Coque.

El único sector en que no se hace presente el Gas Natural es el de Ingenios Azucareros donde se prioriza la utilización del Bagazo.

En el caso del Escenario Tendencial, el Gas Natural penetra en forma más moderada, respecto a lo observado en el Escenario Alternativo, esto en parte se explica por los precios relativos entre las fuentes supuestos en ambos escenarios. Al igual que en el escenario Alternativo, el Gas Natural no penetra en la Industria Azucarera.

Gráfico Nº 4.2.6.3.1.2.2. Porcentajes de variación de la penetración de las fuentes que modifican su participación en los subsectores industriales en el período 2010-2030. Escenario Tendencial



Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

4.2.6.3.1.3. Los Rendimientos Promedio por Fuente, Uso y Subsector

En el Cuadro Nº 4.2.6.3.1.3.1 se presentan los rendimientos iniciales para cada fuente, según uso y subsector. Los valores corresponden a rendimientos estimados, suponiendo equipamiento de uso frecuente en cada subsector. A partir de estas eficiencias se estima el consumo en energía útil.

Los valores iniciales son transformados parcialmente por medidas de ahorro energético. Las hipótesis acerca de la evolución de dichos ahorros por URE, se presentan en el punto siguiente.

Cuadro Nº 4.2.6.3.1.3.1. Rendimientos por fuente, uso y subsector. Año
2010

INGENIOS AZUCAREROS

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									20.0	20.0
Ventilación y Acond. Amb.									66.8	66.8
Fuerza Motriz		32.5							84.0	38.3
Calor de Proceso	70.0	73.1				66.0				73.1
Transporte Interno						24.0				24.0

RESTO IND. ALIMENTICIA

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									18.5	18.5
Ventilación y Acond. Amb.									68.3	68.3
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0		35.0	63.0		66.0	63.0		54.9	61.9
Transporte Interno				18.0	18.0	24.0				18.0

TABACO

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									20.0	20.0
Ventilación y Acond. Amb.									66.8	66.8
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0			63.0		66.0	63.0			64.2
Transporte Interno				18.0						18.0

TEXTILES Y CUERO

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									20.0	20.0
Ventilación y Acond. Amb.									69.0	69.0
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0			63.0		66.0	63.0			63.5
Transporte Interno										

PAPEL E IMPRENTA

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									19.9	19.9
Ventilación y Acond. Amb.									69.6	69.6
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso				63.0			63.0		54.2	62.8
Transporte Interno				18.0						18.0

QUÍMICA Y PLÁSTICOS

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									19.8	19.8
Ventilación y Acond. Amb.									68.8	68.8
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0					66.0	63.0		58.7	66.6
Transporte Interno				18.0		24.0				22.4

CEMENTO Y CERÁMICA

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									20.0	20.0
Ventilación y Acond. Amb.									69.5	69.5
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0			63.0		66.0	63.0	65.0		64.8
Transporte Interno					18.0	24.0				23.9

RESTO INDUSTRIA

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									18.3	18.3
Ventilación y Acond. Amb.									69.3	69.3
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0			63.0		66.0				65.3
Transporte Interno				18.0	18.0	24.0				19.4

ZONAS FRANCAS

USOS	GN	BZ	OP	GLP	GM	GO	FO	CQ	EE	TOTAL
Iluminación									19.8	19.8
Ventilación y Acond. Amb.									69.5	69.5
Fuerza Motriz									84.0	84.0
Calor de Proceso	70.0			63.0		66.0	63.0		54.2	64.7
Transporte Interno				18.0						18.0

Fuente: BNEU 2010.

4.2.6.3.1.4. Las Hipótesis sobre Uso Racional de la Energía

Las hipótesis específicas de Uso Racional se establecen a partir de la mejora en la eficiencia en cada rama industrial. Estas hipótesis están asociadas a la futura penetración de las tecnologías más modernas así como su cambio en eficiencia relativa. Es por ello que en cada subsector industrial se establece una evolución distinta, pero, en general, están en un rango relativamente acotado. En el siguiente cuadro se presenta la evolución aproximada por uso a partir de un promedio de lo ocurrido en los siguientes subsectores. El cambio se presenta en mejoras porcentuales respecto a la eficiencia en el uso en el año base y su valor en el año horizonte.

Cuadro N° 4.2.6.3.1.4.1. Mejoras porcentuales de la eficiencia respecto al año base y el año 2030. Período 2010-2030

Escenario Alternativo	2010 - 2030
Iluminación	25%
Ventilación y Acondicionamiento de Aire	15%
Fuerza Motriz	10%
Calor de Proceso	17%

Escenario Tendencial	2010 - 2030
Iluminación	17%
Ventilación y Acondicionamiento de Aire	5%
Fuerza Motriz	5%
Calor de Proceso	15%

Fuente: Escenarios Energéticos, estimaciones propias del proyecto.

4.2.6.3.2. Resultados de las proyecciones

A continuación, y a partir de la metodología explicitada, se presentan los resultados obtenidos con las hipótesis detalladas previamente. Los resultados se presentan desde la máxima agregación al detalle.

4.2.6.3.2.1. El Consumo Total de Energía del Sector Industrial

i) Resultados en Energía Neta

El consumo neto total de energía para el Sector Industrial parte en el año base de un valor de 1,264.5 kTep; alcanzando los 2,394.5 kTep en el Escenario Tendencial y los 3,112.2 kTep en el Alternativo. Dichas evoluciones representan tasas promedio anual acumulado de 3.2% y 4.6% respectivamente.

Considerando las previsiones de crecimiento del Valor Agregado Industrial con valores de 3.6% y 5.1% a.a. para los escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente, se obtienen elasticidades promedio de 0.905 y 0.897. La menor elasticidad que presenta el Escenario Alternativo está asociada a las medidas de URE y sustituciones que el mismo conlleva.

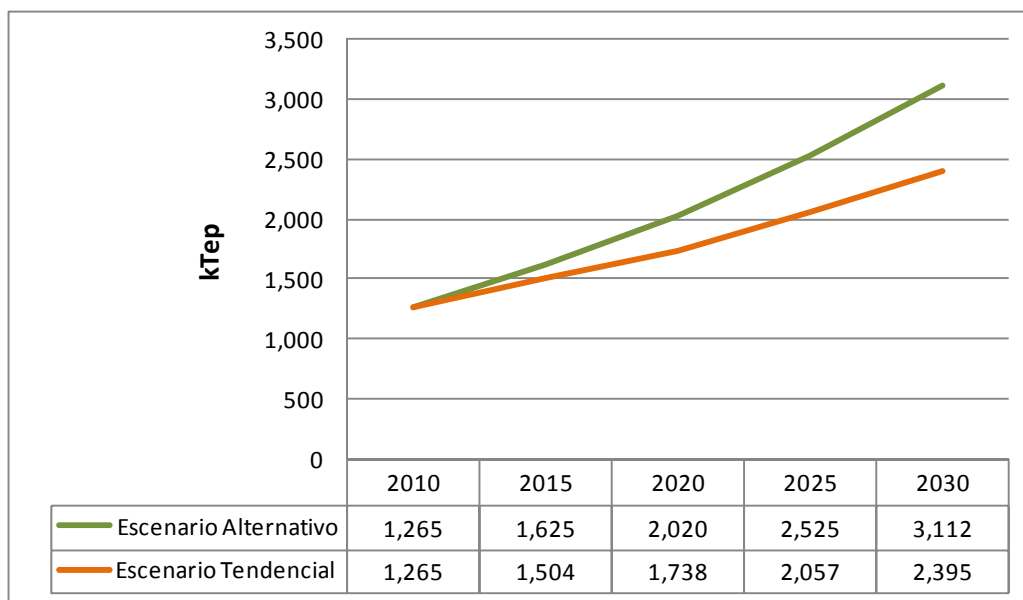
En el siguiente cuadro se presenta dicha información.

Cuadro N° 4.2.6.3.2.1.1. Tasas de crecimiento del consumo energético del Sector Industrial y elasticidades implícitas. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030

	Consumo de Energía Neta	Valor Agregado Industrial	Elasticidad Promedio
Esc. Alternativo	4.61%	5.14%	0.897
Esc. Tendencial	3.24%	3.58%	0.905

Fuente: Resultados del Proyecto. Modelo LEAP.

Gráfico N° 4.2.6.3.2.1.1. Evolución del Consumo Neto de Energía en el Sector Industrial. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

ii) Los Resultados en Energía Útil

En términos de energía útil se obtuvieron valores que parten de 879.1 kTep alcanzando en 2030 los 1,793.8 y 2,474.8 kTep en los escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente. En términos de energía útil se verifica una elasticidad levemente superior, superando el valor unitario, reflejo de la fuerte correlación entre el consumo energético y el crecimiento industrial en una economía en desarrollo.

En el cuadro siguiente se presentan los resultados obtenidos en términos de energía útil para las elasticidades de ambos escenarios. El hecho de que se haya invertido el orden de las elasticidades es producto del aumento de eficiencia en la utilización de la energía, generado un dinamismo muy superior al crecimiento de la energía útil en el Escenario Alternativo.

Cuadro Nº 4.2.6.3.2.1.2. Tasas de crecimiento del consumo energético del Sector Industrial y elasticidades implícitas. Escenarios Alternativo y Tendencial - Período 2010-2030

	Consumo de Energía Útil	Valor Agregado Industrial	Elasticidad Promedio
Esc. Alternativo	5.31%	5.14%	1.033
Esc. Tendencial	3.63%	3.58%	1.014

Fuente: Resultados del Proyecto. Modelo LEAP.

El aumento de eficiencia mencionado se puede apreciar en términos promedio en el Cuadro Nº 4.2.6.3.2.1.3, en el que confluyen tanto las medidas de uso racional como la sustitución de energéticos hacia fuentes asociadas a equipos de mayores eficiencias.

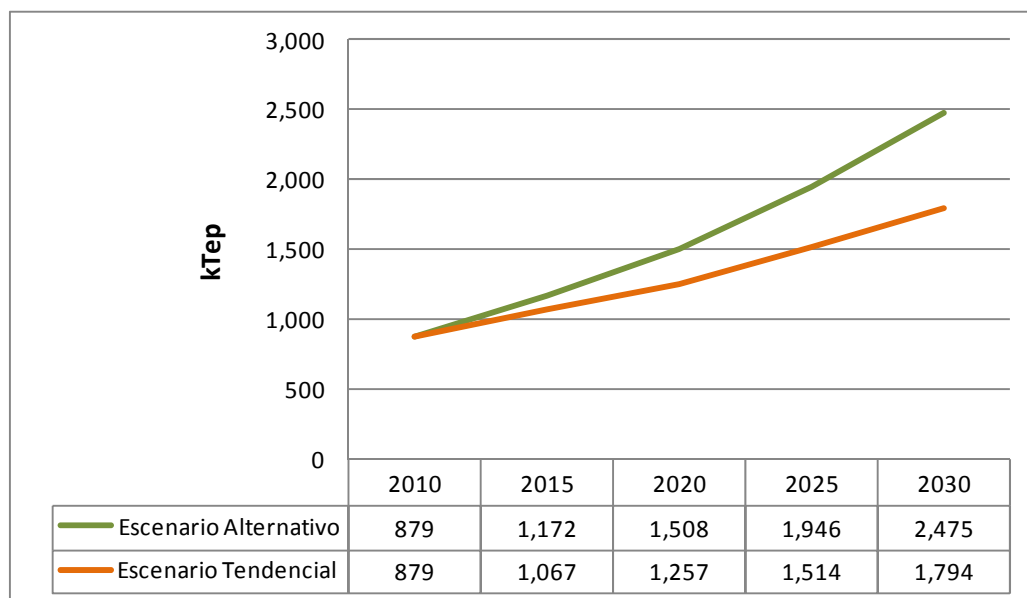
Cuadro Nº 4.2.6.3.2.1.3. Evolución de las eficiencias promedio resultantes del cambio estructural del sector

Eficiencias Promedio	2010	2015	2020	2025	2030
Escenario Alternativo	69.5%	72.1%	74.7%	77.1%	79.5%
Escenario Tendencial	69.5%	70.9%	72.3%	73.6%	74.9%

Fuente: Resultados del Proyecto. Modelo LEAP.

En el gráfico siguiente se presenta la evolución del consumo de energía útil según escenario hacia el año horizonte.

Gráfico Nº 4.2.6.3.2.1.2. Evolución del Consumo Útil de Energía en el Sector Industrial. Escenarios Alternativo y Tendencial. Período 2010-2030



Fuente: Resultados del modelo LEAP.

4.2.6.3.2.2. El Consumo por Subsectores

i) Resultados en Energía Neta

En los Cuadros N° 4.2.6.3.2.2.1 y 4.2.6.3.2.2.2 se presentan los resultados obtenidos a partir de las hipótesis y datos iniciales, respectivamente para los Escenarios Alternativo y Tendencial.

El crecimiento del consumo energético es superior en el escenario Alternativo, tal como se marcó previamente. Sin embargo, las ramas sub-sectoriales presentan distinto dinamismo según el escenario. Por caso, la rama de Industrias Alimenticias supera el consumo de Ingenios Azucareros en ambos escenarios alrededor del 2015, pero se distancia en forma importante al año 2030 en el escenario Alternativo, no siendo tan importante dicha distancia en el escenario Tendencial, convirtiéndose en ambos casos en la segunda rama de importancia en términos de consumo neto. Una situación similar, pero en mucha menor escala, ocurre con las ramas de Química, Caucho y Plásticos respecto a la de Zonas Francas. La primera supera en términos de consumo a la segunda, distanciándose en mayor medida en el escenario Alternativo.

En término de estructura, la rama de Cemento y Cerámica conserva su importante peso relativo en ambos escenarios, manteniendo el 40% del total del consumo sectorial a lo largo del escenario. Es importante la inversión relativa de la rama de Industrias Alimenticias, la que casi aumenta 5 puntos porcentuales, superando el 20% del consumo total en el escenario Alternativo, distanciándose en 8.5 puntos porcentuales de los Ingenios, revirtiendo la brecha inversa que existe en el año base de 2.5%

Cuadro N° 4.2.6.3.2.2.1. Consumo de energía neta por subsectores.
Escenario Alternativo. Período 2010-2030.

	Consumos en Energía Neta [kTep] - Esc. Alternativo										Variac. %
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	2010-2030
Ingenios Azucareros	163.7	174.1	190.3	240.9	300.3	18.6%	14.9%	12.6%	12.4%	12.1%	-6.5%
Resto Ind. Alimenticias	140.7	207.7	287.4	387.7	512.4	16.0%	17.7%	19.1%	19.9%	20.7%	4.7%
Tabaco	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	-0.1%
Textiles y Cueros	24.6	33.5	43.2	54.9	68.9	2.8%	2.9%	2.9%	2.8%	2.8%	0.0%
Papel e Imprenta	31.0	45.4	57.7	70.6	88.6	3.5%	3.9%	3.8%	3.6%	3.6%	0.1%
Química, Caucho y Plást.	72.1	103.9	140.8	186.4	242.3	8.2%	8.9%	9.3%	9.6%	9.8%	1.6%
Cemento y Cerámica	337.6	463.1	600.5	763.8	956.8	38.4%	39.5%	39.8%	39.3%	38.7%	0.3%
Resto de Industrias	30.1	41.7	54.9	71.0	90.6	3.4%	3.6%	3.6%	3.6%	3.7%	0.2%
Zonas Francas	77.5	100.3	131.1	168.1	212.3	8.8%	8.6%	8.7%	8.6%	8.6%	-0.2%
Total	879.1	1,171.7	1,508.2	1,945.9	2,474.8	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Resultados del modelo LEAP.

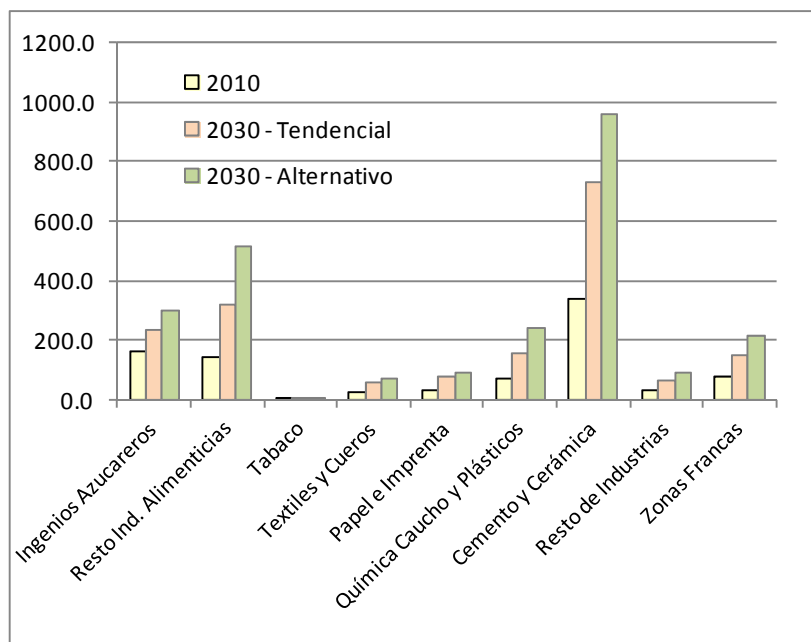
Quadro Nº 4.2.6.3.2.2. Consumo de energía neta por subsectores.
Escenario Tendencial. Período 2010-2030.

	Consumos en Energía Neta [kTep] - Esc. Tendencial										Variac. % 2010-2030
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Ingenios Azucareros	163.7	166.6	168.6	200.8	235.8	18.6%	15.6%	13.4%	13.3%	13.1%	-5.5%
Resto Ind. Alimenticias	140.7	173.8	213.3	261.4	315.5	16.0%	16.3%	17.0%	17.3%	17.6%	1.6%
Tabaco	1.8	2.0	2.1	2.1	2.2	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	-0.1%
Textiles y Cueros	24.6	32.8	39.7	48.1	57.5	2.8%	3.1%	3.2%	3.2%	3.2%	0.4%
Papel e Imprenta	31.0	42.3	54.7	68.1	80.2	3.5%	4.0%	4.4%	4.5%	4.5%	0.9%
Química, Caucho y Plást.	72.1	89.8	109.0	132.2	157.8	8.2%	8.4%	8.7%	8.7%	8.8%	0.6%
Cemento y Cerámica	337.6	432.9	517.1	617.7	727.3	38.4%	40.6%	41.1%	40.8%	40.5%	2.1%
Resto de Industrias	30.1	37.7	45.5	55.0	65.5	3.4%	3.5%	3.6%	3.6%	3.7%	0.2%
Zonas Francas	77.5	88.9	106.9	128.5	152.2	8.8%	8.3%	8.5%	8.5%	8.5%	-0.3%
Total	879.1	1,066.8	1,256.9	1,514.0	1,793.8	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Resultados del modelo LEAP

En el gráfico siguiente se aprecia el dinamismo absoluto del crecimiento de las distintas ramas industriales, comparando el año base con el valor alcanzado en 2030 en cada escenario.

Gráfico Nº 4.2.6.3.2.2.1. Evolución comparada del consumo total de energía por subsectores. Escenario Alternativo y Tendencial año 2030 (kTep netos)



Fuente: estimaciones propias sobre la base de resultados del Modelo LEAP.

4.2.6.3.2.3. Los Resultados por Fuentes Energéticas

Si bien, en términos absolutos, todos los energéticos muestran un crecimiento positivo, en ambos escenarios, por efecto de las sustituciones, el crecimiento en el consumo de las fuentes es marcadamente distinto, registrándose tasas de crecimiento prácticamente nulas (como el caso del GLP en ambos escenarios) hasta la tasa de crecimiento del Gas Natural que alcanza un crecimiento del 11.9%a.a. en el Escenario Alternativo. Dichas tasas se presentan en el Cuadro N° 4.2.6.3.2.3.1., a continuación.

Cuadro N° 4.2.6.3.2.3.1. Crecimiento anual acumulado por fuente energética y escenario. Período 2010-2030 (%)

Crecimiento a.a. [%]	Esc.	Esc.
	Tendencial	Alternativo
Alcohol Etílico	-	-
Bagazo	1.8%	3.1%
Biodiesel	-	-
Coque	3.7%	5.0%
Electricidad	4.2%	6.0%
Fuel Oil	3.3%	4.8%
Gas Natural	8.4%	11.9%
Gasoil	1.6%	2.8%
Gasolina	2.0%	4.7%
GLP	0.3%	0.0%
Residuos de Biomasa	3.8%	6.6%
Total	3.6%	5.3%

Fuente: Resultados del proyecto-modelo LEAP.

Este dinamismo diferenciado produce un cambio en la composición estructural del consumo de combustibles, tal como se aprecia en el Cuadro N° 4.2.6.3.2.3.2. y 4.2.6.3.2.3.3.

Las fuentes energéticas que penetran en ambos escenarios son el Gas Natural y la Electricidad. Existe un grupo de fuentes que mantienen relativamente constante su participación, entre las que se encuentran el Coque, los Residuos de Biomasa y la Gasolina. Finalmente, las fuentes que disminuyen su participación son el Fuel Oil, el GLP, el Gasoil y más fuertemente el Bagazo (perdiendo un 5% y un 6% en el Escenario Tendencial y Alternativo respectivamente).

El Gas Natural, por su parte, a pesar de ser la fuente con mayor crecimiento relativo, no es la que más aumenta su participación, la cual crece un 3.3% y 5.3% en los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente. Dicho aumento es superado por el presentado por la Electricidad que se encuentran en 4.9% y 6.1% respectivamente.

Cuadro N° 4.2.6.3.2.3.2. Proyecciones del consumo energético por fuentes.
Escenario Alternativo - 2010-2030 (en kTep/año y en %del total)

	Consumos en Energía Neta [kTep] - Esc. Alternativo										Variac.% 2010-2030
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bagazo	153.5	163.0	178.0	225.0	280.0	17.5%	13.9%	11.8%	11.6%	11.3%	-6.1%
Biodiesel	0.0	1.3	2.8	4.3	5.2	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Coque	176.8	238.9	305.1	382.3	471.7	20.1%	20.4%	20.2%	19.6%	19.1%	-1.1%
Electricidad	373.6	527.7	707.5	929.4	1,202.2	42.5%	45.0%	46.9%	47.8%	48.6%	6.1%
Fuel Oil	81.1	112.3	145.4	178.8	206.3	9.2%	9.6%	9.6%	9.2%	8.3%	-0.9%
Gas Natural	19.7	25.6	42.3	89.6	187.8	2.2%	2.2%	2.8%	4.6%	7.6%	5.3%
Gasoil	56.9	78.5	97.1	106.4	98.9	6.5%	6.7%	6.4%	5.5%	4.0%	-2.5%
Gasolina	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GLP	15.5	21.4	25.9	24.8	15.6	1.8%	1.8%	1.7%	1.3%	0.6%	-1.1%
Residuos de Biomasa	1.8	2.7	3.7	4.9	6.5	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.1%
Total	879.1	1,171.7	1,508.2	1,945.9	2,474.8	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Resultados del proyecto-modelo LEAP.

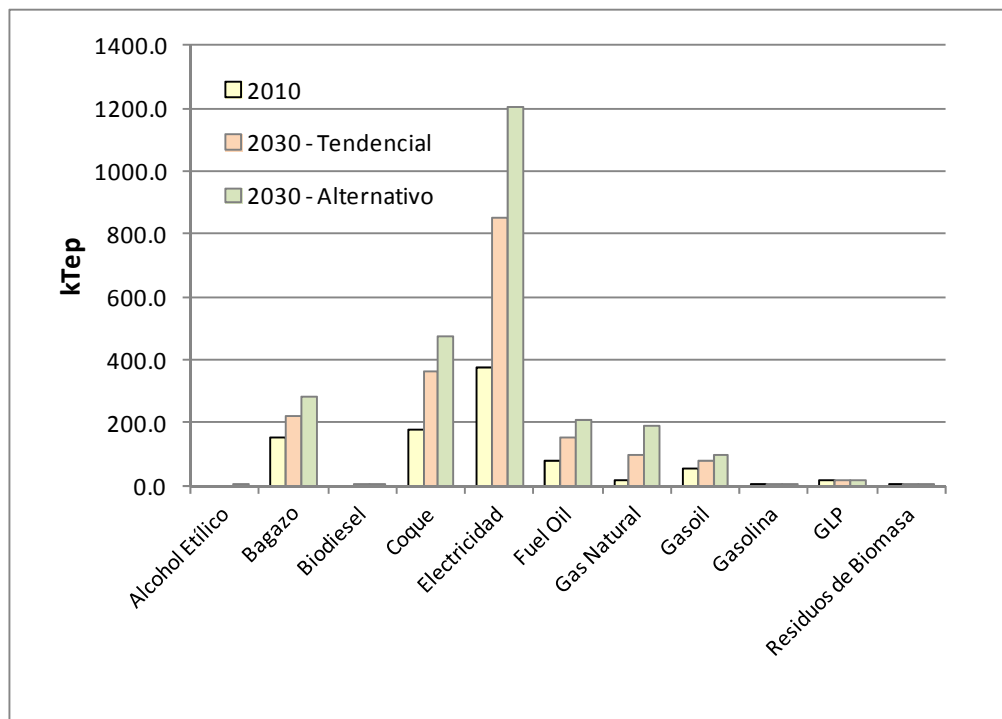
Cuadro N° 4.2.6.3.2.3.3. Proyecciones del consumo energético por fuentes.
Escenario Tendencial - 2010-2030 (en kTep/año y en %del total)

	Consumos en Energía Neta [kTep] - Esc. Tendencial										Variac.% 2010-2030
	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bagazo	153.5	156.1	157.8	187.9	220.5	17.5%	14.6%	12.6%	12.4%	12.3%	-5.2%
Biodiesel	0.0	0.8	1.4	2.0	2.4	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Coque	176.8	224.3	265.0	313.2	364.8	20.1%	21.0%	21.1%	20.7%	20.3%	0.2%
Electricidad	373.6	472.1	578.3	707.7	851.0	42.5%	44.3%	46.0%	46.7%	47.4%	4.9%
Fuel Oil	81.1	101.9	121.8	142.0	156.3	9.2%	9.6%	9.7%	9.4%	8.7%	-0.5%
Gas Natural	19.7	23.3	32.1	55.7	99.5	2.2%	2.2%	2.6%	3.7%	5.5%	3.3%
Gasoil	56.9	66.9	76.2	81.5	78.7	6.5%	6.3%	6.1%	5.4%	4.4%	-2.1%
Gasolina	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
GLP	15.5	18.9	21.3	20.6	16.5	1.8%	1.8%	1.7%	1.4%	0.9%	-0.8%
Residuos de Biomasa	1.8	2.2	2.7	3.2	3.8	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.0%
Total	879.1	1,066.8	1,256.9	1,514.0	1,793.8	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	

Fuente: Resultados del proyecto-modelo LEAP.

Al comparar el conjunto de fuentes, tal como está hecho en el Gráfico N° 4.2.6.3.2.3.1., se nota la predominancia actual y futura de la Electricidad, seguida luego por el Coque (totalmente cautivo de la rama Cemento y Cerámica). El Gas Natural recién en 2030 alcanzará un peso relativo equivalente al ocupado por los energéticos líquidos.

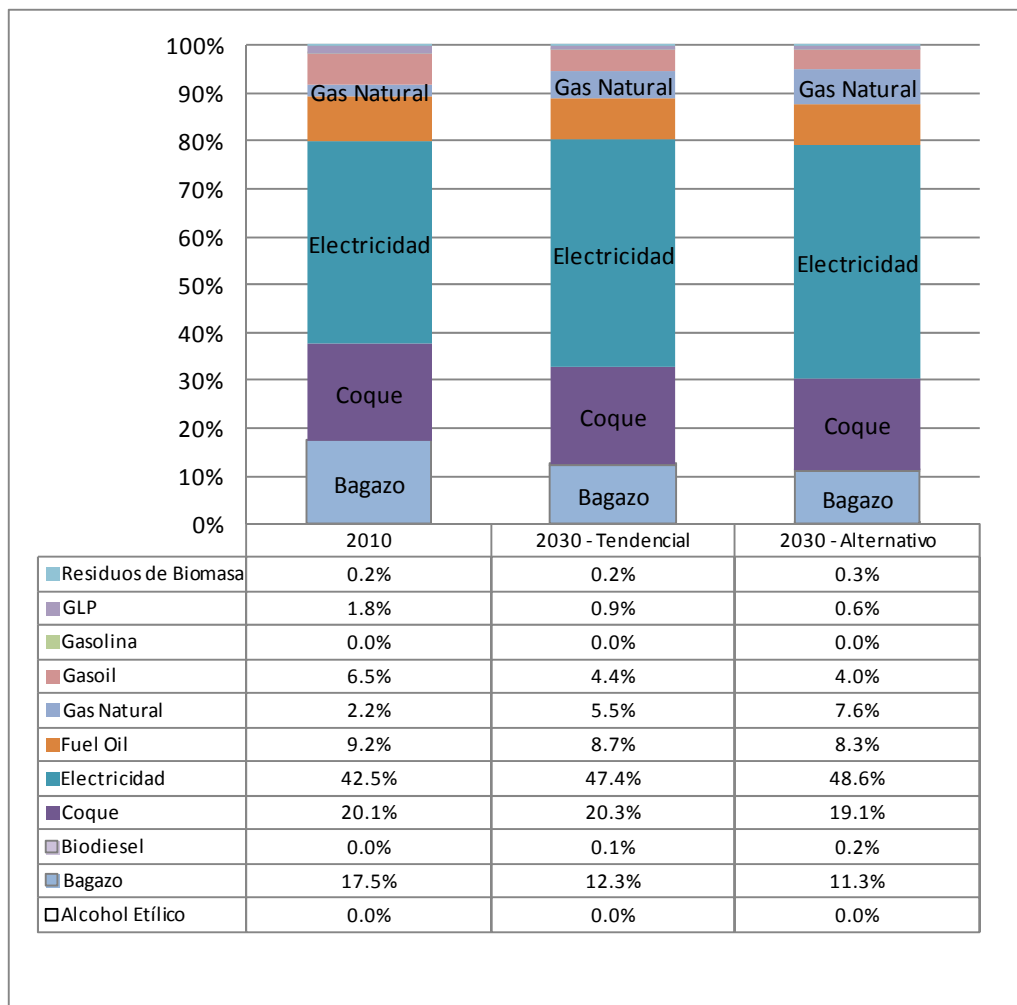
Gráfico N° 4.2.6.3.2.3.1. Comparación de resultados del consumo energético industrial por fuentes. Período 2010-2030. Escenarios Alternativo y Tendencial (en kTep)



Fuente: Resultados del proyecto-modelo LEAP.

La aproximación del Gas Natural a la importancia relativa de los demás combustibles líquidos, considerados individualmente, recién se vislumbrará (y principalmente en el Escenario Alternativo) en el año horizonte, tal como se aprecia en el Gráfico N° 4.2.6.3.2.3.2.

Gráfico Nº 4.2.6.3.2.3.2. Comparación de la evolución de la estructura del consumo industrial por fuentes energéticas. Período 2010-2020- Escenarios Alternativo y Tendencial (en % sobre el consumo total)



4.2.6.3.2.4. Ahorros de energía por escenario

A continuación se presentan los ahorros energéticos derivados de las medidas de URE y Sustituciones previstas en la prospectiva para el sector Industrial.

Cuadro N° 4.2.6.3.2.4.1. Diferencias de los consumos en energía neta entre los Escenarios Industria (en kTep)

Consumo en kTep	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencias al 2030	Respecto a:
Escenario Tendencial Base	1,265	1,527	1,792	2,156	2,550		
Sustituciones Tendencial	1,265	1,527	1,792	2,153	2,542	8	Tend. Base
URE Tendencial	1,265	1,504	1,738	2,060	2,401	149	Tend. Base
Escenario Tendencial	1,265	1,504	1,738	2,057	2,395	155	Tend. Base
Escenario Alternativo Base	1,265	1,676	2,149	2,768	3,515		
Sustituciones Alternativo	1,265	1,676	2,148	2,762	3,499	16	Alt. Base
URE Alternativo	1,265	1,625	2,021	2,531	3,126	389	Alt. Base
Escenario Alternativo	1,265	1,625	2,020	2,525	3,112	403	Alt. Base

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Se aprecia que las medidas de URE planteadas serán mucho más importantes en términos de ahorro de energía en relación a la sustitución entre energéticos. Podría atribuirse en el caso de la rama Industrial, a que la sustitución hacia el Gas Natural y la Electricidad no conlleva por lo general reemplazo de tecnologías por otras de mayor eficiencia. En términos generales, el uso Calor de Proceso es el mayor demandante de energía en todos los subsectores (superando generalmente el 50% del consumo total) y las calderas no presentan importantes aumentos de eficiencia ante la sustitución. Otro tanto ocurre con el uso Fuerza Motriz, el que explica el 40% del consumo. Al ser dicho uso prácticamente cautivo de la Electricidad tampoco cabe esperarse ahorros importantes por la sustitución.

Por el contrario, las medidas de URE asociadas principalmente a aislación en calderas para ahorrar en el uso Calor de Proceso y variadores de velocidad para la Fuerza Motriz⁴⁴ (referirse al informe anterior en que se las detalla), tiene como resultado una magnitud fuertemente superior de ahorro en comparación a la sustitución.

Teniendo en cuenta los efectos combinados, se alcanza un ahorro total de 155 y 403 kTep para los Escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente, representando un 6% y 11.4% en cada escenario.

⁴⁴ Ver Primer Informe de Avance puntos 3.2.1.5 y 3.2.2.5.

4.2.6.4. Sector Transporte

4.2.6.4.1. Introducción

En el presente punto se describe la metodología utilizada para el desarrollo de la prospectiva del sector transporte con el método analítico; así como las principales hipótesis utilizadas y el análisis de los resultados obtenidos para los Escenarios Alternativo y Tendencial.

4.2.6.4.2. Información de base, metodología y descripción de las hipótesis

El sector transporte ha sido sub-divididos en los siguientes *Modos*: *Carretero*, *Aéreo* y *Metro*, siendo a su vez cada una de estos abierto según los diferentes *Medios* de locomoción que los componen (ejemplo: Modo Carretero-Pasajeros; Medio: Automóviles, Jeepetas, Autobuses y Motocicletas).

Para proceder a esta desagregación del sector Transporte, se contó con información obtenida a partir del Balance Energético Nacional de República Dominicana (BEU) del año 2010, estableciéndose además diferentes criterios para la agrupación entre los distintos modos, donde el dato de partida que determinó la desagregación utilizada ha sido la información de parque suministrada por la CNE la cual a su vez se suplió de informaciones de la DGII, MIC, OPRET y OTTT. A continuación se presenta la configuración adoptada para el sector Transporte.

Figura N° 4.2.6.4.2.1. Configuración del Sector Transporte



Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana.

En lo que se refiere al modo *Carretero*, (compuesto por las siguientes tres sub-categorías: *Pasajeros*, *Cargas* y *Consumos No Clasificados*) la metodología de análisis utilizada para la prospectiva de este subsector, se basó en una variante del método VKR (donde: V = número de vehículos multiplicado por K = cantidad promedio de kilómetros recorridos por año multiplicado a su vez por R = consumo específico). En el caso particular de República Dominicana, al no contar con información de los kilómetros recorridos por medio de locomoción, las variables K y R fueron agrupadas en una sola (KxR), considerándose a éste producto como la intensidad energética (expresada en Tep útil/vehículo). El resultado de VKR se divide por la eficiencia del motor, de modo de obtener el consumo en energía neta.

Por lo tanto, la expresión utilizada para la proyección del consumo del modo *Carretero* ha sido la siguiente:

$$\text{Consumo en Energía Neta} = \frac{V_{m,M} \times (K \times R)_{m,M}}{E_M}$$

C, m, M

C = Categoría: pasajero, carga, consumos no clasificados

m = Medio: Automóviles, Jeepetas, Autobuses y Motocicletas

M = Tipo de motor: motor a gasolina, motor a gasoil, motor a GLP, motor a GNV

V = Parque o Número de vehículos con motor M, expresado en unidades

KxR = Intensidad energética, expresada en Tep/ vehículo en energía útil

E_M = Eficiencia del motor M

A los efectos de aplicar esta metodología, se proyectó el parque o número de vehículos, así como la estructura del tipo de motor en que se descompone dicho parque (a Gasolina, Gasoil, Gas Natural, GLP e híbridos) y la evolución de la intensidad energética (Tep útil/ vehículo).

Para realizar la proyección del parque, se utilizaron modelos econométricos con los cuales se pudieron estimar elasticidades (ver Anexo I), las cuales fueron usadas para las proyecciones de los mismos. Por otra parte, fueron consideradas las mejoras tecnológicas previstas por URE, mientras que las eficiencias por tipo de motor (18% para motores de ciclo Otto y 24% para motores de ciclo diesel) se mantuvieron constantes en todo en período, por tratarse de rendimientos termodinámicos teóricos propios de cada ciclo.

En lo que respecta al modo *Aéreo*, la prospectiva energética de esta categoría se efectuó considerando el consumo específico por unidad de PIB (Tep útil/ PIB), estableciendo como variable explicativa el PIB. La ecuación utilizada para representar este modo de transporte es la siguiente:

$$\text{Consumo en Energía Neta} = \frac{PBI_{(RD\$1991)} \times I_{\text{Aéreo}} \times P_c}{E_M}$$

Aéreo, C

C = Tipo de combustible (Avtur, Avgas)

PBI = Producto Bruto Interno en RD\$ de 1991

$I_{\text{Aéreo}}$ = Intensidad energética, expresada en Tep/ PIB en energía útil

P = Participación en %del tipo de combustible

E_M = Eficiencia del motor

Por lo tanto, considerando la evolución del PIB que surge de los Escenarios Socioeconómicos, se estableció la prospectiva de dicha variable, mientras que el consumo específico se fue modificando en virtud de las hipótesis planteadas en los respectivos escenarios energéticos por URE.

En el caso del Metro, se ha planteado para cada escenario un crecimiento en base a la expansión futura de la red de Metro de la ciudad de Santo Domingo. El incremento en la demanda de Electricidad en el Metro, se efectuó en base a un consumo específico por kilómetro de red. La expansión prevista de red en cada escenario, se detalló dentro de los escenarios energéticos.

4.2.6.4.2.1. Modo Carretero

En el modo *Carretero* se distinguen tres categorías:

- *Pasajeros*
- *Cargas*
- *Consumos No Clasificados.*

A su vez el modo *Carretero-Pasajeros* se desagrega en: *Automóviles, Jeepetas, Autobuses y Motocicletas*. Por su parte, *Carretero-Cargas* está compuesto por *Camiones y Utilitarios*, mientras que *Consumos No Clasificados* corresponde a *Vehículos No Clasificados y a Granel*.

4.2.6.4.2.1.1. Parque vehicular

En el caso de los *Automóviles* (aquí están incluidos los Taxis) y *Jeepetas*, la evolución del parque fue calculada a partir de la aplicación de un modelo mundial realizado *Ad-hoc*, el cual relaciona la evolución de los Habitantes/vehículo con el PIB/habitante. El modelo elaborado fue del tipo *Cross Section*, y fue armado con datos provenientes de más de 80 países relativos a estas variables. Dicha información fue extraída del PENN World Table (Mark 5.6.a - PWT 5.6.a The Center for International Comparisons at the

University of Pennsylvania). En el Anexo II se presentan los principales parámetros del modelo, el cual fue estimado utilizando E-Views.

Con la elasticidad obtenida a partir del modelo, junto con la evolución esperada del PIB/ habitante en cada escenario socioeconómico, se estimó el parque total de Automóviles y Jeepetas en forma separada.

Cabe destacar que a nivel total del País en el año 2010 la tasa de motorización (población dividida el número total de vehículos excluidas las motocicletas), resultaba moderada, (6.8Hab/ vehículo).

En tal sentido, este indicador a nivel mundial se ubicaba en el 2002 en 7.8, y en el 2010 en 6.0 habitantes/ vehículo, y se estima que llegará a 3.9 en el 2030⁴⁵. En el caso de Argentina se encontraba en el 2002 en 5.4 habitantes/ vehículo y según dichas estimaciones en el 2030 se ubicará en 2; en Brasil se encontraba en el 2002 en 8.3 y pasará en el 2030 a 2.7; en Chile en el 2002 se ubicaba en 6.9 y pasará a 1.7 en el 2030, mientras que en países desarrollados como Italia, este indicador se ubicaba en el 2002 en 1.5 y llegará a 1.3 habitantes/ vehículo en el 2030.

En el Escenario Alternativo se estima que habrá una mejora en la tasa de motorización, mayor respecto del Escenario Tendencial, como consecuencia del mayor crecimiento económico que se proyectó en el primero de los escenarios. Esto conllevará a una tasa de motorización en el año 2030 para el Escenario Alternativo de 4.0 hab/vehículo y de 4.9 hab/vehículo en el Escenario Tendencial.

Dichos valores implican, en el caso del Escenario Alternativo, un crecimiento en el parque del orden del 3.0%a.a. (anual acumulado), mientras que en el caso del Escenario Tendencial, el incremento del parque automotor es del 2.3%a.a.

En el caso de los *Autobuses* (categoría que incluye: autobuses, Vans, micros y minibuses), se observa que en el año 2010 el número de habitantes por vehículo en República Dominicana era de 128.

Se estima una mejora de este indicador a lo largo del período en estudio, llegando en el Escenario Alternativo a 101 hab/ vehículo en el año 2030 y a 90 Hab/ vehículo en el Escenario Tendencial. Esto resulta como consecuencia de una mejor organización del sistema de transporte público previsto en ambos escenarios.

⁴⁵ Información extraída de "Vehicle Ownership and Income Growth".J.Dargay, D. Gately and M. Sommer, Enero 2007. Energy Policy

Se aprecia que en el caso del Alternativo el número de hab/ vehículo es mayor al Tendencial (lo que indica un mayor número de autobuses y Vans en el Tendencial respecto al Alternativo), debido a que se estima que en el Alternativo habrá un mayor retiro de vehículo público (vehículos sedan tradicionales del transporte público con capacidad de 6 pasajeros) y además como consecuencia de un mayor desplazamiento de usuarios desde los buses al Metro.

En el caso de las *Motocicletas* (incluye los moto conchos), dentro del Escenario Alternativo y como consecuencia de las mejores condiciones económicas que supone este escenario, se observa que el parque de motos crecerá por encima del ritmo de crecimiento del PIB/hab., por lo tanto pasará de 7 Hab./motocicleta en el 2010 a 5.6 Hab./motocicleta en el 2030 (la inversa de este índice indica que hay un aumento de números de motocicletas por habitante). Por su parte, en el Escenario Tendencial, dicho indicador se ubicará en 5.7 Hab./motocicleta.

Por último, en el caso de *Cargas y Consumos No Clasificados*, el crecimiento del parque surge de la evolución del valor agregado de los sectores: Agro, Minería, Manufactura y Construcciones, utilizando una elasticidad de 0.65 en ambos escenarios.

A modo de resumen se presenta a continuación la evolución del parque vehicular en los Escenarios Alternativo y Tendencial.

Cuadro N° 4.2.6.4.2.1. Evolución del Parque vehicular. Escenario Alternativo (en unidades)

	Automóviles	Jeepeetas	Autobuses y Vans	Motocicletas	Cargas	Vehículos No Clasificados	Total	Total sin Motos	Población	Hab./Vehi.(sin motos)
2010	661,747	252,881	73,716	1,352,720	344,051	49,625	2,734,740	1,382,020	9,445,281	6.8
2011	685,358	266,060	75,338	1,381,127	354,457	51,432	2,813,773	1,432,646	9,659,837	6.7
2012	708,585	282,798	76,995	1,410,131	365,179	53,304	2,896,992	1,486,861	9,768,466	6.6
2013	732,534	300,610	78,689	1,439,744	376,224	55,245	2,983,046	1,543,302	9,876,190	6.4
2014	757,225	319,567	80,420	1,469,978	387,604	57,256	3,072,050	1,602,072	9,982,939	6.2
2015	783,556	340,600	82,189	1,500,848	399,328	59,340	3,165,861	1,665,013	10,088,643	6.1
2016	810,732	363,042	83,998	1,532,365	412,501	61,697	3,264,335	1,731,970	10,193,319	5.9
2017	838,781	386,989	85,846	1,564,545	426,108	64,147	3,366,416	1,801,871	10,297,003	5.7
2018	867,730	412,542	87,734	1,597,401	440,164	66,695	3,472,266	1,874,866	10,399,690	5.5
2019	897,607	439,810	89,664	1,630,946	454,684	69,343	3,582,055	1,951,109	10,501,360	5.4
2020	926,359	466,548	91,637	1,665,196	469,683	72,097	3,691,521	2,026,325	10,602,006	5.2
2021	955,969	494,938	93,653	1,700,165	483,976	74,738	3,803,439	2,103,274	10,701,898	5.1
2022	986,462	525,082	95,713	1,735,868	498,704	77,476	3,919,305	2,183,437	10,801,038	4.9
2023	1,017,848	557,096	97,819	1,772,322	513,880	80,313	4,039,278	2,266,957	10,899,033	4.8
2024	1,050,136	591,105	99,971	1,809,540	529,518	83,255	4,163,526	2,353,985	10,995,453	4.7
2025	1,080,899	624,072	102,170	1,847,541	545,632	86,304	4,286,618	2,439,077	11,089,905	4.5
2026	1,112,453	658,929	104,418	1,886,339	561,119	89,252	4,412,510	2,526,171	11,182,484	4.4
2027	1,144,828	695,780	106,715	1,925,952	577,046	92,301	4,542,623	2,616,671	11,273,467	4.3
2028	1,178,040	734,745	109,063	1,966,397	593,425	95,454	4,677,124	2,710,727	11,362,695	4.2
2029	1,212,102	775,949	111,463	2,007,692	610,269	98,714	4,816,188	2,808,496	11,450,012	4.1
2030	1,247,026	819,528	113,915	2,049,853	627,591	102,086	4,959,998	2,910,145	11,535,256	4.0

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 4.2.6.4.2.2. Evolución del Parque vehicular. Escenario Tendencial
(en unidades)

	Automóviles	Jeepetas	Autobuses y Vans	Motocicletas	Cargas	Vehículos No Clasificados	Total	Total sin Motos	Población	Hab./Vehi.(sin motos)
2010	661,747	252,881	73,716	1,352,720	344,051	49,625	2,734,740	1,382,020	9,445,281	6.8
2011	682,773	266,060	75,765	1,379,774	352,077	51,017	2,807,468	1,427,693	9,659,837	6.8
2012	699,860	281,015	77,872	1,407,370	360,290	52,449	2,878,856	1,471,486	9,768,466	6.6
2013	715,866	294,952	80,036	1,435,517	368,695	53,921	2,948,987	1,513,470	9,876,190	6.5
2014	732,146	309,601	82,261	1,464,228	377,296	55,433	3,020,965	1,556,737	9,982,939	6.4
2015	747,214	322,932	84,548	1,493,512	386,098	56,989	3,091,292	1,597,780	10,088,643	6.3
2016	762,497	336,860	86,899	1,523,382	394,829	58,539	3,163,005	1,639,623	10,193,319	6.2
2017	778,001	351,411	89,315	1,553,850	403,757	60,131	3,236,465	1,682,615	10,297,003	6.1
2018	793,728	366,615	91,797	1,584,927	412,887	61,766	3,311,721	1,726,794	10,399,690	6.0
2019	809,681	382,501	94,349	1,616,626	422,223	63,446	3,388,827	1,772,201	10,501,360	5.9
2020	825,862	399,100	96,972	1,648,958	431,771	65,171	3,467,835	1,818,877	10,602,066	5.8
2021	842,286	416,441	99,668	1,681,937	441,535	66,944	3,548,811	1,866,874	10,701,898	5.7
2022	858,958	434,558	102,439	1,715,576	451,519	68,765	3,631,815	1,916,239	10,801,038	5.6
2023	875,863	453,490	105,287	1,749,888	461,729	70,635	3,716,892	1,967,004	10,899,033	5.5
2024	892,983	473,282	108,214	1,784,885	472,170	72,556	3,804,090	2,019,205	10,995,453	5.4
2025	910,301	493,979	111,222	1,820,583	482,847	74,529	3,893,461	2,072,878	11,089,905	5.4
2026	926,715	513,641	114,314	1,856,995	492,835	76,383	3,980,883	2,123,888	11,182,484	5.3
2027	943,308	534,123	117,492	1,894,135	503,029	78,283	4,070,370	2,176,235	11,273,467	5.2
2028	960,075	555,461	120,758	1,932,017	513,435	80,230	4,161,975	2,229,958	11,362,695	5.1
2029	977,008	577,694	124,115	1,970,658	524,055	82,225	4,255,756	2,285,098	11,450,012	5.0
2030	994,100	600,864	127,566	2,010,071	534,896	84,271	4,351,767	2,341,696	11,535,256	4.9

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6.4.2.1.2. Parque vehicular por tipo de motor

Una vez obtenidas las proyecciones del parque total se procedió a calcular la evolución del mismo por tipo de motor. Cabe destacar que esta información no fue relevada por el BEU, por lo que la apertura del parque por tipo de motor se efectuó a partir de estimaciones propias basadas en el criterio del consumo de barriles equivalentes de gasolina.

Este criterio consiste en establecer los rendimientos tipo en motores de gasolina, gasoil y GLP en términos de barriles y luego establecer las relaciones que existen entre dichos consumos. Por ejemplo, 1 kilogramo de gasolina rinde en un motor de ciclo Otto lo mismo que 1 kilogramo de GLP, dicho Kg. de gasolina equivale a 0.0086 barriles y 1 kg de GLP equivale a 0.0114 barriles de GLP. Por lo tanto: 1 barril de gasolina equivale a 1.325 barriles de GLP (0.0114/ 0.0086). Este coeficiente es luego multiplicado por el consumo de GLP relevado, por ejemplo en *Automóviles y Jeepetas*, para obtener el consumo de GLP en términos de barriles de gasolina equivalente. Igual criterio se sigue con el gasoil, cuyo coeficiente de equivalencia es: 0.818 (8.3/ 10.14), llevando a barriles de gasolina equivalente el consumo de gasoil registrado en *Automóviles y Jeepetas*, por ejemplo.

Cuadro N° 4.2.6.4.2.3. Parque por tipo de Motor. Año 2010 (en unidades)

MEDIO	PARQUE POR TIPO DE MOTOR O COMBUSTIBLE				
	GM	GN	GO	GLP	TOTAL
	(N°)	(N°)	(N°)	(N°)	(N°)
Automóviles	372,492	448	61,881	226,925	661,747
Autobuses	7,578		54,083	12,054	73,716
Jeepetas	94,991		152,869	5,021	252,881
Cargas	69,014		259,149	15,888	344,051
Vehículos No Clasificados	20,927		27,634	1,064	49,625
Motocicletas	1,352,720		0	0	1,352,720
TOTAL	1,917,723	448	555,616	260,953	2,734,740

Fuente: Elaboración propia

A partir de la aplicación del modelo de sustituciones (MoSus), se determinó la penetración de las diferentes fuentes energéticas en los Escenarios Alternativo y Tendencial.

Para efectuar esta tarea, se utilizó la información de precios de derivados de petróleo, GLP y GNV, establecidos en cada uno de los escenarios energéticos, así como los costos de conversión de motores de gasolina a GLP y GNV.

A partir de la aplicación de éste modelo, se observa que en general, y principalmente en virtud de su menor precio relativo, respecto de las Gasolinas y el Gasoil, combustibles como el GLP y el GNV penetran, sustituyendo más a los vehículos a Gasolina y a Gasoil. Esta sustitución es mayor en el Escenario Alternativo respecto del Tendencial. Cabe destacar que en el MoSus se han incorporado en ambos escenarios los costos de los kit de conversión de motores Otto a GLP y GNV.

A continuación, se presenta la evolución de los porcentajes de participación de los diferentes tipos de motores para cada módulo y escenario.

**Cuadro Nº 4.2.6.4.2.4. Parque por tipo de Motor. Escenario Alternativo
(en %)**

Año 2010						
	GS	GO	GLP	GNV	Hibridos	Total
Automóviles	56.3%	9.4%	34.3%	0.1%	0.0%	100%
Jeepetas	37.6%	60.5%	2.0%	0.0%	0.0%	100%
Autobuses	10.3%	73.4%	16.4%	0.0%	0.0%	100%
Cargas	20.1%	75.3%	4.6%	0.0%	0.0%	100%
Vehículos No Clasificados	42.2%	55.7%	2.1%	0.0%	0.0%	100%
Motocicletas	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
Alternativo 2030						
	GS	GO	GLP	GNV	Hibridos	Total
Automóviles	40.6%	3.7%	39.0%	6.7%	10.0%	100%
Jeepetas	37.2%	59.8%	2.4%	0.6%	0.0%	100%
Autobuses	1.7%	70.2%	20.6%	7.5%	0.0%	100%
Cargas	8.0%	70.6%	11.9%	9.5%	0.0%	100%
Vehículos No Clasificados	42.2%	55.7%	2.1%	0.0%	0.0%	100%
Motocicletas	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
Tendencial 2030						
	GS	GO	GLP	GNV	Hibridos	Total
Automóviles	46.0%	5.1%	38.3%	5.6%	5.0%	100%
Jeepetas	37.2%	60.0%	2.3%	0.6%	0.0%	100%
Autobuses	3.4%	70.8%	19.7%	6.1%	0.0%	100%
Cargas	10.7%	71.9%	10.0%	7.4%	0.0%	100%
Vehículos No Clasificados	42.2%	55.7%	2.1%	0.0%	0.0%	100%
Motocicletas	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%

Fuente: Elaboración propia

4.2.6.4.2.1.3. Intensidad Energética

Una vez determinado el parque por tipo de motor y su evolución, se procedió a estimar la evolución de las intensidades energéticas. Para realizar esta tarea se consideraron los escenarios energéticos en lo que respecta a URE. Allí se proponen mejoras en las intensidades, como consecuencia de cambios tecnológicos, hábitos de conducción y la modernización a mediano plazo del parque. En el Escenario Alternativo la intensidad energética mejorará entre 2010 y 2030 un 19.25% para los vehículos a Gasolina y un 22.1% para los gasoleros, mientras que en el Escenario Tendencial la mejora será del 10% para los nafteros y del 12% para los gasoleros en igual período.

Estos criterios fueron adoptados teniendo en cuenta recientes estimaciones al respecto, elaboradas en un estudio de la IEA (International Energy Agency) dependiente de la OCDE, denominado “*Energy Technologies Perspectives - 2008*”, en el que se analizan las posibles mejoras en los consumos específicos de los distintos equipos/ artefactos en todos los sectores finales de consumo, en particular en el sector transporte.

La evolución de las mejoras en las intensidades energéticas fueron directamente incorporadas en el modelo LEAP a nivel de *Key Variables*, de modo que si se pretendiera modificar las mismas, sólo se deberían efectuar esos cambios a este nivel y el modelo recalcula en forma automática los nuevos consumos totales ante dichas nuevas hipótesis.

2.2.6.4.2.2. Modo Aéreo

A diferencia del modo *Carretero*, en el caso del *Aéreo*, no se ha trabajado con la evolución del parque, sino con un modelo que basa el crecimiento del consumo de este subsector en la evolución del PIB. La evolución del PIB durante el período en estudio fue incorporada dentro del modelo LEAP, de modo de poder proyectar la variable explicativa del modo *Aéreo*.

En cuanto a la intensidad energética, se plantearon las mejoras propuestas por los escenarios energéticos en lo que respecta a URE. Estas fueron incorporadas a nivel de *Key Variables* dentro del modelo LEAP.

2.2.6.4.2.3. Metro

El Metro fue tratado de manera diferente al *Carretero*, dado que aquí no se considera un parque y su posible evolución, sino que se determina un aumento de la demanda de Electricidad asociada al crecimiento de los kilómetros de Metro que se instalen entre el 2010 y el 2030. En el 2010 el Metro contaba con un recorrido de 14 km y se estima que en el 2030 en el Alternativo alcanzará los 71 km y en el Tendencial los 53 km. Considerando un consumo medio por kilómetro de alrededor de 2 GWh/ km-año, se estimó el consumo de Electricidad en cada escenario Valor medio actual del consumo del Metro de Santo Domingo.

En el siguiente cuadro se aprecia la evolución prevista de las líneas del Metro en Santo Domingo, en ambos escenarios.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.5. Evolución del Metro de Santo Domingo

	KM Escenario Tendencial	KM Escenario Alternativo
Lineas Activas en 2012	32,5 Línea 1 +Línea 2A	32,5 Línea 1 +Línea 2A
Lineas Activas en 2015	32,5 Línea 1 +Línea 2A	40,7 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B
Lineas Activas en 2018	32,5 Línea 1 +Línea 2A	53,2 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 3A
Lineas Activas en 2020	40,7 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B	56,75 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 3A + Línea 3B
Lineas Activas en 2025	53,2 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 2A	63,2 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 3A + Línea 3B + Línea 3C
Lineas Activas en 2030	53,2 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 2A	71,1 Línea 1 +Línea 2A + Línea 2B + Línea 3A + Línea 3B + Línea 3C + Línea 4 + Línea 5 + Línea 6

Fuente: Elaboración propia en base al Plan Maestro para el Reordenamiento del Transporte Público de la Gran Santo Domingo.

4.2.6.4.3. Análisis de los resultados

A partir de las metodologías de cálculo junto a las hipótesis para cada uno de los modos que componen el sector Transporte, y con la asistencia del modelo LEAP, se calcularon los consumos energéticos para el período 2010-2030, en cada uno de los escenarios.

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos, haciendo hincapié en los siguientes aspectos: evolución de los consumos por fuentes, evolución de las principales elasticidades, evolución del rendimiento promedio del sector, evolución del consumo por Modo y Medio, evolución de la participación de los diferentes Medios en los distintos Modos y comparación de los resultados entre escenarios, entre otros.

El siguiente cuadro presenta la evolución del consumo total de energía Neta del sector Transporte en cada una de las categorías para ambos escenarios. resaltar que a nivel de usos este sector sólo presenta el uso: Fuerza Motriz, por lo tanto la información de los consumos energéticos presentada en el presente informe corresponden, en su totalidad, al consumo en dicho uso.

Resalta que este sector, el cual representó en el año 2010 el 41.3%del consumo total final Neto de energía en República Dominicana, disminuirá a lo largo del período su importancia ubicándose su participación en el 2030 en 38.2%y 40.4% en el Escenario Alternativo y Tendencial respectivamente. Es importante destacar que el peso del sector Transporte sobre el consumo total final Neto de energía es significativamente alto si lo comparamos con el de otros países (24% Nicaragua; 24% Argentina; 27% Guatemala; 28% Brasil; 32% Colombia; 34% El Salvador; 35% Perú; 37% Bolivia y 46% Panamá), de allí la importancia de este sector en el caso de República Dominicana.

Cuadro N° 4.2.6.4.2.6. Evolución del Consumo Energético del Sector Transporte en Energía Neta. Total País, por fuentes

			Escenario Tendencial			Escenario Alternativo		
	kTep	Estructura	kTep	Estructura	Tasa	kTep	Estructura	Tasa
	2010	%	2030	%	% a.a.	2030	%	% a.a.
Alcohol Etílico	0	0.0%	0.0	0.0%	n.c.	107.0	2.7%	n.c.
Avgas	1.2	0.05%	2.1	0.1%	2.8%	2.6	0.1%	3.9%
AvTur	407.8	16.9%	740.7	20.0%	3.0%	915.4	22.9%	3.9%
Biodiesel	6.1	0.3%	34.5	0.9%	9.0%	57.2	1.4%	11.8%
Electricidad	2.3	0.1%	7.8	0.2%	6.3%	10.4	0.3%	7.2%
Gas Natural	0.6	0.0%	166.5	4.5%	32.5%	206.1	5.2%	33.9%
Gasoil	806.4	33.4%	1,114.0	30.1%	1.6%	1,086.8	27.2%	1.4%
Gasolina	852.3	35.3%	1,064.0	28.8%	1.1%	963.1	24.1%	0.5%
GLP	336.4	13.9%	569.1	15.4%	2.7%	647.0	16.2%	3.2%
Total	2412.9	100.0%	3,698.8	100.0%	2.2%	3,995.6	100.0%	2.6%

Fuente: En base a resultados obtenidos con el modelo LEAP. Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía República Dominicana

En base a los resultados obtenidos se aprecia un crecimiento del consumo en energía Neta del sector Transporte del orden del 2.6% a.a. en el Escenario Alternativo y del 2.2% a.a. en el Escenario Tendencial, donde las fuentes que más crecen son el GNV y el Biodiesel, seguidos por la Electricidad, el Avtur y Avgas.

Con respecto a la estructura del consumo por combustibles se aprecia en ambos escenarios una disminución de la dependencia de la Gasolina y el Gasoil, aunque más marcada en el caso de la Gasolina. Cabe destacar que en el Escenario Alternativo se observa una importante penetración de GLP, GNV, Biocombustibles y la Electricidad en detrimento principalmente de la Gasolina, tomando de esta fuente casi un 6% del mercado en el Tendencial y un 10% en el Alternativo.

Esta situación se explica entre otros factores por los precios relativos de los combustibles previstos en los escenarios energéticos junto a la penetración prevista de automóviles híbridos y el avance del Metro.

Como consecuencia de esto, se observa en el siguiente cuadro la evolución en la participación porcentual de las diferentes fuentes energéticas en ambos escenarios.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.7. Evolución de la Participación por fuente en el Sector
Transporte. Total País (%)

	2010	Escenario Tendencial				Escenario Alternativo			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Alcohol Etilico	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	1.7%	2.7%
Avgas	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
AvTur	16.9%	17.9%	18.6%	19.4%	20.0%	18.4%	19.9%	21.4%	22.9%
Biodiesel	0.3%	0.4%	0.6%	0.8%	0.9%	0.5%	0.8%	1.2%	1.4%
Electricidad	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%
Gas Natural	0.0%	0.0%	0.9%	2.7%	4.5%	0.6%	2.2%	3.8%	5.2%
Gasoil	33.4%	33.0%	32.3%	31.1%	30.1%	31.4%	29.9%	28.5%	27.2%
Gasolina	35.3%	34.9%	33.5%	31.1%	28.8%	34.5%	31.5%	27.5%	24.1%
GLP	13.9%	13.6%	13.9%	14.7%	15.4%	14.4%	15.1%	15.7%	16.2%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Con relación al GLP, se aprecia tanto en el Escenario Alternativo como en el Tendencial un incremento del consumo de esta fuente, ganando 1.8% de mercado en el Tendencial y casi 2% en el Alternativo. El Gas Natural por su parte capta el 4.5% del mercado en el 2030 en el Tendencial y el 5.2% en el mismo año en el Alternativo.

En el Escenario Alternativo se prevé además la penetración del Bioetanol a partir del 2020 (10% en la mezcla con Gasolina) y el Biodiesel se mezclará en el 2030 con el Gasoil en un 5%. Esto determina una menor dependencia de productos derivados de petróleo (importados) debido a la sustitución por biocombustibles. Entre ambos productos se estima que tomarán en el 2030 el 4.1% de la demanda total de combustibles del país.

En el Escenario Tendencial, la estructura del consumo por combustibles no se modifica sustantivamente, respecto de la observada en 2010. El mayor cambio se observa en la regresión de la Gasolina a expensas del GLP y el GNV, mientras que el Gasoil sólo pierde 3% en el peso de participación que tenía en el 2010 al 2030.

En el Tendencial sólo seguirá penetrando el Biodiesel, en un porcentaje de mezcla del 3% en el 2030, tomando una porción del mercado a ese año del 0.9%.

A partir del análisis de las elasticidades obtenidas para el período en estudio, se aprecia que en el Escenario Alternativo la elasticidad del consumo con respecto al PIB se ubicará en 0.53, mientras que en el Escenario Tendencial será del orden de 0.6. Esta disminución en la elasticidad en el Alternativo respecto del Escenario Tendencial, se debe principalmente al diferente ritmo del crecimiento del parque previsto en el Alternativo respecto del Tendencial, dado que en el primero se plantea un mayor crecimiento económico y por ende del parque vehicular pero con mayor eficiencia energética.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.8. Evolución de las Elasticidades

	Tendencial	Alternativo
	2010-2030	2010-2030
Consumo Transp/PBI	0.60	0.53
Consumo (Transp/hab / PBI/Hab)	0.45	0.33

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

La elasticidad del consumo del sector transporte/ hab. con respecto al PIB/ hab, será 0.45 en el Escenario Tendencial, y de 0.33 en el Alternativo. Esta diferencia se debe a que frente a un idéntico escenario demográfico para ambos escenarios, el consumo por habitante disminuye mucho más en el Escenario Alternativo respecto del Tendencial, principalmente por las medidas de URE planteadas en el Alternativo.

En términos del consumo sectorial en energía útil, se aprecia que el rendimiento general del sector es estable y se mantiene en el orden del 20%

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.9. Evolución del Consumo Neto y Útil de Energía del Sector Transporte (en kTep)

	Consumo Total Sector Transporte		
	Energía Neta	Energía Util	Rendimiento
Año 2010	2,413	485	20.1%
Tendencial 2030	3,699	737	19.9%
Alternativo 2030	3,996	793	19.8%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Cabe destacar, que si bien en este sector se plantean mejoras en los consumos específicos, recordemos que a nivel de la eficiencia del motor (18%en ciclo Otto y 24%en ciclo diesel), no se esperan cambios, ya que éstas son las eficiencias propias de cada ciclo termodinámico; por lo tanto, cuando más cerca se encuentre el rendimiento del sector al 18% más “gasolinero” será y cuando más cercano al 24%se encuentre más “dieselizado” estará el parque.

En el siguiente cuadro se puede apreciar la evolución del consumo energético del sector Transporte considerando los diferentes *modos, categorías y medios* que lo componen.

Cuadro N° 4.2.6.4.2.10. Evolución del Consumo Neto de Energía del Sector Transporte por Modo y Medio (en kTep)

	Tendencial		Alternativo		Tasa %a.a.	
	2010	2030	2030	Tasa %a.a.	Tasa %a.a.	
I- CARRETERO						
A. Pasajeros						
Automoviles	771.5	1020.3	1115.6	1.4%	1.9%	
Jeepetas	217.8	460.2	558.9	3.8%	4.8%	
Autobuses	161.7	250.2	193.7	2.2%	0.9%	
Motocicletas	144.2	214.3	176.5	2.0%	1.0%	
Sub-Total Pasajeros	1295.2	1945.0	2044.7	2.1%	2.3%	
B. Cargas						
Camiones y Utilitarios	611.9	860.5	868.4	1.7%	1.8%	
C. Otros No Clasificados						
Vehiculos No Clasificados y a Granel	94.5	142.8	154.1	2.1%	2.5%	
Sub-total Carretero (A+B+C)	2001.6	2948.3	3067.2	2.0%	2.2%	
II- AEREO						
Aviones	409.0	742.8	918.0	3.0%	4.1%	
III- METRO						
Metro	2.3	7.8	9.2	6.3%	7.2%	
TOTAL	2412.9	3698.9	3994.4	2.2%	2.6%	

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

El consumo de energía en el modo *Carretero* representó en el año 2010 el 83% del consumo total del sector Transporte. Por su parte, la categoría *Pasajeros* consumió el 65% dentro de dicho modo. Puede apreciarse además, que el modo *Carretero* consumió el equivalente al 34.5% del consumo total final neto del país, de allí su importancia.

En ambos escenarios se observa una disminución en el peso del modo *Carretero* sobre el total del consumo del sector Transporte, representando el 80% en el año 2030 en el Escenario Tendencial y el 77% en igual año para el Escenario Alternativo.

Por su parte, la participación de la categoría *Pasajeros* disminuirá al 52.5% en el Escenario Tendencial, mientras que dicha participación en el Escenario Alternativo se ubicará en 51.2% (mientras que en el año base era del 53.7%).

Dentro de *Pasajeros*, se observa en el Escenario Alternativo, que la mayor dinámica provendrá del medio *Jeepetas*, como consecuencia directa del importante crecimiento del PIB/ hab. (el consumo de este medio de locomoción crece al 4.8% a.a., contra el 2.3% a.a. del Carretero-Pasajeros).

En el Escenario Tendencial el incremento del consumo energético por parte de las *Jeepetas*, será también relevante (3.8% a.a.), esto a pesar de que el PIB/ hab en este escenario no crece significativamente.

El peso de los distintos modos sobre el consumo en el transporte *Carretero-Pasajeros*, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.2.6.4.2.11. Evolución de la participación de los diferentes Medios que componen el consumo del Modo Carretero-Pasajeros (en %)

		Tendencial	Alternativo
	2010	2030	2030
I- CARRETERO			
A. Pasajeros			
Automóviles	59.6%	52.5%	54.6%
Jeepetas	16.8%	23.7%	27.3%
Autobuses	12.5%	12.9%	9.5%
Motocicletas	11.1%	11.0%	8.6%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Se observa que el peso de los *Automóviles* y *Jeepetas* continuará siendo importante en los dos escenarios, aunque en el Escenario Alternativo aumentará al 82% como consecuencia del incremento esperado en la tasa de motorización, contra el 76.4% observado en el 2010.

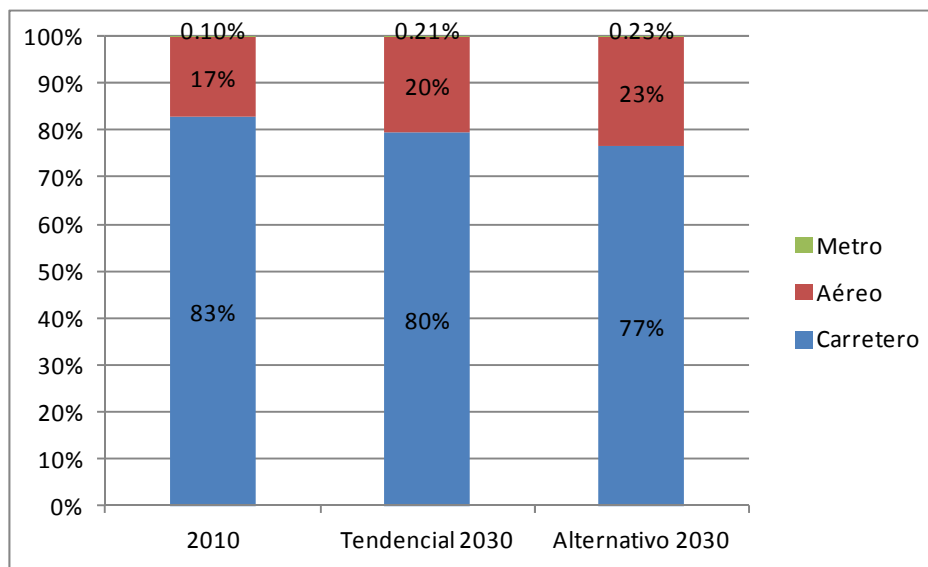
En el caso del modo *Aéreo*, se observa en ambos escenarios un incremento en la participación del mismo, dentro del consumo del sector Transporte, como consecuencia del importante crecimiento esperado en el subsector Turismo en ambos escenarios.

En el caso del Metro, si bien crece a una tasa elevada en ambos escenarios, comparada con la tasa media del sector Transporte, el peso del consumo del Metro será poco significativo (alrededor del 0.2%).

A modo de resumen, se presenta en el siguiente gráfico la evolución del peso de los distintos Modos en el Consumo Neto de Energía del Sector Transporte.

En el caso del modo *Carretero-Pasajeros*, se observa un incremento del consumo del 65% en el Escenario Alternativo versus un crecimiento del 63% en el Escenario Tendencial. Las fuentes más dinámicas son: el Gas Natural, el Biodiesel y el GLP en ambos escenarios, por las razones expuestas precedentemente.

Gráfico Nº 4.2.6.4.2.1. Evolución del peso de los distintos Modos en el Consumo Neto de Energía del Sector Transporte (en %)



Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

A continuación se analizarán los cambios en los consumos de fuentes energéticas dentro de cada uno de los modos.

Quadro Nº 4.2.6.4.2.12. Evolución del consumo de fuentes energéticas en el modo Carretero-Pasajeros

			Escenario Tendencial			Escenario Alternativo		
	kTep	Estructura	kTep	Estructura	Tasa	kTep	Estructura	Tasa
	2010	a	2030	a	% a.a.	2030	a	% a.a.
Alcohol Etilico	0.0	0.0%	0.0	0.0%	n.c.	107.0	3.5%	n.c.
Biodiesel	6.1	0.3%	34.5	1.2%	9.0%	57.2	1.9%	11.8%
Gas Natural	0.6	0.0%	166.5	5.6%	32.5%	206.1	6.7%	33.9%
Gasoil	806.4	40.3%	1,114.0	37.8%	1.6%	1,086.8	35.4%	1.5%
Gasolina	852.3	42.6%	1,064.0	36.1%	1.1%	963.1	31.4%	0.6%
GLP	336.4	16.8%	569.1	19.3%	2.7%	647.0	21.1%	3.3%
Total	2001.6	100.0%	2,948.1	100.0%	2.0%	3,067.2	100.0%	2.2%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Dentro del modo *Carretero-Pasajero*, se aprecia que en todos los medios donde está presente el GLP y el GNV, estos serán los energéticos más dinámicos, con importantes crecimientos en el caso de *Automóviles, Jeepetas y Autobuses*.

Quadro Nº 4.2.6.4.2.13. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Pasajeros Escenario Alternativo

Automóviles	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	4.6	30.9	52.3	n.c.
Biodiesel	0.5	1.1	1.6	1.9	1.9	6.9%
Gas Natural	0.6	6.8	27.0	53.8	85.7	28.2%
Gasoil	66.2	63.3	57.5	48.2	36.4	-2.9%
Gasolina	433.8	486.0	506.0	492.0	471.0	0.4%
GLP	270.5	310.1	360.9	414.2	468.2	2.8%
Total	771.5	867.3	957.8	1041.2	1115.6	1.9%

Jeepetas	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	1.3	10.6	22.1	n.c.
Biodiesel	1.0	2.7	5.8	10.1	15.9	14.8%
Gas Natural	0.0	0.2	1.1	2.4	4.2	n.c.
Gasoil	126.6	159.5	202.7	250.7	302.9	4.5%
Gasolina	85.5	109.5	140.7	168.7	199.3	4.3%
GLP	4.6	6.2	8.4	11.1	14.3	5.8%
Total	217.8	278.0	359.9	453.5	558.9	4.8%

Autobuses	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.1	0.5	0.4	n.c.
Biodiesel	0.9	1.9	3.3	4.8	6.4	10.5%
Gas Natural	0.0	0.7	6.2	11.7	17.3	n.c.
Gasoil	114.8	114.9	117.4	119.6	121.5	0.3%
Gasolina	17.5	17.3	12.8	7.8	3.3	-8.0%
GLP	28.5	31.0	35.6	40.2	44.9	2.3%
Total	161.7	165.9	175.4	184.7	193.7	0.9%

Motocicletas	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	1.5	10.0	17.6	n.c.
Gasolina	144.2	152.3	159.0	158.6	158.8	0.5%
Total	144.2	152.3	160.5	168.5	176.5	1.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En el caso del Escenario Tendencial, también el GLP junto al Gas Natural serán las fuentes energéticas más dinámicas, principalmente en los medios: *Automóviles, Jeepetas y Autobuses*.

En el Cuadro Nº 4.2.6.4.2.14 se presenta la evolución del consumo por fuente para el Escenario Tendencial en *Carretero-Pasajero*.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.14. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Pasajeros Escenario Tendencial

Automóviles	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Biodiesel	0.5	0.9	1.3	1.5	1.4	5.4%
Gas Natural	0.6	0.6	12.1	35.7	64.1	26.6%
Gasoil	66.2	72.2	69.1	59.0	46.6	-1.7%
Gasolina	433.8	476.0	494.3	501.4	499.7	0.7%
GLP	270.5	297.7	328.7	368.2	408.5	2.1%
Total	771.5	847.4	905.5	965.9	1020.3	1.4%

Jeepetas	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Biodiesel	1.0	1.9	3.4	5.4	7.9	11.2%
Gas Natural	0.0	0.0	0.7	1.7	3.1	n.c.
Gasoil	126.7	156.1	185.3	220.1	256.7	3.6%
Gasolina	85.5	106.5	127.8	153.5	181.0	3.8%
GLP	4.6	5.8	7.3	9.2	11.4	4.6%
Total	217.8	270.3	324.6	390.0	460.2	3.8%

Autobuses	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Biodiesel	0.9	1.6	2.6	3.7	5.1	9.3%
Gas Natural	0.0	0.0	3.0	9.9	17.7	n.c.
Gasoil	114.8	127.2	139.4	151.6	165.0	1.8%
Gasolina	17.5	19.5	18.8	14.2	8.9	-3.3%
GLP	28.5	31.9	37.1	44.8	53.5	3.2%
Total	161.7	180.2	201.0	224.4	250.2	2.2%

Motocicletas	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Gasolina	144.2	159.2	175.8	194.1	214.3	2.0%
Total	144.2	159.2	175.8	194.1	214.3	2.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En el Cuadro Nº 4.2.6.4.2.15 se presenta la evolución del consumo por fuentes en el caso de *Carretero-Cargas*.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.15. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Cargas (en kTep)

Escenario Alternativo

Camiones y Utilitarios	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etilico	0.0	0.0	1.1	5.8	7.6	n.c.
Biodiesel	3.4	7.8	14.1	21.2	28.9	11.3%
Gas Natural	0.0	8.2	35.3	66.0	98.8	18.1%
Gasoil	448.2	464.1	497.6	525.8	548.5	1.0%
Gasolina	129.7	131.0	116.4	93.0	68.6	-4.2%
GLP	30.6	42.8	65.3	90.0	116.1	5.9%
Total	611.9	653.8	729.9	801.8	868.4	1.8%

Escenario Tendencial

Camiones y Utilitarios	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a
Alcohol Etilico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Biodiesel	3.4	6.0	9.6	13.5	17.7	8.6%
Gas Natural	0.0	0.1	10.4	43.7	81.6	58.7%
Gasoil	448.2	485.5	518.9	547.2	572.1	1.2%
Gasolina	129.7	141.9	143.8	122.3	96.6	-2.5%
GLP	30.6	33.5	43.1	67.0	92.4	7.9%
Total	611.9	667.0	725.7	793.6	860.5	1.7%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Cabe recordar que dentro de *Cargas* se encuentran los *Camiones y Utilitarios*. Principalmente en estos últimos se observará un incremento significativo del consumo de Gas Natural, Biodiesel y GLP, como consecuencia de la diferencia de precios relativos.

En el caso de *Carretero-Consumos No Clasificados* (engloba *Vehículos No Clasificados* y *Transporte a Granel*), el Biodiesel junto al GLP son las fuentes que más penetran, ya sea en el Escenario Alternativo, tanto como en el Tendencial.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.16. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Carretero-Consumos No Clasificados (en kTep)

Escenario Alternativo

Vehículos No Clasificados	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.5	3.7	6.9	n.c.
Biodiesel	0.4	0.9	1.8	2.9	4.1	12.6%
Gasoil	50.5	56.5	63.9	70.9	77.4	2.2%
Gasolina	41.5	47.3	54.0	58.2	62.1	2.0%
GLP	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	2.6%
Total	94.6	107.2	123.1	138.8	154.1	2.5%

Escenario Tendencial

Vehículos No Clasificados	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Alcohol Etílico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.c.
Biodiesel	0.4	0.7	1.1	1.7	2.3	9.4%
Gasoil	50.5	56.0	61.6	67.8	73.7	1.9%
Gasolina	41.5	46.5	51.8	57.7	63.5	2.1%
GLP	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3	2.2%
Total	94.6	105.6	117.3	130.2	142.8	2.1%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En el Cuadro Nº 4.2.6.4.2.17 se presenta la evolución del consumo en el transporte *Aéreo*, donde se aprecia que el Avtur continuará siendo la fuente más relevante.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.17. Evolución del consumo de fuentes energéticas por Medio Aéreo (en kTep)

Escenario Alternativo

Aereo	2005	2010	2015	2020	2025	Tasa %a.a.
Avgas	1.2	1.5	1.8	2.2	2.6	4.1%
AvTur	407.8	503.3	626.1	763.3	915.4	4.1%
Total	409.0	504.8	627.9	765.5	918.0	4.1%

Escenario Tendencial

Aereo	2005	2010	2015	2020	2025	Tasa %a.a.
Avgas	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1	3.0%
AvTur	407.8	486.0	562.4	650.3	740.7	3.0%
Total	409.0	487.4	564.0	652.2	742.8	3.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Por último, se presenta la evolución del consumo en modo *Metro*.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.18. Evolución del consumo de Electricidad del Metro
(en GWh)

Escenario Alternativo						
Metro	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Electricidad	26.7	69.2	96.5	107.4	120.9	1.1%
Total	26.7	69.2	96.5	107.4	120.9	1.1%

Escenario Tendencial						
Metro	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
Electricidad	26.7	46.2	69.2	90.4	90.4	1.3%
Total	26.7	46.2	69.2	90.4	90.4	1.3%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

Como fuera explicado oportunamente, los Escenarios Alternativo y Tendencial se han configurado en el modelo LEAP de manera de poder separar los efectos de las medidas de URE y Sustituciones, con la finalidad de identificar cómo afectan cada uno de ellos a la evolución de la demanda de energía.

En el caso del sector Transporte, en el Escenario Base se incorporaron las proyecciones del parque de cada medio, así como el crecimiento de las restantes variables explicativas (ej.: PIB en *Aéreo*). De este modo, la prospectiva de este escenario sería del tipo “*business as usual*” (BAU), ya que no se incorporan hipótesis acerca de medidas de URE ni de Sustitución.

Finalmente, el Escenario (Alternativo y Tendencial) hereda también el Escenario de Base y combina los escenarios Sustituciones y URE, o sea tienen incorporado todas las variables que afectan la demanda de energía. Los resultados de las proyecciones del Escenario Alternativo y Tendencial serán los consumos de energía útil o neta final que debe atender el sistema de abastecimiento energético.

Cuadro Nº 4.2.6.4.2.19. Diferencias de los consumos en energía neta entre los Escenarios (en kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030	Diferencias al 2030	
Escenario Tendencial Base	2,413	2,793	3,187	3,638	4,116		
Sustituciones Tendencial	2,413	2,791	3,180	3,630	4,105	11	Tendencial Base-Sustituciones
URE Tendencial	2,413	2,723	3,026	3,362	3,698	417	Tendencial Base-URE
Escenario Tendencial	2,413	2,721	3,020	3,358	3,699	417	Tendencial Base-Tendencial
Escenario Alternativo Base	2,413	2,897	3,509	4,204	4,992		
Sustituciones Alternativo	2,413	2,896	3,496	4,175	4,942	51	Alternativo Base-Sustituciones
URE Alternativo	2,413	2,735	3,153	3,585	4,031	962	Alternativo Base-URE
Escenario Alternativo	2,413	2,735	3,143	3,563	3,996	997	Alternativo Base-Alternativo

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En función de las hipótesis efectuadas en el presente estudio, se observa que las medidas de URE aportarán las mayores disminuciones en los consumos, que las que podrían provenir del proceso de Sustituciones.

Por ejemplo, en el caso de los Escenarios referidos al Alternativo, se observa que por medidas de URE se ahorraría un 19% de energía (comparado con el Escenario Base Alternativo), mientras que se lograría un ahorro de un 1.02% en el consumo energético a partir del proceso de Sustituciones. El combinado de éstas dos medidas (Escenario Alternativo), arroja un ahorro del 20% comparado con el Escenario de Base Alternativo.

Por su parte, en el caso de los Escenarios del Tendencial, se observa que por medidas de URE se ahorraría un 10.1% de energía (comparado con el Escenario Base Tendencial), mientras se ahorraría un 0.26% el consumo energético por el proceso de sustituciones. El combinado de éstas dos medidas (Escenario Tendencial), arroja un ahorro del 10.1% con respecto al Escenario de Base Tendencial.

Resulta importante remarcar que de modo general URE engloba medidas tales como: el ahorro energético, la transformación eficiente, la sustitución y la cogeneración. En el caso del sector Transporte las medidas de URE que fueron consideradas en el presente estudio, se refieren a las mejoras en la transformación eficiente y la sustitución de combustibles.

Por lo tanto, se debería a futuro analizar la contribución que tendrían medidas de Ahorro dentro de este sector. Entre las medidas que podrían analizarse se destacan las siguientes:

- Mejorar la infraestructura del sector
- Promover el desarrollo del Metro
- Mejorar la administración del tráfico vehicular (ej.: restringir el acceso de vehículos en ciertas áreas)
- Establecer planes para modernizar el parque automotor
- Promocionar campañas de Eco driving (técnica de conducción que consiste en consejos para manejar y ahorrar)
- Regular de manera más estricta por parte del Estado la revisión de los vehículos con la “revista” y restringir la circulación de unidades en mal estado (principalmente del concho). Establecer restricciones a la antigüedad de vehículos usados importados
- Establecer normas de emisiones de gases y partículas
- Establecer normas de consumos específicos
- Incentivar la sustitución de combustibles
- Realizar un estudio detallado del sector, a fin de mejorar la estadística y llegar a identificar el parque por tipo de motor, así como los recorridos medios.

4.2.6.5. Resto de Sectores

Dentro de la categoría Resto de Sectores se engloba el consumo energético de Agropecuario, Minería y Construcciones. Cabe destacar, que en el año 2010, Resto de Sectores representó tan sólo el 3.0% del consumo total final neto de energía de República Dominicana.

La metodología de cálculo para la proyección de la demanda energética de este sector consistió en la multiplicación de la Variable explicativa por Intensidad energética. En Resto de Sectores, la variable explicativa seleccionada fue el Valor Agregado de los subsectores: Agropecuario, Minería y Construcciones. Dicha variable, al ser multiplicada por la intensidad energética (medida en términos de kTep útil/ RD\$), permite calcular la demanda energética del sector. A dicho resultado, luego, se le deben incorporar hipótesis de URE y Sustituciones para estimar la demanda en los Escenarios Alternativo y Tendencial.

A continuación, se describirán las principales hipótesis utilizadas para efectuar la prospectiva, siendo luego presentados y analizados los resultados obtenidos.

4.2.6.5.1. Descripción de las hipótesis utilizadas

4.2.6.5.1.1. Las Intensidades energéticas

Al igual que en el caso del sector Industrial, la evolución de los valores de las intensidades energéticas a futuro, representa varios procesos simultáneos. Por una parte, la intensificación de algún uso en particular que se vincula con tendencias tecnológicas previsibles, y por otra, como este sector está compuesto por tres subsectores, la modificación supuesta "a priori" de la composición interna del módulo homogéneo en el sentido del cambio en la estructura de las actividades que componen Resto de Sectores. Esto último, puede ocasionar una tendencia hacia el mayor peso relativo de actividades más intensivas en capital, con procesos más complejos y mecanizados o automatizados.

Debido a que la medición concreta de estas tendencias es imposible frente a la ausencia de información muy desagregada y precisa, se plantea suponerla a modo de hipótesis y extraer las consecuencias en términos de lo que producen sobre la evolución del consumo energético.

Cuadro N° 4.2.6.5.1.1. Evolución de las Intensidades Energéticas por uso en Energía Útil en Resto de Sectores. 2010-2030. Escenario Tendencial

	Consumo Neto 10-6 Tep / R\$D 2010	Escenario Tendencial	Hipótesis de factores de cambios Tecnológicos o estructura de la función de producción
Resto de Sectores (Agro, Minería y Construcciones)	2010	2030	
Iluminación	0.0066	0.0066	1
Ventilación y Acond. Ambientes	0.0585	0.0614	1.05
Fuerza Motriz Fija	1.4285	1.5000	1.05
Fuerza Motriz Móvil	0.4234	0.4276	1.01
Calor de Proceso	0.1358	0.1358	1

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

Cuadro N° 4.2.6.5.1.2. Evolución de las Intensidades Energéticas por uso en Energía Útil en Resto de Sectores. 2010-2030. Escenario Alternativo

	Consumo Neto 10-6 Tep / R\$D 2010	Escenario Alternativo	Hipótesis de factores de cambios Tecnológicos o estructura de la función de producción
Resto de Sectores (Agro, Minería y Construcciones)	2010	2030	
Iluminación	0.0066	0.0066	1
Ventilación y Acond. Ambientes	0.0585	0.0614	1.05
Fuerza Motriz Fija	1.4285	1.5714	1.1
Fuerza Motriz Móvil	0.4234	0.4319	1.02
Calor de Proceso	0.1358	0.1425	1.05

Fuente: Estimaciones propias del proyecto.

La evolución de las intensidades energéticas fue incluida dentro del Escenario de Base Alternativo y Tendencial, así como la evolución del Valor Agregado de los sub-sectores: Agropecuario, Minería y Construcciones.

En líneas generales se observa que tanto en el Escenario Alternativo como en el Tendencial, habrá un incremento de la intensidad energética en un rango que va del 1% al 10% principalmente en usos tales como Fuerza Motriz Fija y Calor de Proceso, como consecuencia de una mayor complejidad tecnológica del sector.

4.2.6.5.1.2. Análisis de sustituciones

En el caso particular de este sector, fue considerada la posibilidad de sustitución entre fuentes en ambos escenarios dentro del uso Calor de Proceso.

Cabe destacar a este respecto, que en los usos: Iluminación, Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes así como en Fuerza motriz, la electricidad cubría el 100% del uso en el año 2010.

Por su parte, dentro del uso Calor de Proceso, el GLP captaba el 100% del uso en el año 2010. En el Tendencial no se plantea la competencia con el Gas Natural, mientras que en el Alternativo, sí se plantea y éste toma una parte del mercado (8% en el 2030).

En el caso del uso Fuerza Motriz Móvil, el gasoil continuará siendo la fuente más relevante, en virtud de que los vehículos empleados son de gran porte y potencia, por lo tanto se seguirá privilegiando el ciclo diesel para este tipo de vehículos. En ambos escenarios se plantea la penetración del Biodiesel mezclado con el Gasoil y sólo en el Alternativo el Bioetanol, mezclado con la Gasolina.

4.2.6.5.1.3. Hipótesis sobre uso racional de la energía

Los porcentajes de ahorro energético derivados de los supuestos de URE se presentan en los siguientes cuadros para cada escenario.

Cuadro N° 4.2.6.5.1.3. Porcentajes de ahorro energético en los diferentes usos en Resto de Sectores. Escenario Tendencial

	2010-2030
Iluminación	27%
Ventilación y Acondicionamiento de Aire	13%
Fuerza Motriz	5%
Calor de Proceso	7%

Fuente: Escenarios Energéticos-Estimaciones propias del proyecto.

Cuadro N° 4.2.6.5.1.4. Porcentajes de ahorro energético en los diferentes usos en Resto de Sectores. Escenario Alternativo

	2010-2030
Iluminación	37%
Ventilación y Acondicionamiento de Aire	9%
Fuerza Motriz	10%
Calor de Proceso	15%

Fuente: Escenarios Energéticos-Estimaciones propias del proyecto.

4.2.6.5.2. Resultados de las proyecciones

Luego de haber sido determinados los escenarios de intensidades energéticas, sustituciones y URE, así como la evolución de la variable explicativa (VA del sector), se procedió a ingresar esta información en el modelo LEAP, para poder así efectuar la prospectiva energética. A continuación, se presentan los resultados obtenidos y su análisis.

4.2.6.5.2.1. Consumo total de energía Resto de Sectores

Se presenta a continuación el consumo neto y útil total para cada escenario, denominados Escenario Alternativo y Tendencial.

Cuadro N° 4.2.6.5.2.1. Consumo de Energía Neta. Resto de Sectores (kTep)

	2010	2030	Tasa %a.a.
Escenario Alternativo	176.5	352.2	3.5%
Escenario Tendencial	176.5	317.9	3.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

A partir de estos resultados, se aprecia que el consumo energético del sector, en términos de energía neta, presentará una tasa interanual de crecimiento del orden del 3.5%a.a. en el Escenario Alternativo y del 3.0%a.a. en el Tendencial.

Resulta además importante señalar, que en términos de energía neta este sector incrementará su participación, alcanzando el 3.5% en el 2030 en el Tendencial y el 3.4% en el Alternativo. Este incremento en el peso del sector, se debe principalmente a que tanto en Fuerza Motriz Fija como en Fuerza Motriz Móvil (usos en los que se consume el 90% de la energía), las medidas de URE planteadas en los escenarios moderan levemente el aumento esperado de la demanda.

4.2.6.5.2.2. Consumo total de energía por Uso en Resto de Sectores

En el cuadro que se presenta a continuación, se puede apreciar la evolución del consumo por uso dentro del sector Resto de Sectores.

Cuadro N° 4.2.6.5.2.2. Consumo de Energía Neta por Uso. Resto de Sectores (kTep)

	2010	Escenario Tendencial		Escenario Alternativo	
		2030	Tasa %a.a.	2030	Tasa %a.a.
Iluminacion	1.6	2.4	2.0%	2.6	2.4%
Ventil. y Acond. Ambientes	4.1	7.4	3.0%	8.4	3.7%
Fuerza Motriz Fija	75.7	143.6	3.3%	167.5	4.1%
Fuerza Motriz Movil	84.1	145.0	2.8%	151.9	3.0%
Calor de Proceso	11.0	19.5	2.9%	21.7	3.5%
Total	176.5	317.9	3.0%	352.2	3.5%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

4.2.6.5.2.3. Consumo total de energía por Fuente en Resto de Sectores

En el siguiente cuadro se presenta la evolución del consumo de las fuentes energéticas en Resto de Sectores.

Cuadro N° 4.2.6.5.2.3. Consumo de Energía Neta por Fuente. Resto de Sectores. Escenario Tendencial (kTep)

	2010	2015	2020	2025	2030
Alcohol Etilico	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biodiesel	0.0	0.8	1.5	2.3	3.2
Electricidad	81.4	89.7	110.7	131.3	153.4
Fuel Oil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gasoil	61.8	65.9	79.0	91.1	103.4
Gasolina	22.3	24.1	29.0	33.7	38.4
GLP	11.0	11.9	14.5	16.9	19.5
Total	176.5	192.4	234.7	275.2	317.9

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En este escenario se observa que la estructura de consumo por fuente se mantiene prácticamente constante a lo largo del período, perdiendo mercado el Gasoil y la Gasolina a consecuencia del ingreso de los biocombustibles y el GLP.

Cuadro N° 4.2.6.5.2.4. Consumo de Energía Neta por Fuente en kTep. Resto de Sectores. Escenario Alternativo

	2010	2015	2020	2025	2030
Alcohol Etilico	0.0	0.0	0.3	2.0	4.0
Biodiesel	0.0	1.1	2.2	3.7	5.6
Electricidad	81.4	93.3	114.8	144.3	178.6
Fuel Oil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural	0.0	0.0	0.6	1.1	1.7
Gasoil	61.8	66.6	77.3	91.4	106.0
Gasolina	22.3	24.4	28.4	32.3	36.2
GLP	11.0	12.3	14.1	16.9	20.0
Total	176.5	197.8	237.7	291.6	352.2

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

La penetración de los Biocombustibles disminuye la demanda de Gasolina y Gasoil en un 7% durante el 2030.

Se observa finalmente que la electricidad es la fuente energética más consumida dentro de este sector, con una participación de aproximadamente el 50%, seguida por el gasoil con el 30%, entre ambas explican casi el 80% del consumo energético sectorial.

4.2.6.5.2.4. Consumo total de energía matriz de Fuentes y Uso en Resto de Sectores y Ahorros energéticos

En base a lo observado en la matriz de Fuentes y Usos, las principales fuentes del sector son la electricidad y el gasoil, mientras que los usos principales son la Fuerza Motriz Fija y Fuerza Motriz Móvil.

A partir de esto se concluye que cualquier política de sustitución que se pretenda llevar a cabo en este sector, aportaría en modo marginal al ahorro energético, dado que hay usos cautivos de la electricidad y del gasoil en los cuales no podrían estos energéticos ser sustituidos por otros (salvo por la penetración de biocombustibles).

Es por ello, que en este sector las medidas de URE en todos los usos, son las que podrían aportar los mayores ahorros energéticos.

En el siguiente cuadro, se aprecia que a través de medidas de URE en el uso Calor de Proceso, el ahorro energético conseguido será del orden del 7% en el caso del Escenario Tendencial URE con respecto al Escenario de Base Tendencial (ambos en el 2030). Por sustitución entre energéticos no se producen ahorros.

Quadro N° 4.2.6.5.2.5. Ahorro Energético entre Escenarios. Resto de Sectores

	2010	2015	2020	2025	2030	Ahorros al 2030	
Escenario Tendencial Base	176.5	196.2	244.1	291.9	343.9		
Sustituciones Tendencial	176.5	196.2	244.1	291.9	343.9	0	Tendencial Base-Sustituciones
URE Tendencial	176.5	192.3	234.7	275.2	317.9	26	Tendencial Base-URE
Escenario Tendencial	176.5	192.3	234.7	275.2	317.9	26	Tendencial Base-Tendencial
Escenario Alternativo Base	176.5	205.6	257.2	328.3	412.7		
Sustituciones Alternativo	176.5	205.6	257.0	328.0	412.2	1	Alternativo Base-Sustituciones
URE Alternativo	176.5	197.8	237.8	291.9	352.7	60	Alternativo Base-URE
Escenario Alternativo	176.5	197.8	237.7	291.6	352.2	61	Alternativo Base-Alternativo

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

En el caso del Escenario Alternativo, los ahorros debido a URE son del orden del 14.5% (respecto del Alternativo de Base) y se producen ahorros menores por sustituciones. El ahorro total del Escenario Alternativo, con relación al Alternativo de Base es del 14.7%

Por último, se presenta la evolución de las matrices de fuentes y usos para ambos escenarios en los años 2010 y 2030.

Cuadro N° 4.2.6.5.2.6. Consumo de Energía Neta por Fuente y Uso. Resto de Sectores (en kTep y %)

Año 2010	Alcohol Etílico	Biodiesel	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Total
Iluminación	0	0	1.63	0	0	0	0	0	1.6
Ventil. y Acond. Ambientes	0	0	4.07	0	0	0	0	0	4.1
Fuerza Motriz Fija	0	0	75.71	0	0	0	0	0	75.7
Fuerza Motriz Movil	0	0	0	0	0	0	61.82	22.29	84.1
Calor de Proceso	0	0	0	0	10.99	0	0	0	11.0
Total	0.0	0.0	81.4	0.0	11.0	0.0	61.8	22.3	176.5
Participación Fuentes	0.0%	0.0%	46.1%	0.0%	6.2%	0.0%	35.0%	12.6%	100.0%

Esc. Alternativo 2030	Alcohol Etílico	Biodiesel	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Total
Iluminación	0	0	2.63	0	0	0	0	0	2.6
Ventil. y Acond. Ambientes	0	0	8.41	0	0	0	0	0	8.4
Fuerza Motriz Fija	0	0	167.54	0	0	0	0	0	167.5
Fuerza Motriz Movil	4.03	5.58	0	0	0	0	106.04	36.23	151.9
Calor de Proceso	0	0	0	0	19.98	1.74	0	0	21.7
Total	4.0	5.6	178.6	0.0	20.0	1.7	106.0	36.2	352.2
Participación Fuentes	1.1%	1.6%	50.7%	0.0%	5.7%	0.5%	30.1%	10.3%	100.0%

Esc. Tendencial 2030	Alcohol Etílico	Biodiesel	Electricidad	Fuel Oil	GLP	Gas Natural	Gasoil	Gasolina	Total
Iluminación	0	0	2.43	0	0	0	0	0	2.4
Ventil. y Acond. Ambientes	0	0	7.41	0	0	0	0	0	7.4
Fuerza Motriz Fija	0	0	143.6	0	0	0	0	0	143.6
Fuerza Motriz Movil	0	3.2	0	0	0	0	103.38	38.43	145.0
Calor de Proceso	0	0	0	0	19.48	0	0	0	19.5
Total	0.0	3.2	153.4	0.0	19.5	0.0	103.4	38.4	317.9
Participación Fuentes	0.0%	1.0%	48.3%	0.0%	6.1%	0.0%	32.5%	12.1%	100.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

4.2.6.6. Consumo No Energético

El Consumo No Energético de República Dominicana ha sido agrupado en dos módulos: Minería, (donde la Gasolina es empleada como agente reductor en el procesamiento de metales) y Resto de No Energéticos (que comprenden una variedad de derivados del Petróleo como aceites lubricantes, grasas, solventes, asfaltos, etc., empleados en casi todos los sectores). Las variables explicativas de la demanda de estos productos son el valor agregado de la Minería en el primer caso y el PIB total en el segundo.

Los factores sobre los cuales se establecen hipótesis de evolución diferenciadas según el escenario y que inciden en la demanda de las fuentes energéticas, (intensidades energéticas, procesos de sustitución y uso racional de la energía) se han mantenido constantes e iguales a los valores del año base para el caso del consumo No Energético. Modificaciones en el consumo No Energético por unidad de valor agregado o PIB y sustituciones entre fuentes para usos no energéticos implican cambios de tecnología muy importantes que no se prevén en ninguno de los dos escenarios elaborados; y el concepto de rendimiento energético no es aplicable en este caso. En consecuencia, la evolución del Consumo No Energético

dependerá exclusivamente, en este caso, de la evolución de las variables explicativas.

En el Cuadro Nº 4.2.6.6.1 se presentan las proyecciones del Consumo No Energético para ambos escenarios. Las tasas de crecimiento promedio del total para todo el período de proyección resultaron de 4.0% a.a. para el Escenario Alternativo y de 2.8% para el Escenario Tendencial.

Cuadro Nº 4.2.6.6.1. Consumo No Energético (kTep)

Escenario Tendencial	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
No Energético de Petróleo	106.8	111.6	116.2	121.0	125.2	0.8%
Gasolina	208.1	254.4	302.1	358.8	420.0	3.6%
Total	314.9	366.0	418.3	479.8	545.2	2.8%

Escenario Alternativo	2010	2015	2020	2025	2030	Tasa %a.a.
No Energético de Petróleo	106.8	117.9	128.8	140.2	152.5	1.8%
Gasolina	208.1	264.8	339.9	428.1	530.9	4.8%
Total	314.9	382.7	468.7	568.3	683.4	4.0%

Fuente: Elaboración propia en base a salidas del modelo LEAP, Estudio Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía

4.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PROSPECTIVA REALIZADA CON MÉTODOS ECONOMÉTRICOS Y ANALÍTICOS

El objeto de este punto es el análisis de los resultados de la prospectiva de las demandas de energía, por fuente o por fuente y sector, obtenidas mediante el uso alternativo de los métodos econométricos y del modelo LEAP.

4.3.1. Consideraciones metodológicas

Tal como se ha expresado reiteradamente, los resultados de la prospectiva que surgen del empleo de las mencionadas herramientas no son estrictamente comparables, aunque ambos tipos de métodos utilicen el mismo par de escenarios. Esto es principalmente debido a que los métodos econométricos no están en condiciones de incorporar a la prospectiva los cambios de estructura en los usos de la energía tal como puede hacerlo el método analítico que se especifica por medio del modelo LEAP.

Es decir que salvo por los cambios en las variables económicas y demográficas incorporadas como variables explicativas en los modelos, los métodos econométricos implican implícitamente que las estructuras del pasado (distribución del ingreso, tamaño de los hogares, estructura productiva de los sectores considerados como tales en la especificación de los modelos, usos de las fuentes de energía en cada sector, etc.) se mantienen hacia el futuro.

En cambio, los métodos analíticos y en particular el modelo LEAP tienen la flexibilidad de incorporar dinámicamente a la prospectiva cambios en esa estructura a partir de las hipótesis contenidas en los escenarios considerados.

No obstante y teniendo conciencia de lo expresado, en las secciones siguientes se realiza un análisis comparativo de los resultados de la prospectiva obtenida a través de los mencionados métodos alternativos.

Puesto que el modelo LEAP parte del Balance de Energía (neta y útil) del año 2010 y considera únicamente los consumos finales, las comparaciones que se presentan excluyen la consideración del Gasoil dado que buena parte de este combustible se destina a los centros de transformación (centrales eléctricas del Servicio Público y autogeneración).

Debe remarcarse muy especialmente que *el análisis comparativo se realiza únicamente entre los resultados econométricos y los que surgen del modelo LEAP para el escenario de base Tendencial, es decir los valores de la prospectiva que no incorporan hipótesis de URE ni sustituciones, pero que si incorporan los mencionados cambios estructurales.*

Por último, es pertinente indicar que la comparación se realiza respecto de los resultados de la prospectiva de la demanda de electricidad (residencial, comercial y servicio, industria) y de la demanda de combustibles (Gasolina, GLP, Avtur) para los años de corte (2010, 2015, 2020, 2025 y 2030).

4.3.2. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Residencial

En el Cuadro N° 4.3.2.1 se presenta la comparación de la prospectiva de la demanda de electricidad en el sector residencial. Considerando el Escenario Tendencial Base, se observa que el modelo LEAP arroja valores mayores y que la diferencia se va ampliando progresivamente. Ello se debe en gran medida a que en el caso del modelo LEAP:

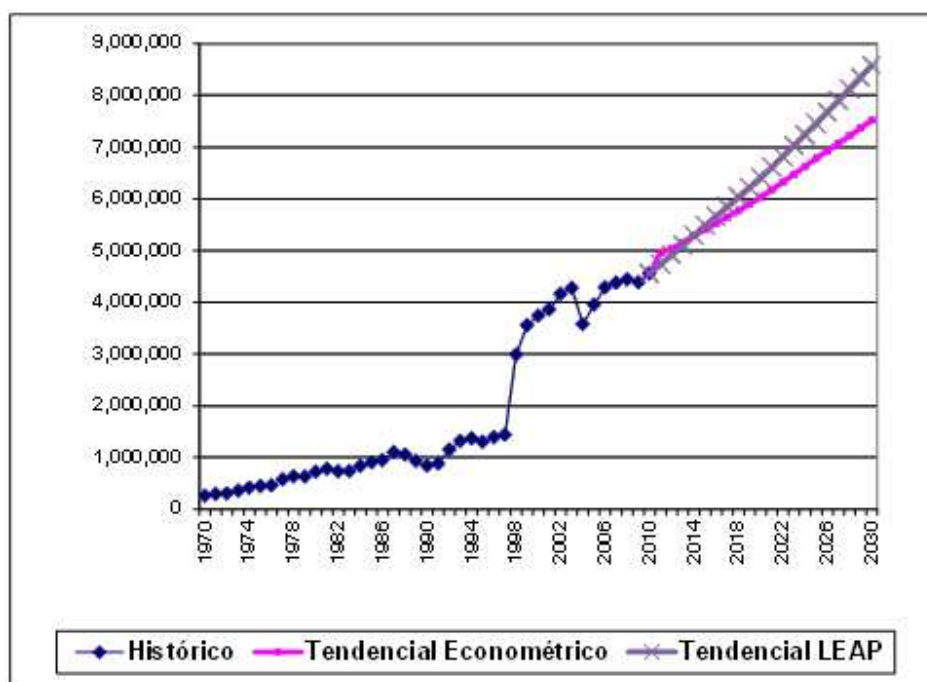
- a) Se incorpora la hipótesis de incremento en la electrificación rural.
- b) Los cambios en la distribución del ingreso implican una ampliación de los conjuntos de hogares de los estratos de ingresos medios y altos, tanto en el ámbito urbano como rural y un aumento de los consumos específicos por hogar.
- c) Se supone una mayor participación de los usos eléctricos de Conservación de Alimentos y de Ventilación y Acondicionamiento de Ambientes.

Quadro N° 4.3.2.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad (GWh)

Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	4,557	
2015	5,406	5,487
2020	6,031	6,411
2025	6,784	7,459
2030	7,523	8,584

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 4.3.2.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Residencial de Electricidad (MWh)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.3. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público

En el caso de la demanda de Electricidad en el sector Comercial, Servicios y Público la prospectiva arroja valores mayores en la prospectiva econométrica para todos los años de corte.

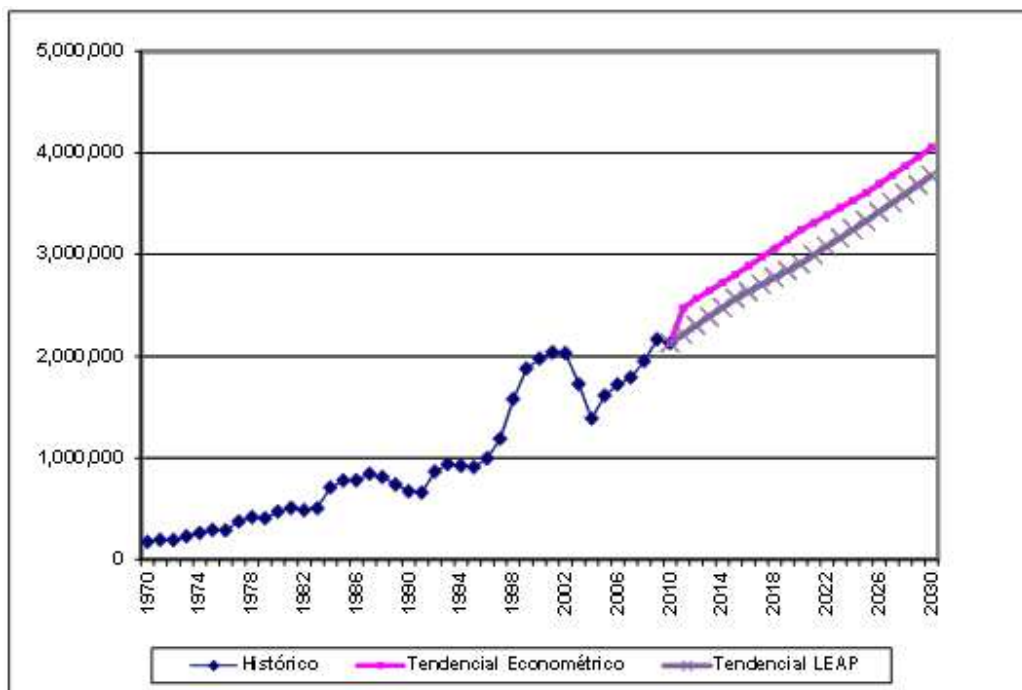
En el Escenario Tendencial Base la prospectiva con LEAP crece a un ritmo levemente menor básicamente por el hecho de utilizar variables explicativas de la demanda diferenciales para Hoteles y Restaurantes y el Resto de Comercio y esta la referida a los Hoteles (número de habitaciones) última crece a un ritmo menor que el resto.

Cuadro N° 4.3.3.1. Comparación de la prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público (GWh)

Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	2,127	
2015	2,838	2,566
2020	3,242	2,912
2025	3,609	3,330
2030	4,053	3,775

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 4.3.3.1. Comparación de la prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Comercial, Servicios y Público (MWh)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.4. Prospectiva de la demanda de Electricidad en el Sector Industrial

En la industria, los valores de prospectiva de la demanda de electricidad obtenidos a través de los métodos econométricos son superiores a los que arroja el modelo LEAP.

Cuadro N° 4.3.4.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Industrial de Electricidad (GWh)

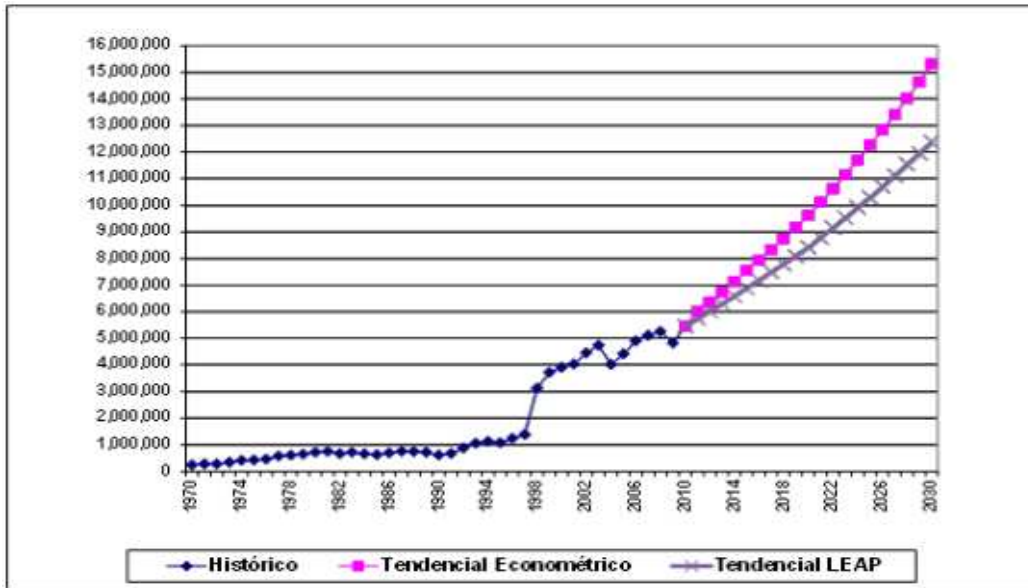
Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	5,450	
2015	7,560	6,874
2020	9,633	8,415
2025	12,275	10,289
2030	15,313	12,363

Fuente: Elaboración propia.

Ocurre que, mientras que el modelo econométrico hace evolucionar a los consumo de Electricidad en la industria en función del crecimiento del valor agregado industrial que se supone en el escenario, el modelo LEAP maneja una desagregación de la industria de acuerdo con la apertura establecida en el Balance Energético 2010. De este modo, dentro del modelo LEAP fue posible suponer crecimientos diferenciales de las ramas industriales y también elasticidades diferentes del consumo de energía eléctrica.

Sn embargo, la cercanía relativa de la prospectiva de la demanda eléctrica realizada por ambos métodos se debe esencialmente al hecho de que se mantuvieron en LEAP las estructuras de consumo eléctrico.

Gráfico N° 4.3.4.1. Comparación de la prospectiva de la demanda Industrial de Electricidad (MWh)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.5. Prospectiva de la demanda de Gasolina

Tanto en la prospectiva de la demanda realizada mediante el uso del modelo LEAP como en la obtenida con el empleo de los econométricos se contabiliza la Gasolina consumida por el Transporte más el consumo en otros sectores.

Los valores de la prospectiva econométrica son permanentemente superiores a los que arroja el modelo LEAP. Antes de proceder a analizar esas diferencias es importante señalar que en el año 2010 el transporte absorbía más de 87% del consumo final de Gasolina. En ese mismo año, la gasolina constituía un 43% del total de los combustibles utilizados en el transporte automotor. Es por esto que el análisis de las discrepancias se va a centrar en el transporte.

Cuadro N° 4.3.5.1. Comparación de la prospectiva de la demanda total de Gasolina (kTep)

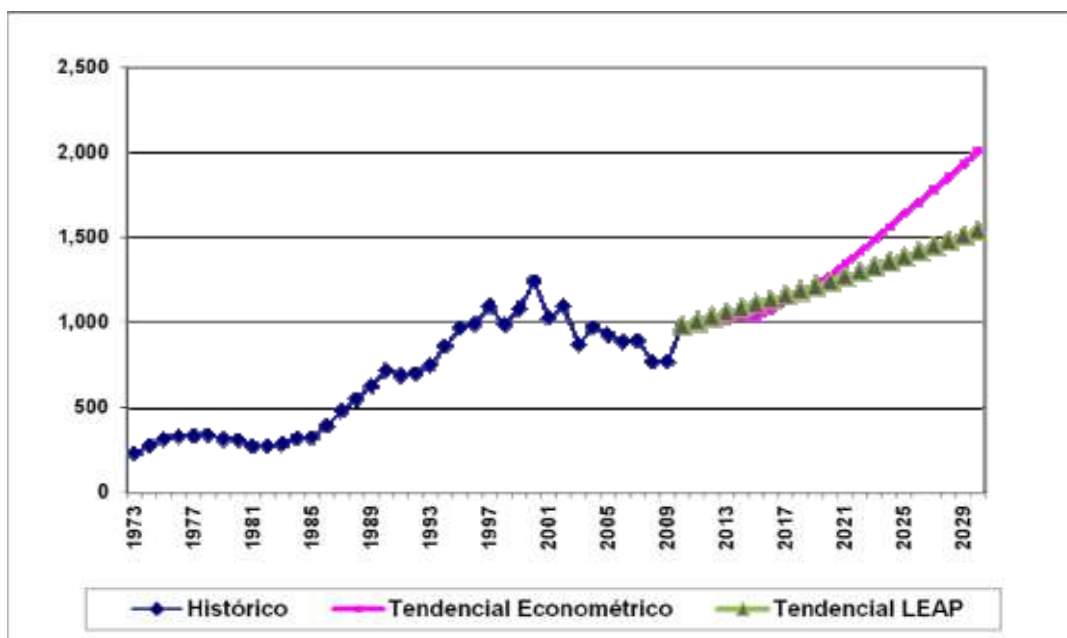
Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	982	
2015	1,030	1,109
2020	1,279	1,241
2025	1,641	1,388
2030	2,012	1,541

Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar debe señalarse que la prospectiva de la demanda realizada con el modelo LEAP arroja valores inferiores que la que resulta del empleo de los métodos econométricos.

Estas diferencias se deben principalmente a que en el método econométrico utiliza como variable explicativa el Valor Agregado del Transporte, mientras que en el LEAP se utiliza como variable explicativa la evolución del parque vehicular, el cual crecerá en función de la evolución del PIB/habitante y una elasticidad menor a la unidad, que modera su crecimiento a lo largo del tiempo.

Gráfico N° 4.3.5.1. Comparación de la prospectiva de la demanda total de Gasolina (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.6. Prospectiva de la demanda de GLP

En el Escenario Tendencial los valores obtenidos por medio del método econométrico resultan superiores a los correspondientes del modelo LEAP.

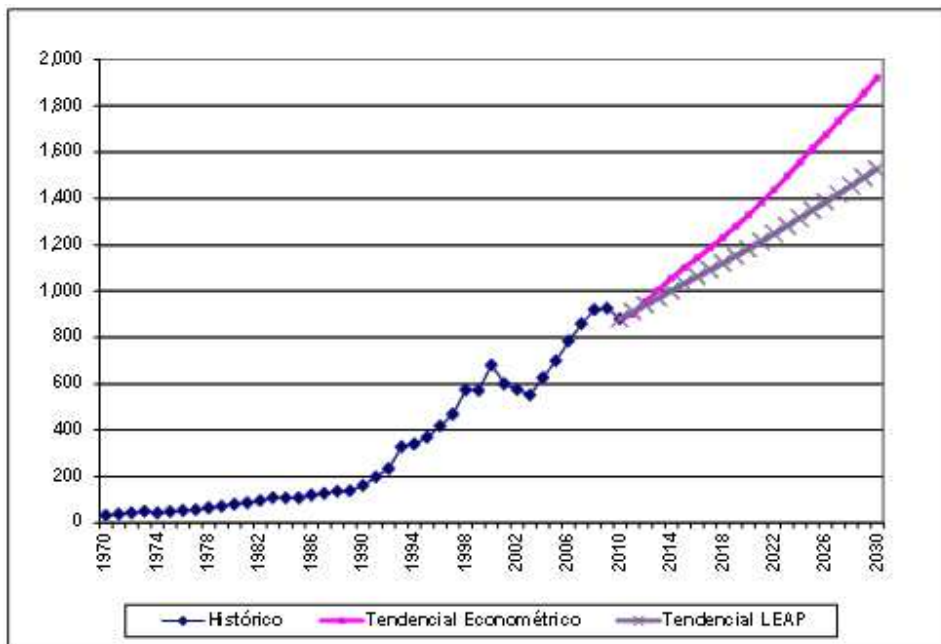
Al analizar esos comportamientos es importante tener en cuenta que, en el caso del GLP, el método econométrico estima una elasticidad demanda-PIB por habitante muy elevada (1.7653), como consecuencia de la rápida penetración de este combustible, especialmente en los sectores Residencial y de Transporte en las últimas décadas; a pesar del importante crecimiento de los precios (la elasticidad precio es muy alta: -4.6427)

Cuadro N° 4.3.6.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de GLP (kTep)

Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	881	
2015	1,100	1,033
2020	1,329	1,182
2025	1,619	1,350
2030	1,922	1,527

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 4.3.6.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de GLP (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.7. Prospectiva de la demanda de Avtur

Tal como se desprende del siguiente cuadro, en el caso del Avtur las prospectivas realizadas por medio de los métodos econométricos son levemente superiores a las obtenidas por medio del modelo LEAP. Los valores que se obtuvieron mediante el uso de uno y otro método son muy similares en ambos escenarios. Ocurre que en este caso, el uso cautivo del combustible en el

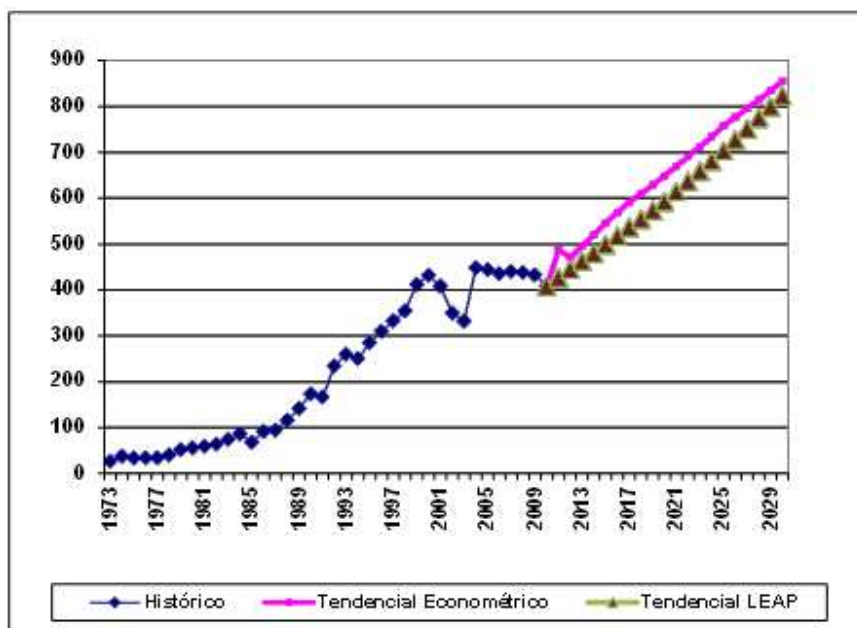
transporte aéreo hace que no se pueda pensar en cambios estructurales significativos y por lo tanto no debería esperar grandes diferencias en los resultados.

Cuadro N° 4.3.7.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de Avtur (kTep)

Años	Escenario Tendencial	
	Econométrico	LEAP
2010	408	
2015	546	498
2020	649	592
2025	758	703
2030	856	823

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 4.3.7.1. Comparación de la prospectiva de la demanda final de Avtur (kTep)



Fuente: Elaboración propia.

4.3.8. Algunas conclusiones sobre el análisis comparativo

A pesar de sus limitaciones para simular cambios estructurales hacia el futuro, la prospectiva econométrica aporta, sin lugar a dudas, valores de referencia para evaluar la prospectiva realizada con el modelo LEAP, método mucho más potente atendiendo a su flexibilidad en ese sentido.

La principal conclusión que se deriva del análisis realizado previamente es que: en la medida en que sea posible explicar el origen de las diferencias entre los agregados de la prospectiva mucho más detallada que surge del modelo LEAP con respecto a los valores de referencia que aporta los modelos econométricos, a partir de las hipótesis de cambio estructural aquel modelo incorpora, tal como se ha hecho, se robustece el ejercicio de prospectiva.

En segundo lugar y en función de lo anterior, atendiendo a la razonabilidad de las hipótesis de escenario adoptadas dentro del modelo LEAP, parece más conveniente atenerse a los valores de la prospectiva de requerimientos que surge del uso de ese modelo. Esto por dos motivos principales:

- i) Provee una base más detallada de la prospectiva por sector y por fuente, tanto en energía neta como útil, hecho que facilita analizar las medidas de política energética que se puede simular por su intermedio (por ejemplo los escenarios donde se analizan los impactos derivados de la aplicación de las medidas de URE o los procesos de sustitución en usos específicos).
- ii) Permite incorporar ya en los propios escenarios de base cambios estructurales que se derivan de los escenarios socioeconómicos y energéticos.
- iii) En tercer término, de manera general puede decirse que los valores de la prospectiva obtenida por medio de uno y otro método no presentan diferencias demasiado grandes, salvo en algunos casos esporádicos, a pesar del muy detallado nivel de análisis que emplea el modelo LEAP para obtener los resultados de la prospectiva.

5. CONCLUSIONES

A modo de resumen se presenta a continuación una serie de conclusiones referidas a las proyecciones de la demanda de energía a nivel país y para los principales sectores de consumo.

En términos de energía neta, el consumo final total de República Dominicana, durante el período 2010-2030, presenta un crecimiento promedio del orden del 3.0% a.a. y de 2.3% a.a. para el Escenario Alternativo y el Tendencial respectivamente. El consumo final total en el 2030 se ubica en 10,460 kTep en el Escenario Alternativo y en 9,153 kTep en el Tendencial.

Las elasticidades con respecto al PIB del incremento de la energía neta, medida entre extremos, se ubican en 0.62 para el Escenario Alternativo y 0.64 para el Escenario Tendencial.

A partir del cociente entre los consumos útiles con los netos se obtienen los rendimientos medios de utilización de la energía de todo el sector de demanda final del país. Dichos rendimientos pasan de 41.1% en el año base a 51.6% para el Escenario Alternativo (aumento del 25%) y a 47.1% en el Escenario Tendencial (aumento del 14%) en todo el período.

Con respecto a las causas que están detrás de esta mayor eficiencia, la principal se refiere a las medidas de URE propuestas en los escenarios (a partir de mejoras en los rendimientos de los equipos), y además a los procesos de sustitución por fuentes de mayor calidad, junto a modificaciones en la estructura del consumo por sectores y módulos.

En cuanto a los consumos netos por habitante, estos se incrementan en forma significativa, aunque moderados por el efecto de las mayores eficiencias globales de la utilización de la energía previstas en los escenarios. En el Escenario Alternativo aumentará un 48% en todo el período, pasando de 614 kep/ hab. en el año 2010 a 907 kep/ hab en el 2030 y en el Escenario Tendencial crecerá un 29%, ubicándose este indicador en 794 kep/ hab en el año 2030.

Las principales fuentes que crecen a un ritmo mayor que el consumo neto total en el Escenario Alternativo (3.0% a.a. para el período 2010-2030), son: el Gas Natural (15.1% a.a.), Biodiesel (13.2% a.a.), Solar (10.9% a.a.), Residuos de Biomasa (4.4% a.a.), la Electricidad (4.2% a.a.) y el Fuel oil (4.0% a.a.).

La estructura por categoría de fuentes para el Escenario Alternativo, se presenta a continuación, donde se aprecia que los Derivados del Petróleo reducen su participación del 66.9% al 62.2%; el Gas Natural penetra el 4.6% del total; la Electricidad tiene un crecimiento importante, pasando del 19.4% al 24.8%; y las fuentes de Biomasa caen del 13.1% al 7.2% (principalmente por efecto de la Leña).

En el Escenario Tendencial, las modificaciones en la estructura del consumo neto por fuentes son más moderadas. Se recuerda que en este escenario no se prevé la incorporación masiva del Gas Natural, no penetra el Alcohol Etílico, y el Biodiesel lo hace en forma moderada así como la energía Solar.

La estructura por categoría de fuentes para el Escenario Tendencial, muestra una disminución en la participación de los Derivados del Petróleo (del 66.9% al 65.3%); lo mismo sucede con la Biomasa que pasa del 13.1% al 8.1% en el 2030, por el contrario la Electricidad crece del 19.4% al 23.1%. El Gas Natural tomará el 3.3% del consumo final en el 2030.

Con respecto a la participación de los derivados de Petróleo, se observa a partir de los resultados, que ambos escenarios la reducción de los mismos es leve, a pesar de las medidas de eficiencia energética planteadas en los mismos.

La demanda final de Electricidad pasará de 13,110 GWh registrados en el año 2010 a 30,129 GWh en el 2030 para el Escenario Alternativo y a 24,658 GWh en el Escenario Tendencial. Ello significa tasas de crecimiento promedio del 4.2% a.a. y 3.2% a.a. respectivamente.

En consumo neto de GLP se incrementará de 397.9×10^6 galones en el año base a 724.6×10^6 galones en el 2030 para el Escenario Alternativo y a 651.0×10^6 galones en el Escenario Tendencial. Las tasas de crecimiento respectivas serán de 3.0% a.a. y 2.5% a.a.

La demanda de Gas Natural en el año 2030 para el Escenario Alternativo se ubica en 575 millones de m^3 anuales, lo que equivale a casi 1.6 millones de m^3 / día. Por su parte, en el Tendencial para el mismo año la demanda de Gas Natural se ubica en 361 millones de m^3 , equivalente a casi 1.0 millones m^3 / día.

En el año 2030, por efecto del proceso de sustituciones se ahorrarán 189 kTep del consumo neto total, con respecto al Escenario Alternativo Base, dado que las fuentes que penetran (principalmente Gas Natural y Electricidad), presentan una mayor eficiencia. Debido a las medidas de URE se ahorrarán 2,247 kTep, o sea -17.5% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado posibilita un ahorro total de 2,358 kTep, y medido en porcentaje -18.4%

En el año 2030, debido a las sustituciones previstas en este escenario se ahorrarán 91 kTep; esto representará el -0.9% del consumo neto del Escenario de Base para el mismo año. Debido a las medidas de URE se ahorrarán 1,050 kTep, lo que representa un -10.2% respecto al consumo del Escenario de Base. El efecto combinado da un ahorro total de 1,066 kTep, lo en términos porcentuales equivale a -10.7%

Con respecto al sendero energético, este indicador evoluciona favorablemente, siendo preferible la situación del Escenario Alternativo, donde con menores intensidades energéticas se obtiene un mayor PIB por habitante respecto al Escenario Tendencial.

En el total del sector Residencial, la Electricidad y el GLP seguirán siendo las fuentes de energía más importantes en el año 2030, en el Escenario Alternativo representarán el 39.5% y el 43.3% del consumo de energía neta respectivamente. Las políticas energéticas tendientes a asegurar el abastecimiento en calidad y cantidad, haciendo un uso eficiente de la energía, con la finalidad de mantener y mejorar la calidad de vida de la población deberán concentrarse en estas dos fuentes, sin descuidar las restantes.

En el subsector Residencial Rural, la Leña representará el 40.4% del consumo neto al año 2030 en el Escenario Alternativo. A pesar de la fuerte sustitución de la Leña que se plantea en este escenario, la misma seguirá siendo la fuente más importante en términos de energía neta. El fomento de las estufas eficientes o mejoradas debiera ser una de las principales medidas a tener en cuenta.

Las nuevas fuentes como el Gas Natural en el medio urbano y la energía Solar, tanto en el urbano como en el rural, alcanzarán penetraciones relativamente bajas a pesar de las medidas de promoción. Representarán el 1,7% y 0.8% respectivamente del consumo neto Residencial. O sea que llegarán a una porción muy baja de la población.

El acceso a la Electricidad de la red pública pasará del 95% de los hogares en 2010 al 98.3% en el 2030 para el Escenario Alternativo.

Las medidas de eficiencia energética, principalmente la introducción de equipos eficientes, producirán un ahorro al 2030 del 10.7% del consumo neto en el Tendencial y del 18.4% en el Alternativo. Para el logro de estos ahorros, en el sector Residencial deberán fortalecerse medidas como el etiquetado de artefactos, establecimientos de estándares mínimos, campañas de concientización, etc. Dichas medidas deberán tener mayor intensidad en el Escenario Alternativo. La elaboración de indicadores de seguimiento y evaluación de las políticas de eficiencia serán un instrumento de suma importancia a fin de poder monitorear el cumplimiento de los programas y acciones.

En el sector Comercio, Servicios y Público, la Electricidad y el GLP seguirán siendo las fuentes de energía más importantes en el año 2030, llegando al 69% y 19% respectivamente para el año 2030, Escenario Alternativo. Sin embargo la primera fuente perderá algo de participación en ambos Escenarios, en el Alternativo el GLP –que aumenta en ambos escenarios será reforzado además por la entrada del Gas Natural distribuido.

En este segundo escenario, caracterizado por un mayor nivel de sustitución y por mayores y más profundas medidas de URE las fuentes en claro retroceso son la Electricidad (pierde el 4.1% de participación en el consumo final 2030) y el Gasoil (cae 3.9% en el 2030) frente a la Energía Solar (representa el 8.5% del consumo final al 2030), lo mismo sucede en el Escenario Tendencial pero con menor intensidad.

El subsector Hoteles posee una tasa de aumento en el consumo de energía inferior a Restaurantes y Resto, pese a liderar el aumento del valor agregado del sector. Esto se debe a que la intensidad energética que se espera en respuesta a la evolución del número de habitaciones o plazas de hotel es comparativamente menor a la de los Restaurantes y Resto. Colabora aquí la estrategia de políticas energética destinada a asegurar el servicio orientado al turismo en calidad y cantidad, haciendo un uso eficiente de la energía. Es determinante en este subsector la evolución esperada del Calentamiento Solar de agua, aún más en el caso del Escenario Alternativo donde la tasa de penetración de esta fuente alcanza el 17% anual acumulado entre el año 2010 y el 2030.

En el Subsector Restaurantes el GLP supera en el 2030 a la Electricidad en ambos escenarios, con una clara ganancia de eficiencia general al emplearlo en los usos calóricos. En el alternativo llega al 50.3% (partiendo del 47.8% en el 2010) al que se le agrega un 0.6% de participación del Gas Natural. Se prevén, además, reducciones en la participación del Carbón Vegetal, mejorando también significativamente la eficiencia.

Las medidas de eficiencia energética, principalmente la introducción de equipos eficientes y por sustituciones, producirán un ahorro al 2030 del 12.6% del consumo neto en el Tendencial y del 20.6% en el Alternativo.

Para el logro de estos ahorros, en el sector Comercios, Servicios y Público deberán fortalecerse – especialmente en el Escenario Alternativo - medidas como la incorporación de calentadores solares de agua (uso Calentamiento de agua), el etiquetado de artefactos, establecimientos de estándares mínimos, campañas de concientización, etc. Al igual que en el sector Residencial, la elaboración de indicadores de seguimiento y evaluación de las políticas son claves para la supervisión del cumplimiento de los programas y acciones.

El sector Industrial presenta una proyección de crecimiento para el consumo energético de entre 3.2 y 4.6% a.a. en términos de energía neta, alcanzando valores de 2,400 y 3,100 kTep de energía en los escenarios Tendencial y Alternativo respectivamente.

La Electricidad no sólo conservará su lugar de primacía sino que se prevé un aumento en su participación pasando del 42.5% del consumo neto al 47.4% y 48.6% en ambos escenarios. Por su parte, el Gas Natural penetra de forma importante alcanzando participaciones de 5.5% y 7.6% en ambos escenarios. La

segunda fuente en importancia continuará siendo el Coque, conservando el 20%. Y la regresión más importante la sufrirá el Bagazo, de casi 7 puntos porcentuales, al igual que los combustibles líquidos.

En lo referente a los subsectores, la rama más importante en lo que respecta al consumo, Cemento y Cerámicas, continuará explicando el 40% del consumo. El segundo y tercer lugar invertirán su orden relativo, pasando de un 18% y 16% en el año base para las ramas Ingenios Azucareros y Resto de Industrias Alimenticias a un 20% y 12% respectivamente en el escenario Alternativo, donde este proceso es un poco más intenso que en el Tendencial.

Las medidas de eficiencia en el sector generan un ahorro significativo en el consumo neto y tienen mucho mayor efecto que la sustitución por fuentes de mejor eficiencia. El conjunto de medidas en Iluminación, aislación para mejorar el Calor de Proceso y la Ventilación y Acondicionamiento de Aire así como los variadores de velocidad para Fuerza Motriz, generan un ahorro del 6% en el escenario Tendencial y un 11.4% en el Alternativo, lo que representan valores del orden de 150 y 400 kTep respectivamente.

En el sector Transporte, tanto la Gasolina como el Gasoil, pierden participación a lo largo del período bajo análisis, debido al incremento del uso del Gas Natural (GNV), el GLP y el ingreso de los biocombustibles. En el año base (2010) la Gasolina participaba con el 35.3%, el Gasoil con el 33.4% y en el 2030 estos energéticos participarán con el 24.1% y 27.2% en el Alternativo y con el 28.8% y 30.1% en el Tendencial.

Esta situación se explica entre otros factores por los precios relativos de los combustibles previstos en los escenarios energéticos junto a la penetración prevista de automóviles híbridos y el avance del Metro.

En base a los resultados obtenidos se aprecia un crecimiento del consumo en energía Neta del sector Transporte del orden del 2.6% a.a. en el Escenario Alternativo y del 2.2% a.a. en el Escenario Tendencial, donde las fuentes que más crecen son el GNV y el Biodiesel, seguidos por la Electricidad, el Avtur y Avgas.

En el Escenario Alternativo se prevé además la penetración del Bioetanol a partir del 2020 (10% en la mezcla con Gasolina) y el Biodiesel se mezclará en el 2030 con el Gasoil en un 5%. Esto determina una menor dependencia de productos derivados de petróleo (importados) debido a la sustitución por biocombustibles. Entre ambos productos se estima que tomarán en el 2030 el 4.1% de la demanda total de combustibles del país.

En el Escenario Tendencial, la estructura del consumo por combustibles no se modifica sustantivamente, respecto de la observada en 2010. El mayor cambio se observa en la regresión de la Gasolina a expensas del GLP y el GNV, mientras que el Gasoil sólo pierde 3% en el peso de participación que tenía en el 2010 al 2030.

El consumo de energía en el modo *Carretero* representó en el año 2010 el 83% del consumo total del sector Transporte. Por su parte, la categoría *Pasajeros* consumió el 65% dentro de dicho modo. Puede apreciarse además, que el modo *Carretero* consumió el equivalente al 34.5% del consumo total final neto del país, de allí su importancia.

En ambos escenarios se observa una disminución en el peso del modo *Carretero* sobre el total del consumo del sector Transporte, representando el 80% en el año 2030 en el Escenario Tendencial y el 77% en igual año para el Escenario Alternativo.

Por su parte, la participación de la categoría *Pasajeros* disminuirá al 52.5% en el Escenario Tendencial, mientras que dicha participación en el Escenario Alternativo se ubicará en 51.2% (mientras que en el año base era del 53.7%).

A partir de las medidas de eficiencia energética, así como la inclusión de otros medios de locomoción (ejemplo Metro e híbridos) junto a los procesos de sustitución previstos en los escenarios, se logra un ahorro en el año 2030 dentro del escenario Alternativo, comparado con el escenario de Base Alternativo, del 20%. Este ahorro en igual año en el Tendencial es del 10%.

Para lograr alcanzar esos ahorros en el sector Transporte, deberían implementarse y/o fortalecerse medidas tales como: propiciar el transporte público (Metro), establecer planes de modernización de la flota automotor, promocionar el eco-driving (medidas de conducción para el ahorro de energía), establecer normas de consumos específicos y de emisiones de gases, incentivar la sustitución de combustibles y establecer restricciones en la antigüedad de los vehículos importados, entre otras.

6. ANEXOS

ANEXO 1. PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se presentan estimaciones respecto a la perspectiva de los precios mundiales de petróleo. El ejercicio supone una reflexión que enmarca las cifras estimadas, destacándose la muy fuerte dificultad en arribar a valores objetivos, en función de la naturaleza del mercado petrolero y los determinantes de las variaciones de precios.

- En primer lugar se formula un conjunto de consideraciones generales, enfatizando actores y roles.
- Luego se presenta una sección referida al fenómeno de la especulación en el mercado, ilustrada con variadas citas del período 2008 y la actualidad.
- En tercer lugar se analizan tres escenarios conceptuales posibles para la evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional - disminución, aumento y estabilidad - a mediano y largo plazo.
- Se incluye una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, considerando 2 hipótesis contrastadas de precios “altos” y otra de precio “bajos” que dan lugar a los dos Escenarios de precios propuestos. Sendo el del petróleo, el precio director de la energía, de su proyección se deducirán precios para el Gas Natural Licuado y el Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2012.

1. CONSIDERACIONES GENERALES

(La información numérica del mercado petrolero para los países y regiones ha sido tomada de varios números de la BP Statistical Review of World Energy hasta el del mes de junio del 2013)

- i) Prever la evolución futura de los precios del petróleo en el mercado internacional implica considerar escenarios posibles, donde no es la racionalidad económica el elemento principal de los mismos, como lo demuestra el comportamiento de esos precios en los últimos cuarenta años.

Factores políticos imprevisibles han influido en el pasado y siguen influyendo hoy sobre la volatilidad de los precios del crudo y no está claro si han sido consecuencia o causa del comportamiento de los actores que predominaron en el negocio.

Tampoco existe ningún modelo econométrico que explique con certeza la evolución de los precios del crudo en el pasado, más allá de las innumerables variables que en ellos se incluyan.

- ii) Sí es cierto que hoy en el mercado petrolero internacional actúan más actores que en el pasado y la oferta está mucho más diversificada. De todas maneras el peso de cada uno de los actores no es el mismo y la fuerza de algunos consumidores es también diferente.

Hoy la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), con claro predominio de Arabia Saudita, pese a la concertación de producción de 1999-2005-2008, no parece estar suficientemente consolidada como para presentar hacia el futuro, un frente sólido y coherente.

La Comunidad de Estados Independientes (CEI) y fundamentalmente Rusia, evidenciaban, hasta hace unos pocos años, grandes problemas para mantener o acrecentar su producción por falta de recursos económicos y tecnológicos, pero desde mediados del 2000 se observaba una recuperación respecto de los valores anteriores a 1991 que ha llevado a la CEI nuevamente a los primeros planos como productor y exportador especialmente hacia el mercado europeo.

México se debate entre la estrategia de los países de la OCDE adonde se incorporó en 1994 y los países de OPEP, particularmente Venezuela y Arabia Saudita

China ha pasado a ser un importante país importador debido a un crecimiento muy superior de su consumo respecto de su producción.

EE.UU. incrementa su nivel de importaciones ya que mientras cae su producción, se eleva su consumo, particularmente de las naftas por el bajo precio interno de las mismas. Esto parece querer revertirse con la explotación de los yacimientos de shale gas y en menor medida de shale oil. La Agencia Internacional de Energía en su último informe aventura que EE.UU. se convertirá en exportador neto de petróleo para el año 2030. Pero los montos de inversión, muy altos, que requieren estas explotaciones, la rápida declinación de los pozos sometidos a fracturación múltiple, más los problemas ambientales, aconseja esperar unos años antes de tomar posiciones definitivas.

Los países de Europa Occidental, pese a los importantes aportes de Noruega y Gran Bretaña, continúan importando casi el 70% de su consumo.

- iii) Por el lado de los consumidores, lo más notable fue, la expansión de los países de Asia, en especial China. Pero más allá de este panorama EE.UU., por el lado de los consumidores, (especialmente por su presencia militar en el Golfo Pérsico luego de las Guerras de 1991-2003 con Irak y la crisis económica que ha provocado desde mediados del 2008 con sus desequilibrios presupuestario y de comercio exterior), China y Arabia Saudita por el lado de OPEP, parecen ser las fuerzas con mayor influencia en cuanto a las decisiones fundamentales del mercado.
- iv) Otro factor, casi estructural, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado. Por papeles petroleros se entiende en la jerga los instrumentos de títulos y valores que refleja transacciones futuras o bien opciones de compra/ venta: futuros; swaps; opciones; etc.
- v) Por otra parte, los países desarrollados han bajado fuertemente, desde 1980, la intensidad petrolera, tanto por medidas del uso racional de la energía, incluida la sustitución especialmente por Gas Natural y por cambios estructurales en su economía, como por cambios tecnológicos, y estas políticas han disminuido el consumo de petróleo o atemperado la tasa de crecimiento que presentaba en el pasado. De todos modos, entre el 2003 y el 2007 han vuelto a incrementar su consumo. Pero desde mediados del 2008 hasta el 2011 tiende a disminuir en valores absolutos. (Entre 2005 y 2011 el consumo de estos países ha caído a una tasa del 1.4%a.a).
- vi) Por el lado de la oferta, ha disminuido el aporte de yacimientos considerados de alto costo, como los del Mar del Norte (Entre el 2005 y el 2011 la caída ha sido de casi el 7%a.a.). Esta situación parecería explicarse por una importante declinación de sus reservorios. En definitiva, la cuestión no es tan sencilla como desearían algunos analistas. Estos dicen que un aumento del consumo se refleja en una elevación de los precios y de la producción, que puede generar sobreoferta que luego deprime los precios. Frente a esto los productores tienden a disminuir la producción para que vuelvan a subir los precios, mientras los consumidores intentan defenderse bajando el consumo o recurriendo a los stocks.

Por ejemplo, los países de OPEP, acuciados por graves problemas presupuestarios o la CEI necesitada de divisas, han incrementado en muchas oportunidades la producción en períodos de sobreoferta y precios en baja, procurando compensar sus ingresos por el lado de los volúmenes más que de los precios utilizando la misma racionalidad que los países exportadores de productos agrícolas.

Por esta razón tampoco durante muchos años los países de OPEP han respetado sus cuotas de producción tendientes a moderar o detener la caída de los precios, especialmente luego que Arabia Saudita (representa aproximadamente el 30% del aporte) se negara a actuar como variable de ajuste. Pero en 1998 varios países de OPEP pusieron en práctica una estrategia inédita para sostener los muy alicaídos precios del crudo, comprometerse, junto con 6 países productores NO OPEP (entre ellos México, Noruega y Rusia) a reducir casi el 10% la oferta del crudo que producen para así equilibrarla con la demanda y han reiterado la estrategia - parecería que esta vez con éxito - entre marzo de 1999 y 2004, y desde fines del 2007 y principios del 2008 para luego ser únicamente OPEP, a veces acompañada por Rusia, la dedicada a regular su oferta, subiendo o disminuyendo sus cuotas de producción.

- vii) Otro elemento fundamental en la relación de fuerzas es la brecha existente en las principales compañías petroleras multinacionales entre los requerimientos de sus destilerías y la producción de petróleo propia, que con anterioridad a 1986 superaba esos requerimientos y que en el 2011 apenas llega al 64.5%. Esta situación las obligó a pasar de vendedores a compradores de crudo en el mercado y a intensificar la formalización de contratos de asociación con libre disponibilidad del petróleo. Con esta última estrategia las “mayores” llegaban a abastecer los requerimientos de crudo de sus destilerías.
- viii) Por otra parte los grandes países exportadores no tienen integrada la cadena de actividades petroleras y carecen de suficiente capacidad de destilación (para exportar derivados en lugar de crudo), de transporte y de presencia comercial en las estaciones de expendio en los países consumidores.

Pero no puede dejar de tenerse en cuenta que los países de OPEP poseían en el año 2011 el 72.4% de las reservas y 91.5 años de duración de las mismas (que por otro lado también son las de menor costo de producción), frente a 19.5 años de duración de las reservas de los países de OCDE, excluido México.

- ix) Otro elemento que no llegó a ejercer influencia sobre la evolución del mercado petrolero mundial fue la tendencia a la desregulación y privatización de las empresas petroleras estatales en algunos países y la asociación con las multinacionales en otros.

Es que en ninguna de las principales compañías estatales más importantes (incluidas las de China y CEI) existieron previsiones para su privatización y esto implica el 77% de las Reservas, el 58.9% de la Producción y el 60% de la exportación de petróleo crudo del mundo.

Es decir, que la desregulación y/ o privatización total sólo se llegó a efectuar en empresas estatales de países con escaso peso en el mercado internacional.

En cambio la asociación de las principales empresas estatales petroleras con compañías privadas probablemente se ha intensificado, especialmente en las áreas de exploración - producción, pero la misma no ha venido necesariamente acompañada de transferencias de tecnología y gestión (salvo en el caso de China) y de la participación de las empresas estatales en las actividades de refinación y comercialización (estaciones de servicio) de las compañías multinacionales en los países desarrollados, y esta situación lleva a que subsistan focos de conflicto por desequilibrio de fuerzas.

Inclusive en varios países productores exportadores de América Latina (Venezuela, Ecuador, Bolivia) se había, entre los años 2005 a 2010 negociado con contratistas privados multinacionales la reconversión de concesiones o contratos especiales a otros más favorables para los países mencionados.

- x) Pero, por otra parte, el aporte de inversiones extranjeras (en aquellos países de OPEP donde operan empresas estatales), destinadas a exploración y desarrollo de yacimientos, podría ser otro foco de conflictos en el seno de esa organización especialmente en lo referente al cumplimiento de cuotas restrictivas de los niveles de producción, medidas incompatibles con la participación de empresas privadas en upstream. Venezuela fue un buen ejemplo de esta problemática hasta la asunción del presidente Chávez.
- xi) No puede dejar de mencionarse también la fusión entre empresas petroleras incluso entre las “Mayores”, como ha sido el caso de la BP y AMOCO que luego absorbieron a ARCO, la de las soviéticas YUKOS y Sberneft y la de TOTAL –PETROFINA –ELF y la de Chevron-Texaco. Incluso en el 2009 la compra por la canadiense Suncor Energy por su competidora, también canadiense, Petro Canadá. Esta estrategia empresarial se da también en los países periféricos y se explica en la búsqueda de mayor eficiencia operativa para bajar costos y recuperar ganancias.

Si bien no se trata de una fusión entre empresas merece mencionarse el convenio, firmado en el mes de junio del año 2013, entre la estatal Rosneft, la mayor petrolera rusa, y su par china CNPC para suministrarle hidrocarburos durante los próximos 25 años a China. El acuerdo entre las dos potencias representa la extraordinaria cifra de US\$ 270 mil millones y estipula además una colaboración mutua en la explotación de yacimientos tanto de petróleo como de gas, que incluye el preciado sector ruso del Ártico.
- xii) La muy fuerte elevación de los precios del crudo producida desde el año 2005 y hasta el tercer trimestre del año 2008, provocada en gran medida

por la especulación financiera con los papeles petroleros, fue sucedida por la brutal caída de los mismos desde esa fecha y hasta el primer trimestre del año 2009, generada por la crisis económica mundial. Esta tendencia se volvió a revertir posteriormente y los precios a fines del año 2012 estaban en los niveles del año 2008 empujados esencialmente por China y otros países emergentes como India.

xiii) El Petróleo y el Gas Natural “No Convencionales”

Algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables. El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra...) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial. Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345,000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del globo. Y también con casi 7,300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés) considera las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más. Las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro. "El informe muestra un potencial significativo a escala internacional del petróleo y el gas no convencionales. Pero aún no está claro en qué medida los recursos técnicamente recuperables también son aprovechables en términos económicos", apunta Adam Seminski, director de la EIA.

xiv) Un nuevo mapa energético mundial

Las nuevas reservas pueden impulsar un giro en el statu quo de la energía mundial. Hoy por hoy, tan sólo Estados Unidos y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con volúmenes realmente comerciales. Y están llamados a ser protagonistas de este boom de los nuevos hidrocarburos. Estados Unidos parece que será el gran beneficiado. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ya pintó hace unos meses un nuevo escenario global en que gracias a sus reservas no convencionales EE.UU. se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de gas natural y en 2017 también sería líder en producción de petróleo. Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio. La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75,000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58,000 millones) y a más distancia China (32,000 millones), Argentina (27,000 millones) y Libia (26,000 millones). Estos cinco países reúnen más del 60% de todas las reservas de shale oil del planeta.

La batalla por el liderazgo mundial del gas natural no convencional será mucho más apretada. Las estimaciones de la Administración de Información de Energía de EE.UU. reconoce a China como el país con mayores reservas de gas pizarra (con 1,115 billones de pies cúbicos), a la que seguirían Argentina (802) y Argelia (707). Los datos oficiales del Gobierno norteamericano contemplan que las reservas estadounidenses se quedan en los 665 billones de pies cúbicos de gas, lo que le dejaría en cuarta posición. Pero las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos hasta colocarlo en cabeza del ranking mundial. El grupo Advanced Resources International fija las reservas estadounidenses en los 1,161 billones de pies cúbicos, con lo que superaría a China como gran potencia del gas de esquisto.

De todas maneras, otras opiniones, especialmente en Europa, y en algunos Estados de EE.UU. y Canadá, manifiestan inquietudes bien fundadas respecto de los negativos impactos ambientales de la explotación de estos hidrocarburos “No Convencionales”).

Finalmente, salvo en EE.UU. y Canadá, donde ya se están produciendo comercialmente, en los restantes países, las cifras suministradas se parecen más a Recursos que a Reservas, pues aún falta mucha tarea de exploración y comprobación del comportamiento, en régimen de explotación de estas estructuras.

- xv) En definitiva, salvo cambios tecnológicos espectaculares en la producción y/o utilización de otros energéticos (solar-pilas de combustible) que no se puede asegurar se efectivicen masivamente en los próximos 15 años, o una extracción masiva de los hidrocarburos no convencionales (shale y crudos pesados), dejando de lado los negativos impactos ambientales, un escenario de precios estables del petróleo a largo plazo, sólo será posible si se logra una concertación entre los principales actores y fuerzas que se mueven en el mercado. Esto es la OPEP consolidada, la Agencia Internacional de Energía y las Multinacionales y dentro de ellas la subordinación de Arabia Saudita, EE.UU. y China al interés general, la superación de la crisis económica mundial actual. El cumplimiento conjunto de estas hipótesis no parece muy probable a principios del año 2013.

2. LA ESPECULACIÓN

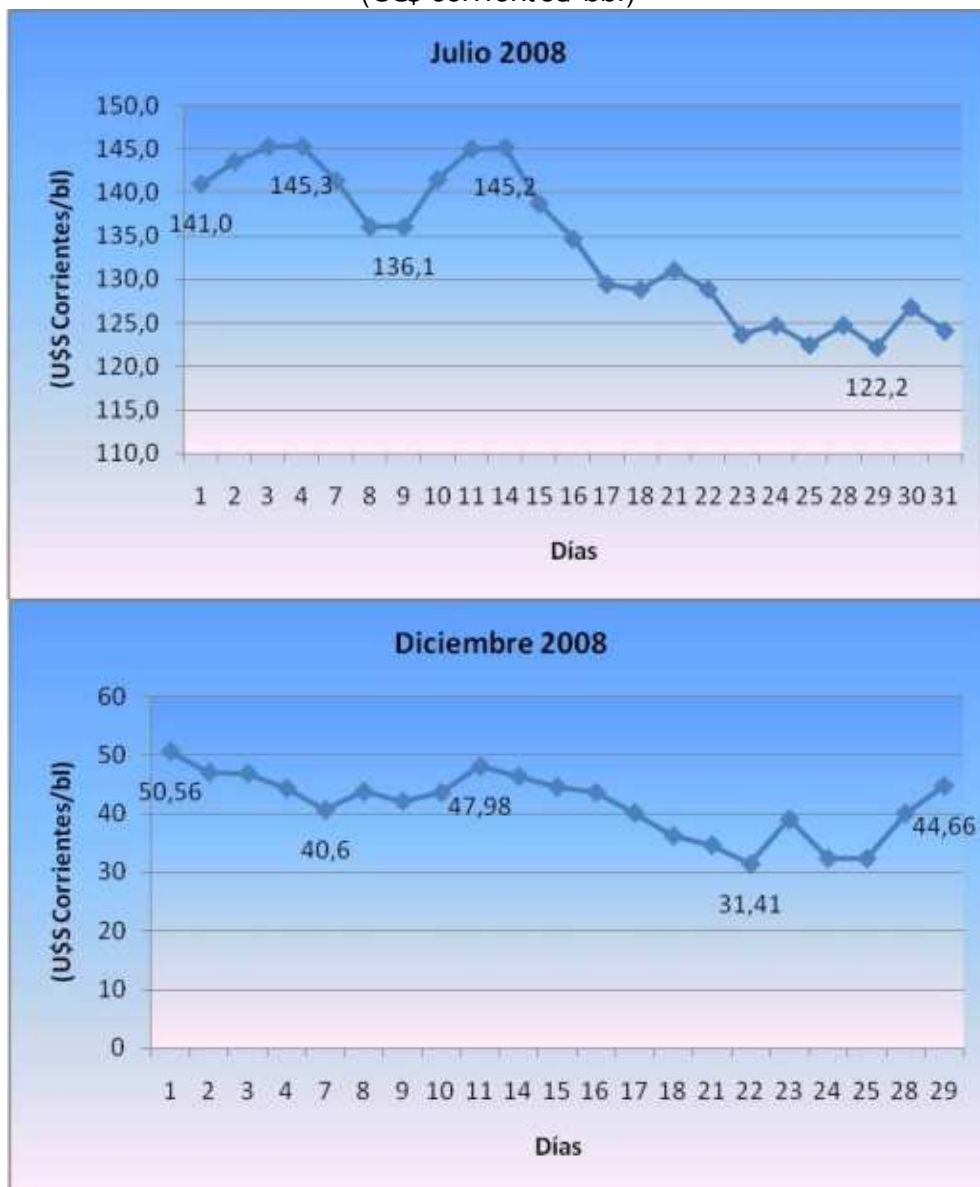
Un factor, influyente desde mediados de la década de los años 1980, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado. Es que los fondos especulativos (hedge funds) actúan en el espacio virtual que es el Intercontinental Exchange (ICE), (donde se efectúa el 51% de las operaciones de los mercados a término), aportando el 35% de las mismas mientras otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversión. Entonces los actores de la industria petrolera tienen una influencia muy limitada respecto de la evolución de los precios y esto explica, en gran medida, la enorme volatilidad de esos precios.

Los especuladores van tras los altos rendimientos en momentos de bajas tasas de interés, acumulan futuros de commodities y hacen subir los precios, pero en algún momento la burbuja estalla y los precios se desploman.

Es que estos especuladores se comportan con una lógica del juego de Bolsa comprando cuando los precios están bajos y vendiéndolos cuando están altos, generando picos y valles a diferentes niveles. Así crean o aprovechan acontecimientos coyunturales que afectan a la industria del petróleo (fenómenos de la naturaleza, huelgas, declaraciones de expertos o líderes mundiales; variaciones de almacenamiento de productos petroleros, etc.) para hacer subir o bajar las cotizaciones, obteniendo así importantes ganancias especulativas.

Estas oscilaciones diarias se pueden apreciar en el Gráfico Nº 2.1, que es un ejemplo de las variaciones diarias de precios del crudo WTI en dólares corrientes en los meses de Julio y Diciembre del año 2008, tomado como ejemplo, que podría repetirse para cualquier mes de los años 2012 o 2013.

Gráfico N° 2.1. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI Meses de Julio y Diciembre 2008
(US\$ corrientes/ bbl)



Fuente: Datos de cotización diaria del Crudo WTI del Diario La Nación, Buenos Aires, Argentina.

A continuación se incluye una serie de opiniones sobre el papel de la Especulación en el aumento de los precios del crudo

- i) *La angustia por el "reciclaje de petrodólares" fue noticia en los años 70. Un temor que hoy en día parece curioso cuando Abu Dhabi Investment Authority intercambia las ganancias de alrededor de 75 millones de barriles de petróleo, el valor aproximado de una semana de importaciones de crudo por parte de EE.UU., por una participación del 4.9% en Citigroup.*

La perspectiva de enormes déficits comerciales no parece tan inquietante como antes, quizá porque EE.UU. ha podido mantener una gran y (hasta hace poco) creciente brecha comercial. Y los mayores mercados emergentes son más robustos que hace 30 años. Está claro que los productores de crudo hoy son inversionistas mucho más expertos que en los 70, aunque nadie sabe con certeza a dónde va todo el dinero. Smon Johnson, economista jefe del FMI, dice que sólo se da cuenta de la mitad de las ganancias de los productores de petróleo. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 30/ 11/ 07).

- ii) *Impulsado por una especulación sin precedentes, el petróleo amenaza con llegar rápidamente a la barrera psicológica de US\$100 por barril. Pero, contrariamente a lo que ocurre desde hace 47 años, la OPEP perdió el control del mercado, que quedó en manos de los especuladores. Desde su creación en 1960, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) había regulado el equilibrio mediante ajustes de precios y de producción. En los últimos años, sin embargo, sus decisiones dejaron de incidir en el mercado. A partir del año 2000, por efecto involuntario de una ley antireguladora firmada por Bill Clinton, el poder fue arrebatado progresivamente por el Intercontinental Exchange (ICE), donde se negocia 51% del mercado a término.*

En ese espacio virtual, los fondos especulativos (hedge funds) realizan 35% de las operaciones y otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversiones que -en total- manejan capitales por valor de US\$1,1 billones. Los actores de la industria petrolera, por lo tanto, tienen influencia limitada. Cinco "actores financieros" -que actúan movidos exclusivamente por criterios de rápida rentabilidad- concentran actualmente 25% de las operaciones que se realizan en el mercado petrolero mundial.

"El sistema es muy opaco y los actores financieros juegan un papel determinante. Los reguladores de la Commodity Futures Trading Commission denunciaron abiertamente el sistema. Eso favorece la dimensión especulativa del mercado, que actualmente es muy fuerte" explicó Pierre Terzian, director del semanario especializado Petrostratégies.

La cumbre de la OPEP, convocada para el 17 de noviembre del 2008 en Ryad, aspira a encontrar algún recurso para neutralizar una especulación que amenaza con precipitar la economía mundial en otra recesión como las de 1974 y 1880. (Diario Perfil, Buenos Aires, Argentina, 3/ 11/ 07)

- iii) *Los Fondos de Inversión Gubernamentales (Sovereign-Wealth Funds), han sido en algunos países producto de la acumulación de dinero*

motivada por el aumento de los precios del petróleo. Por ejemplo el QIA de Qatar, y el KIA de Kuwait y el ADIA de ABU Dhabi. Este último es el mayor del mundo por capitalización, pues posee más de 800 mil millones de dólares. La escalada continuada de los precios de las materias primas y de las exportaciones de las economías emergentes ha permitido una acumulación de liquidez en países en vías de desarrollo de Oriente Medio y Asia. Estos Fondos se han dedicado a adquirir acciones de Bancos y de Empresas de Países Desarrollados. De todos modos no alcanzaron a prevenir la crisis financiera a partir del estallido de la burbuja inmobiliaria en los EE UU. (Cronista, Buenos Aires, Argentina, 13.3.2008).

- iv) *Abdalá el Badri Secretario General de OPEP, repartió las culpas del alza del petróleo entre la especulación y la depreciación del dólar. "La economía de Estados Unidos está en recesión y hay depreciación del dólar, lo que afecta al precio del petróleo haciéndolo subir", manifestó. Según el titular de la OPEP, "los especuladores juegan un papel muy importante (...). El mundo debería poner algún tipo de freno a esa especulación". Por otra parte, consideró que no hay condiciones de mercado que justifiquen esta trepada, del 30 por ciento desde el inicio del año y de más del 100 por ciento en un lapso no superior a los 18 meses. "No hay ningún problema fundamental, el petróleo está siendo provisto normalmente. No hay escasez, es un movimiento especulativo el que está empujando los precios", insistió. "La solución es controlar la especulación", remarcó. El Badri.*

Es que en la jornada del 23 de mayo del 2008 el petróleo se comportó con tendencia fuertemente alcista, superando los 135 dólares por barril, nuevo record tanto para Nueva York (135,09) como para Londres (135,14). Pero sobre el cierre retrocedió bruscamente hasta 130,21 dólares el barril, por una fuerte ola de ventas de contratos y toma de ganancias. Si esto no es operar en forma especulativa, es difícil explicar qué otras motivaciones puedan provocar tan bruscos cambios de posición de los inversores. Hasta el titular de la multinacional angloholandesa Shell, John Hofmeister, sostuvo que fue la política petrolera de Estados Unidos la que ha hecho posible que los especuladores lleven los valores a alturas sin precedente. Afirmó que si las condiciones de mercado no fueran las actuales, el barril de petróleo debería costar entre 35 y 65 dólares, menos de la mitad de su cotización actual. El directivo de Shell concurrió ayer, junto a sus pares de otras petroleras líderes (las "majors"), a una audiencia en la Cámara de Representantes de Estados Unidos, referida justamente a las consecuencias de la disparada del precio del crudo.

En el mercado imperaron una vez más las operaciones de origen financiero para marcar el ritmo de las cotizaciones. "Hay dinero que está buscando mayores rendimientos que las acciones y los bonos; el petróleo lo ofrece y seguirá ofreciéndolo", destacó el analista de uno de los

principales corredores de la bolsa de mercancías de Nueva York (Nymex), centro de negocios que ya se ha convertido en un atractivo no sólo para periodistas, sino también para turistas que lo visitan.

Los corredores de este mercado admiten que los inversores recién llegados son los que les están dando "dinamismo" a las cotizaciones. Los bancos, los fondos de inversión y los fondos de pensión han desertado de las bolsas tradicionales tras la crisis de las "subprimes" -títulos de hipotecas inmobiliarias-, triplicando su participación en los mercados de materias primas en poco más de un año. Hoy mueven una masa de 85 mil millones de dólares, según el banco de negocios Goldman Sachs, que se operan principalmente mediante transacciones electrónicas, lo cual les da más dinámica a los negocios. En un mercado convulsionado, los únicos que parecieron apostar a cierta estabilidad es quienes el 23 de mayo del 2008 cerraron la operación más "larga" que esté registrada actualmente: un contrato de venta, a diciembre de 2016 (a 8 años y 7 meses), a un valor de 142,09 dólares el barril, "apenas" 5.2 por ciento sobre el máximo nivel alcanzado el día 22. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 24 de mayo 2008).

- v) *Los inversores especuladores representan el 25% de la negociación del mercado de futuros del petróleo de Nueva York. El volumen de contratos apostando por el alza del crudo creció un 37% en 12 meses. Aunque la espectacular escalada del crudo tiene su base en sólidos fundamentos de oferta y demanda, lo cierto es que la posición de los llamados inversores especuladores o no comerciales no es, ni mucho menos neutral. Los datos del mercado de futuros de Nueva York (Nymex), la plataforma más importante de negociación de petróleo junto con la de Londres, revelan que las posiciones largas (alcistas) netas abiertas de los inversores no comerciales superan el 188% del volumen total de ese segmento. En número de contratos abiertos, las posiciones alcistas han crecido un 36.9% en un año.*

Entre contratos alcistas y bajistas (cortos) los especuladores alcanzan ya el 24.75% de la negociación de futuros del crudo ligero West Texas, el que se usa de referencia en EE.UU. En sólo tres años, el volumen de negociación de futuros del crudo del Nymex creció un 89%. Pero las posiciones especuladoras al alza han registrado un incremento del 200%. El total de contratos abiertos por los especuladores asciende a 683,209, según los datos de Nymex, que es la única plataforma que revela públicamente el detalle de las posiciones. A 1,000 barriles por contrato, eso arroja un volumen de 683.2 millones de barriles. El saldo neto de posiciones alcistas, porque hay muchos inversores que mantienen simultáneamente contratos al alza y a la baja, equivale a 263.4 millones de barriles: tres veces el promedio diario de consumo mundial de crudo. En abril de 2007, esas posiciones al alza sumaban 192.27 millones de

barriles. La teoría clásica de que los especuladores no dirigen la cotización del crudo, sino que la apuntalan, sigue siendo vigente. Pero no hay duda de que juegan un papel determinante. Entre Londres y Nueva York se negocia a diario una cantidad de petróleo que supera en varias veces el consumo real. Una gran mayoría de los contratos negociados se cancelan antes de expirar, pero marcan la referencia. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 27/ 5/ 08).

- vi) *Los grandes Fondos Especulativos son los responsables de la escalada de precios de las materias primas, según el gerente de Portfolio de Masters Capital Management y pidió medidas al Senado de EE.UU. para limitar el accionar de estos Fondos.*

En cinco años, la presencia de estos fondos se multiplicó por 20 en términos monetarios pasando de 13,000 a 26,000 millones. Sólo en los primeros 52 días del 2008, se estima que estos Fondos inyectaron 55,000 millones en el mercado de futuros de commodities.

En los últimos cinco años, la demanda China de petróleo se incrementó en 920 millones de barriles y los Fondos lo hicieron adquiriendo contratos por 848 millones de barriles más que hace 5 años o sea casi equivalente al incremento de la demanda China (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 25/ 5/ 08).

- vii) *Para el senador demócrata Joseph Liebermann, presidente del Comité de Seguridad Interior, "los especuladores de índices son en parte responsables de afectar a miles de particulares y comercios. Creo que es importante limitar las opciones que tienen estos inversores de maximizar sus ganancias, porque muchos de nosotros terminamos pagando el costo". Se entienden mejor estos conceptos si se tiene en cuenta que el país está en plena campaña presidencial. El legislador agregó en una conferencia de prensa que están evaluando presentar una nueva reglamentación que limite el acceso de los grandes inversores institucionales a los mercados de futuros de commodities, para evitar que los utilicen como cobertura (hedge) frente a las oscilaciones de los demás mercados de acciones, bonos y monedas.*
- Se advirtió que desde 1936 existen leyes que impiden la especulación en estos mercados. Pero a partir del momento en que la CFTD (Commodity Futures Trading Commission) autorizó a los bancos de inversión a utilizar los futuros como hedge para sus clientes institucionales, la regla fue alterada. El objetivo es evitar que los mercados de futuros se vuelvan esencialmente especulativos, cuando en realidad fueron creados para que los productores agropecuarios y las refinerías de petróleo pudieran cubrirse de riesgos tales como el clima, guerras, etc. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 3/ 6/ 08).*

- viii) *Los especuladores controlan el 70% del petróleo que se intercambia en la bolsa de Nueva York, reveló una investigación del Congreso de EE.UU., que sopesa medidas para atarles las manos. La presencia de los especuladores ha dado un vuelco al negocio de la compra-venta de crudo, pues en 2000 sólo controlaban un 37% del mercado, según datos que la Comisión Mercantil de Futuros de Materias Primas dio al Comité de Energía y Comercio de la Cámara Baja. Los futuros nacieron como un mecanismo para que refinerías, aerolíneas y otros grandes compradores de petróleo pudieran firmar contratos a un precio fijo por cierto tiempo y evitar así la volatilidad a corto plazo. Sin embargo, el mercado está ahora dominado por especuladores como fondos de pensiones y bancos de inversión que no llegan nunca a tomar posesión del crudo. Ellos ven el hidrocarburo como una inversión atractiva, y muy resistente frente al efecto corrosivo de la inflación.*

Más allá de los factores políticos y meteorológicos siempre presentes en este mercado, es claro que el fuerte incremento de precios no puede explicarse por los fundamentos de la oferta y la demanda. La teoría económica enseña que la eventual formación de una burbuja exige la presencia simultánea de tres condiciones: brusca y violenta suba de precios que no se corresponda con las oscilaciones de oferta y demanda; importante aumento de las transacciones y, finalmente, la existencia de una especulación financiera. Con respecto a este último requisito, resulta evidente que la especulación consistió en una búsqueda de protección de los capitales financieros globales, los cuales -ante la devaluación del dólar- han buscado refugio en el petróleo. Esta cobertura fue una de las principales causas de la irracional suba de precio, y se estima que, hasta julio del 2008, el 70% de los contratos vigentes en el mercado son de carácter especulativo. Todo indica, pues, que se estaría en presencia de una nueva burbuja. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 6/07/08).

- ix) *La controversia con respecto a si son los especuladores los que están detrás de los altibajos en los precios del petróleo se profundizó, cuando los reguladores estadounidenses presentaron cargos contra un fondo por manipular los precios de los futuros de energía.*

La Commodity Futures Trading Commission (CFTC) dijo que Optiver Holding, un fondo con sede en Holanda, dos de sus filiales y tres ejecutivos de alto rango manipularon los precios de los contratos a futuro de crudo, combustible para calefacción y nafta en el New York Mercantile Exchange al menos cinco veces durante marzo de 2007. (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 29/7/08).

- x) *Según Igor Sechin, jefe de la Delegación Rusa a la reunión de OPEP, del 15 de marzo del 2009, explica lo que a su juicio fueron las causas de la escala de precios del petróleo desde el año 2006 hasta agosto 2009.*

Cantidades enormes de dinero concentrado en las "burbujas financieras" no encontraron aplicación en la economía real y circularon o bien en el interior de las mismas "burbujas" o bien fueron inyectados en sectores de la economía donde surgieron situaciones de bonanza especulativa, cuando el aumento de los precios no está condicionado por la demanda, sino por la expectativa de su continuo crecimiento.

Y uno de esos sectores de bonanza fue el sector petrolero, los contratos futuros de crudo en los últimos años se convirtieron en una especie de divisas alternativa en la que se invirtieron cantidades considerables de recursos en poder de los especuladores financieros.

De la circunstancia anteriormente descrita se desprende la necesidad de imponer cambios en los criterios que se aplican en el momento de establecer los precios del crudo.

Entre las variantes posibles, el funcionario ruso propuso supeditar hasta donde sea posible, los suministros importantes de crudo a contratos a largo plazo.

Esto permitiría a los productores planificar las inversiones en proyectos a largo plazo y tener en cuenta el crecimiento real de los gastos destinados al transporte y la extracción, al momento de fijar el valor del barril de crudo en el mercado.

En los últimos años, los contratos de venta de petróleo a largo plazo tienen escasa aplicación. Los países de la OPEP venden crudo directamente en petroleros dispuestos a zarpar en cualquier momento, hacia cualquier lugar del mundo donde se pague el precio más alto. De la misma forma operan algunas de las compañías petroleras rusas.

Uno de los pocos ejemplos de contratos a largo plazo es uno a 20 años suscrito por la empresa rusa Rosneft y China para el suministro de crudo ruso al país asiático por un ramal del oleoducto Siberia Oriental -Océano Pacífico.

Una de las condiciones del contrato estableció que Pekín debió asignar un crédito por un monto de 25,000 millones de dólares a favor de empresas rusas dedicadas a la construcción del ramal del oleoducto que unirá Rusia y China.

- xi) *AJAY MAKAN Y JAVIER BLAS Investigan presunta manipulación de precios de referencia del crudo (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 21 de Marzo 2013).*

Las principales petroleras europeas, como BP, Shell y Statoil están involucradas en un escándalo por manipular datos que alcanzan operaciones por US\$ 2.5 billones diarios

En algún lugar del edificio de oficinas Madou Towers en Bruselas, los reguladores europeos revisan una montaña de datos sensibles sobre cómo se fijan los precios del crudo.

La semana pasada, en inspecciones simultáneas a oficinas de las mayores petroleras (BP, Royal Dutch Shell y Statoil de Noruega) y de Platts, una agencia de fijación de precios de referencia de la energía, la Comisión Europea dio inicio a una de las investigaciones internacionales más grandes desde que los bancos fueron descubiertos con las manos en la masa manipulando la tasa Libor.

Al igual que con las pesquisa en torno a dicha tasa para préstamos, la apuesta es alta porque las cotizaciones de referencia del petróleo son centrales para la economía global. Los valores que publican diariamente Platts y otras agencias, respaldan operaciones por más de US\$ 2.5 billones en mercados mayoristas de commodities físicos y financieros. Al fin de cuentas, sirven como referencia para las facturas de electricidad que se pagan en los hogares. Y como huelen sangre, los políticos salieron al ataque. De mínima, aguardan multas para las compañías que hayan tenido un comportamiento inadecuado.

Llevará mucho tiempo, probablemente pasarán años antes de que se analicen los datos en su totalidad y algunas investigaciones mueren sin ninguna consecuencia. Pero la pesquisa, que también alcanzó a otras petroleras, ya resuena en el mundo de la comercialización de petróleo. Por primera vez en una generación, los gobiernos se preguntan cómo deberían calcularse los precios de referencia del crudo. Y no todos tienen una respuesta.

El mercado que cubren las agencias de fijación de precios es formidable. El comercio de crudo está fragmentado en cientos de diferentes mezclas de crudo y mercados regionales de productos refinados. Diariamente 65 personas de Platts evalúan más de 400 precios mayoristas de energía.

El campo de juego está lejos de ser parejo. Los operadores de comercializadoras de materias primas como Glencore y Vito, las compañías petroleras como BP y la francesa Total, y los bancos de inversión eligen qué información brindar a las agencias como Platts.

La Comisión Europea en un comunicado declaró: “Hasta las pequeñas distorsiones de precios pueden tener un inmenso impacto” en los mercados. Las referencias físicas también respaldan el valor de los derivados financieros como futuros, opciones y swaps, donde las posiciones suelen ser mayores.

Un informe de la Organización Internacional de Comisiones de Valores (Iosco, por sus siglas en inglés), encargado por los ministros de finanzas del G20, advirtió el año pasado que el actual sistema “crea la posibilidad de manipular el mercado de commodities” y advirtió que la probabilidad de que haya habido un conducta poco ética en el mercado de petróleo “no es una simple conjetura”.

En una carta a los reguladores en 2012, Total Oil Trading, el brazo comercial de la francesa Total, advirtió que había “precios inadecuados” en las referencias, asegurando que “varias veces al año, las estimaciones de los valores del mercado de los principales índices (de energía) no coinciden con nuestra experiencia del día”.

Ya hubo casos en EE.UU. donde petroleras fueron multadas por haber tratado de manipular el precio de referencia del petróleo.

Lenta reacción de los reguladores

Pese a las denuncias y a la historia de manipulaciones anteriores, los reguladores no actuaron de inmediato. La Organización Internacional de Comisiones de Valores tampoco se movió directamente para abordar las preocupaciones de su propio informe, donde sólo publicó las pautas para las agencias de fijación de cotizaciones. Pero al igual que con la tasa Libor, es más fácil detectar los problemas de los precios de referencia del crudo que proponer soluciones. Un gran obstáculo es que no hay nadie a cargo de la tarea. Si bien los mercados de commodities de Londres y Nueva York (donde se comercializan los principales derivados del petróleo) responden a la autoridad de los reguladores financieros, el mercado de crudo físico está desregulado”.

- xii) *Algunos operadores intentan manipular los precios del petróleo (Diario La Nación 19 de Junio 2013
Por Justin Scheck y Jenny Gross*

LONDRES-La Unión Europea dice que está en busca de evidencia que los corredores manipulan los precios del petróleo. Si Halis Bektas está en lo cierto, no debería ser difícil de encontrar.

Bektas, un operador del mercado, describe una estrategia que él mismo ha utilizado: ofrecer vender una cantidad pequeña a pérdida con el fin de reducir la cotización publicada del petróleo para después comprar grandes cantidades a un menor precio.

El corredor indica que la estrategia funciona de la siguiente manera: podría estar estipulada la compra de, tal vez, 80,000 toneladas de fueloil, cuyo precio está ligado al índice de referencia diario publicado por Platts, una división de McGraw Hill Financial Inc. En los días previos a la adquisición, Bektas podría ofrecer vender montos más pequeños a precios de descuento -a veces entre US\$3 y US\$5 por tonelada por debajo de la cotización de mercado- y reportar esos precios de oferta a Platts. Un aspecto clave para que la estrategia funcione es una peculiaridad del mercado al contado de petróleo, en el que los operadores compran y venden muchas cargas de crudo para entrega inmediata. Los acuerdos se negocian en privado y los compradores y vendedores no están obligados a divulgar los precios a cualquiera. Para generar un precio de referencia, Platts depende de la información que entregan los corredores en forma voluntaria, una operación en las antípodas de lo que ocurre con las cotizaciones de las acciones o incluso los contratos a futuro del petróleo, cuyos precios reflejan el análisis de datos exhaustivos provistos por las bolsas.

Cualquiera de los precios descontados reportados por Bektas podría hacer caer la cotización de referencia de Platts, ahorrándole dinero en las compras posteriores. Si los precios caen US\$3 la tonelada, indica, podría ahorrar más de US\$200,000 en un cargamento típico.

Bektas, que encabeza la firma suiza Rixto International Trading Ltd., no es el único corredor que ha recurrido a esta clase de estrategias. Otros operadores entrevistados por The Wall Street Journal señalaron que han participado en transacciones semejantes.

Bektas y otras fuentes dicen que consideran que tales actividades son legales puesto que no implican una colusión con competidores, ni la entrega de precios falsos u otras conductas claramente prohibidas.

Reconocen, sin embargo, que su intención es distorsionar los precios de referencia del petróleo. "A menudo, los operadores consiguen manipular las cotizaciones", asevera Bektas, que ha estado haciendo corretaje durante 20 años. Añade que ha dejado de usar la estrategia y no ha reportado transacciones a Platts -lo cual es estrictamente voluntario- desde el año pasado.

Platts, por su parte, señala que no está al tanto de ninguna instancia en la que sus índices hayan sido manipulados de esta forma. Aclara que sus empleados están adiestrados para identificar precios reportados que parecen no encajar con el mercado y a ignorarlos cuando elaboran el índice. "No estamos conscientes de ninguna evidencia de que nuestras evaluaciones de precios no reflejan el valor del mercado", dijo Platts en un comunicado.

La Unión Europea investiga la manipulación de los índices de referencia como parte de una indagación sobre si los corredores de energía distorsionan los precios del petróleo y otros combustibles para beneficio propio. Los investigadores de la UE realizaron en mayo inspecciones no anunciadas en las oficinas de los gigantes petroleros BP PLC, Royal Dutch Shell PLC y Statoil SA, así como Platts, buscando evidencia de manipulación de índices a partir de 2002. Las empresas han señalado que colaboran con las investigaciones.

La indagación coincide con la mayor preocupación de los reguladores de todo el mundo sobre importantes índices de referencia del mercado que son generados por entidades no reguladas de manera poco clara. Un escándalo sobre la manipulación de la tasa interbancaria de Londres, conocida como Libor, una referencia clave de los mercados financieros, ha envuelto a por lo menos tres bancos. Los reguladores en EE.UU. están averiguando cómo se elaboran los índices de referencia para una forma de derivados llamados swaps de tasas de interés.

Un grupo de reguladores internacionales y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo han expresado su preocupación de que los índices de referencia de los precios del petróleo estén posiblemente siendo manipulados.

La Comisión Europea, el brazo ejecutivo de la UE, indicó en una declaración escrita que "incluso distorsiones pequeñas en los precios evaluados podrían tener un impacto enorme en los precios del petróleo crudo, los productos de petróleo refinado y las compras y ventas de biocombustibles, potencialmente dañando a los consumidores finales".

Scott O'Malia, uno de los cinco integrantes de la Comisión de Comercio de Futuros de Materias Primas de EE.UU., considera la manipulación de los precios del crudo "un área particular de preocupación" ya que los índices de referencia del petróleo influyen sobre cientos de otros índices en todo el mundo. "Tenemos que asegurarnos que los operadores reporten correctamente y que no estén entregando información equivocada para beneficiar sus posiciones financieras o físicas", afirma.

En principio, la manipulación de los mercados para obtener un beneficio financiero es ilegal tanto en la UE como en EE.UU. Pero abogados y ex reguladores señalan que reunir evidencia sólida para llevar tales casos a juicio suele ser difícil. Por ejemplo, las autoridades tienen que probar la intención de engañar al mercado, lo que puede ser difícil en el contexto de las transacciones.

Los mercados internacionales del petróleo presentan una serie de otras complicaciones. El crudo producido en un país puede ser comprado por un operador en otro país y revendido a alguien en un tercer país, planteando interrogantes jurisdiccionales. Susan Court, ex directora de la Oficina de Implementación de la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos, resalta que no existe una definición general de conducta ilegal de mercado que cubra a todos los commodities.

"Lo que para una persona es manipulación, para otra es una negociación en el mercado abierto", expresa. "El problema es que la ley no es clara".

Warren Platt comenzó a producir una publicación mensual de petróleo en 1909 y un boletín diario sobre los precios del petróleo en 1923.

Otras empresas, como Argus Media Ltd. e ICIS, que forma parte de Reed Elsevier Group PLC, publican índices para ciertos productos de combustible. Platts, sin embargo, tiene más de 80% del mercado de precios al contado y es el estándar que sigue buena parte del sector. (Dow Jones & Co., que publica The Wall Street Journal y es propiedad de News Corp., compite con Platts al proporcionar noticias de los mercados de energía).

Hace poco, alrededor de 25 reporteros de petróleo de Platts estaban sentados en el piso 12 de las oficinas de la empresa en Canary Wharf, en Londres. Intercambiaron mensajes instantáneos con los corredores, solicitando los precios a los que estaban comprando y vendiendo las cargas de diesel. Un reportero comunicó los precios a un colega a viva voz, quien ingresó los datos en una computadora, y la empresa después los divulgó a sus suscriptores en forma de titulares.

Puesto que los acuerdos se conciertan en privado en el mercado al contado, Platts no está al tanto de muchos de ellos. Por lo tanto, indican algunos ejecutivos del sector, el índice de referencia no siempre refleja lo que ocurre en el mercado real. (El petróleo se negocia ampliamente en los mercados de futuros, donde los contratos estipulan precios para entrega en una fecha próxima. Esos precios por barril son los que a menudo se mencionan públicamente).

"La breve duración [de las transacciones], el pequeño volumen de negociaciones y el hecho de que puede haber muchas operaciones de cobertura, pero que no son informadas" permite que el proceso de elaboración del índice sea vulnerable "al abuso", escribió Liz Bossley, presidenta ejecutiva de la consultora Consilience Energy Advisory Group Ltd., en una carta enviada en marzo a la Organización Internacional de Comisiones de Valores.

Platts señala que un motivo por el cual las empresas reportan sus transacciones es que quieren un mercado transparente. Agrega que sigue de cerca las negociaciones todo el día, pero se concentra en los últimos minutos de la jornada porque cree que el precio más útil es el de la hora del cierre. En un comunicado escrito, indicó que cualquier información que recibe "debe ser firme y verificable, identificada con el nombre de la empresa, debe ser ejecutable y estar en línea con el mercado, debe moverse incrementalmente, debe ser repetible y debe estar dispuesta a ser examinada por el mercado".

"El criterio es una parte muy importante del proceso de evaluación del mercado", acota el director de petróleo de Platts, Dave Ernsberger. Señala que Platts no toma en cuenta los precios reportados si parece que están siendo utilizados para manipular el índice. "Nadie jamás nos ha demostrado un ejemplo de manipulación de nuestra evaluación", asevera.

Bektas, el operador de Suiza, indica que los corredores siempre han tratado de aprovechar las condiciones "imperfectas" del mercado. "No es sólo manipulación, sino una debilidad en el sistema", anota.

En conclusión, la inestabilidad de países como Irak y del Medio Oriente, la crisis económica mundial que afecta la demanda de los países de la OCDE y disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda de China y Países Emergentes, la aparición del shale oil en especial en EE.UU.; así como la especulación con los papeles petroleros, parecería augurar la permanencia de la volatilidad de precios en los próximos años, quizá a otros niveles algo superiores a los verificados a mediados del año 2012. Mucho dependerá de si la crisis económica (2010-2013) es o no estructural.

3. LOS ESCENARIOS

A continuación se presentan, conceptualmente, tres escenarios posibles de evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional para el mediano y largo plazo, denominados: de disminución, de aumento y de estabilidad.

Luego se incluirá una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios “altos” y otra de precio “bajos”.

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2012., atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que a principios del año 2013 se tienen respecto de penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy).

3.1. ESCENARIO DE DISMINUCIÓN DE PRECIOS

Los factores que contribuirían a disminuir los precios del crudo serían los siguientes:

- i) No es cierto que se hayan agotado las posibilidades de encontrar petróleo barato y es aventurado afirmar que necesariamente los recursos no renovables deben producirse con costos crecientes. Por otra parte, el progreso tecnológico ha hecho bajar los costos en todos los eslabones de la cadena petrolera como lo demuestran las actividades costa afuera en el Mar del Norte y los costos de perforación de pozos en EE.UU. Entre 1990 y 2002 dicha disminución se estima en un 30%. Por ejemplo en Irán se han descubierto en 2002 importantes yacimientos, y en Irak quedan enormes reservas potenciales. Incluso en Brasil se anuncian descubrimientos importantes al menos, para los actuales valores de reservas comprobadas de este país, pero aún falta confirmar la magnitud de los mismos, ya que se encuentran debajo de un manto de sal y a más de 2000 metros de columna de agua. A esto habría que agregar los Hidrocarburos provenientes de las estructuras de shale y tigth “descubiertas” en la primera decena de años del siglo XXI.

De todas maneras, en EE.UU. los costos de producción han aumentado durante los años 2000 y hasta el 2012. Incluso las cuencas que existen en el Mar Caspio (en áreas de Azerbaijan, Kazakhtan y Uzbekistan) tienen

una magnitud tres veces y media mayor que las remanentes del mar del Norte.

- ii) Si se confirmase, no sólo la magnitud sino la viabilidad económica y ambiental de poner en producción sostenida las que se mencionan como cuantiosas “reservas” de shale y de tigh oil, en especial en EE.UU., este país dejaría de ser importador de petróleo en el mediano plazo e incluso algunos aventuran que podría exportar. En este caso se generaría una sobreoferta de petróleo, acentuada si con China ocurriera lo mismo, y quedarían Europa, Los “Tigres de Asia”, India y los países subdesarrollados importadores como principales demandantes. Esta situación debilitaría a OPEP como formador de precios y contribuiría a una tendencia a la baja de los precios del crudo.
- iii) Hoy el agotamiento inminente de las reservas petroleras no es sostenido seriamente por casi ningún analista (a nivel mundial durarían cuarenta años) y se incrementa cada vez más el porcentaje de recuperación del volumen in situ descubierto.
- iv) El nivel de costos de extracción de la mayor parte de las reservas de petróleo es muy bajo como para justificar aumentos de precios. Así los costos de desarrollar y producir un barril de petróleo oscilan entre 3 y 10 US\$ en Medio Oriente (61.0% de las Reservas y 30.8% de la Producción) y entre 5 y 20 US\$ en México, Venezuela y Colombia (8.1% de las Reservas y 8.2% de la Producción). Incluso, una parte importante del crudo del Mar del Norte puede extraerse a menos de 20 US\$ (1.0% de las Reservas y 5.5% de la Producción). Las empresas dan valores entre dos y tres veces mayores. De todas maneras la obtención de los crudos de shale pueden costar más del doble que los de origen convencional.
- v) Tampoco parece probable una expansión de la economía y del comercio de los países desarrollados que implique un fuerte aumento en el consumo de petróleo (representan el 51.5% del total mundial y en los últimos diez años han disminuido el consumo de petróleo al 0.5% a.a.). Por otras razones (problemas de deuda externa e inestabilidad en el largo plazo en los precios de las materias primas, etc.) los países subdesarrollados que en conjunto consumen el 29.6% del petróleo del mundo, difícilmente incrementen sustancialmente sus requerimientos del mismo, pese a que su tasa de expansión es casi 5 veces mayor a la de los desarrollados. La evolución del consumo de petróleo por regiones geoeconómicas en el período 2001 a 2011 indica lo siguiente:

Región geoeconómica	Tasa anual acumulativa 2001/ 2011
Mundo	1.30%
OCDE	-0.50%
Sudeste Asiático (*)	2.00%
Resto subdesarrollados	4.70%
China	7.20%
Europa Oriental	1.90%
CEI	1.50%

(*) Hong Kong, Malasia, Singapur, Corea del Sur, Taiwán y Tailandia.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Los países del Sudeste Asiático y Japón, es muy improbable retomen las altas tasas de crecimiento de los primeros años de la década del 90 y solo aparecen China e India, que en conjunto representan el 15.4% del consumo mundial, con tasas de casi el 6.4% anual acumulativa (a.a.), entre 2001 y 2011.

- vi) La caída de los precios contará con el beneplácito de las compañías refinadoras de los países desarrollados que aumentarán sus márgenes en esta etapa de la actividad, ya que en general los precios de los derivados no acompañan en igual medida la baja en los precios del crudo.
- vii) La falta de acuerdo entre los países de OPEP que no estarían dispuestos a continuar perdiendo mercado a costa de los exportadores NO OPEP, además de estar acuciados por su deuda externa y déficit de balance comercial. Estas razones motivarían los incumplimientos de las cuotas de producción. La recuperación del aparato productivo en Irak y las inversiones de empresas extranjeras en los países productores subdesarrollados también contribuirían a aumentar la oferta de crudo.
- viii) No se consideran viables, en este escenario, los acuerdos de producción entre 10 países de OPEP y de NO OPEP, e incluso podría generarse una posible guerra de precios.
- ix) Las medidas de protección del medio ambiente y la búsqueda de una menor dependencia petrolera por parte de los países importadores de la OCDE, impulsará políticas de ahorro de energía y sustitución y la continuidad de mejoras tecnológicas, que provocarán una caída del consumo o un descenso de la tasa de crecimiento del mismo.
- x) La estrategia de los países exportadores de no facilitar la penetración de nuevos energéticos sustitutos del petróleo que sí podría producirse con precios del crudo altos.

3.2. ESCENARIO DE AUMENTO DE PRECIOS

Los factores que contribuirían a aumentar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Las posibilidades de incrementar la producción de crudo en el futuro (después del 2013) dependen casi exclusivamente de los países de OPEP (especialmente los del Golfo Pérsico y con la incorporación de las reservas de crudos pesados de la Faja del Orinoco en Venezuela) y de los crudos pesados de Canadá y la todavía la incógnita de los shale oil de EE.UU., mientras que los otros países de la OCDE encuentran serias dificultades para no disminuir su producción. México, debido al crecimiento de su consumo y la falta de inversiones en exploración, tampoco parece muy probable pueda aumentar fuertemente sus exportaciones. Brasil puede incluso convertirse en exportador neto con las reservas de pre-salt.

Según La Agencia Internacional de Energía para satisfacer la demanda de petróleo entre el año 2012 y el año 2035 harían falta, según los Escenarios, cerca de 8,100 miles de millones de dólares del año 2012 un monto de inversiones que no podría obtenerse con los precios del crudo de principios del 2009 (40US\$/ bbl), pero probablemente sí podría hacerse con los del año 2013 cercanos a los 100. Estos países aspiran a que los precios no bajen de 90 US\$2012/ bbl para el crudo WTI.

Irán requeriría 250,000 10⁶US\$ por 20 años para desarrollar los yacimientos del Mar Caspio, o un equivalente de 20,000 a 30,000US\$ por barril de capacidad, hasta alcanzar los 5 10⁶bl/ día de producción.

Irak requeriría entre 88 y 140 mil millones de dólares para alcanzar los 5 a 6 10⁶bl/ día.

- ii) Las compañías multinacionales petroleras, que han ido perdiendo la propiedad de las Reservas y de la producción de crudo, están intensificando la formalización de contratos de exploración-producción en áreas de países subdesarrollados NO OPEP y en la CEI (ex-URSS).

Si los mismos resultaran exitosos comenzarían a producir dentro de 5 a 8 años con precios del crudo recuperados en moneda constante. De esta manera restablecerían el equilibrio entre la producción de petróleo propio y el requerido por sus refinerías. Pero lo anterior requiere inversiones que deben provenir del aumento de precios.

Por otra parte, algunas multinacionales como MOBIL y EXXON, aducían la imposibilidad de recortar más sus costos, como lo venían haciendo en los

últimos diez años con costos medios de producción de 11.50 US\$/ bbl para MOBIL y 7 US\$/ bbl para EXXON.

Esta situación las ha llevado a fusionarse entre sí para reducir costos y disponer de mayores montos para proyectos de inversión que los que podría obtener por si solos.

También expresan que la competencia eliminó las ventajas tecnológicas y por eso el cambio hacia la concentración apareció como única salida.

- iii) Con precios bajos del petróleo se dificultan o desaparecen los incentivos para las inversiones en ahorro de energía y en sustitución del petróleo por otras fuentes, en especial las denominadas no convencionales (auto solar, fotovoltaica, eólica, bioenergías, hidrógeno, etc.).
- iv) Los proyectos de Recuperación Secundaria y Asistida necesitan también precios superiores a los actuales.
- v) La producción de una parte importante de la industria petrolera de EE.UU., se vería afectada, con precios en baja, y esto generaría presiones de un importante sector de la economía de este país. La nueva política energética de EE.UU. anunciada por Obama, requiere en una primera etapa precios altos del petróleo.

Algo similar puede suceder con algunos yacimientos del Golfo de México y con los Shale y con los pre-salt.
- vi) En el caso de que se decidiera la explotación intensiva de los yacimientos de shale y de tight oil, se requerirían inversiones muy superiores a las que requieren las explotaciones de crudo convencional: Es que en los “no convencionales” la producción declina mucho más fuertemente, en consecuencia es necesario perforar más pozos, cuyo costo es casi 2 o 3 veces superior, así como son superiores los costos operativos, por ejemplo los gastos en energía para inyectar las soluciones de agua, arena y productos químicos, siempre con respecto a las explotaciones “convencionales”. En consecuencia estas tecnologías requerirían precios más altos que los actuales.
- vii) El mercado petrolero de los países desarrollados tendería a expandirse nuevamente con bajos precios del crudo, como ocurrió con las naftas en EE.UU. en los años 2010 y esto repercutiría sobre la demanda elevando esos precios.

- viii) Los países de OPEP deberían consensuar su política de producción para mantener en el corto plazo el cumplimiento de las cuotas y convenir con los exportadores NO OPEP (México, Egipto, Noruega, Gran Bretaña y la CEI, especialmente) una regulación. Este escenario supone el éxito de la estrategia implementada en este sentido en 1999 y su reiteración con la participación de Rusia en el 2008 -2009.
- ix) Los proyectados impuestos a la emisión de CO₂ para atemperar el efecto invernadero previstos por la Unión Europea para fines del siglo pasado y que de tanto en tanto se reiteran. Si bien esto elevaría los precios al consumidor, la renta no sería apropiada por los productores y el efecto del menor consumo disminuiría posteriormente los precios.

3.3. ESCENARIO DE PRECIOS ESTABLES EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Los factores que contribuirían a estabilizar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Una amplia concertación entre los principales actores en juego: OCDE, OPEP, Multinacionales, Bancos y principales exportadores NO OPEP. Esto implicaría el consenso dentro de OPEP y la conformidad de Arabia Saudita, de igual manera que la de EE.UU. dentro de la OCDE. Después de la guerra de Irak en el 2003 parecía más improbable que EE.UU. aceptara esta concertación, pero la crisis económica mundial puede cambiar esta actitud o moderarla.

Esta concertación debería asegurar un nivel de precios razonables que asegure las inversiones: para ampliar la capacidad de producción (incluida la búsqueda de nuevas reservas) para aplicar medidas de conservación de energía, para moderar el impacto ambiental, para mejorar las tecnologías que compensen por el lado de la disminución de costos el exceso en el aumento de precios, etc.

Los niveles de precios del año 2012 oscilante entre los 95-110 2012US\$/ bl para el crudo WTI parecen adecuados.

Todo esto no podría alcanzarse si no se generaliza entre estos actores la distribución de la renta petrolera y se facilita el acceso de todos los países al abastecimiento petrolero.

- ii) Otro aspecto esencial sería la eliminación de la especulación financiera producida con el manejo de los papeles petroleros en los mercados bursátiles, que ha sido una causa no despreciable de la inestabilidad de precios en los últimos diez o veinte años. Un camino podría ser el

establecimiento de un organismo mundial de control de los mercados que realizan transacciones con papeles petroleros, como el Nymex y similares, cosa que parece muy poco probable.

- iii) La próxima década parecería propicia para buscar entre todos los actores mencionados un nuevo orden petrolero, que sin dejar de lado la influencia del mercado, implique la cooperación entre las empresas y restantes actores. Esta cooperación debería permitir nuevas formas de asociación entre empresas estatales y compañías internacionales, donde éstas pongan su tecnología, su capacidad de gestión y parte del financiamiento y las empresas estatales conserven su soberanía sobre los recursos y la apropiación de la renta e incursionen también en las etapas de refinación, venta de derivados y petroquímica en los países desarrollados, ya sea en acuerdo con las multinacionales o conformando empresas internacionales con otras empresas estatales.

Una condición necesaria para facilitar este camino será que las empresas estatales dejen de actuar como oficinas administrativas y recaudadoras de impuestos para los gobiernos y se conviertan en verdaderas empresas, con moderna capacidad de gestión, libertad de acción, rendición de cuentas de lo actuado a los organismos de control gubernamental, sin por eso descuidar o relegar el abastecimiento petrolero de sus propios países.

Como puede apreciarse una serie de condiciones que parecen muy difíciles de cumplir.

4. SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO

En síntesis puede decirse:

- i) En los años 1920 a 1950, los precios FOB de lista dependían grandemente de los precios de los crudos americanos de (alto costo).
- ii) En la década de 1950, se desplazaba el centro de gravedad hacia Medio Oriente, y se producía -por la masiva oferta de crudos medio-orientales- una permanente caída de los precios FOB de lista (a excepción de los años de la crisis de Suez), que favorecía a los países importadores.
- iii) Recién después de 1957, comenzaban a "independizarse" los precios de Medio Oriente de los precios FOB Golfo de México.
- iv) En la década de los años 1950 y 1960, se observaba la coexistencia de varios centros de referencia: Golfo de México, Golfo Pérsico, Sdón.

- v) La aparición de OPEP en 1960 detiene el deterioro en valor absoluto de los precios pero no impide la pérdida del poder adquisitivo de sus países miembros.
- vi) La década de los años 1970 está signada: por la nacionalización de las propiedades de las multinacionales operantes en OPEP; por la determinación de los precios -que se cuadruplican en valor absoluto- por parte de esta organización; por la defensa del valor adquisitivo del crudo; por la consiguiente conmoción geopolítica en los países industrializados; por la reorientación de la política de las multinacionales petroleras que se lanzan a la diversificación de actividades, carbón, uranio, gas, petroquímicas, minería, tecnología, para captar rentas de otras áreas, etc. etc.
- vii) La década de los años 80 pone nuevamente las "cosas en su lugar". Los países desarrollados retoman la iniciativa, OPEP deja de fijar unilateralmente los precios del crudo y estos vuelven a sus niveles anteriores a 1974.

La OPEP, sumamente debilitada, ve resquebrajarse la disciplina entre sus miembros, en cuanto al cumplimiento de las metas acordadas y tiene que moverse en un mercado más diversificado y competitivo.

Los problemas de endeudamiento externo provocados en gran medida por los excedentes de petrodólares, de la década del 70, afectan a casi todos los países de OPEP y otros subdesarrollados exportadores que compiten entre sí y con Gran Bretaña, México, Noruega y La entonces URSS por aumentar su participación en las ventas de petróleo. Esto los lleva a comportarse con una racionalidad económica similar a la de cualquier país exportador de materias primas del llamado Tercer Mundo, que trata de compensar con mayores volúmenes de producción los bajos precios.

- viii) En la década de los 90 y principios del siglo XXI, el mercado consumidor, en especial en los países desarrollados, se reactivaba levemente, a pesar de esos bajos precios, vigentes hasta el año 2003, ya que los esfuerzos tecnológicos disminuían la intensidad en el uso de petróleo por unidad de bien o servicio producido. Por ejemplo en EE.UU. desde 4.7 US\$ 2000 de PIB/MBTU en 1990 hasta 3.4 en el año 2007. De todas maneras fueron China, la India, los Países del Sudeste Asiático y Otros Países Emergentes, los dinamizadores de la demanda mundial de petróleo. Las multinacionales petroleras más concentradas regresaban al negocio y conseguían, por parte de los países subdesarrollados, excelentes condiciones en los contratos para explorar-explotar áreas fuera de EE.UU. y el Mar del Norte. Áreas que comenzaron a producir con precios más altos, entre el 2006 y el 2008. Estos altos precios implicaron en el año 2008 ingresos de 974,000 millones de dólares corrientes a OPEP y EXXON obtuvo en el mismo año con 42,220 millones de dólares corrientes los beneficios más altos de su historia.

La ocupación de EE UU.-Gran Bretaña de Irak aumentó la presencia de las empresas petroleras de esos dos países en el Golfo Pérsico, aspecto que junto a su posicionamiento en Afganistán, les abrió las puertas del crudo de dicho golfo y del Mar Caspio. Esta situación no afectó seriamente el poder de OPEP para decidir los niveles de precios del petróleo internacional, ya que dichos precios continuaban siendo volátiles como convenía los especuladores de los papeles petroleros.

Con mucho optimismo podría desearse que todos los protagonistas de esta historia estén de acuerdo en buscar un nivel mutuamente adecuado para los precios, (ya superada la crisis del Golfo de 1990 y superando el segundo contra shock petrolero de 1998; el tercer shock del 2006-2008, se controlen los conflictos en el Medio Oriente y en el Caspio y se supere el contra shock de fines del 2008 y años subsiguiente si es que la crisis económica mundial no es de tipo estructural” .

Si la crisis no fuera estructural es posible que el derrumbe del comercio mundial y los problemas sociales y económicos de los Países hagan pasar a segundo o tercer lugar el problema de los precios de la energía y con ellos los del petróleo.

- ix) Casi 40 años después de la famosa "crisis" de octubre de 1973, los países que se suponía previamente serían los grandes beneficiados por aquella "crisis", padecieron, quizá hasta mediados de la primera década del siglo XXI, las consecuencias, ya que la casi totalidad de los del Tercer Mundo exportadores de petróleo debieron recurrir al endeudamiento externo para equilibrar sus balanzas de pagos. De todas maneras los ingresos de los Países de OPEP de la reciente bonanza, al igual que la de los años 70 se reciclaron, en buena medida, hacia los países Desarrollados. Por el contrario, los que se consideraban víctimas de la "brutal" alza del precio del crudo, o sea los países industrializados importadores vivieron, al menos hasta el año 2008, una situación de relativa abundancia.
- x) La crisis de los años 2010 en adelante, muestra en una primera etapa una recuperación de los precios de las materias primas, que en principio beneficia a los países subdesarrollados, que de todas maneras siguen importando bienes de capital siempre a precios altos. China se está convirtiendo en el motor que mueve en parte la economía mundial pero no puede desprejiciarse ni minimizarse el rol de EE UU. y de Europa del Oeste e incluso el de Rusia. Es que a principios del siglo XXI, precios altos o bajos del crudo no provocarán ni el derrumbe, ni la expansión de las economías desarrolladas, porque otros factores mucho más importantes que el precio del petróleo (entre ellos el poder financiero) son quizá los verdaderos causales de las expansiones o de los derrumbes de las economías.

5. PRECIOS INTERNACIONALES PETRÓLEO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS 2013-2035

Aquí se realiza una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios de “ALTOS” y otra de precio “Bajos”.

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2011, atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que, a principios del año 2013, se tienen respecto del penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy)

La metodología se ejemplifica, en parte, con el Escenario de “Máxima”

5.1. DATOS

Fuente: BP AMOCO STATISTICAL REVIEW of world energy: Chase Manhattan Bank, Petroleum Economist y Oil and Gas Journal.

5.1.1. EVOLUCIÓN DE INVERSIONES EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DEL MUNDO: PERÍODO 1982-2012

Quadro 5. 1.1

AÑO	Inversiones Mundo Estimadas: 10 ⁹ US\$2012
1982	149.52
1983	120.85
1984	126.70
1985	107.82
1986	88.83
1987	83.59
1988	77.54
1989	81.22
1990	95.86
1991	108.11
1992	95.98
1993	95.98
1994	115.80
1995	132.31
1996	136.57
1997	138.68
1998	114.29
1999	79.88
2000	173.49
2001	227.52
2002	194.19
2003	229.53
2004	261.35
2005	247.45
2006	310.60
2007	327.44
2008	355.39
2009	392.88
2010	453.09
2011	350.33
2012	371.40
Acumulado 1982-2012	5,844.19

Fuentes:

- 1982-2007: En base a Lehman Brothers: July 2, Diciembre 2007 varios número de Oil and Gas Journal.
- 2008: Estimado
- 2009-2010: Oil & gas Journal mar 7 2011
- 2011-2012: World Energy Outlook 2012, suponiendo el 60%sea para petróleo y el 40%para Gas Natural
- Los valores en US\$ 2012 se calculado en base al Índice de Precios al Consumidor de EE UU.

5.1.2. EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL MUNDO ENTRE 1982 Y 2012 (10^6 BLS/DÍA)

Quadro 5.1. 2

ANO	10^6 BLS/ día
1982	57.00
1983	53.41
1984	57.69
1985	57.44
1986	60.56
1987	60.70
1988	63.24
1989	64.18
1990	65.68
1991	65.26
1992	65.70
1993	65.92
1994	67.12
1995	68.10
1996	69.90
1997	72.23
1998	73.58
1999	72.37
2000	74.91
2001	74.77
2002	74.50
2003	76.86
2004	80.36
2005	81.31
2006	81.69
2007	81.73
2008	82.34
2009	80.73
2010	82.48
2011	83.58
2012	85.90
Acumulado 1982 a 2012	2,201.23

Fuente: BP Statistical Review.

5.1.3. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CRUDO (WTI) ENTRE 1982 Y 2012 (US\$ 2012/BBL)

Quadro 5.1.3

Año	Precio WTI (US\$ Corrientes/bbl)	Índice Precios al Consumidor EE.UU. Base 2012=100	PRECIO WTI FOB US\$ 2012/bbl.
1982	33.65	42.05	80.02
1983	30.30	43.41	69.81
1984	29.34	45.28	64.80
1985	27.99	46.89	59.69
1986	15.05	47.76	31.51
1987	19.19	49.51	38.76
1988	15.98	51.55	31.00
1989	19.68	54.04	36.42
1990	24.52	56.96	43.05
1991	21.54	59.36	36.29
1992	20.57	61.14	33.64
1993	18.45	62.97	29.30
1994	17.21	64.58	26.65
1995	18.42	66.42	27.73
1996	22.16	68.38	32.41
1997	20.61	69.95	29.47
1998	14.39	71.03	20.26
1999	19.31	72.60	26.60
2000	30.37	75.04	40.47
2001	25.93	77.18	33.60
2002	26.16	78.40	33.37
2003	31.07	80.19	38.75
2004	41.49	82.32	50.40
2005	56.59	85.11	66.49
2006	66.02	87.86	75.15
2007	72.2	90.36	79.90
2008	100.06	93.79	106.68
2009	61.92	93.41	66.29
2010	79.45	94.90	83.72
2011	95.04	97.95	97.03
2012	93.32	100.00	93.32

Fuente: BP Statistical Review: Precios corrientes y Bureau of Labor Statistics: Índice Precios Consumidor, Washington, DC.

El precio medio para el período 1982 – 2012 se calcula ponderando por la producción de cada año

$$\text{Precio Medio} \sum_{1982}^{2012} = 52,31 \text{ u\$s 2012/bl}$$

5.2. PROYECCIONES DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO

En base a una estimación para el 2013 y considerando los valores adoptados de World Energy Outlook, IEA, 2012, se calculan las proyecciones para ambos escenarios.

5.2.1. DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO ENTRE 2013 Y 2035 (10^6 BL/DÍA)
ESCENARIO DE “ MÁXIMA”

Quadro 5.2.1

Año	10^6 bls/día
2013	86.70
2014	87.73
2015	88.78
2016	89.83
2017	90.91
2018	91.99
2019	93.09
2020	94.20
2021	94.56
2022	94.92
2023	95.28
2024	95.64
2025	96.00
2026	96.36
2027	96.73
2028	97.09
2029	97.46
2030	97.83
2031	98.20
2032	98.57
2033	98.95
2034	99.32
2035	99.70
Acumulado 2013-2035	2,179.83

Fuentes:

Año 2013: Estimación en base a datos del mes de Mayo de OPEP.

Años 2020 y 2035: World Energy Outlook 2012 IEA, Escenario Nueva Política página 102.

Años 2014 a 2019 Interpolando entre datos 2013 y 2020.

Años 2021 a 2034 Interpolando entre datos 2020 y 2035.

5.2.2. DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO ENTRE 2013 Y 2035 (10⁶ BL/DÍA) ESCENARIO DE “MÍNIMA”

Quadro 5.2.2

Año	10 ⁶ bl/día
2013	86.70
2014	87.35
2015	88.01
2016	88.67
2017	89.34
2018	90.01
2019	90.68
2020	91.37
2021	91.26
2022	91.15
2023	91.04
2024	90.93
2025	90.82
2026	90.71
2027	90.60
2028	90.49
2029	90.38
2030	90.27
2031	90.16
2032	90.06
2033	89.95
2034	89.84
2035	89.73
Acumulado 2013-2035	2,069.52

Fuentes: Año 2013: Estimación en base a datos del mes de Mayo de OPEP.

Años 2020 y 2035: World Energy Outlook 2012 IEA, Escenario nueva política atemperado, página 102.

Años 2014 a 2019 Interpolando entre datos 2013 y 2020.

Años 2021 a 2034 Interpolando entre datos 2020 y 2035.

5.2.3. DATOS DE INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 2013-2035:

En base a estimaciones de World Energy Outlook, IEA, 2012

- Escenario de “Máxima” : 8,908 10⁹US\$ 2012
- Escenario de “Mínima”: 8,640.72 10⁹US\$ 2012

5.3. VALOR HISTÓRICO DE LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO PARA CREAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN MUNDIAL ENTRE 1982 Y 2007

q_o: capacidad ociosa al 31/ 12/ 12

q_{TM}: Capacidad total media

q_e: Capacidad neta

q_d: Capacidad a reponer

q_e: 85.90 10⁶ bl/ día –57.0 10⁶ bl/ día = 28.9 10⁶ bl/ día

q_o: 3 10⁶ bl/ día

q_{et}: q_e +q_o = 28.9 + 3 = 31.9 10⁶ bl/ día

Hipótesis de Declinación: 10%a. a.

$$q_d : 0,1 \sum_{1982}^{2012} = 0,1 \times 2201,23 10^6 \text{ bl/día} = 220,12 10^6 \text{ bl/día}$$

$$q_{TM} : q_{et} + q_d = 31,9 + 220,12 = 252,023 10^6 \text{ bl/día}$$

- Inversión Mundial acumulada: 82-2012

5844,2 . 10⁹ us\$ en 24 años

- Inversión histórica para crear un barril día de capacidad de producción

$$\frac{5844,2 \cdot 10^9 \text{ u\$s}}{252,03 \cdot 10^6 \text{ bl/día}} = 23188,5 \text{ us\$/bl - día}$$

con 10%a. a. de declinación

5.4. HACER LO MISMO PARA LA PROYECCIÓN QUE EN 5.3

Obtener la inversión proyectada por bbl día de capacidad para, por ejemplo, 5% de Declinación de la Producción, se supone un fuerte esfuerzo de recuperación de la capacidad de los pozos.

Tener en cuenta que el Mundo tiene $3 \cdot 10^6$ bbl/día de capacidad ociosa de producción al 31/ 12/ 2012.

5.5. COMPARAR LAS (INVERSIONES/BBL-DÍA) HISTÓRICAS Y LAS PROYECTADAS

Eso dará el incremento de dichas inversiones entre el futuro y el pasado.

5.6. ESTE MISMO INCREMENTO DEBERÍA APLICARSE AL PRECIO MEDIO HISTÓRICO

(52.31 US\$ 2012/ bl) y así se obtendría el precio medio para el período 2013-2035. Este valor medio futuro del precio, oscilaría entre 95.90 US\$ 2012/ bl de 2012 y un precio X en el año 2035, tal que el promedio sea el valor medio futuro del precio calculado.

5.7. LOS VALORES SE ESTIMARÁN PARA LOS AÑOS 2013 A 2035

Se estima en 86.7 US\$2012/ bl para el año 2013 Los valores de precios calculados serán FOB.

5.8. ESQUEMA DE CÁLCULO

a) Para el precio medio histórico

Precio Medio Histórico = P_{mh}

$$\sum_{1982}^{2012} P_{ih} \times Q_{ih} = \text{Ingreso de la Producción histórica}$$

$$\sum_{1982}^{2012} Q_{ih} = \text{Producción Acumulada}$$

$$(1) P_{mh} = \frac{\sum_{1982}^{2012} P_{ih} Q_{ih}}{\sum_{1982}^{2012} Q_{ih}}$$

- b) Para calcular el precio medio futuro cambiar 2030 por 2035 y 2008 por 2013

Precio Medio Futuro = P_{mf}

$$\sum_{2008}^{2030} Q_{fh} = \text{Producción Acumulada Futura}$$

$$\sum_{2008}^{2030} P_{if} \times Q_{if} = \text{Ingreso de la Producción Futura}$$

$$(2) P_{mf} = P_{mh} \times f$$

$$(3) f = \text{factor} = \frac{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad futura}}{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad histórica}}$$

Cuando:

$$(4) P_{mf} \times \sum_{2013}^{2035} Q_{if} = \sum_{2013}^{2035} P_{if} \cdot Q_{if}$$

Donde P_{mf} es el calculado en (2).

P_{if} : es la serie de precios incógnita entre el 2008 y el 2030.

$\sum_{2013}^{2035} Q_{if}$: es la producción acumulada futura, que es un dato sugerido.

$\sum_{2013}^{2035} P_{if} \cdot Q_{if}$: $\sum_{2013}^{2035} P_{if} \cdot Q_{if}$ es el ingreso calculado de la producción futura conocida con los precios P_{if} desconocidos.

Es decir es una ecuación con 21 incógnitas (los valores de P_{if}) que se calcula por tanteo ya que se fijan los valores del año 2013.

En el Cuadro Nº 5.8.1 se muestran los resultados de la simulación para El Escenario de Precios de “Máxima”.

En el Cuadro Nº 5.8.2 se muestran los resultados de la simulación para El Escenario de Precios de “Mínima”.

En el Gráfico Nº 5.8.1 se muestran los resultados de la simulación para los Escenarios Precios “ALTOS” y “BAJOS”.

En ambos escenarios puede observarse que la tendencia, fundamentada en el inicio de este documento, es hacia un crecimiento en los niveles de precios, en moneda constante, que en el caso del Escenario de Precios BAJOS es más leve y algo mayor en el Escenario de Precios ALTOS.

Ambos Escenarios implican una disminución en la tasa anual acumulativa de crecimiento del consumo total de Energía (esencialmente por medidas de uso racional) y una sustitución en el caso del Petróleo y el Carbón Mineral por Gas natural y Otras Fuentes (Nuclear, Eólica; Solar y Bioenergías).

El escenario de Precio “BAJOS” implica una menor tasa de crecimiento del consumo total de energía, (medidas más fuertes de uso racional de la energía) una mayor sustitución del Petróleo y Carbón Mineral y una mayor penetración de las Otras Fuentes, todo en relación al Escenario de Precios “ALTOS”.

Como la demanda de Petróleo sería menor en el Escenario de Precios “Bajos” también lo serán las inversiones en Petróleo, pero por el contrario serán mayores las inversiones para todas las energías, por lo que implica la mayor incorporación de Otras Fuentes con costos de inversión más altos.

El Escenario de Precios “Bajos” implica, adicionalmente, una mayor sustitución del consumo de petróleo, en principio por Gas Natural y también por otras fuentes energéticas renovables y por la energía nuclear, pero en valores que se consideran razonables.

En síntesis para el petróleo crudo:

El precio medio en US\$ 2012/ bbl resulta de:

- 52.31 para el período 1982/ 2012
- 116.0 para los precios “ALTOS” para el período 2013-2035
- 106.8 para los precios “BAJOS” para el período 2013-2035

Cuadro N° 5.8.1
Evolución Precios Crudo WTI 2013-2035: Escenario de Precios “ALTOS”
(US\$2012/ bl)

AÑO	PRECIO WTI US\$ 2012/bl.
2012	93.32
2013	95.16
2014	96.00
2015	98.00
2016	98.00
2017	100.94
2018	103.97
2019	107.09
2020	108.69
2021	110.32
2022	111.98
2023	113.66
2024	115.36
2025	117.09
2026	119.44
2027	121.23
2028	123.05
2029	124.89
2030	126.51
2031	127.97
2032	129.63
2033	131.33
2034	133.05
2035	134.65

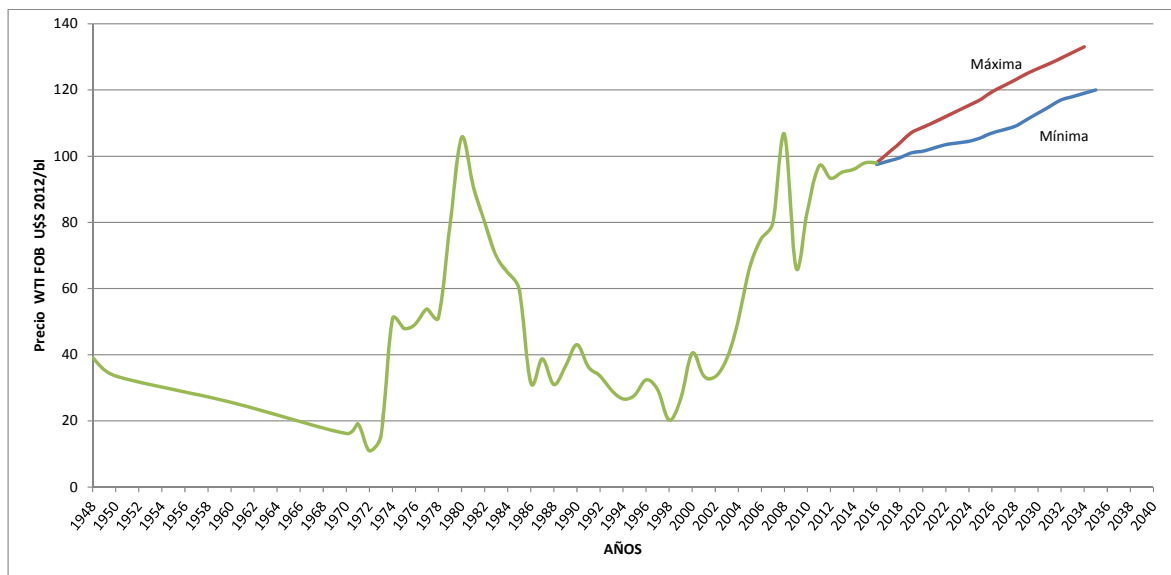
Fuente: Elaboración Propia

Cuadro Nº 5.8.2 Evolución Precios Crudo WTI 2012-2035: Escenario de Precios “Bajos” (US\$2012/ bbl)

AÑO	PRECIO WTI US\$ 2012/bl.
2012	93.32
2013	95.16
2014	96.00
2015	97.00
2016	97.50
2017	98.50
2018	99.50
2019	101.00
2020	101.50
2021	102.50
2022	103.50
2023	104.00
2024	104.50
2025	105.50
2026	107.00
2027	108.00
2028	109.00
2029	111.00
2030	113.00
2031	115.00
2032	117.00
2033	118.00
2034	119.00
2035	120.00

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico Nº 5.8.1 Evolución Precios del Crudo WTI: 1947 –2035: Escenarios de Precios “ALTOS” y “BAJOS” (US\$ 2012/ bbl)
1947-2025



Fuente: Elaboración Propia.

6. PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) Y DEL CARBÓN MINERAL (CM)

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2011., atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que a principios del año 2013 se tienen respecto de la penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy)

En los Cuadros Nº 6.1 y 6.2 y en el Gráfico Nº 6.1 se muestra la proyección de los precios del Gas Natural Licuado (GNL) para el período 2012-2035 para los Escenarios de Precios Altos y de Precios Bajos respectivamente.

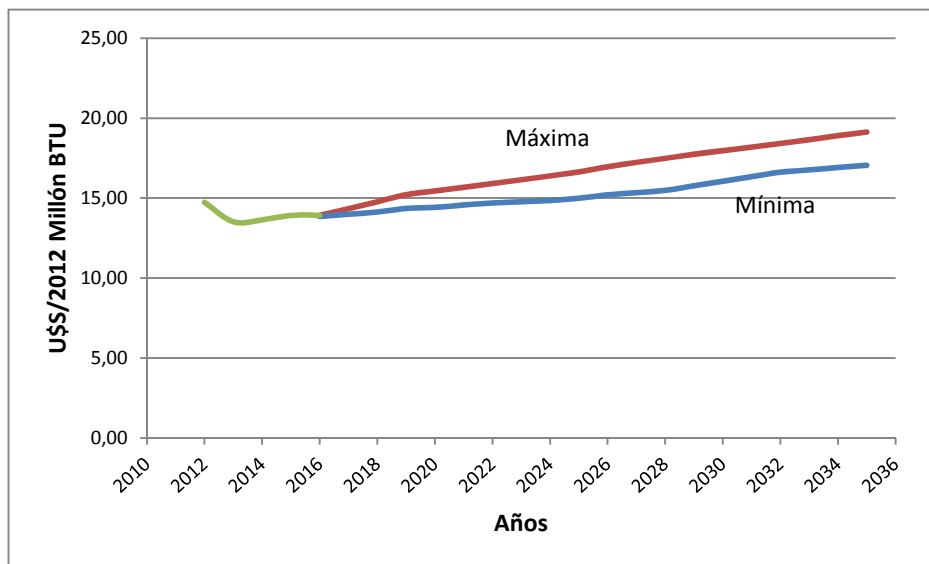
En los Cuadros Nº 6.3 y 6.4 y en el Gráfico Nº 6.2 se muestra la proyección de los precios del Carbón Mineral (CM) para el período 2012-2035 para los Escenarios de Precios Altos y de Precios Bajos respectivamente.

Quadro Nº 6.1
Proyección de precios del GNL de Precios “ALTOS”
2012-2035

AÑO	GNL US\$/2012millón BTU
2012	14.73
2013	13.52
2014	13.64
2015	13.92
2016	13.92
2017	14.34
2018	14.77
2019	15.21
2020	15.44
2021	15.67
2022	15.91
2023	16.15
2024	16.39
2025	16.63
2026	16.97
2027	17.22
2028	17.48
2029	17.74
2030	17.97
2031	18.18
2032	18.42
2033	18.66
2034	18.90
2035	19.13

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico Nº 6.1
Proyección de precios del GNL de Precios Altos y Bajos
2012-2035



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro Nº 6.2
Proyección de precios BAJOS del GNL
2012-2035

AÑO	GNL U\$/2012millón BTU
2012	14.73
2013	13.52
2014	13.64
2015	13.78
2016	13.85
2017	13.99
2018	14.13
2019	14.35
2020	14.42
2021	14.56
2022	14.70
2023	14.77
2024	14.85
2025	14.99
2026	15.20
2027	15.34
2028	15.48
2029	15.77
2030	16.05
2031	16.34
2032	16.62
2033	16.76
2034	16.91
2035	17.05

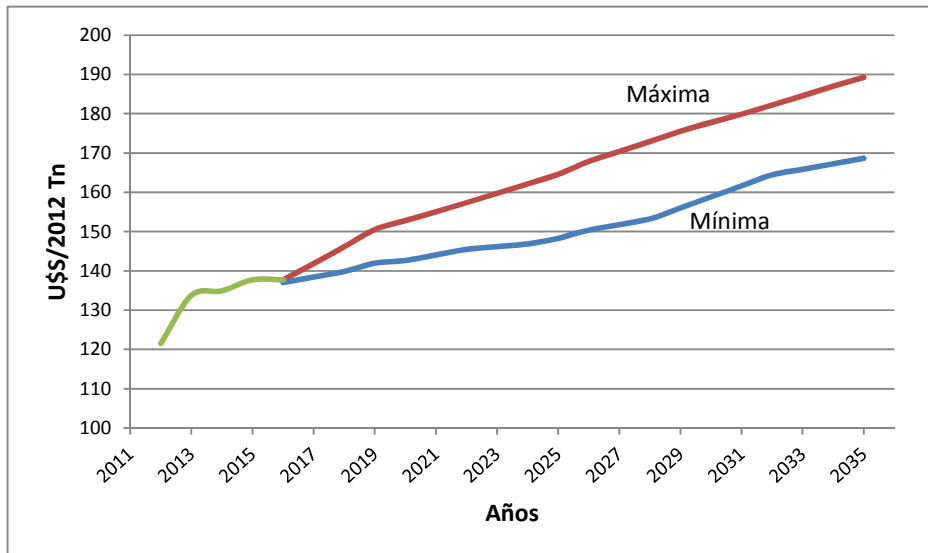
Fuente: Elaboración Propia.

Quadro Nº 6.3
Proyección de precios ALTOS del CM
2012-2035

AÑO	CM US\$2012/tn
2012	121.54
2013	133.74
2014	134.92
2015	137.74
2016	137.74
2017	141.87
2018	146.12
2019	150.51
2020	152.76
2021	155.06
2022	157.38
2023	159.74
2024	162.14
2025	164.57
2026	167.86
2027	170.38
2028	172.94
2029	175.53
2030	177.81
2031	179.86
2032	182.19
2033	184.58
2034	187.00
2035	189.24

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico Nº 6.2
Proyección de precios Altos y Bajos del CM
2012-2035



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro Nº 6.4
Proyección de precios Bajos del CM
2012-2035

AÑO	CM US\$2012/tn
2012	121.54
2013	133.74
2014	134.92
2015	136.33
2016	137.03
2017	138.44
2018	139.84
2019	141.95
2020	142.65
2021	144.06
2022	145.47
2023	146.17
2024	146.87
2025	148.28
2026	150.38
2027	151.79
2028	153.20
2029	156.01
2030	158.82
2031	161.63
2032	164.44
2033	165.84
2034	167.25
2035	168.66

Fuente: Elaboración Propia.

ESCENARIO DE PRECIOS Y DE CONSUMO DE ENERGÍAS ELABORADO POR LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA EN SU INFORME: “ WORLD ENERGY OUTLOOK 2012 ”, DE NOVIEMBRE DEL AÑO 2012.

Proyección de Precios PE; GNL y CM: 2011-2035

Precios	Unidad	Escenario de nuevas Políticas					
		2011	2015	2020	2025	2030	2035
WTI	US\$2011/ bl	107.6	116	119.5	121.9	123.6	125
Gas Natural Gaseoso Europa	US\$2011/ millón BTU	9.6	11	11.5	11.9	12.2	12.5
GNL Japón	US\$2011/ millón BTU	14.8	15	14.3	14.5	14.7	14.8
CM importado por OECD	US\$2011/ Tn	123.4	108.5	112	113	114	115

Escenario de Políticas actuales						Escenario Ligado a limitaciones al aumento de temperatura Global					
2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011	2015	2020	2025	2030	2035
107.6	118.4	128.3	135.7	141.1	145	107.6	115.3	113.3	109.1	104.7	100
9.6	11.2	12.1	12.9	13.4	13.7	9.6	10.9	10.8	10.4	10	9.6
14.8	15.3	14.7	15.2	15.6	16	14.8	14.9	13.5	12.9	12.5	12.2
123.4	110	115	119.2	122.5	125	123.4	105.3	97.5	89	78	70

Fuente: World Energy Outlook 2012, página 41.

Demanda de Energía por Fuente: 2011-2035

Demanda Energía	Millones TEP	Escenario de nuevas Políticas			Escenario de Políticas actuales			Escenario Ligado a limitaciones al aumento de temperatura Global		
		2010	2020	2035	2010	2020	2035	2010	2020	2035
PE	Millones TEP	4,113	4,457	4,656	4,113	4,542	5,053	4,113	4,282	3,682
GN	Millones TEP	2,740	3,266	4,106	2,740	3,341	4,380	2,740	3,078	3,293
CM	Millones TEP	3,474	4,082	4,218	3,474	4,417	5,523	3,474	3,569	2,337
OTRAS	Millones TEP	2,403	3,117	4,217	2,403	3,032	3,720	2,403	3,247	5,481
TOTAL	Millones TEP	12,730	14,922	17,197	12,730	15,332	18,676	12,730	14,176	14,793

Fuente: World Energy Outlook 2012, página 51.

ANEXO 2. MODELO UTILIZADO PARA LA PROYECCIÓN DEL PARQUE DE AUTOMÓVILES Y JEEPETAS

Dependent Variable: LINVAUT
Method: Least Squares

Sample: 1 80
Included observations: 80

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPBICAP	1.472151	0.077662	18.95582	0.0000
C	-14.84720	0.640296	-23.18802	0.0000
R-squared	0.821642	Mean dependent var	-2.821342	
Adjusted R-squared	0.819356	S.D. dependent var	1.822081	
S.E. of regression	0.774426	Akaikeinfocriterion	2.351293	
Sum squared resid	46.77938	Schwarzcriterion	2.410844	
Log likelihood	-92.05172	F-statistic	359.3232	
Durbin-Watson stat	2.074810	Prob(F-statistic)	0.000000	

Fuente: elaboración propia



AVE. RÓMULO BETANCOURT NO. 361. BELLA VISTA
SANTO DOMINGO, REPÚBLICA DOMINICANA
TEL. 809-540-9002 FAX. 809-547-2073 WEBSITE: WWW.CNE.GOB.DO

