



DOSSIER ENERGÉTICO

01 REPÚBLICA DOMINICANA



Prólogo

Esta publicación forma parte de una serie de monografías producidas por la División de Energía del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente de la Vicepresidencia de Sectores y Conocimiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) como un bien público regional, destinado a incrementar el acervo de conocimiento sobre las características y el funcionamiento del Sector Energía en los países de América Latina y el Caribe (LAC).

Es un primer paso en un proyecto que debe culminar en libros que organicen los países de acuerdo con las subregiones en las que el BID agrupa a los países de LAC. El propósito de publicar cada país por separado es obtener retroalimentación del análisis descriptivo que se hace, tanto de autoridades locales, como de académicos y el público lector en general.

Las críticas y observaciones se pueden hacer llegar a los autores por vía electrónica a la siguiente dirección: ramones@iadb.org

Las fuentes de información se hacen explícitas y la responsabilidad de su utilización e interpretación es exclusiva de los autores de estas monografías.

Los autores queremos agradecer el apoyo incondicional que hemos tenido de nuestros supervisores en el Banco Interamericano de Desarrollo: el Jefe de la División de Energía, Leandro Alves; el Gerente del Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente, Alexandre Rosa; y el Vicepresidente de Sectores y Conocimiento, Santiago Levy.

Esperamos que esta contribución al conocimiento regional sea de utilidad,

Ramón Espinasa

Lenin Balza

Carlos Hinestrosa

Carlos Sucre

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial o personal no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2013 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, DC 20577 USA

Introducción

Este Dossier Energético es parte de una serie que incluye todos los países de América Latina y el Caribe (LAC) miembros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Las publicaciones se harán en forma secuencial agrupadas de acuerdo a las regiones geográficas en las que se organiza el BID, en el siguiente orden: países del Istmo Centroamericano y República Dominicana (CID); países Andinos (CAN); países del Cono Sur (CSC); y países del Caribe (CCB).

El Dossier de cada país tiene dos componentes: los Flujos de Energía y la Descripción de la Organización Industrial y del Marco Institucional del sector energético. Para ambos componentes se presenta primero la descripción más reciente y después la evolución histórica.

En el caso de los Flujos de Energía, la información se toma de los balances energéticos que produce para casi todos los países del mundo la Agencia Internacional de Energía (AIE). Usar una única fuente permite la comparación entre países y el análisis a lo largo del tiempo sin distorsiones metodológicas. A partir de esta información se producen los flujos esquemáticos que se usan para describir el sector energético de cada país en un período determinado.

La ‘foto’ más reciente con información de la AIE es la de 2009. Si bien con cierto rezago, para asegurar la consistencia entre países, esta matriz refleja bien la situación actual, dado que las matrices energéticas cambian muy lentamente. Después se analiza la evolución histórica de la matriz desde 1971 hasta 2008, dividido en cuatro períodos: 1971-74; 1984-87; 1999-02; y 2005-08.

La razón por la que se toma el promedio de cuatro años en el quiebre entre períodos es para neutralizar el impacto distorsionador que pudieran tener eventos sobrevenidos de carácter natural, económico o político en un año puntual. La unidad de medida para los flujos de energía es miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), una transformación sencilla de la unidad de medida que utiliza la AIE, toneladas equivalentes de petróleo por año.

Para la descripción de la Organización Industrial y el Marco Regulatorio, el trabajo es más complejo, en la medida que no se cuenta con una única fuente de información común. Aun cuando todos los países se presentan bajo un mismo esquema descriptivo, el trabajo de recabar la información básica fue ad-hoc por país.

Además de la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Más allá de la descripción del sector en forma estricta, se busca vincularlo a la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y le da un claro sentido a los cambios institucionales.

ÍNDICE

1. Guía de acrónimos.....	05
2. Sector energético Actual.....	08
a. Matriz energética de 2009.....	09
b. Organización institucional del sector energético.....	17
i. Estructura Institucional.....	18
ii. Formulación de políticas del sector energético.....	20
iii. Regulador.....	20
iv. Sub-sector eléctrico.....	22
v. Sub-sector hidrocarburos.....	28
3. Evolución histórica del sector energético	30
a. Evolución de la matriz energética.....	31
i. 1971-1974.....	31
ii. 1984-1987.....	36
iii. 1999-2002.....	40
iv. 2005-2008.....	44
b. Evolución institucional del sector energético.....	48
i. Origen.....	50
ii. Primeros pasos hacia la apertura del sector.....	50
iii. Capitalización del sector eléctrico: privatización sin estructura institucional.....	52
iv. Consolidación de la estructura institucional	53
v. Problemas del sector eléctrico: los precios, las tarifas y los subsidios.....	54
vi. Renacionalización de las empresas de distribución.....	55
vii. Energías renovables, gas natural y fraude eléctrico.....	56

GUÍA DE ACRÓNIMOS

CDE	Comisión Dominicana de Electricidad
CDEEE	Consortio Dominicano de Empresas Eléctricas Estatales
CECCOM	Cuerpo Especializado de Control de Combustibles
CNE	Comisión Nacional de Energía
DCU	Derecho de Conexión Unitario
DIGENOR	Dirección de Normas y Sistemas de Calidad
EGEHID	Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
FETE	Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica
GWh	Giga watts hora
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MIC	Ministerio de Industrias y Comercios
MW	Mega watts
OC	Organismo Coordinador
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PARA	Programa de Reducción de Apagones
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEN	Plan Estratégico Nacional
REFIDOMSA	Refinería Dominicana de Petróleo S.A.
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
STE	Suministro Total de Energía
UERS	Unidad de Electrificación Rural y Suburbana





República Dominicana

Con un producto interno bruto de USD 46,6 mil millones (año 2009) y un área de 48.442 kilómetros cuadrados (Km²), República Dominicana se posiciona como la segunda economía de Centroamérica y el Caribe, excluyendo a México. Su población para el año 2009 alcanzó 9,8 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en USD 4.756.

Para el año 2008, 50,5% de la población de República Dominicana se ubicaba por debajo de la línea de pobreza y 69% de los habitantes vivía en zonas urbanas. El país se ubica en el lugar 98 de 169 incluidos en la medición del índice de desarrollo humano y posee un nivel de cobertura eléctrica de 96,2%, ubicándose por encima de la media de América Latina.

Sector Energético Actual

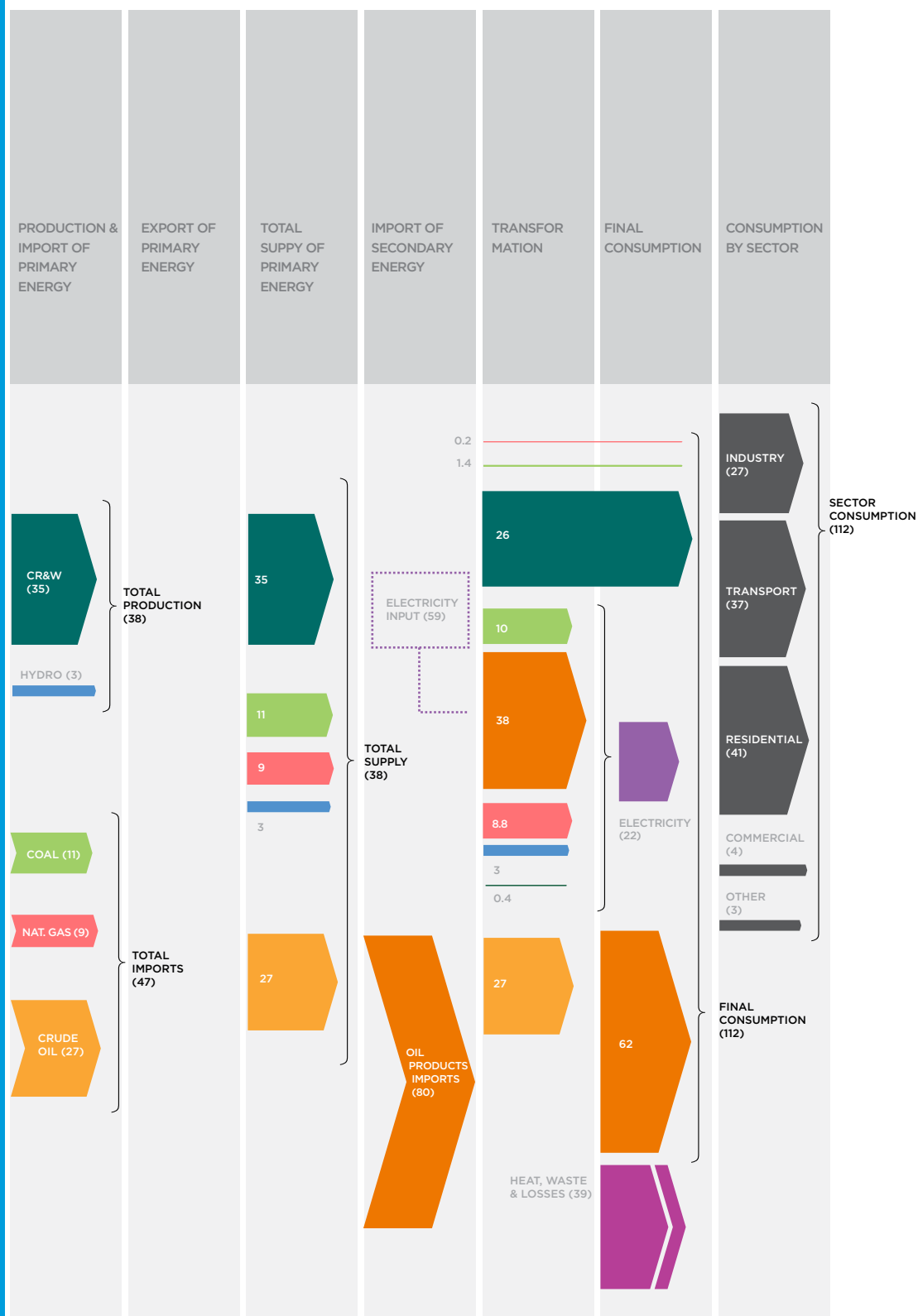


El Suministro Total de Energía (STE) de República Dominicana totalizó 165 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd) para 2009, un incremento de casi 1% sobre el promedio simple del período 2005-2008, que llegó a 164 mbepd. Este suministro se compone principalmente de petróleo crudo y combustibles líquidos, ambos importados en su totalidad. Otras fuentes importantes son los combustibles renovables (esencialmente leña de consumo rural), el carbón importado, el gas natural y la energía hidráulica, en decreciente orden de magnitud.

CURRENT

Energy Flow

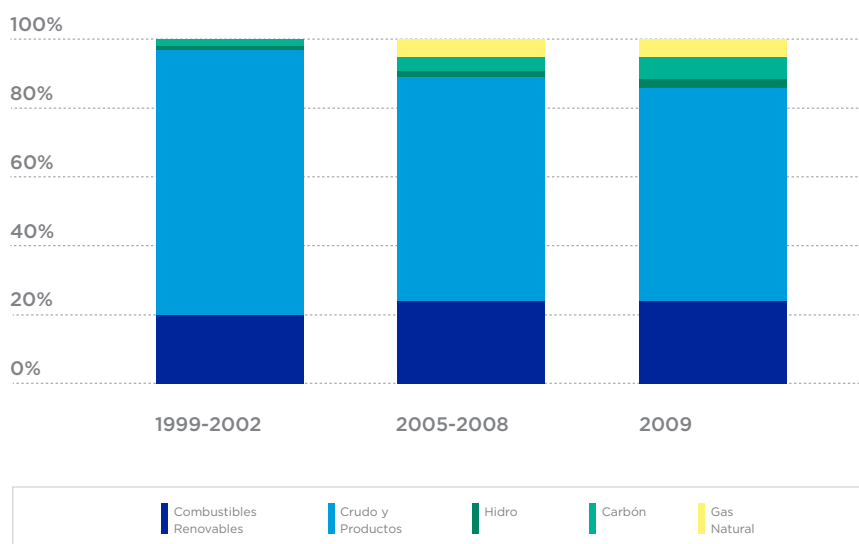
(kboe/day)



De estos 165 mbepd suministrados en 2009, 107 mil vinieron a partir de las importaciones de crudo y combustibles líquidos – cerca de 65% del suministro total. Entre 2005 y 2008, estas importaciones representaban 67% del STE. La siguiente fuente en importancia, como en la mayoría de los países que se encuentran al mismo nivel de desarrollo de República Dominicana, fueron biomasa y desperdicios. Esta fuente totalizó 35 mbepd y representó 21% del STE, manteniendo así su nivel de contribución al STE desde 2005.

En un tercer nivel de importancia podemos ubicar al suministro de carbón, gas natural y energía hidráulica. El carbón aportó 11 mbepd al STE (6.6% del total suministrado), el gas natural 9 mbepd (5.4%) y la hidráulica solo 3 mbepd (1.8%). En líneas generales, el carbón y el gas aumentaron ligeramente su proporción dentro del STE, al representar 5.4% y 4.3% respectivamente, entre 2005 y 2008.

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGÍA



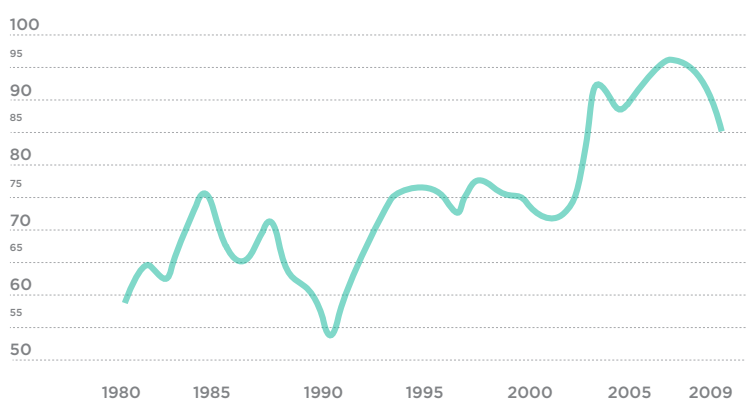
Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Producción doméstica

Para 2009, República Dominicana produjo domésticamente 38 mil barriles equivalentes de petróleo al día de energía primaria – manteniendo a un idéntico nivel la producción promediada entre 2005 y 2008. De esta energía primaria doméstica, la gran mayoría vino a partir de combustibles renovables (biomasa) y desechos. La producción de estos totalizó 35 mbepd, más de 92% de la producción primaria, de nuevo al mismo nivel promediado en el período 2005-2008.

El resto de esta producción primaria vino a partir de energía hidráulica con 3 mbepd, el mismo nivel que entre 2005 y 2008. Esta producción hidráulica estuvo controlada en su totalidad por la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). Hoy en día existen 15 centrales hidroeléctricas en el país, construidas entre 1950 y 2001. La central más grande del país, Jigüey, cuenta con 98 MW de capacidad y fue inaugurada en 1992.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA
miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd)



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Balance comercial de energía primaria

La importación de petróleo crudo llegó a 27 mil barriles por día y fue procesada en la única refinería del país, Refidomsa, 51% propiedad del Estado dominicano y 49% de PDVSA, la petrolera del Estado venezolano. Esta refinería cuenta con una capacidad para procesar 35 mil barriles diarios de petróleo crudo. Estas importaciones representan 57% de las compras externas primarias y 32% de la oferta primaria total.

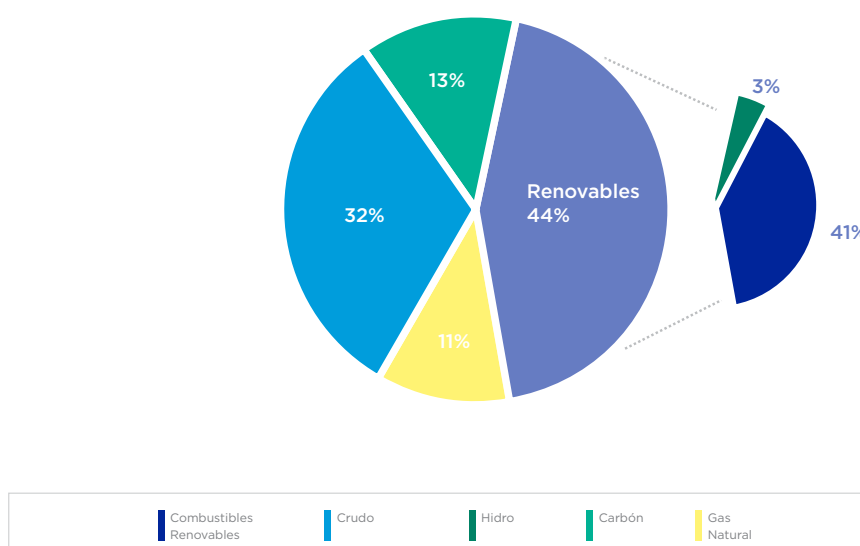
Acompañando las importaciones de crudo, República Dominicana compró 11 mbepd de carbón durante 2009 en el mercado internacional, ligeramente por encima del nivel promediado entre 2005 y 2008 por las importaciones de esta fuente. Así, el carbón aportó 23% de las importaciones primarias y 13% de la oferta primaria total de 2009, cuando para 2005-2008 el carbón abarcaba 16% de la importación primaria y 9.6% de la Oferta de Energía Primaria (OEP).

Por último, República Dominicana importó gas natural a niveles similares al carbón. Con 9 mil barriles diarios, el gas natural aportó casi 20% de la energía primaria importada y cerca de 11% de la oferta de energía primaria de ese año. La importación de gas natural se llevó a cabo en Punta Caucedo, en Andrés de Boca Chica, al este de Santo Domingo, donde la empresa estadounidense AES construyó en 2003 una terminal de importación y almacenamiento. Estos 9 mbepd representaron un incremento de 28.5% sobre el promedio del período anterior.

Oferta interna de energía primaria

Combinando la producción interna de energías renovables, como combustibles y energía hidráulica, con las importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón, la Oferta de Energía Primaria (OEP) en República Dominicana alcanzó 85 mbepd durante 2009, lo cual es 4.4% menos que la oferta primaria interna promediada entre 2005 y 2008. Esta caída se explica principalmente por la reducción en la cantidad de crudo importado, que pasó de 39 mil barriles diarios en promedio entre 2005 y 2008 a 27 mil barriles diarios para 2009. Las demás fuentes energéticas primarias, como hemos visto, mantuvieron o expandieron ligeramente su oferta.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Existe entonces una bien definida división en la oferta primaria entre hidrocarburos por un lado y la energía renovable por el otro. Los primeros representan 44% de la OEP, con el crudo aportando 32% y el gas natural otro 11%. Es importante notar la importante caída de los hidrocarburos dentro de la oferta primaria, ya que entre 2005 y 2008 estos contribuían en promedio con 59% de la oferta primaria. De nuevo, la reducción en las importaciones de crudo explica este cambio.

Por su parte, las fuentes renovables representaron otro 44% de la oferta primaria, aumentando su importancia relativa a partir del 41% que representaban entre 2005 y 2008. Manteniendo la producción a un nivel idéntico al promediado entre 2005 y 2008, el aumento en la importancia relativa de las energías renovables se debe casi exclusivamente a la caída en la oferta de energía primaria del crudo. Dentro de estos renovables hay que destacar la importancia de la biomasa, que con 35 mil barriles equivalentes de petróleo por día son de hecho la fuente primaria más grande del país. Según la OLADE, dos tercios de esta producción es a partir del uso de la leña como fuente energética y el tercio restante proviene de productos derivados de la caña.

Por último, y de rezagada importancia, está el suministro de carbón dentro de la oferta primaria, que sólo llegó a 13%. Esto es un aumento de casi 4 puntos por encima de su nivel promedio entre 2005 y 2008 en su participación dentro del OEP – también explicado por la caída en las importaciones de crudo entre 2005-2008 y 2009.

Electricidad

Capacidad instalada

Al cierre de 2009, República Dominicana tenía 2992 MW de capacidad instalada para la generación eléctrica, a partir de datos de OLADE. Esta capacidad generadora yace principalmente en la generación termoeléctrica, al representar 82.5% del total instalado, con 2469.23 MW. El resto lo compone la generación hidroeléctrica, que totalizó 523.15 MW al finalizar el año 2009.

Capacidad Instalada (%)	2000	2005	2009
Total Renovables	14.7	14.9	17.5
Hidroeléctrico	14.7	14.9	17.5
No hidroeléctrico	0.0	0.0	0.0
Termoeléctrico	85.3	85.1	82.5
Total	100	100	100

Fuente: OLADE

Como vemos en la tabla, la participación de la capacidad instalada de generación termoeléctrica ha caído levemente desde el año 2000, disminuyendo 2.8 puntos porcentuales. A pesar de que hubo un crecimiento en la capacidad termoeléctrica de casi 6%, el aumento de casi 30% de la hidroelectricidad explica el cambio en la composición de la capacidad instalada en el país. Gracias a este incremento notable – pasando de 400.5 MW en el 2000 a 523.13 MW en el 2009 – la fuente hidroeléctrica aumentó su participación en la capacidad instalada, pasando de 14.7% a 17.5%.

Insumos a la generación eléctrica

De los 59 mbepd destinados a la generación eléctrica, un poco más de 38 mil provinieron de combustibles líquidos, lo cual representó 64% del total. Durante 2009, otras importantes fuentes para la generación eléctrica fueron el carbón, con casi 10 mbepd, y el gas natural con 8.7 mbepd. Estas dos fuentes representaron así 16% y 15%, respectivamente, de los insumos a la generación eléctrica. Toda la energía hidráulica producida en 2009 fue destinada a la generación eléctrica, 3 mbepd. Finalmente, 400 bepd a partir de combustibles renovables y desechos también se usaron para generar electricidad.

República Dominicana	2005-2008		2009	
Insumos Totales para Generación (mbepd)	61.6	100%	59.3	100%
Combustibles líquidos	43.3	70%	38.1	64%
Carbón	8.3	13%	9.6	16%
Gas natural	6.6	11%	8.7	15%
Renovables	3.4	6%	2.9	5%

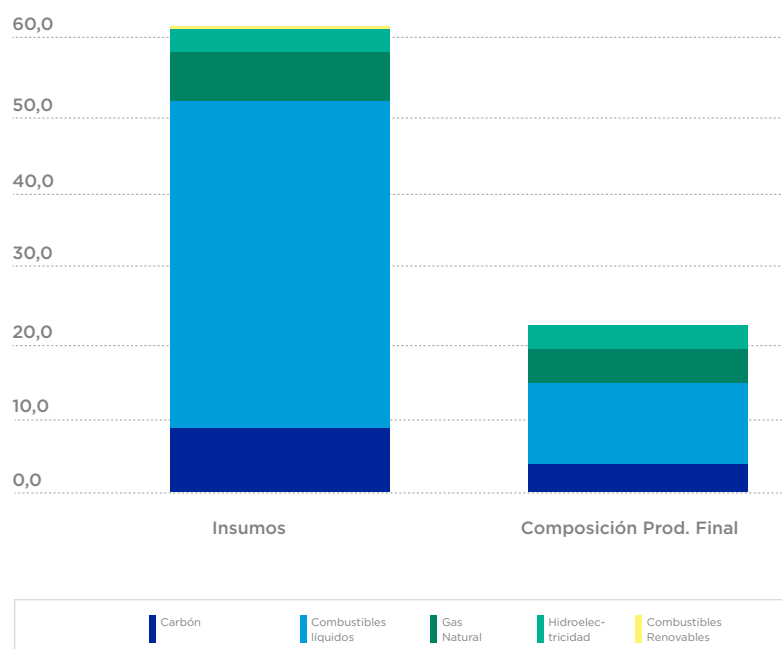
Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Cabe destacar que el carbón y el gas natural ampliaron notablemente su contribución a la generación eléctrica. El carbón pasó de representar 13% de los insumos a 16%, mientras que el gas natural avanzó 4 puntos, desde el 11% que promedió entre 2005 y 2008. Sin embargo, el más importante cambio es la reducción en aporte a la generación eléctrica de los combustibles líquidos. Estos disminuyeron de 43.3 mbepd en promedio durante 2005-2008, a los 38.1 mbepd arriba descritos. A la par de un aumento a los insumos a partir de las demás fuentes, esta reducción se traduce en una disminución en la importancia relativa de los combustibles líquidos dentro de los insumos eléctricos, cayendo 6 puntos, desde el 70% promediado entre 2005 y 2008.

Matriz de electricidad

La producción de electricidad en 2009 alcanzó 14,982 GWh, principalmente apoyada sobre la generación termoeléctrica, que aportó 90% del total. Esta contribución se dividió entre tres principales fuentes energéticas: los combustibles líquidos con 9,533 GWh y 64% del total; el carbón, con 13% y 1,939 GWh generados; y el gas natural con 2,17 GWh generados y 13% del total. La hidrogenación aportó el 10% restante, con 1,464 GWh.

MATRIZ DE GENERACIÓN REPÚBLICA DOMINICANA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Esta electricidad generada se distribuyó en 40.7% al sector industrial durante 2009, con cerca de 33% yendo al consumo residencial. Estos patrones de distribución para el consumo industrial y residencial se mantienen, en líneas generales, estables desde el año 2005. Es importante mencionar la reducción en la electricidad distribuida al sector comercial, que pasó de 19.4% entre 2005 y 2008 a 15.3% en 2009. Otro cambio a destacar es el aumento de la electricidad distribuida a otros sectores, pasando de 6% entre 2005-2008 a 11% durante 2009.

Generación Eléctrica (GWh) 2009	14,982	100%
Carbón	1,939	13%
Combustibles líquidos	9,533	64%
Gas natural	2,017	13%
Hidroeléctrica	1,464	10%
Combustibles renovables	29	0.002%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

República Dominicana no cuenta con suficiente capacidad de refinación para suplir la demanda de derivados que tiene su economía, ya que Refidomsa sólo contribuye con cerca de 25% de las necesidades de combustibles líquidos del país. Esto obliga a efectuar grandes importaciones de productos derivados, que para 2009 llegaron a 80 mbepd, 13% por encima del promedio entre 2005 y 2008.

Consumo final por sectores

El consumo energético para 2009 totalizó 112 mbepd, el mismo nivel que promedió entre 2005 y 2008. Este uso se dividió casi equitativamente en tres sectores de la economía dominicana: residencial, transporte e industrial. El primero usó 41 mbepd (36.6% del total), principalmente como biomasa (44% de su total), productos derivados del petróleo (38.2%) y electricidad (17.8) y no tuvo cambios en el consumo desde el promedio 2005-2008. El sector transporte con 37 mil barriles equivalentes diarios – 33% del total – únicamente utilizó combustibles líquidos como fuente energética y tampoco registró importantes cambios en su consumo final desde el 2005-2008.

La industria dominicana, por su parte, consumió 24% del total con 27 mbepd – registrando así un leve aumento desde 2005-2008 de 1 mbepd. De estos, 33.7% fueron como electricidad, 30.6% como combustibles renovables, 29.6% como combustibles líquidos con 5.4% a partir del carbón y sólo 1% a partir del gas natural. El sector comercial, con 4 mil bep consumidos diarios y representando sólo 3.5% del consumo final, dependió en 77% de la electricidad y en 23% de los productos derivados para sus necesidades energéticas. Otros sectores, totalizando 3 mbepd en consumo, usaron electricidad en 84% y combustibles líquidos en 16%. La actividad comercial muestra así un ligero descenso en su consumo energético final desde el promedio 2005-2008, mientras que otros sectores se mantienen sin cambios desde ese período.



Organización Institucional del Sector Energético

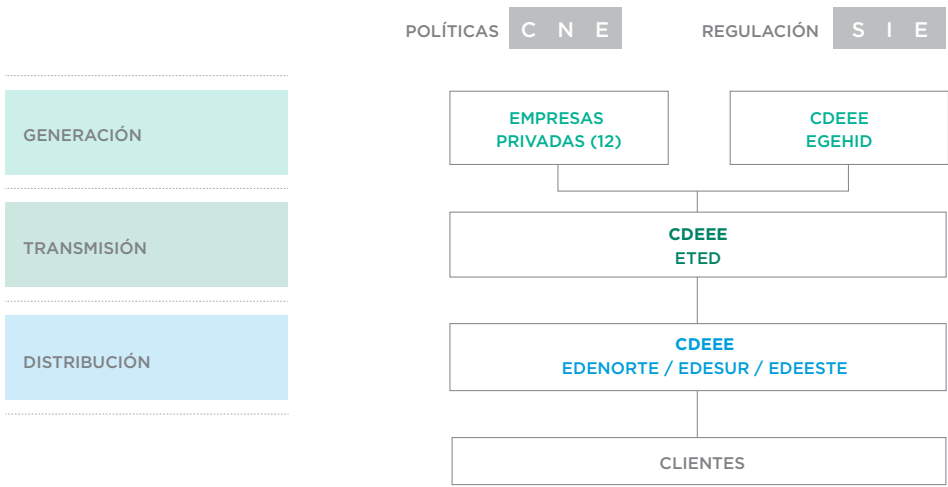
Estructura Institucional

La Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene la responsabilidad de diseñar las políticas y es el principal organismo público involucrado en el sector energético dominicano. En el sub-sector de hidrocarburos, la regulación es responsabilidad del Ministerio de Industrias y Comercios (MIC). En el sub-sector eléctrico, el ente regulador es la Superintendencia de Electricidad (SIE).

El participante más importante en el sub-sector eléctrico es el Consorcio Dominicano de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) que reúne a la única empresa de transmisión, las tres empresas de distribución, el monopolio de generación hidráulica (con una capacidad instalada de 525,5 MW) y la única empresa completamente pública de generación térmica (1,9 MW). El resto de la capacidad instalada (generación térmica) se distribuye en 12 empresas privadas y mixtas (el Estado tiene 49% de propiedad) que tienen una capacidad instalada conjunta de 2.434,2 MW que representa 82,3% del total del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Las tarifas eléctricas a los consumidores finales son fijadas mensualmente por la superintendencia.

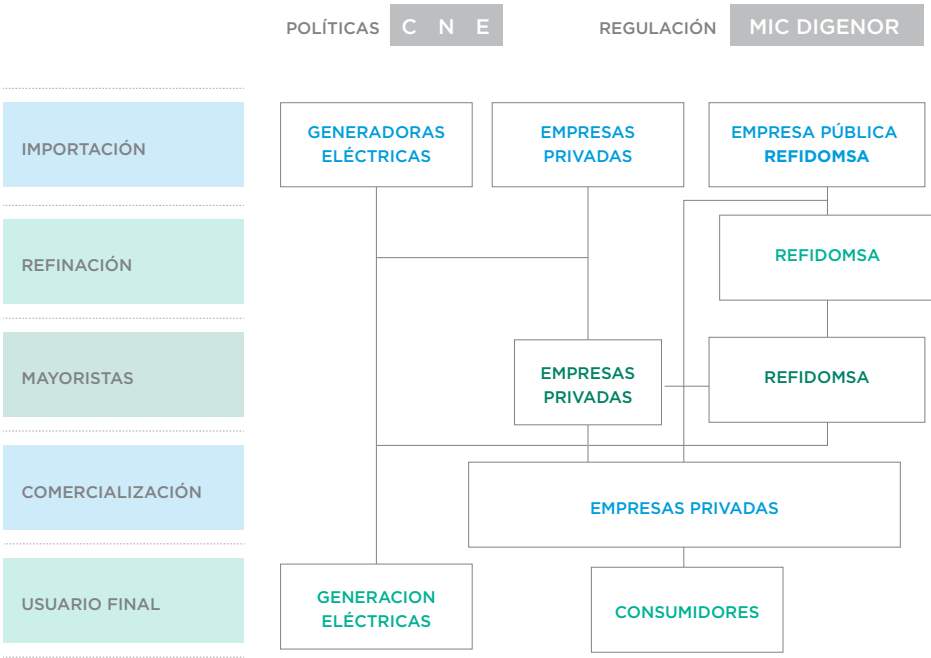
En el sub-sector de los hidrocarburos, el Estado participa en 51% de la única refinería del país REFI-DOMSA, que tiene una capacidad de 35.000 bbl/día y suple aproximadamente 25% de la demanda local de combustibles. El transporte y la comercialización están controlados por empresas de capital privado. Los precios de venta de los combustibles son fijados semanalmente por el MIC.

Estructura del sub-sector eléctrico en República Dominicana, año 2010



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, y BID.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en República Dominicana, año 2010



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, y BID.

Formulación de políticas del sector energético

Las políticas del sector energético son actualmente definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada en 2001 mediante la Ley General de Electricidad. La comisión está presidida por el Secretario de Industrias y Comercio e incluye a varios secretarios de Estado como Finanzas, Agricultura, Medio Ambiente, al gobernador del Banco Central y al director del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones.

La CNE es responsable de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos, proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento, promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo.

Siguiendo los lineamientos del Reglamento a la Ley General de Electricidad, el CNE presentó en el 2004 el Plan Energético Nacional (PEN) 2004-2015. En el PEN se definen las políticas energéticas del país hasta el año 2015, siendo los principales objetivos: 1. Garantizar seguridad y eficiencia en la oferta; 2. Impulsar la gestión eficiente de la demanda y uso racional de energía; 3. Desarrollar los recursos energéticos nacionales; 4. Reducir la vulnerabilidad del sistema energético y del abastecimiento externo; 5. Ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-rurales; 6. Proporcionar un apropiado marco institucional, legal y regulatorio.

Regulador

En República Dominicana no existe un organismo que se dedique a la regulación del sector energético en su totalidad. Para la regulación del sub-sector eléctrico se creó la Superintendencia de Electricidad (SIE) (Ley General de Electricidad). En el sub-sector de hidrocarburos, el principal organismo encargado de la regulación es el Ministerio de Industrias y Comercio (MIC) que tiene bajo su control la Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) y la Dirección General de Minería. En este sub-sector, sin embargo, otras instituciones del Estado tienen participación en la regulación, como el Ministerio de Hacienda, la SIE y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, entre otros.

La Superintendencia de Electricidad (SIE), al igual que el CNE, fue creada en la Ley General de Electricidad de 2001. Su creación contempla un organismo autónomo con patrimonio propio que cuenta con un directorio cuyos miembros son propuestos por el CNE y deben ser ratificados por el Congreso Nacional. Entre las principales funciones de la SIE están:

- Fijar las tarifas y peajes sujetos a regulación y fiscalizar los niveles tarifarios de las empresas.
- Fiscalizar y supervisar todas las actividades concernientes al mercado eléctrico. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios.
- Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia.
- Aplicar multas, penalizaciones y amonestaciones a los concesionarios.
- Analizar, tramitar y enviar la recomendación al CNE sobre las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Supervisar la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Recabar la información sobre los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos de las empresas eléctricas, de los autoproductores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos.
- Arbitrar en la resolución de conflictos entre los participantes del sub-sector eléctrico.
- Proporcionar a La Comisión y a su director ejecutivo los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones.
- Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales así como fiscalizar su desempeño.
- Presidir el Organismo Coordinador (OC) con el derecho al voto de desempate.
- Supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador.

El Ministerio de Industrias y Comercio (MIC) mediante su Dirección de Hidrocarburos se encarga parcialmente de la regulación del sub-sector de hidrocarburos en el país. Sus principales funciones son establecer semanalmente los precios de los combustibles y supervisar la aplicación de las políticas y regulaciones que rigen el mercado de hidrocarburos. Adicionalmente, bajo el MIC se encuentra la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR) que se encarga del control de calidad de los combustibles y el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) que se creó para hacer cumplir las regulaciones en materia de seguridad y control en el proceso de distribución y comercialización de los combustibles.

Otras instituciones del Estado también tienen algunas actividades regulatorias sobre el sub-sector de los hidrocarburos. Entre ellas se encuentran: (i) la Secretaría de Estado de Finanzas en su Dirección de Aduanas y el Departamento de Fiscalización de Combustibles; (ii) Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales; (iii) la Refinería Dominicana de Petróleo; (iv) Banco Central, en la subdirección de importación de petróleo y sus derivados; (v) Corporación Dominicana de Electricidad; y la (vi) Superintendencia de Electricidad.

Matriz Institucional sub-sector eléctrico en República Dominicana

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada	Empresa	ETED		EDESUR (33.5%)
Hidroeléctrica	17.7%	Propiedad	Estatal	Empresas ^c	EDENORTE (27.9%)
Solar & Eólica	n.a.	Mercado	Monopolio		EDEESTE (27.8%)
Termoeléctrica	82.4%	Funciones	La operación del SENI está a cargo del Organismo Coordinador (OC)	Cobertura Nac. ^d	96.20%
Geotérmica	n.a.				
Ppal Empresa Estatal	CDEEE 17.7%			Mercado	Monopolios regionales
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Parcialmente regulado		
Requisitos	Mínimos			Part. privada	No
Registros	12 Empresas	Part. Privados?	No		
Integración Vertical	Permitida parcialmente ^a			Concesiones	n.a.
		Comercializadoras	n.a.		
Incentivos Fiscales					
(a) Equipos	Sólo para energías renovables	Grandes Usuarios	n.a.		
(b) Combustibles	Cero Impuestos a las transacciones ^b				
(c) Pequeños generadores	Libre de concesión				
Política de Precios				Usuarios subsidiados	< 300 Kwh ^e
Mercado de contratos	Precio libre mediante Licitación				
Mercado de ocasión	P=Cmg. (regulado)			Política de precios	Regulados
Regulador		Superintendencia de Electricidad (SIE)			
Miembros integrantes en la directiva		3			
Nombrados por el presidente de la república?		Nombrados por el poder ejecutivo y aprobados por el Congreso Nacional			

Fuente: CEPAL, SIE, CDEEE, OLADE, BID y Cálculos Propios

a. Permitida para la generación para las empresas distribuidoras pero sólo hasta el 15% de la demanda del sistema. Sólo la CDEEE tiene integración vertical

b. Según Ley 557-05

c. Retiros de Electricidad en el año 2010

d. Según cifras de OLADE de 2010

e. Dependiendo del nivel de los precios de los combustibles es posible ver subsidios en bloques tarifarios superiores a ese nivel.

Descripción de sub-sector eléctrico

Actualmente el sub-sector eléctrico en República Dominicana opera bajo la estructura legal e institucional diseñada en la Ley General de Electricidad (125-01) y sus modificaciones posteriores y la Ley de Incentivo a la Energías Renovables y Regímenes Especiales (57-07).

Entre las provisiones más importantes de la ley 125-01, su reglamento y las posteriores reformas se encuentran:

- Limita la integración vertical de las empresas del sector eléctrico, con la excepción de aquellas que vayan a generar electricidad usando fuentes renovables y las compañías de distribución participantes del proceso de capitalización¹.
- Permite el otorgamiento de concesiones hasta por 40 años a los interesados en participar en el negocio de generación o distribución eléctrica. No necesitarán concesión los sistemas eléctricos aislados con una demanda menor a 2 megavatios (MW).
- Incorpora la figura de la compensación monetaria (peaje) por el uso de las líneas de transmisión.
- Establece que las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar el servicio de energía eléctrica a todos los que lo soliciten en los tres días laborales siguientes a la solicitud.
- Establece que el sistema de precios de la electricidad debe ser por lo general libre y que sólo serán objetos de regulación las tarifas eléctricas a los usuarios regulados en las zonas de concesión de las empresas distribuidoras.
- Establece que las ventas de electricidad por contrato no deben exceder 80% de la demanda del sistema eléctrico interconectado, lo que garantiza que el mercado ocasional deberá ser al menos 20% del total consumido en el sistema.
- Incorpora penas de cárcel que van desde tres días hasta tres años a las personas que cometan “fraude eléctrico”.

Entre las disposiciones más importantes de la Ley de Incentivo a la Energías Renovables y Regímenes Especiales 57-07 se encuentra:

- Da prioridad a las empresas de generación de energías renovables en el orden de retiros de electricidad.
- Exonera a las empresas de generación eléctrica de fuentes renovables de la obligación de ofertar su generación en el mercado mayorista, pero tienen derecho a vender sus volúmenes de producción al precio marginal de producción de energía eléctrica.
- Permite al CNE el establecimiento de una cuota obligatoria del mercado total de energía eléctrica y/o combustibles para las energías de fuentes renovables o los biocombustibles.

¹ Las empresas que participan de la distribución sí pueden ser propietarias de instalaciones de generación siempre que esta capacidad no exceda el 15% de la demanda.

- Establece incentivos fiscales a todos los proyectos de producción y venta de energía usando fuentes renovables, incluyendo a los productores de biocombustibles, de la siguiente forma:
 - Exención de 100% de los impuestos aplicables a la importación de todo tipo de equipos.
 - Exención del Impuesto sobre la Renta (por 10 años no excediendo el año 2020) a todos los ingresos relacionados a la actividad.
 - Reduce a la mitad el impuesto al financiamiento externo, de 10% pasa a 5%.
 - Se introduce un crédito fiscal para autoprodutores que será equivalente a 75% del costo de las inversiones que realicen.
- Se crea un vehículo de financiamiento con fondos del CNE a bajas tasas de interés para proyectos comunitarios donde se desarrollen fuentes de energía renovables.
- Incorpora la posibilidad de que las empresas involucradas en actividades relacionadas a la energía con fuentes renovables negocien con certificados de reducción de emisiones contaminantes según el “Protocolo de Kyoto”.

Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

Según el artículo 2 de la Ley General de Energía, el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) “es el conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador”.

El Organismo Coordinador (OC) es un organismo independiente que planifica y coordina la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana y determina las transacciones económicas entre sus agentes. La autoridad administrativa del OC es el Consejo de Coordinación, formado por cinco miembros, cuatro de ellos representantes de las empresas e instituciones del estado como la SIE, quien lo preside, un representante de EGEHID, uno de ETED, uno del bloque de las empresas de distribución y un representante de las empresas eléctricas de generación privada.

Las principales funciones del OC son: (i) planificar y coordinar la operación de los agentes del SENI; (ii) garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema; (iii) calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación; (iv) facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión; y (v) generar reportes para la SIE y la CNE.

El participante más resaltante del SENI es la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). Este conglomerado de compañías estatales para diciembre del 2010 controlaba 17% (525,1 MW) de la capacidad instalada de generación, 100% de la transmisión y 100% de la distribución. Las empresas privadas o mixtas participan exclusivamente en la generación, donde acumulan 82,3% (2.434,5 MW) de la capacidad instalada².

² Cifras proporcionadas por el Informe Anual del 2010 del Organismo Coordinador.

Tabla 1. Distribución de la capacidad de generación eléctrica en República Dominicana, año 2010

Fuentes	Públicas	Privadas	Mixta	Total
Primarias				
Hidráulica	17.7%	n.a.	n.a.	17.7%
Secundarias				
Térmica	0.1%	55.1%	27.2%	82.3%
Total	17.7%	55.1%	27.2%	100%

Fuente: Organismo Coordinador y cálculos propios

La CDEEE está conformada por cinco empresas y una entidad funcional. En la generación cuenta con EGEHID, que se encarga de la generación hidráulica; en la transmisión tiene a ETED que controla el monopolio de transmisión; y en la distribución hay tres empresas: EDESUR, EDENORTE y EDEESTE que se distribuyen la mayoría de los usuarios finales del sistema. Adicionalmente bajo el control de la CDEEE se encuentra la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) que coordina las iniciativas para proveer acceso en las zonas rurales y suburbanas.

Generación

Actualmente existen en el sistema eléctrico dominicano 12 empresas privadas o mixtas dedicadas exclusivamente a la generación. Todas ellas producen electricidad a partir de plantas termoeléctricas. En la tabla 2 se muestra la distribución de tecnologías y el combustible utilizado por el sector privado para la generación. La Ley de Hidrocarburos no establece impuestos a la importación de los hidrocarburos usados en la generación eléctrica.

Tabla 2. Distribución de la capacidad instalada según tecnologías y combustibles en las plantas de generación privada, año 2010. (MW)

	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2	Gas natural	Carbón	Total
Ciclo Combinado		485.0	319.0		804.0
Motores Diesel	691.4				691.4
Turbinas a Gas		100.0	236		336.0
Turbinas a vapor	289.5				603.2
Total	980.9	585.0	555.0	313.6	2434.5

Fuente: Organismo Coordinador y cálculos propios

Según la legislación vigente, los precios en el mercado eléctrico mayorista deben estar determinados libremente entre las partes. La ley 112-00 estipula que al menos 20% de la demanda de energía y potencia debe estar suplida por el mercado ocasional, mientras que no más de 80% debe ser suministrada bajo contratos de largo plazo.

El precio a pagar el mercado ocasional debe ser el equivalente al costo marginal de corto plazo³ de la generación y el costo marginal de potencia⁴. En los casos en que haya racionamiento eléctrico, el precio a pagar deberá ser el valor equivalente al costo de desabastecimiento o el costo marginal tope de energía en el corto plazo⁵, que es determinado anualmente por la SIE mediante una fórmula. Los precios en el mercado de contratos deben ser determinados en licitaciones públicas que están reglamentadas por la SIE.

En la práctica, los precios de la electricidad pagados por las empresas distribuidoras están determinados principalmente por los contratos a largo plazo que se firmaron en el año 2001 bajo el “Acuerdo de Madrid” que en su mayoría tienen vigencia hasta 2016. Un estudio de tarifas contratado por la SIE⁶ calcula que para agosto del año 2010, 91,3% de las compras de electricidad se realizaron bajo estos contratos. El volumen restante (8,7%) fue comprado en el mercado ocasional a un precio promedio 27% superior al precio estipulado en los contratos. Este precio, sin embargo, fue determinado principalmente por la SIE mediante la fijación del costo de desabastecimiento.

En ciertas franjas horarias no es posible satisfacer la demanda, ya que algunas empresas generadoras no están dispuestas a producir energía a los costos fijados por la SIE. No obstante, el ente regulador tiene la facultad de forzar a algunas de ellas a operar. Estos generadores, que tienen costos variables superiores a los valores tope fijados por la SIE, son compensados a través de la figura de la “compensación por máquinas forzadas”, que básicamente indemniza a las unidades de generación por la diferencia en costos.

Transmisión

La transmisión eléctrica en República Dominicana es un monopolio estatal manejado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Para el año 2010, ETED contaba con 435 líneas de alto voltaje (69 Kv y 138 Kv) con una extensión total de 3.634 km y 254 subestaciones. Los costos de operación de las líneas y las subestaciones utilizadas para la transmisión son cobrados a los generadores en base al peaje de transmisión.

3 Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible.

4 Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta.

5 Es el costo en que incurrir los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial.

6 INECON. Determinación y ajuste de las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados (tarifa técnica) y diseño de un esquema de implementación progresivo. Marzo 2011.

El pago que cada generador hace mensualmente a la ETED es el producto de multiplicar el Derecho de Conexión Unitario (DCU)⁷ por la Potencia Firme del agente. Este valor se calcula en base a varios parámetros como Peaje Unitario (Valor Unitario del Peaje de Transmisión), Derechos de Usos y la potencia de punta. El parámetro primordial para el cálculo del pago de los agentes del SENI a la ETED es el Valor Unitario del Peaje de Transmisión, una cifra que fue establecida en 0,006 USD/KWh por la SIE en el año 2001. A partir de entonces este valor se ha indexado anualmente por la inflación (CPI) de Estados Unidos siempre que este índice no exceda 2%. Para septiembre del año 2011, el valor indexado de este parámetro se ubicaba en 0,0068 USD/KWh. Los Derechos de Usos se componen de Derechos de Usos de Potencia y Derechos de Usos de Energía que son calculados a partir de los balances de energía del SENI en el período determinado.

Distribución

Como ha sido explicado anteriormente, tres empresas estatales son las encargadas de la distribución de la energía eléctrica a los usuarios finales. Estas tres empresas son EDESUR que hasta diciembre de 2010 retiró 33,5% (4.018,9 GWh) de la energía producida en el SENI y tenía 27,81% (523.136) de los clientes del sistema interconectado; EDENORTE, que retiró 27,9% (3.354,2 GWh) y servía a 38,83% (730.337) de los usuarios; y EDEESTE que durante el mismo período retiró 27,8% (3.337,7 GWh) de la energía producida y suplía a 33,4% (627.546) del número total de consumidores. Sus autoridades administrativas son nombradas por el poder ejecutivo.

La SIE determina mensualmente las tarifas aplicadas y las indexadas, la diferencia entre estas dos tarifas equivale al monto del subsidio pagado a las distribuidoras a través del FETE. A pesar de que la legislación sólo comprende un subsidio a los consumidores residenciales ubicados en la franja tarifaria BTS1, para septiembre de 2011 todas las tarifas cobradas a los usuarios finales contenían un subsidio que iba de 10,4% para los usuarios con suministro de media tensión (MTD1) hasta 59,3% para los usuarios con conexión de baja tensión y consumo mensual menor a 300 KWh (BTS1). En ese mismo mes, el monto pagado por el FETE a las distribuidoras como consecuencia del subsidio fue de aproximadamente USD 23,5 millones.

A partir del 2009 se instauró el programa de subsidios eléctricos denominado Bonoluz. Este programa que está manejado por el Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales subsidia hasta 100 KWh a los usuarios que cumplan con los requisitos establecidos en el Sistema Único de Beneficiarios. El subsidio es pagado a través de la Tarjeta Solidaridad.⁸

7 Fórmula de cálculo del DCU = [(Peaje Unitario x total retiros de energía) - Derecho de Uso] / Potencia de Punta. Para septiembre de 2011 el DCU pagado por los agentes del SENI fue 3,17 US\$/Kwh.

8 Plan de Acción del Sector Eléctrico 2010-2015. Gobierno de la República Dominicana. Diciembre 2009.

Matriz institucional del sector hidrocarburos en República Dominicana

Importación		Transformación / Refinación		Comercialización	
Ppal. Empresa Estatal	Refidomsa	Empresa	Refidomsa	Combustibles líquidos	
Propiedad	51% Estado Dominicano.	Propiedad	Pública	Generación eléctrica (40,7%)	Generadores eléctricos privados 640
Participación Privada	49% PDVSA	Propietario	Estado Dominicano 51% PDVSA de Venezuela 49%	Total de estaciones de servicios (59,3%)	Propagas Puma
Importadores por producto		Crudo		Empresas	Sunix - GB Group Sol Group
Crudo	Refidomsa (100%) Falcondo ^f / Xstrata	Capacidad de refinación	34.400 bpd	GLP	
Derivados líquidos del petróleo	Refidomsa EGE Haina Grupo Propagas Otras generadoras eléctricas privadas	Participación de mercado (2011) ^g	25%	Total de envasadoras	850
		Productos refinados: ^h	Gasolina Regular (22,1%) Diesel Oil (26,6%) Jet Kerosene (17%) Fuel Oil (30,8%) GLP (3,5%)	Consumo envasado	Hogares
Gas Natural	AES	Gas Natural		Transporte	Transporte público y privado
GLP	Grupo Propagas EGE Haina	Empresa	AES Dominicana	Gas Natural	
		Propiedad	Privada	Generación eléctrica	AES Falcondo / Xstrata
		Infraestructura	Terminal de regasificación	Transporte (GNC y GNL)	Transporte público y privado
		Capacidad	160.000 m ³	Política de precios:	Regulados
		Participación de mercado	100%	Subsidios:	GLP
				Incentivos fiscales:	
				Exoneración al impuesto de los combustibles de la ley 112-00	GLP y combustibles para la generación eléctrica y construcción

Regulador

Ministerio de Industria y Comercio - Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), el Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM) y la Dirección General de Minería

Nombrados por el Presidente de la República	Libre nombramiento del Presidente de la República
Financiamiento	Presupuesto ordinario de la nación

Fuente: MIC, CNE y legislación vigente.

f. Falcondo es una empresa minera que cuenta con una refinería de crudo que le suplía sus requerimientos energéticos. No importa crudo desde el año 2008.

g. Cifras de la IEA. Cálculos propios.

h. Fuente: ATLAS Marine Caribbean, Inc. Movimiento de Hidrocarburos en República Dominicana. Marzo-Abril 2009.

Descripción de sub-sector de hidrocarburos

La Constitución aprobada el 26 de abril de 2010 estipula que los recursos naturales no renovables son patrimonio de la nación, pero permite que particulares participen en las actividades de exploración y explotación de estos recursos.

República Dominicana no es un país productor de hidrocarburos, todos los combustibles usados en su territorio son importados. El Estado dominicano es socio del 51% de la única refinería en el país (REFIDOMSA), mientras que el otro 49% está controlado por PDVSA, la empresa petrolera del Estado venezolano. La refinería tiene una capacidad instalada de 35.000 bbl/día ⁹, lo que representa aproximadamente 25% de las necesidades de combustibles del país. El resto de los combustibles son importados por el sector privado.

El precio de venta de los combustibles es determinado semanalmente por el MIC basado en los precios internacionales de los hidrocarburos y el tipo de cambio oficial fijado por el Banco Central. Como se ha hecho referencia anteriormente, los combustibles usados para la generación eléctrica están exentos del pago de impuestos.

La comercialización de los productos derivados del petróleo está dominado por seis operadores privados de capital extranjero. El transporte de los combustibles a los puntos de venta minoristas está controlado por unidades de transporte que están agrupadas en el Sindicato de Choferes y la Asociación de Propietarios de Camiones, el número de cisternas está regulado por el MIC.

⁹ CNE. Plan Energético Nacional 2004-2015. Julio 2004.



Evolución Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

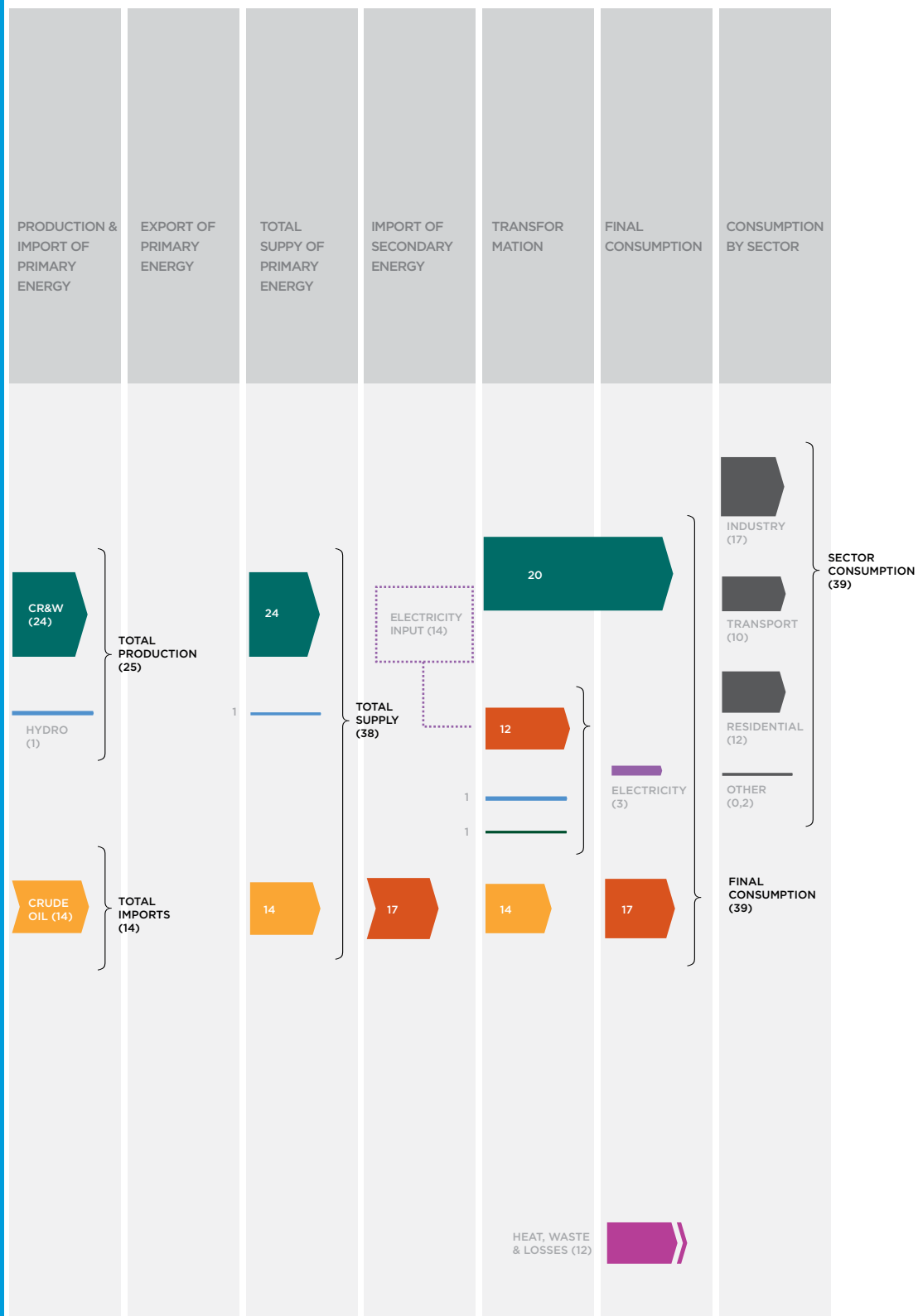


1971-1974

Al inicio de este análisis histórico, resulta claro que hace 40 años, la matriz energética de la República Dominicana consistía esencialmente de dos fuentes de energía: hidrocarburos y biocombustibles, con una participación minúscula de la energía hidráulica.

Energy Flow 1971-1974

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Entre 1971 y 1974, el consumo total de energía totalizó 56 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), de los cuales el 55% son importaciones de crudo y productos derivados. Los 14 mbd en importaciones de crudo los manejó la Refinería Dominicana de Petróleo, S.A. (Refidomsa), inaugurada en 1973. En segundo plano están los combustibles renovables, con 24 mbepd y 43%. Según OLADE, 54% de este total es leña. La pequeña producción hidráulica, 1 mbepd, vino a partir de las centrales Jimenoa de 8.4 MW de capacidad, Las Damas de 7.5 MW, y Tavera, de 96 MW desde 1973.

Electricidad

Entre 1971 y 1974 se consumieron 13.4 mbepd para generar electricidad. Los combustibles líquidos representaron el 87% con 12 mbd, la hidrogenación aportó 7%, y los combustibles renovables otro 6%. Las pérdidas de transformación y transmisión eléctrica fueron masivas, ya que el consumo final de electricidad (2.73 mbepd) equivale a 21% de los insumos (14 mbepd), lo que significa pérdidas de 79% en la generación.

Durante este periodo, se generaron 1791.75 GWh de electricidad. Esta provino en un 67% de los combustibles líquidos. La hidrogenación aportó 536 GWh, lo que es 30% de la generación total. Finalmente, el uso de combustibles líquidos aportó el 3% restante, con 59 GWh.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Combustibles líquidos	11.6	87	1,196.75	1.83	67
Hidrogenación	0.9	7	536.00	0.82	30
Combustibles renovables	0.8	6	59.00	0.08	3
Total	13.4	100	1,791.75	2.73	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Por sectores, el consumo final fue principalmente industrial, con 17 mbepd, 44% del total. Este uso industrial se basó 64% en los combustibles renovables, con los combustibles líquidos aportando 30%, y la electricidad 6%. El uso residencial, 31% del consumo final dependió en un 76.1% en los combustibles renovables y desecho. 14.4% de su consumo vino a partir de la electricidad, con el porcentaje restante, 9.5, a partir de productos derivados del petróleo. El sector de transporte, 25% el consumo final, únicamente usó combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	30.4%	100%	9.5%	N/A	100.0%
Combustibles renovables	63.6%	0%	76.1%	N/A	0%
Electricidad	5.9%	0%	14.4%	N/A	0.0%
Total	100%	100%	100%	N/A	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

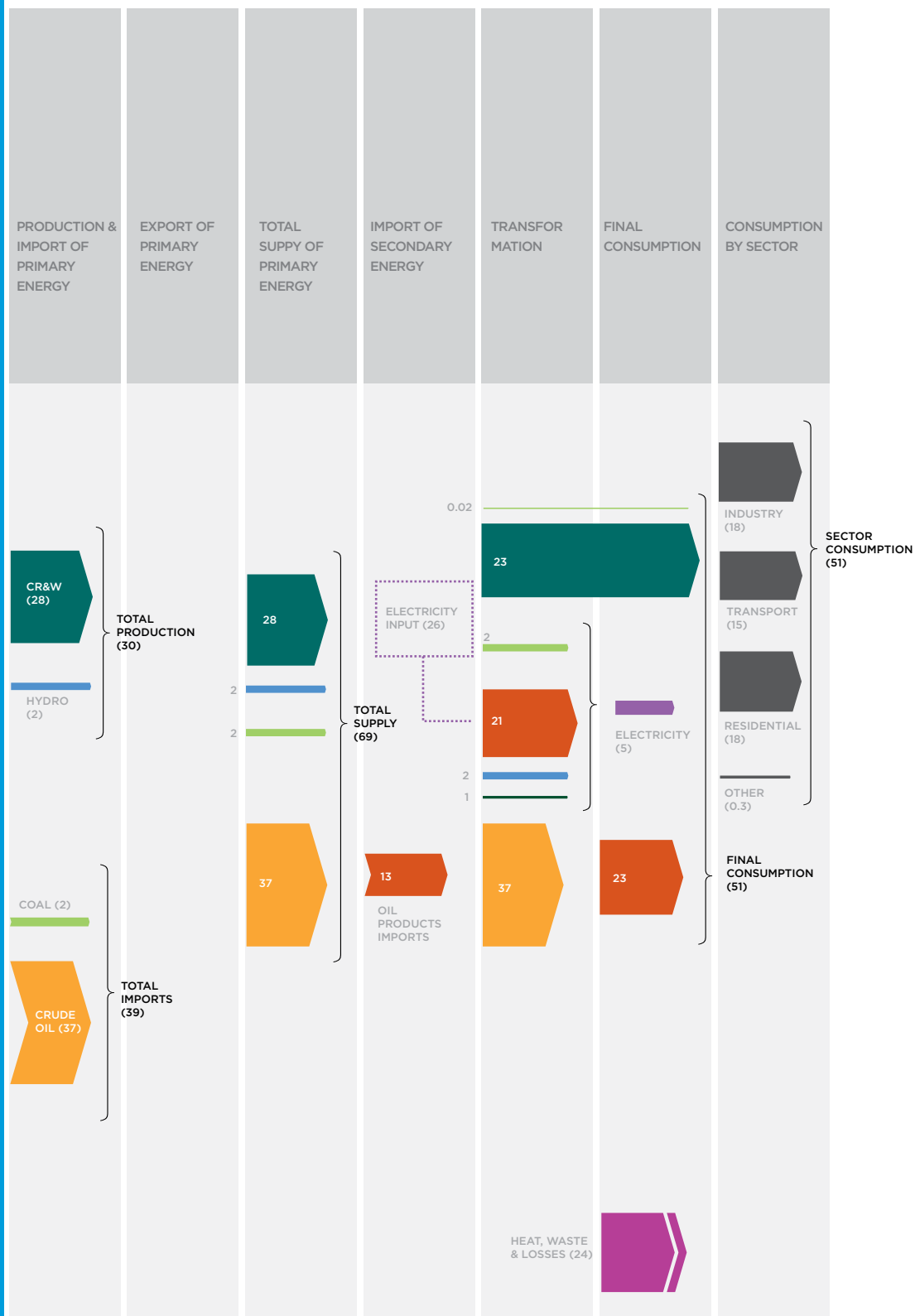


1984-1987

En este segundo período, después de 13 años, la matriz energética de República Dominicana seguía consistiendo esencialmente de biocombustibles e hidrocarburos como fuentes de energía primaria. Sin embargo, el proceso de urbanización y electrificación, junto con el aumento del consumo per cápita de la población, se traducen en una disminución relativa de los biocombustibles, en particular la leña.

Energy Flow 1984-1987

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

El consumo de energía creció 46%, ubicándose en 82 mbepd entre 1984 y 1987, compuestos por 50 mbepd de hidrocarburos, 28 de biocombustibles, 2 de carbón y 2 de recursos hídricos, en proporciones 61, 33, 2 y 2 %. El crecimiento se explica por el incremento del 164% de las importaciones de crudo, gracias a la incorporación de Refidomsa con capacidad de 40 mbd. La importación de producto se mantuvo en 13 mbd, prácticamente inalterada. La incorporación del carbón totaliza 2 mbepd. Mientras que los biocombustibles llegan a 28 mbepd, de los cuales 64% fue leña, la energía hidráulica pasó de 1 a 2.25 mbepd. Este salto se explica por la incorporación entre 1974 y 1987 de Valdesia con 54 MW de capacidad instalada (1975), Rincón con 10.1 MW (1978), Sabana Yegua con 13 MW (1979), Sabaneta con 6.4 MW (1981), Hatillo con 8 MW (1984) y la Lopez-Angostura con 18 MW (1987).

Electricidad

La generación eléctrica consumió 85% más de energía, llegando a 26 mbepd, Este consumo se compuso en su amplia mayoría por combustibles líquidos, que bajaron su participación del 87% a 82%. Las demás fuentes para la generación eléctrica fueron el carbón con 6% del total, la hidrogenación con 9% y los combustibles renovables con 4%. A partir de este consumo, la República Dominicana generó total de 4,233.5 GWh por año, casi 2.4 veces el total promedio del periodo 1971-1974. El patrón de composición se mantuvo relativamente sin cambios, y así se mantienen pérdidas masivas de transformación y distribución del orden del 80% de la energía consumida en generación eléctrica.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	1.50	5.7	303.5	0.36	7
Combustibles líquidos	21.40	81.7	2552.0	3.12	60
Hidrogenación	2.25	8.6	1304.5	1.61	31
Combustibles renovables	1.0	3.8	73.5	0.10	2
Total	26.20	100	4,233.5	5.20	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Para el periodo 1984-1987, el sector industrial cayó de 44 a 35% del consumo final, con 60% de su uso viniendo de combustibles líquidos y 13% de electricidad – el doble del promedio anterior. La industria dejó de ser el segmento de mayor consumo y ahora comparte esta posición con el sector residencial, totalizando 18 mbepd cada uno. Este segmento disminuyó su consumo de leña y caña del 76% al 70% y aumentó su uso de productos derivados del 9.5% al 15%. El consumo residencial aumentó 4% debido al proceso de urbanización. El transporte también tuvo un repunte, llegando a 29% de 26% anteriormente.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.1%	0%	0%	N/A	0.0%
Combustibles líquidos	27.7%	100%	14.5%	N/A	100.0%
Combustibles renovables	58.8%	0%	70.0%	N/A	0%
Electricidad	13.3%	0%	15.5%	N/A	0.0%
Total	100%	100%	100%	N/A	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

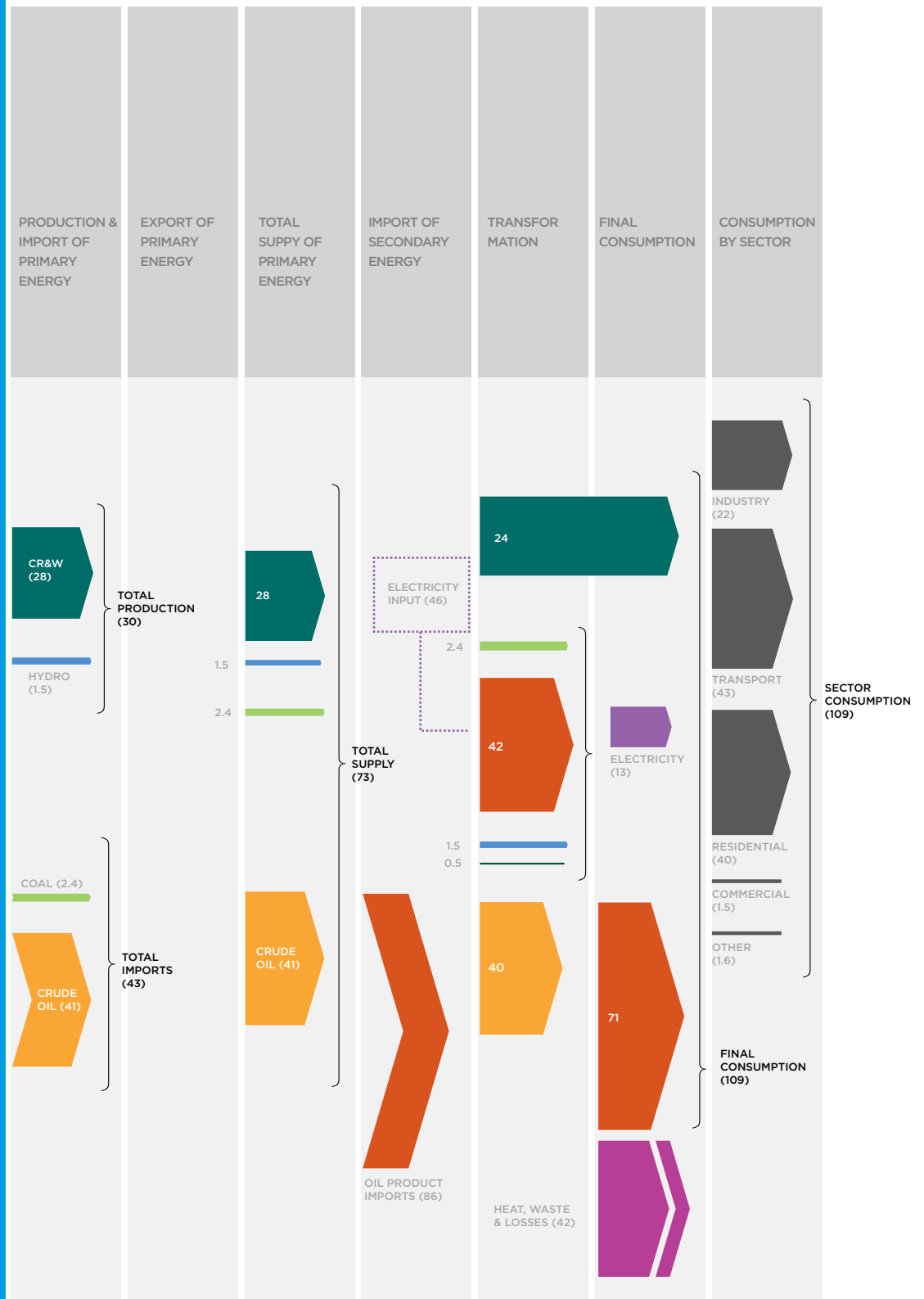


1999-2002

La matriz energética de República Dominicana para el tercer período, casi se duplica y se hace aún más dependiente de petróleo importado, crudo para procesamiento interno y productos para consumo final. De hecho, la fuente de energía que más crece son los combustibles de transporte, importados en su mayoría. La oferta de energía de otras fuentes prácticamente no crece. Esto refleja el continuo proceso de modernización y urbanización del país.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Entre 1984-1987 y 1999-2002, el consumo total de energía casi se duplica, ubicándose en 159 mbepd. Este aumento se debe al crecimiento en la importación de combustibles líquidos, que pasaron de 13 a 86 mbepd. El resto de las fuentes, incluido el crudo importado, se mantuvieron estables. En proporciones el consumo de hidrocarburos, biomasa, carbón e hidráulica es de 80, 18, 1 y 1%, respectivamente. Cabe mencionar la caída de la energía hidráulica de 2.25 a 1.5 mbepd, a causa de una sequía al comienzo de los años noventa. La inauguración en 1992 de las centrales Jigüey con 98 MW y Aguacate con 52 MW no logró contrarrestar sus efectos.

Electricidad

Para este periodo hay un aumento del 77% en el consumo para la generación eléctrica, llegando a 46 mbepd. Los combustibles líquidos pasaron de 21 a 42 mbepd, manteniéndose como la fuente más importante, con 91% de este consumo. Las demás fuentes fueron el carbón (5% del total), los combustibles renovables (1.2%) y la energía hidráulica (3.2%). El carbón creció en un 57%, la hidrogenación aportó 0.75 mbepd menos que antes y los biocombustibles bajaron de 1 a 0.48 mbepd. La electricidad generada durante 1999-2002 fue 9,758.25 GWh, más del doble del total anterior. De esta generación, 86% proviene de combustibles líquidos mientras que solo 9% viene de la hidrogenación, cayendo del 31% anterior. Solo 5% de la generación vino a partir del uso de carbón.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	2.36	5.1	478.25	0.64	5
Combustibles líquidos	41.95	90.5	8,385.00	11.01	86
Hidrogenación	1.48	3.2	857.00	1.15	9
Combustibles renovables	0.54	1.2	38.00	0.05	0.4
Total	46.33	100	9,758.25	12.8	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Entre 1987 y 1999 se produce un cambio importante en el patrón sectorial. Anteriormente, 70% del consumo se dividía entre industria y residencia. Para comienzo de siglo, es el transporte que tiene el mayor consumo, con 43 mbepd y 39% – casi tres veces su total anterior y compuesto por derivados. En segundo lugar está el consumo residencial, con 37% y 40 mbepd, más del doble de su consumo anterior y enfocado en combustibles líquidos (43.4%) y biocombustibles (41.4%), un crecimiento de los primeros en detrimento de los segundos. El consumo de la industria llega al 20% del consumo con 22 mbepd, un crecimiento de solo el 22% y pasando a usar mas derivados que biocombustibles por primera vez.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	0.0%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	43.0%	100%	43.4%	0%	100%
Combustibles renovables	33.8%	0%	41.4%	0%	0%
Electricidad	23.2%	0%	15.2%	100%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

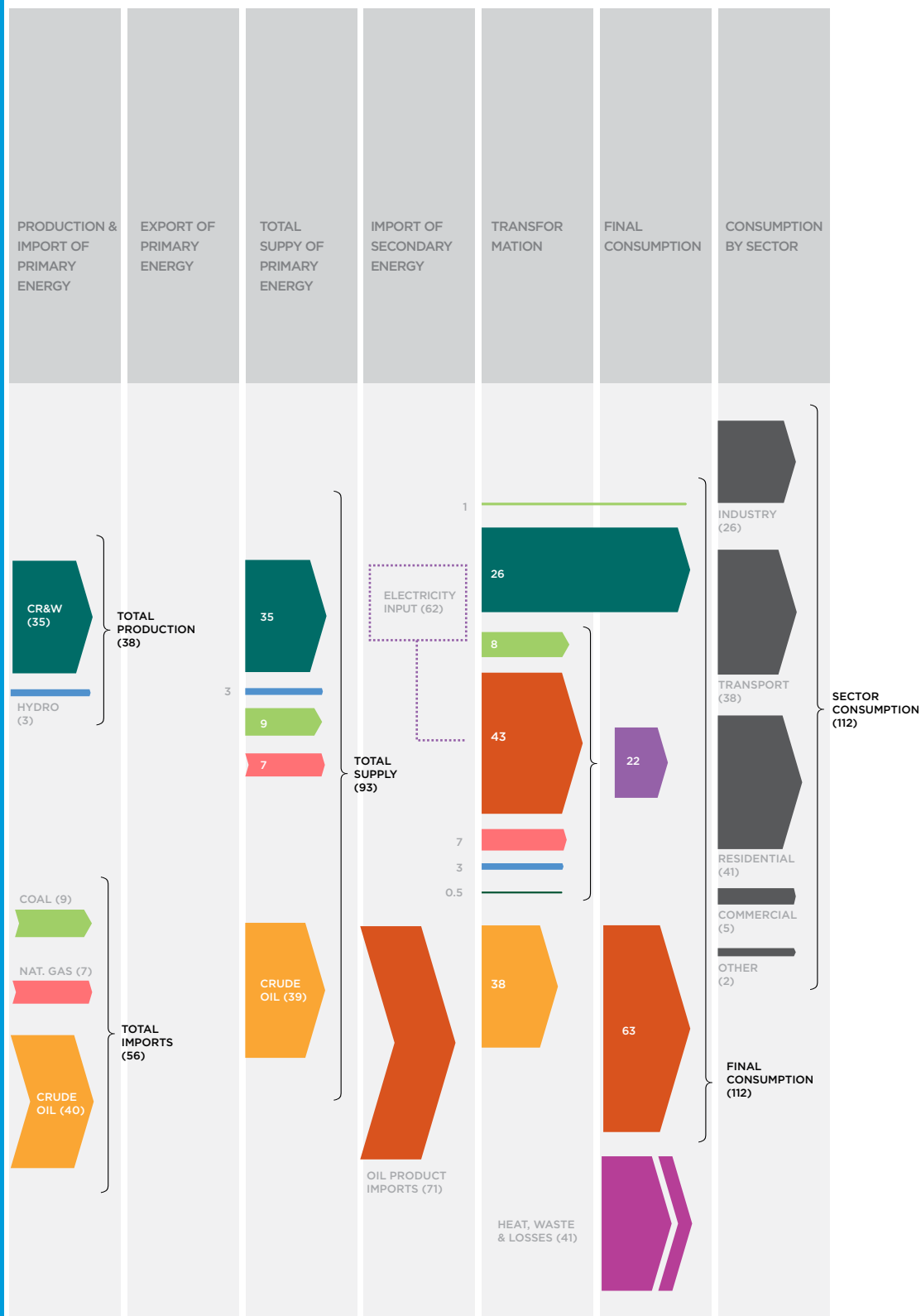


2005-2008

Este cuarto período aunque más corto que el anterior, un lustro contra tres, presenta importantes cambios en la matriz energética de República Dominicana por el salto cuántico en el precio del petróleo. El país redujo su consumo absoluto y relativo de petróleo por la vía de aumentar su eficiencia en el consumo y sustituir petróleo por carbón, gas, energía hidráulica y biocombustibles.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Para este periodo ocurrieron importantes cambios en el consumo ya que inicia un proceso de diversificación hacia menor dependencia de derivados importados. El cambio más resaltable es la incorporación del gas natural importado con 7 mbepd. A partir del 2003, el país comenzó a importar gas luego de que la empresa AES convirtiera la termoeléctrica La Mina a gas y completara una terminal de importación. También se destaca el crecimiento del carbón importado, de 2.4 a 9 mbepd, gracias en parte a la rehabilitación de las plantas generadoras de Itabo, cuyo puerto es el único que recibe importaciones de carbón hoy en día. La importación de combustibles líquidos y petróleo crudo registraron caídas del 5% y 17%, respectivamente, mientras que los biocombustibles aumentaron 25%. La producción hidráulica llegó a 3 mbepd, gracias a la recuperación de la sequía y a la incorporación de la Río Blanco en 1996 con 25MW y de Mención en 2001 con de 50 MW.

Electricidad

Gracias a la introducción del gas natural y a la expansión del carbón, el consumo de generación creció 33%. Los derivados mantuvieron estable su aporte mientras que los biocombustibles bajaron de 0.52 a 0.45 mbepd. La hidrogenación aporta otros 3 mbepd. A partir de este consumo se generaron 13,996.25 GWh, un crecimiento del 43%. De nuevo los combustibles líquidos fueron la principal fuente, con 65% - lo cual es una caída del 86% anterior. Los derivados fueron parcialmente reemplazados por el gas natural, con 11% de la generación, y por el carbón, con 12%. La hidrogenación pasó de 9 al 12%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Generación (GWh)	Generación (mbepd)	%
Carbón	8.35	13.6	1,692.00	2.62	12.1
Combustibles líquidos	43.26	70.2	9,053.50	14.00	64.7
Gas natural	6.62	10.7	1,533.75	2.38	11
Hidrogenación	2.91	4.7	1,685.75	2.60	12
Combustibles renovables	0.45	0.7	31.25	0.43	0.2
Total	61.59	100	13,996.25	21.64	100

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo final totalizó 112 mbepd, un crecimiento del 2.7%. El sector transportista perdió su lugar como el principal consumidor de energía, pasando del 39% al 34%. El sector residencial pasa al primer lugar con 37% del total y 41 mbepd compuesto 43% biocombustibles, 39% combustibles líquidos y 18% electricidad. El uso industrial llegó a 26 mbepd – 23% del total. El consumo comercial, compuesto 85% por electricidad y 15% por derivados es 4% del total – mientras que los demás sectores son solo 2%.

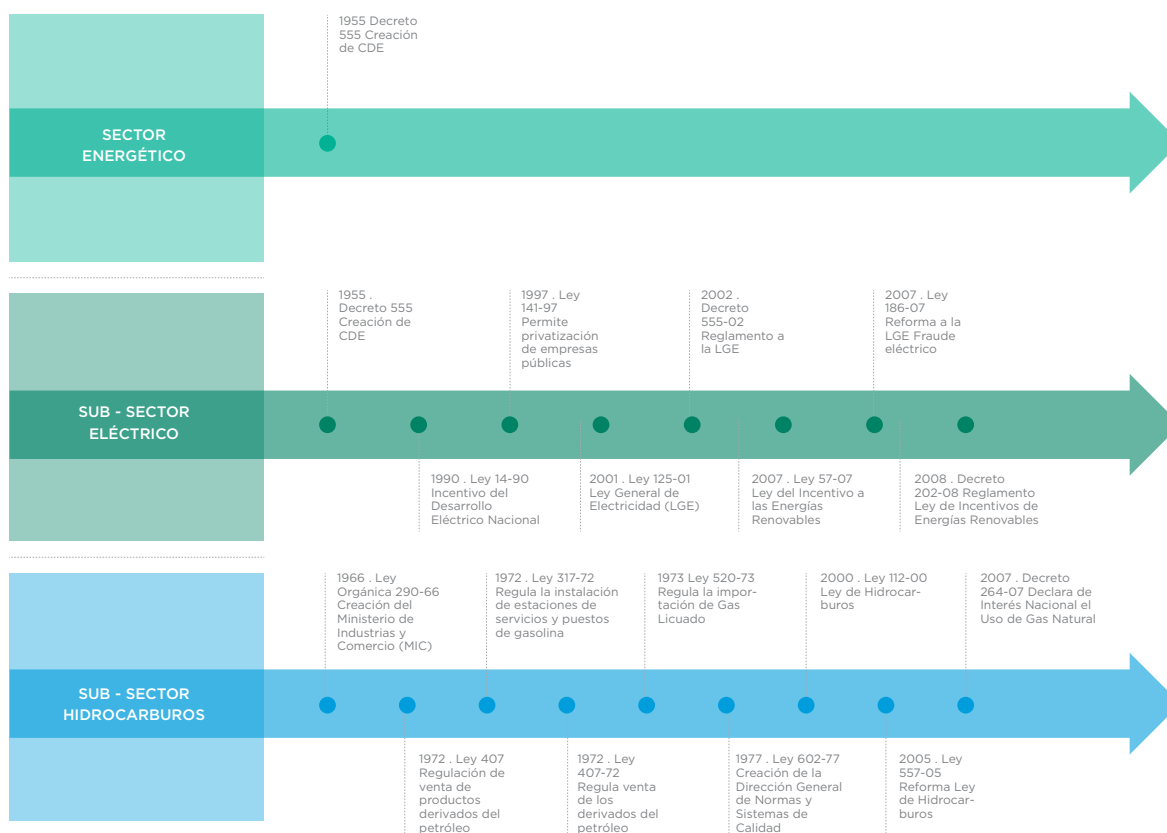
Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	4.2%	0%	0%	0%	0%
Combustibles líquidos	30.0%	100%	38.8%	15.4%	46.3%
Combustibles renovables	31.7%	0%	43.2%	0%	0%
Electricidad	34.1%	0%	18.0%	84.6%	53.7%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA



Reformas Institucionales

Evolución del marco regulatorio del sector energético, sub-sector eléctrico y sub-sector de hidrocarburos en República Dominicana



Fuente: Elaboración propia

Origen

La configuración actual del sector energético de República Dominicana refleja los lineamientos trazados en la Ley de Hidrocarburos aprobada en 2000 y la Ley General de Electricidad firmada en 2001 y reformada en el año 2007. Estas leyes fueron los pilares fundamentales de la principal reforma estructural que ha sucedido en el sector desde la creación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) en 1955 y la firma en 1956 de la ley 4532-56 sobre la explotación de petróleo.

El 5 de mayo de 1955, bajo la presidencia de Héctor Trujillo, se firma la Ley Orgánica No. 4115 que crea la Corporación Dominicana de Electricidad. Esta ley y algunas posteriores le otorgaron a la recién creada institución el mandato de tomar el control monopólico del mercado eléctrico dominicano en todas sus fases. Al año siguiente, el gobierno publica también la ley 4532-56 que declara como utilidad pública todo lo relativo a la exploración, refinación y transporte de las reservas de petróleo que se encuentren en el país.

En 1966 se crea el Ministerio de Industrias y Comercios con la función de crear políticas y regular todas las actividades del sub-sector de hidrocarburos. Posteriormente, en 1972 y 1973 el Estado dominicano avanza con una serie de legislaciones¹⁰ que regulan todo lo referente a la importación y a la comercialización interna de productos derivados del petróleo. Dentro del grupo de leyes aprobadas se reconoce la participación privada en la comercialización de combustibles fósiles y sus derivados. En 1973 se funda REFIDOMSA, la única refinería de petróleo en el país, creada como una empresa mixta con 50% de participación de Shell Company y 50% en manos del Estado dominicano.

Los primeros pasos hacia la apertura del sector

A finales de los ochentas, después de décadas de control estatal, el sistema eléctrico dominicano presentaba una serie de deficiencias en la producción, transformación y uso final de la energía¹¹. El Banco Mundial calculaba¹² que para el año 1989 el déficit de electricidad se ubicaba en 800 GWh, lo que representaba aproximadamente el 20% de la demanda eléctrica. Asimismo, USAID¹³ estimaba que los constantes cortes eléctricos entre 1984 y 1988 costaban anualmente a la economía dominicana alrededor de 4% del PIB (USD 218,4 MM).

10 Las leyes aprobadas en el periodo: (i) Ley 317-72, aprobada el 18 de Abril de 1972, que regula la instalación de estaciones de servicios y puestos de gasolina; (ii) Ley 407-72, aprobada el 10 de Octubre de 1972, que regula la venta de gasolina, diesel oil, aceites, lubricantes y otros productos similares; (iii) Ley 520-73, aprobada el 25 de Mayo de 1973, que regula la importación de gas licuado de petróleo.

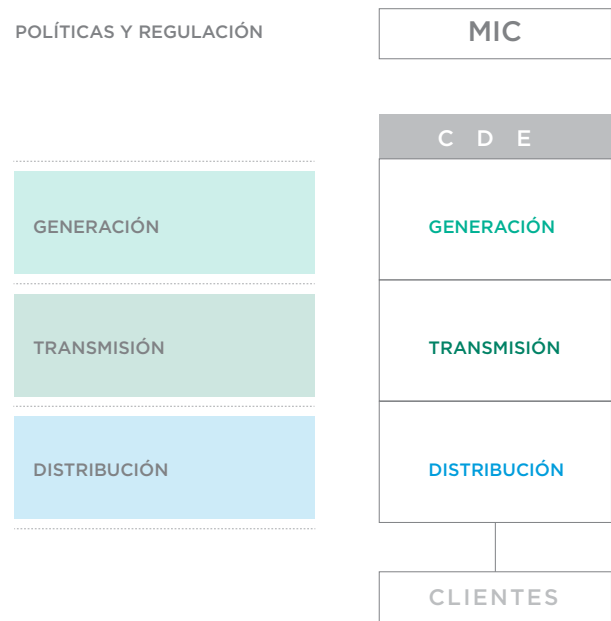
11 Dominican Republic: Issues and options in the Energy Sector Report No. 8234-

12 Idem

13 Environmental Assessment for the Dominican Republic Power Sector. Banco Mundial

El gobierno de Joaquín Balaguer, ante las dificultades que encontraba la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) para responder a la demanda eléctrica, firma en 1990 la Ley de Incentivos al Desarrollo Eléctrico Nacional (Ley No. 14-90). Esta legislación reconoce por primera vez la participación de empresas privadas en el sub-sector eléctrico, principalmente en la generación. La ley 14-90, que fue derogada dos años después al crearse el Código Tributario, buscaba el aumento de la generación eléctrica mediante incentivos fiscales como la exoneración de impuestos a la importación de equipos y a la importación y compra de combustibles. También exoneraba de varios impuestos a las transacciones económicas que involucraran combustibles. La legislación buscaba que las empresas autogeneradoras incrementaran la venta de sus excedentes de electricidad a la red nacional.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en República Dominicana, año 1990



Fuente: Elaboración propia

A pesar de que la ley 14-90 fue derogada, la intención de darle más participación al sector privado en el mercado eléctrico se mantiene. En el año 1993, mediante el decreto 148-93, se crea el Consejo Nacional de Energía, su principal función fue la de diseñar una estrategia de reforma integral del sector energético siguiendo las sugerencias hechas por los organismos multilaterales (BID y Banco Mundial principalmente). En pocos meses el Consejo prepara la propuesta de reforma y presenta al congreso la Propuesta de Ley General de Energía, sin embargo, no se aprueba hasta 2001. A finales de 1993 el Gobierno da luz verde a la construcción de la primera planta de generación eléctrica financiada con capital privado.

Capitalización del sector eléctrico: privatización sin estructura institucional

En 1996 asume la Presidencia Leonel Fernández, quien continúa avanzando en el proceso de transformación del sector energético. En 1997 se aprueba la Ley de Reforma de la Empresa Pública (141-97) que permite la privatización o “capitalización” de las empresas estatales del sector eléctrico, disolviendo la integración vertical que mantenía la CDE desde 1955.

En su articulado, la ley 141-97 enuncia que: (i) limita la participación privada en las empresas a privatizar hasta el 50% del capital; (ii) otorga el control administrativo a los nuevos socios; (iii) elimina la integración vertical, pero permite que las empresas distribuidoras participen con activos en la generación hasta el 15% de la demanda máxima del sistema; (iv) permite que los empleados de las empresas a privatizar participen del proceso mediante la capitalización de sus prestaciones laborales; y (v) excluye del proceso de capitalización a las instalaciones de transmisión eléctrica y las de generación hidroeléctrica.

Con parte de los activos de la CDE se crearon cinco empresas para ser privatizadas, tres empresas de distribución según sus zonas de operación (EDENORTE, EDESUR y EDEESTE) y dos de generación térmica (Haina e Itabo), reservándose para el Estado los activos de transmisión eléctrica y los de generación hidráulica. La oferta pública de las empresas y el traspaso final de los activos ocurre a finales de 1999.

En el contexto de la privatización, las empresas generadoras (Itabo, Haina y CDE) y las distribuidoras firmaron contratos por cinco años para la venta de la energía. Los contratos estipulaban que las cantidades contratadas irían reduciéndose anualmente hasta 2003. Inicialmente representarían 70% de la demanda máxima en el primer año de vigencia, pero irían reduciéndose hasta representar sólo 19% al final del periodo¹⁴. El objetivo era que los precios de la energía se determinaran por medio de procedimientos de licitación competitivos y en el mercado ocasional.

Las reformas también incluían ajustes en los métodos de fijación de las tarifas cobradas a los consumidores finales. La resolución 237-98 de 1998, emitida por la Secretaría de Industrias y Comercios, estableció el plan de facturación a aplicarse en los ocho años posteriores de la firma de la resolución. El plan estipulaba un período de dos años de transición hasta llegar a una “tarifa técnica” a partir del 1 de enero de 2003. El período de transición mantenía el modelo tarifario previo a la capitalización con subsidios cruzados entre los usuarios industriales (pagaban una tarifa superior a la tarifa eficiente) y los usuarios residenciales con consumo menor a 300 KWh¹⁵. La tarifa técnica que continuaría a partir

¹⁴ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17.

¹⁵ Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008

del 2003 debía transferir todos los costos de la generación, transmisión y distribución hacia las tarifas pagadas por todos los usuarios finales, eliminando los subsidios.

Las compañías extranjeras que participaron en la capitalización de las empresas de distribución fueron Unión Fenosa (EDENORTE y EDESUR) y AES (EDEESTE), a las cuales se les otorgaron concesiones por 40 años. La viabilidad financiera de las empresas distribuidoras dependían de tres componentes principales¹⁶: (i) la reducción sustancial de las pérdidas totales en la distribución; (ii) el aumento de los índices de recaudo; y (iii) la aplicación del régimen tarifario vigente¹⁷.

Consolidación de la estructura institucional

En el año 2000, el Congreso dominado por el partido del recién electo Presidente Hipólito Mejía aprobó la Ley de Hidrocarburos (112-00). Entre los principales aportes de esta ley se pueden enumerar:

- El establecimiento de impuestos a las transacciones con combustibles fósiles.
- La ratificación del subsidio directo a las familias para el consumo de gas licuado de petróleo.
- La fijación de parámetros para la fiscalización de los volúmenes de combustible importado.
- La ratificación de que los precios de venta al público de los combustibles fósiles serán determinados por el Estado.
- La libre importación de combustibles fósiles y derivados del petróleo para las personas físicas o empresas que tengan estructuras para tales fines.

Posteriormente, en julio de 2001, se aprueba la Ley General de Electricidad (125-01) conteniendo pocos cambios con respecto a la propuesta presentada al Congreso en 1993. El instrumento legal tiene un enfoque dirigido a promocionar la participación del sector privado en el mercado eléctrico. Con esta ley se crean las instituciones del Estado relacionadas al sector, como la Comisión Nacional de Energía (CNE), encargada de las políticas del sector; la Superintendencia de Electricidad (SIE), que se ocuparía de regular a los participantes del mercado eléctrico; y el Organismo Coordinador (OC), ideado para realizar la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

La ley 112-00 ordena la creación de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) que controla 100% de la transmisión eléctrica (la empresa se creó formalmente en 2007) y la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), que controla 100% de la generación hidráulica. Los objetivos principales de la ley 125-01¹⁸ son los siguientes:

¹⁶ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17.

¹⁷ El régimen tarifario al momento de la capitalización fue establecido en la resolución del SEIC No 237-98 emitida en Octubre de 1998. La estructura de tarifas buscaba ir traspasando paulatinamente los costos de la energía a los usuarios finales. Este régimen tarifario tendría vigencia hasta el 2006 y comprendía un periodo de transición que finalizaba el 31 de Diciembre del 2002.

¹⁸ Resumen Ley General de Electricidad de la Republica Dominicana. Pellerano & Herrera

- Promover y garantizar la oferta de electricidad que demanda el país en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad.
- Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico.
- Promover la competencia en el área de generación, motivando que la inversión y los precios en ese renglón sean libres y determinados por el mercado.
- Regular los precios de transmisión y distribución, basándose en criterios económicos de eficiencia y equidad.
- Velar porque el suministro de electricidad se realice con neutralidad y sin discriminación.
- Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

Problemas en el sector eléctrico: los precios, las tarifas y los subsidios

En 1999, cuando ocurre la privatización del sector eléctrico, los precios del petróleo se ubicaban en su nivel más bajo en décadas, pero a partir de ese año los precios aumentaron rápidamente. Durante el año 2000, las instituciones del sector energético toman medidas para tratar de amortiguar el efecto del crecimiento de los precios de los combustibles sobre las tarifas eléctricas. En febrero, la SIE establece una tarifa tope para los usuarios finales, comprometiéndose a subsidiar las pérdidas a las empresas de distribución y en diciembre el MIC establece un subsidio a los combustibles usados en la generación eléctrica¹⁹. La factura resultante de estos subsidios va aumentando, generando con ello una presión fiscal muy fuerte al gobierno y estrés financiero a las empresas participantes del mercado eléctrico.

La acumulación de deudas se va haciendo insostenible para el Estado y un problema para las empresas de distribución y generación. En el año 2001 se firma el “Acuerdo de Madrid” para renegociar los términos de los contratos iniciales de suministro. La renegociación comprende ²⁰: (i) la reducción de los cargos por capacidad y del cargo por energía aplicable²¹; (ii) cambios en las formulas de indexación del cargo por energía ²²; y (iii) la ampliación del plazo de vencimiento de los contratos hasta 2016 (originalmente estaba fijado en 2003), manteniendo los niveles de capacidad contratada del período 1999-2001.

En el mismo año 2001 el gobierno crea por decreto el Programa de Reducción de Apagones (PRA) donde participan también las empresas de distribución. El programa consistía en un subsidio de

¹⁹ Resolución SEIC 283-00. Diciembre de 2000.

²⁰ Dussan, Manuel. República Dominicana. Diagnóstico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID. 2003. Página 17

²¹ Los cargos por capacidad en los contratos de suministro pasan de 8.8 US\$/kW-mes a 6.98 US\$/kW-mes. El cargo por energía aplicable a mediados de 2001 se reduce de aproximadamente 81 US\$/MWh a 55 US\$/MWh, excepto para energía suministrada por CDE y las térmicas a carbón, con un cargo de 52 US\$/MWh.

²² Se aplica un índice ponderado 70%/30% del precio de referencia del fuel oil No. 6, 3% azufre en la costa del golfo y el índice de precios al consumidor en los Estados Unidos. Se toma un precio base del fuel oil de 17 US\$/barril, el precio del mercado cuando se hizo el acuerdo.

100% a la energía suministrada a comunidades marginadas, donde el Estado pagaría 75% del subsidio y lo restante sería sostenido por las empresas de distribución. Los beneficiarios del subsidio pagarían un monto fijo mensual y serían escogidos según la localización de su vivienda. En el año 2007 el subsidio asociado a este programa alcanzaba USD 118 millones, representando el equivalente a 30% del subsidio total destinado a zonas No PRA²³.

Los problemas en el sub-sector eléctrico se fueron agudizando. Se calcula que para septiembre de 2002 la deuda del Estado con las generadoras eléctricas ascendía a USD 179 millones, cerca del 1% del PIB del país. En septiembre de ese año, la SIE aumenta las tarifas existentes eliminando el subsidio directo y cambiando la estructura de bloques tarifarios. Sin embargo, en marzo de 2003, mediante un decreto presidencial, se crea el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE) que busca compensar a los usuarios residenciales con un consumo menor a 300 KWh-mes por los aumentos de tarifas. Este subsidio será pagado a las distribuidoras por la diferencia entre la tarifa aplicada (tarifa real cobrada a los usuarios) y la tarifa indexada (la tarifa teórica que incluye la estructura de costos del sistema eléctrico). Según cálculos de la SIE, para el año 2008 el monto total transferido por la FETE a las distribuidoras fue de aproximadamente USD 450 millones, alrededor del 40% de la facturación total de las empresas de distribución²⁴.

Renacionalización de las empresas de distribución

Durante 2003 ocurre una crisis financiera seguida por una devaluación del peso dominicano. El tipo de cambio alcanzó a principios de diciembre 43,40 RD\$/USD desde 17,66 RD\$/USD a principios del año. En 2004 la producción total de electricidad se ubicó en 11.795 GWh lo que representaba una caída de 11,08% con respecto al año anterior. Durante 2003 y 2004 la importación de combustibles cayó 0,94% y 15,51% respectivamente²⁵.

El 10 de septiembre de 2003, ante los problemas que estaban afectando a las empresas de distribución eléctrica, el Estado dominicano a través de la CDEEE compra 50% de las acciones en EDENORTE y EDESUR que estaban en manos de Unión Fenosa, asumiendo de nuevo su control administrativo. Posteriormente, en mayo de 2009 la CDEEE también compra 50% de las acciones de EDEESTE que estaban en manos privadas, volviendo así a tener el control monopólico del negocio de distribución eléctrica del país. Las empresas ahora nacionalizadas mantuvieron los contratos de suministro firmados en el Acuerdo de Madrid con vencimiento en 2016.

23 Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008.

24 Méndez, Francisco Antonio. Energía: Desarrollo Regulatorio en Iberoamérica. Capítulo 18. ARIAE, 2008

25 Fuente IEA: World Energy Statistics y cálculos propios.

Energías renovables, gas natural y fraude eléctrico

En 2007, durante el segundo gobierno de Leonel Fernández, se aprobaron cuatro instrumentos legales relacionados con el sector energético: la ley 57-07, denominada Ley de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales; la Ley 186-07 que fue una reforma a la Ley General de Electricidad 125-01; el decreto 264-07 que declara de interés nacional el uso de gas natural y el decreto 629-07 que crea la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

La primera ley que se aprueba ese año es la Ley 57-07 que busca fomentar el desarrollo de proyectos que aprovechen las fuentes de energías renovables en el país. Esta ley establece dos metas: (i) que 25% de las necesidades del servicio eléctrico sean suplidas a partir de fuentes renovables para 2025; y (ii) que para 2015 la energía proveniente de las fuentes renovables representen al menos 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras. La legislación encarga al CNE dar cumplimiento a estas metas. Adicionalmente, crea el Organismo Asesor que apoyará al CNE en asuntos técnicos relacionados en las energías renovables. La ley 57-07 incluye entre sus objetivos:

- Aumentar la diversidad energética del país.
- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.
- Estimular los proyectos de inversión privada, desarrollados a partir de fuentes renovables de energía.
- Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles.
- Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energías renovables.
- Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía.

La ley 186-07 fue la segunda normativa relacionada al sub-sector eléctrico aprobada en 2007. A esta ley se le conoció como la ley del fraude eléctrico, ya que en su articulado incorporó castigos y penas específicas para actividades que se consideraran como “atentado contra la seguridad del sistema eléctrico nacional” o “fraude eléctrico”. Las altas tasas de pérdidas de electricidad son uno de los problemas crónicos del sub-sector eléctrico en República Dominicana. Se calcula que en el año 2008 el Estado tuvo que asignar USD 740 MM para compensar a las distribuidoras por las pérdidas del sistema²⁶. Esta ley entró en vigencia en el año 2009.

En mayo del 2007, se firma el decreto 264-07 en el cual se declara de interés nacional el uso de gas natural. Esta normativa busca primordialmente fomentar el uso del gas natural, propiciando la inver-

²⁶ http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Entrara_en_vigor_ley_que_sanciona_fraude_electrico

sión para la conversión o la adopción de tecnologías en el transporte y la generación eléctrica que usen este tipo de combustible.

El 9 de mayo de 2009, mediante el decreto 421-09, se elimina el Programa de Reducción de Apagones y se sustituye por un programa focalizado que subsidia a las familias indigentes, pobres y de clase media. El nuevo programa denominado Bonoluz fue manejado por el Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales, presidido por el Vicepresidente de la República. La eliminación del PRA reduce algunas ineficiencias en el esquema de subsidios a la electricidad, ya que ahora los beneficiarios de Bonoluz serán escogidos sobre la base de su ingreso y no por su ubicación geográfica.

El 15 de marzo del 2011 se firma el decreto 143-11 declarando de emergencia nacional el aumento de la capacidad de generación eléctrica de bajo costo. Este decreto suspende temporalmente las normas de licitaciones con el objetivo de agilizar todas las contrataciones de la CDEEE que estén relacionadas con el aumento de la capacidad de generación eléctrica.

01

DOSSIER ENERGÉTICO
**REPÚBLICA
DOMINICANA**

