



DOSSIER ENERGÉTICO

02 HONDURAS



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.

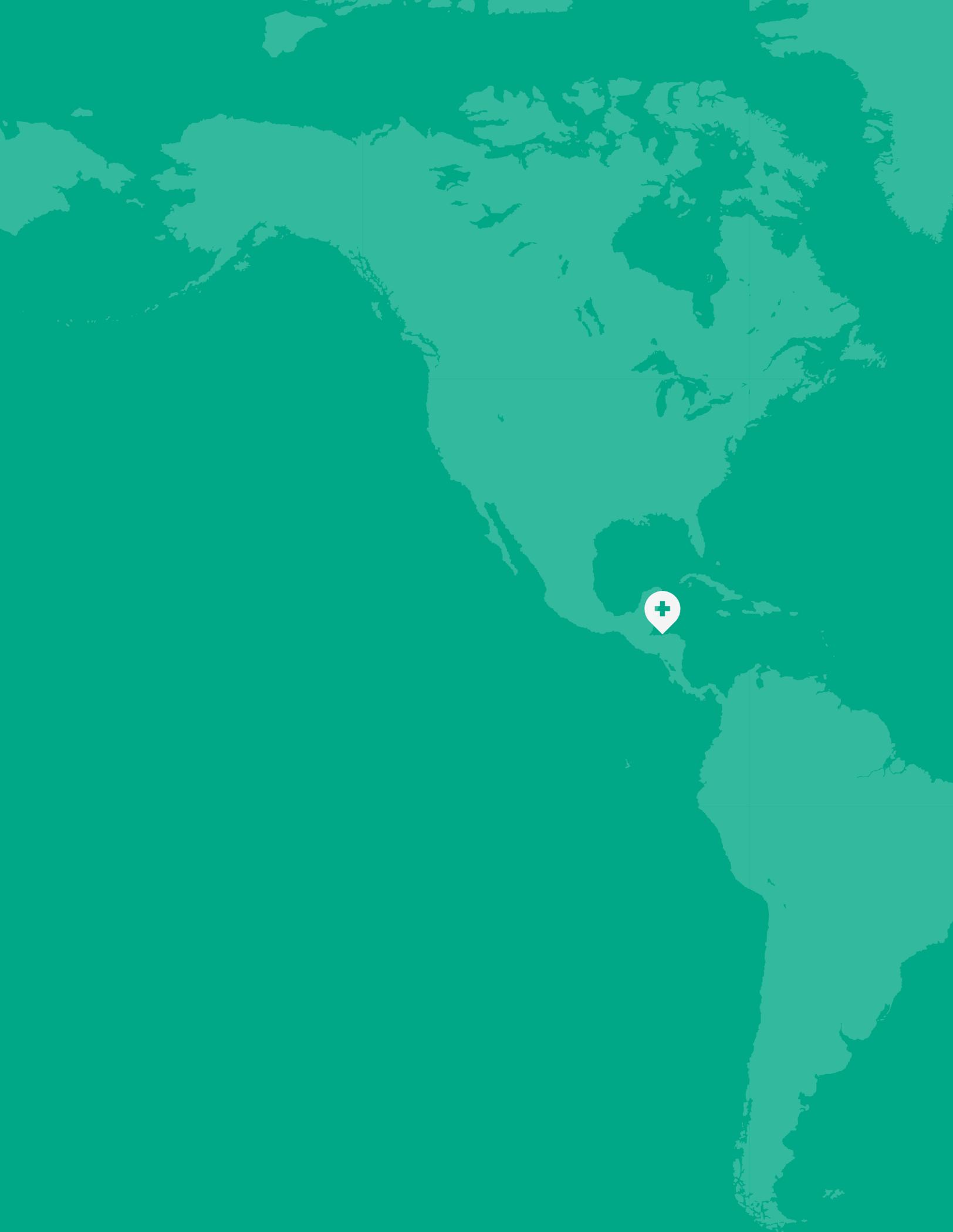
Además de la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Más allá de la descripción del sector en forma estricta, se busca vincularlo a la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y le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

ÍNDICE

1. Guía de acrónimos.....	05
2. Breve descripción del país.....	07
3. Sector energético Actual.....	08
a. Matriz energética de 2009.....	09
b. Organización institucional del sector energético.....	18
i. Descripción del sector energético.....	19
ii. Formulación de políticas del sector energético.....	21
iii. Regulador.....	23
iv. Sub-sector eléctrico.....	25
v. Sub-sector hidrocarburos.....	33
4. Evolución histórica del sector energético.....	34
a. Evolución de la matriz energética.....	35
i. 1971-1974.....	36
ii. 1984-1987.....	40
iii. 1999-2002.....	44
iv. 2005-2008.....	48
b. Evolución institucional del sector energético.....	52
i. Origen.....	54
ii. El estado toma el control del sector energético.....	54
iii. Ante la crisis: reformas profundas.....	56
iv. Año 1998: Cambios institucionales.....	60
v. Crisis de precios del petróleo: combustibles y energías renovables.....	62

GUÍA DE ACRÓNIMOS

CAP	Comisión Administradora del Petróleo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSSP	Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos
CTE	Consumo Total de Energía
EIA	United States Energy Information Administration
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
GWh	Giga watt hora
IEA	International Energy Agency
KV	Kilo volt
kWh	Kilo watt hora
LMSE	Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico
mbepd	Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día
MW	Mega watt
OEP	Oferta de Energía Primaria
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEP	Producción de Energía Primaria
PLP	Programa de Liberación Petrolera
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SECOPT	Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIC	Secretaría de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINAPH	Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Honduras
SIPPI	Sistema de Precios de Paridad de Importación
SOPTRAVI	Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda
UEPER	Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable
UTP	Unidad Técnica del Petróleo



Honduras

Honduras es el segundo país con mayor extensión territorial de Centroamérica, excluyendo a México, con un área de 112.492 mil kilómetros cuadrados. Para 2009, su Producto Interno Bruto (PIB) alcanzó 14,2 millardos en dólares corrientes y su población se situó el mismo año en 7,88 millones de habitantes según el Instituto Nacional de Estadística. Estos indicadores ubican al país como una de las economías de menor tamaño y más habitadas de la región, por lo que su PIB en términos per cápita de US\$1,918 es el segundo más bajo del istmo centroamericano, cerca de la mitad del promedio regional en 2009.

Honduras es el país centroamericano con la mayor proporción de hogares viviendo en zonas rurales con un promedio nacional de 52%. De acuerdo a la línea de pobreza nacional, cerca de 60% de los hondureños viven en situación de pobreza (WB 2011) y el país se ubica en la posición 106 de un total de 169 países que participan en la medición del Índice de Desarrollo Humano, siendo esta posición considerada como promedio¹. De acuerdo a la OLADE, la cobertura de hogares con acceso a electricidad se sitúa en 76% (2009). Sin embargo, las mediciones nacionales sitúan este indicador en 80%.

El sector energético en Honduras ha sido visiblemente afectado por su coyuntura actual, encontrándose en una etapa de transición. La información disponible a partir de fuentes oficiales es limitada, sin embargo, notas de prensa y declaraciones de la Presidencia del país han mostrado interés del Ejecutivo en la creación de un ministerio de energía que maneje exclusivamente las políticas del Sector. En la actualidad estas funciones son ejercidas por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).

En relación al sub-sector eléctrico, Honduras cuenta con una capacidad instalada de generación de 1,610.3 MW que abastecen una demanda con valores máximos de 1,245MW. La infraestructura de generación existente está integrada por plantas de generación térmicas a partir principalmente de diesel y de fuentes hidroeléctricas, representando 66.3% y 32.7%, respectivamente, de la capacidad instalada en 2010. Para ese mismo año, la oferta energética nacional provino en 45.5% de fuentes hidráulicas y el resto de fuentes térmicas.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Honduras es un país importador neto de combustibles fósiles. La importación es realizada directamente por las empresas nacionales y transnacionales de distribución que operan en el país. Para la importación de gasolina y diesel, por ejemplo, las multinacionales Esso, Shell y Chevron Texaco manejan 46% del mercado, mientras que el restante 54% es operado por empresas nacionales tales como Dippsa y Grupo Terra,

Sector Energético Actual

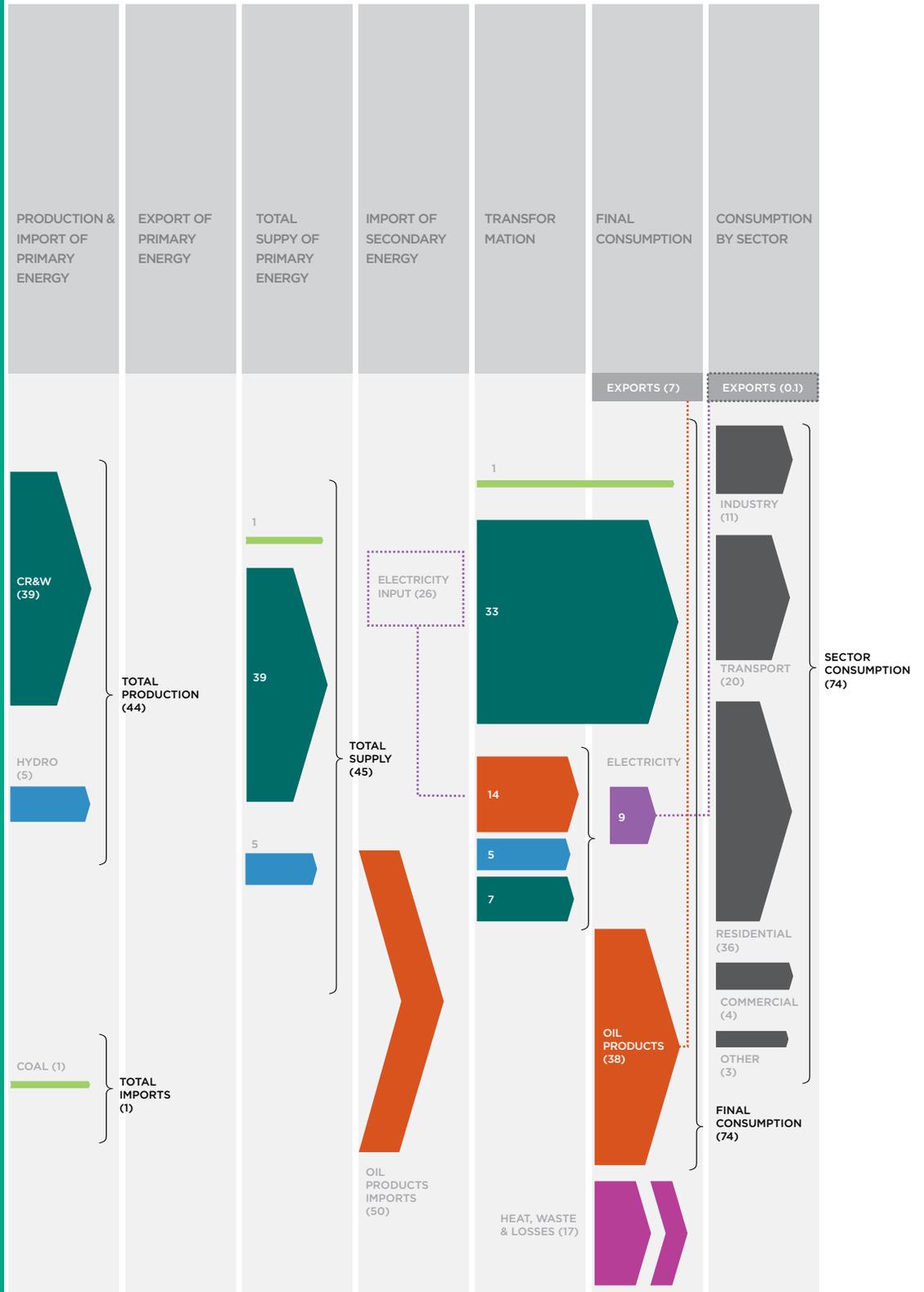


El Consumo Total de Energía (CTE) de Honduras durante 2009 alcanzó 95 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), representando así un incremento de 4% respecto al promedio simple del período 2005-2008. Este CTE se divide casi equitativamente entre fuentes de energía renovable producida domésticamente y combustibles líquidos importados.

CURRENT

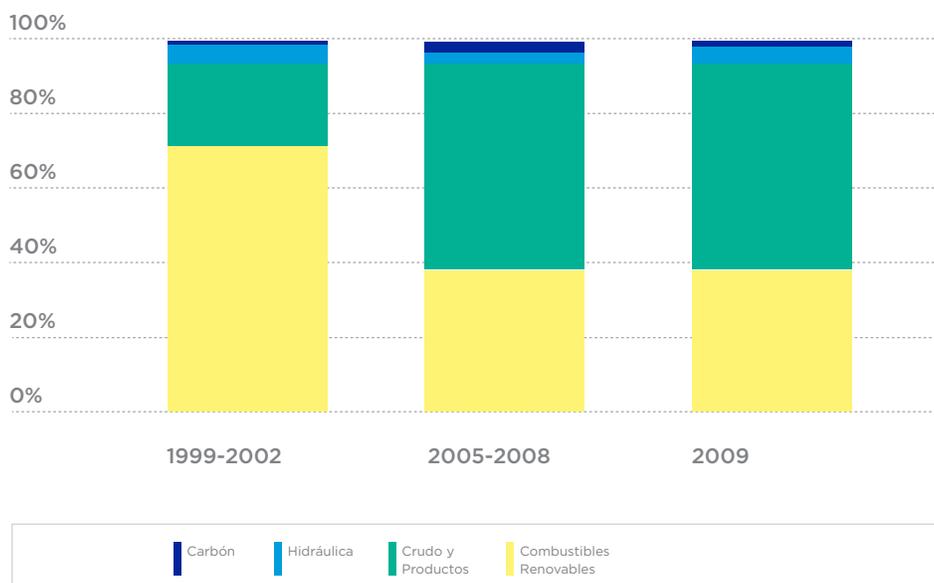
Energy Flow

(kboe/day)



De los 95 mbepd suministrados durante 2009, 44 mil fueron de energía renovable, cerca de 46%. De estas fuentes renovables, 38 mil provienen de biomasa (en particular leña) y desechos. Esta fuente de energía es la más importante en el segmento de energías renovables, contribuyendo con 40% del CTE. Usando datos de la OLADE, sabemos que alrededor de 85% de este suministro renovable viene de la leña, usada principalmente en zonas rurales, y el 15% restante son productos de caña. El suministro de combustibles renovables y desecho aumentó en 2009 8% sobre el promedio del período 2005-2008.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

De los 95 mbepd suministrados durante 2009, 44 mil fueron de energía renovable, cerca de 46%. De estas fuentes renovables, 38 mil provienen de biomasa (en particular leña) y desechos. Esta fuente de energía es la más importante en el segmento de energías renovables, contribuyendo con 40% del CTE. Usando datos de la OLADE, sabemos que alrededor de 85% de este suministro renovable viene de la leña, usada principalmente en zonas rurales, y el 15% restante son productos de caña. El suministro de combustibles renovables y desecho aumentó en 2009 8% sobre el promedio del período 2005-2008.

Con amplio rezago dentro de las energías renovables se encuentra la hidráulica, que aportó 5 mbepd, cerca de 3% del CTE de 2009. Alrededor de 88% de la producción hidráulica la controla el Estado

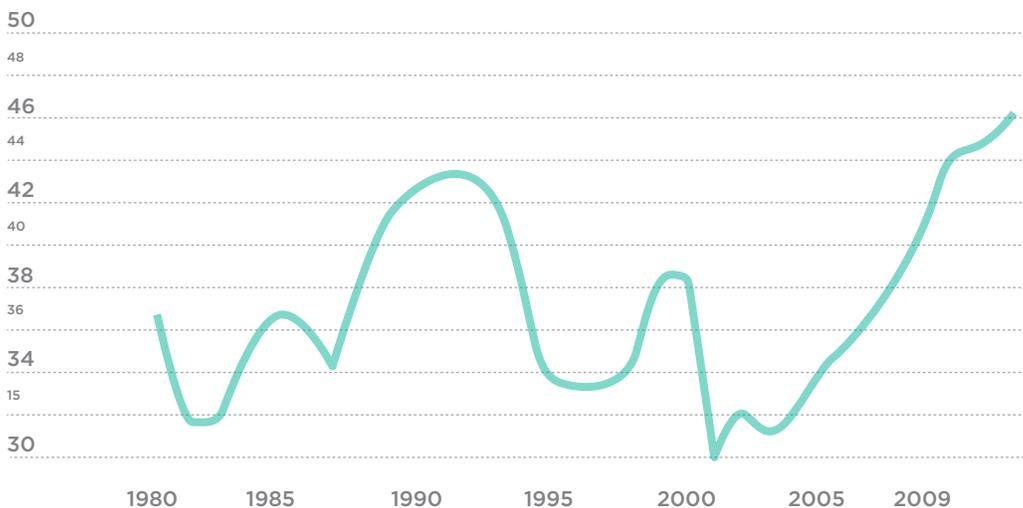
hondureño y se divide en siete plantas. La más importante es la central Francisco Morazán, llamada El Cajón, con 300MW de capacidad instalada, inaugurada en 1985 y localizada en el centro de Honduras.

Los combustibles líquidos, importados en su totalidad, reúnen la otra mitad del CTE para 2009 con 50 mbepd. Tienen así estos productos cerca de 53% de participación en el suministro energético de Honduras para este año. La importación de combustibles líquidos aumentó en 2009 4% sobre el nivel promedio entre 2005 y 2008.

Producción Doméstica

En 2009 se produjeron en Honduras 44 mil barriles equivalentes de petróleo al día de energía primaria. De lejos, la fuente primaria más importante en la Producción de Energía Primaria (PEP) fueron los combustibles renovables y desechos, con 89%. La preponderancia de esta fuente energética es similar a la de otros países de Centroamérica con ingreso per cápita similar al de Honduras. De segunda, y muy rezagada importancia, en la producción primaria se ubicó la energía hidráulica con el 11% restante. El PEP registró en 2009 un aumento de 11% respecto al promedio simple del período 2005-2008.

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



Fuente: Calculos propios basados en los balances de la IEA

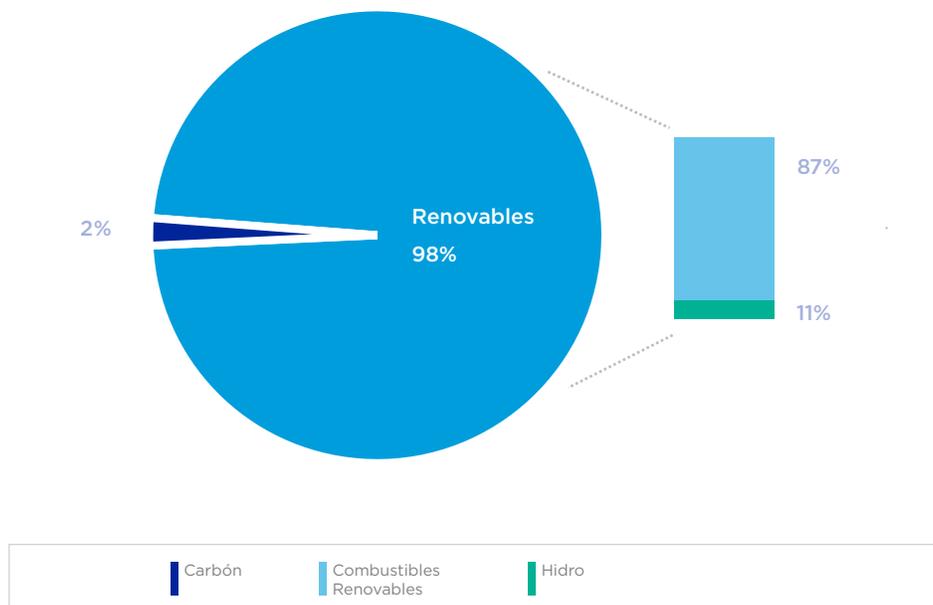
Balance comercial de energía primaria

Para suplir sus necesidades de energía primaria, Honduras realizó pequeñas importaciones de carbón, principalmente desde Estados Unidos y Canadá. Estas totalizaron únicamente mil barriles equivalentes de petróleo al día. Para el período 2005-2008, estas importaciones promediaron 2 mbepd, lo que significa entonces una caída notable para 2009. Honduras no tuvo exportaciones de energía primaria en 2009, manteniendo así su patrón histórico.

Oferta interna de energía primaria

La Oferta de Energía Primaria (OEP) en Honduras durante 2009 destinada a la transformación en energías secundarias, consumo final de los sectores económicos y consumo propio del sector energético alcanzó 45 mbepd al cierre de 2009.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

La energía renovable tiene un lugar absolutamente preponderante en la oferta primaria de Honduras, al contabilizar cerca de 98% en 2009. Dentro de estos, la importancia de los combustibles renovables y desecho es clara, ya que esta fuente constituye 87% de la OEP. Sabiendo que estos combustibles son en 85% leña, es claro que el uso de la madera como fuente energética en Honduras es de altísima importancia.

Electricidad

Capacidad instalada

Para finales de 2009, Honduras dispuso de una capacidad instalada de generación eléctrica de 1,697 MW, de los cuales 52.4% corresponden a centrales termoeléctricas operadas con combustibles líquidos, mientras que la capacidad instalada para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables llegó a 47.6% (hidroeléctricas 47.5% y otras renovables 0.1%).

Capacidad Instalada (%)	2000	2005	2009
Total Renovables	48	34	36
Hidroeléctrica	48	30	31
No hidroeléctrica	0	4	5
Termoeléctrica	52	66	64
Total	100	100	100

Fuente: U.S. EIA

La capacidad instalada incorporada durante la última década aumentó 62%, principalmente por el incremento de la capacidad de generación a partir de combustibles líquidos. Esta capacidad se ha más que duplicado desde el año 2000, mientras que la expansión de la capacidad instalada de hidrogeneración fue de 20%.

Insumos a la generación eléctrica

Honduras destinó 26 mbepd a la generación de electricidad, haciendo uso de recursos primarios y de combustibles líquidos importados. En comparación con el promedio de insumos a la generación eléctrica entre 2005 y 2008, esto refiere un aumento de 8.3%. Los combustibles líquidos representaron 53.8% de los insumos a la producción eléctrica con 14 mbepd, manteniendo los niveles promediados por esta fuente energética entre 2005 y 2008.

Honduras	2005-2008		2009	
Insumos totales para generación (mbepd)	24	100%	26	100%
Combustibles líquidos	14	58%	14	55%
Renovables	10	42%	12	46%

Renovables incluyen energía hidráulica y combustibles renovables
Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

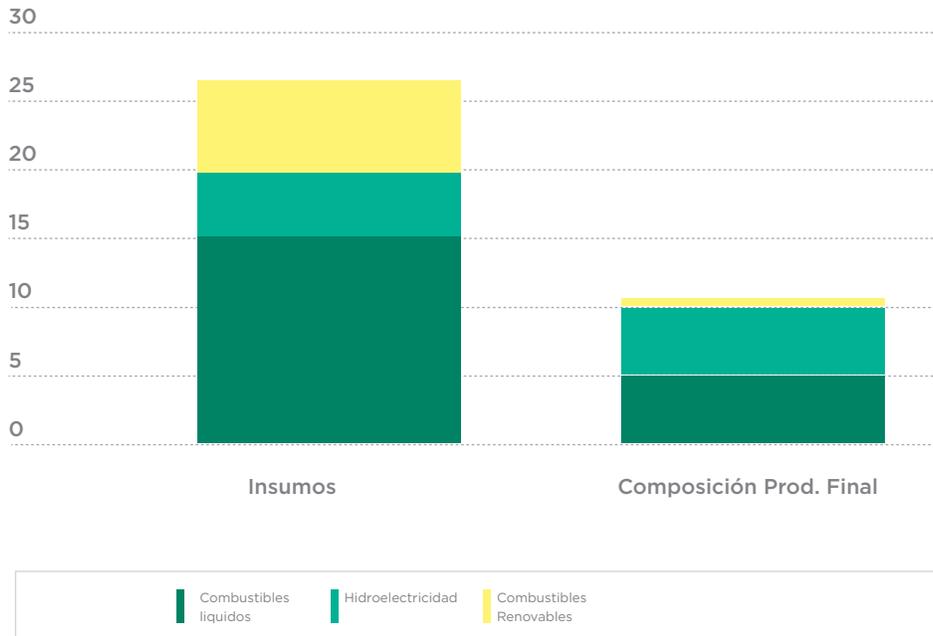
El resto de los insumos provienen de energía renovables, con la energía hidráulica aportando casi 5 mbepd y los combustibles renovables otros 7 mbepd. La participación de la hidrogenación creció alrededor de 30% versus el período 2005-2008, mientras que los combustibles renovables expandieron su aporte a este propósito en cerca de 16%. Es así que los recursos renovables en 2009 juegan un rol más importante en la generación eléctrica, al crecer 20% sobre su promedio entre 2005 y 2008.

Matriz de electricidad

El consumo de electricidad, que en 2009 alcanzó 6,579 GWh, es sustentado principalmente por la generación termoeléctrica, que aportó 3,614 GWh (55% del total). La fuente hidráulica la sigue con 2,797 GWh (43%) y por último se ubican los combustibles renovables que son 3% del total ó 168 GWh de electricidad generada.

La distribución eléctrica fue principalmente al sector industrial, que consumió 53.7% de la electricidad generada en 2009. En segundo lugar se ubicó el sector residencial, consumiendo 24.5% de la electricidad disponible. La actividad comercial usó 10.6% de la electricidad, al igual que otros sectores de la economía hondureña.

MATRIZ DE GENERACIÓN HONDURAS 2009



Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Balance secundario y consumo

Balance de energía secundaria

Como describimos arriba, los combustibles líquidos representan el 53% del consumo total de energía en Honduras durante el 2009, con 50 mbepd. La totalidad de esos combustibles líquidos consumidos en Honduras son importados. Según el Instituto Nacional de Estadística de Honduras, estos combustibles se componen en un tercio por fueloil, para las termogeneradoras, con el diesel en un segundo renglón seguido de cerca por las gasolinas. Cabe acotar que la importación de combustibles aumentó 4% para el 2009 sobre el 2005-2008.

Durante 2009 Honduras vio un crecimiento notable de sus exportaciones de combustibles líquidos. Estas promediaron 3 mbepd durante 2005-2008, mientras que para 2009 fueron de 7 mil barriles por día. También repuntaron las exportaciones de electricidad, pasando de 10 bepd entre 2005-2008 a 100 bepd en 2009.

Consumo final por sectores

El sector residencial fue de lejos el más importante consumidor de energía, con 36 mil de los 74 mbepd usados por la economía hondureña. Esto mantiene el patrón de preponderancia histórica del sector residencial en el consumo energético y representa un crecimiento de 12.5% sobre el promedio entre 2005-2008. El uso residencial se basó en 86.3% en biomasa (esencialmente leña) y desecho, 10.4% a partir de la electricidad y 3.3% a partir de combustibles líquidos.

Con un poco más de la mitad del consumo residencial está el segmento de transporte, que totalizó 20 mbepd y que únicamente consumió combustibles líquidos. Esto mantiene al transporte en segundo lugar desde 2005 y refiere un crecimiento de 11% sobre el período 2005-2008.

La industria consumió 11 mbepd -una caída de 15.4%- a partir de diversas fuentes: 50.3% como combustibles líquidos, 19.7% como electricidad, 18.3% como combustibles renovables y 11.7% como carbón.

Finalmente, el sector comercial y otros tuvieron consumos de 4 mbepd (81% electricidad y 19% combustibles líquidos) y 3 mbepd (100% combustibles líquidos), respectivamente. Esto representa un mantenimiento del nivel de consumo para el sector comercial y una caída de 25% para otros sectores sobre los promedios de cada uno entre 2005 y 2008.



Organización Institucional del Sector Energético

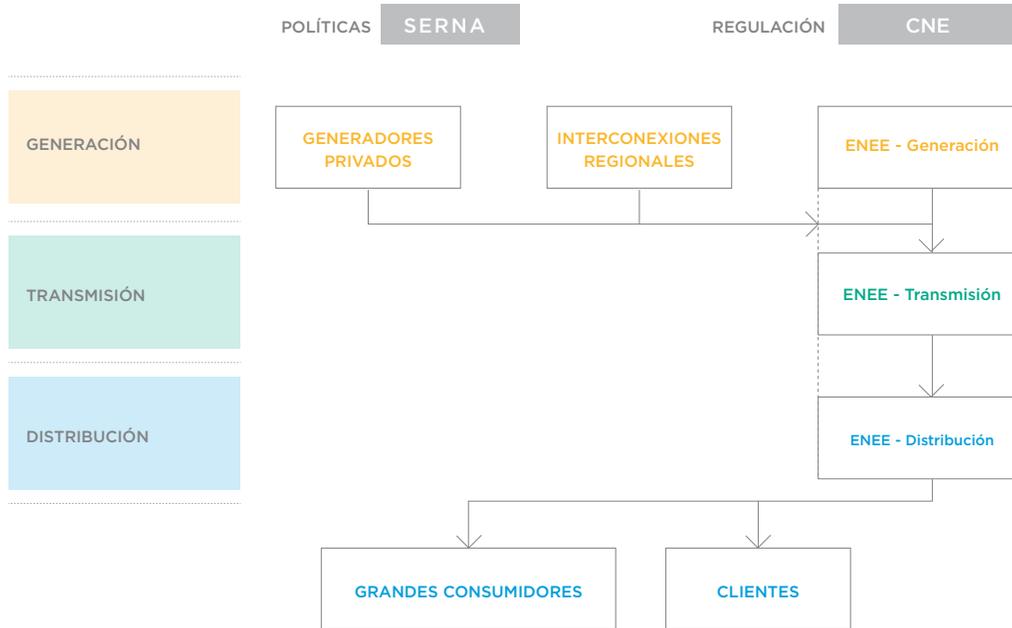
Descripción del Sector Energético

La estructura actual del sector energético en Honduras es producto del conjunto de reformas y políticas que se remontan desde la década de los 90. El Estado tiene una importante injerencia en el sector energético, especialmente en su papel regulador de las tarifas eléctricas y los precios de los productos derivados del petróleo.

En el sub-sector eléctrico el proceso de liberalización efectuado a mediados de los 90, que fue exitoso en la incorporación de capital privado en la generación, no logró lo mismo en la distribución donde el Estado mantuvo el monopolio. Por lo tanto, actualmente se presenta un sub-sector eléctrico con un único comprador público que compra más del 50% de sus requerimientos energéticos a empresas de generación privadas. A su vez, el mercado de generación privado presenta una alta concentración en dos empresas de capital hondureño que para el año 2010 suplieron, mediante contratos PPA de largo plazo, el 82.3% de la energía comprada por ENEE.

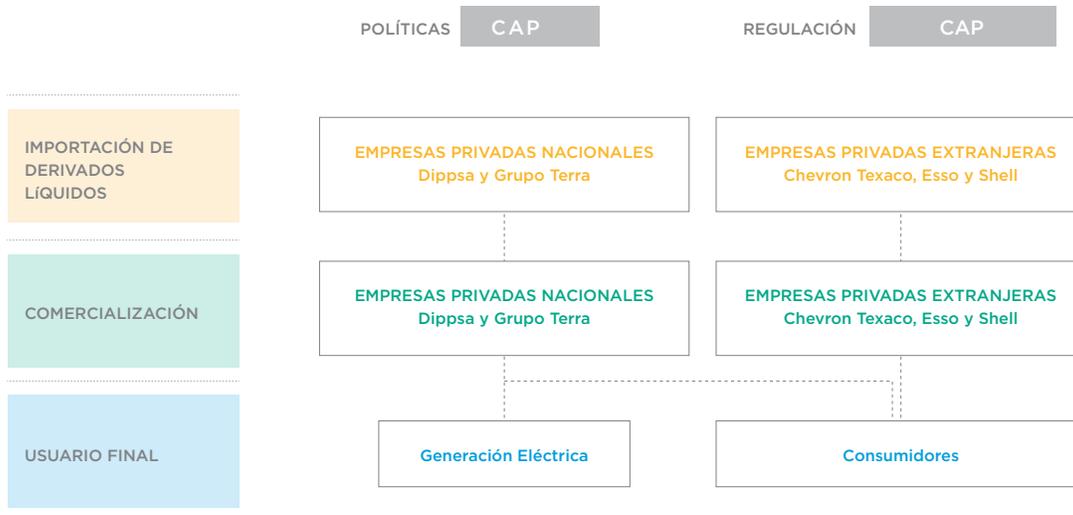
El sub-sector hidrocarburos depende primordialmente de la importación de productos derivados del petróleo que son utilizados para la generación eléctrica privada y el transporte. En este sub-sector, al igual que en la generación eléctrica privada, hay una presencia importante del capital privado hondureño que controla hasta el 60% de la importación de productos derivados del petróleo y maneja el 40% de las estaciones de servicio.

Estructura Institucional del del Sub-Sector Eléctrico de Honduras, año 2011



Fuente: Elaboración propia con base en SERNA, CNE y marco regulatorio

Estructura Institucional del Sub-Sector Hidrocarburos de Honduras, año 2011



Fuente: Elaboración propia con base en CAP y marco regulatorio

Formulación de políticas del sector energético

Según la legislación vigente, la formulación de políticas del sector energético en Honduras se distribuye en tres organismos, el Gabinete Energético para las políticas del sub-sector eléctrico, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) que tiene injerencia también en el sub-sector eléctrico y en el sub-sector de hidrocarburos y la Comisión Administradora del Petróleo (CAP) para el mercado interno de los derivados del petróleo.

El Gabinete Energético, que fue creado en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico en 1994, se constituye como el órgano de dirección superior encargado de las políticas del sub-sector eléctrico. Este organismo, está presidido por el Presidente de la República, está integrado por otros seis miembros que son secretarios de Estado de diferentes despachos². El Gabinete se reunirá cuando lo convoque el Presidente. Entre sus funciones se encuentra:

- Ordenar que se preparen estudios comparativos de los precios relativos de los diferentes energéticos con el propósito de inducir un uso racional de los mismos y evitar o corregir distorsiones.
- Establecer los criterios evaluativos y los procedimientos para el manejo y desarrollo de los proyectos de usos múltiples.
- Decidir a propuesta del CNE cuándo procede una mayor liberación del mercado.
- Aprobar los programas de expansión del sector.
- Dictar normas para el uso eficiente de la energía eléctrica.

Debido, probablemente, a que el Gabinete Energético está formado por autoridades de muy alto nivel con agendas muy apretadas, este ente público no ha tenido una injerencia sustantiva y permanente en la formulación de políticas del sector, por lo que sus funciones han sido asumidas por la SERNA y por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

El ENEE y la SERNA asumen las funciones de planificación de las políticas del sector a través de la producción, cada dos años, por parte de ENEE de los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la posterior aprobación de ese documento por parte de la SERNA.³

² Según la Ley Marco, los secretarios de estado que forman parte del Gabinete Energético son: Secretario de Estado en los Despachos de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte, Secretario de Estado en los Despachos de Economía y Comercio, Secretario de Estado en los Despachos de Hacienda y Crédito Público, Secretario de Estado en los Despachos de Planificación, Coordinación y Presupuesto, Secretario de Estado en el Despacho de Recursos Naturales y Ambiente

³ El artículo 9 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico y el artículo 14 de su reglamento establecen las disposiciones referentes a la preparación, presentación y aprobación de los Programas de Expansión de la SIN.

La Secretaría de los Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) es el organismo encargado de la formulación, coordinación y evaluación de las políticas relacionadas con la protección y aprovechamiento de los recursos hídricos, las fuentes renovables de energía, todo lo relativo a la generación y transmisión de energía hidroeléctrica y geotérmica, así como la actividad minera y la exploración y explotación de hidrocarburos en Honduras. Fue creada por el Decreto Ejecutivo 218 en 1996.

A la SERNA le concierne la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de las políticas relacionadas con:

- La protección y aprovechamiento de los recursos hídricos.
- Lo relativo a las fuentes nuevas y renovables de energía.
- Transformación de energía hidroeléctrica y geotérmica.
- Lo referente a la actividad minera.
- Lo concerniente a la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Coordinación y evaluación de las políticas relacionadas con el ambiente, ecosistemas, SINAPH y la protección de la flora y fauna.
- Servicios de investigación y control de la contaminación en todas sus formas.

En el caso de las políticas del sub-sector de hidrocarburos, específicamente en lo relacionado a las actividades de la cadena de suministro de combustibles, el organismo encargado es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP). Entre las atribuciones de políticas que se le otorgan en el reglamento de este organismo, se incluye “realizar estudios y formular recomendaciones, así como propuestas al Poder Ejecutivo relacionadas con los derivados del petróleo”.

Regulador

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la institución nacional encargada de la regulación del Sector Eléctrico. La CNE es un organismo desconcentrado de la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambientales (SERNA). La dirección del organismo está conformada por cinco integrantes nombrados por el Presidente de la República a recomendación del Secretario de la SERNA quienes pueden ocupar el cargo por un período de cuatro años⁴.

El CNE goza de independencia funcional y se financia mediante los recursos que le asignan en el Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República de Honduras.

⁴ Pueden ser reelectos para más de un período consecutivo.

Entre las principales responsabilidades de la CNE de acuerdo con la legislación vigente se encuentran las siguientes:

- Fiscalizar el cumplimiento de las normas y reglamentos vigentes del sub-sector eléctrico.
- Proponer al Ejecutivo los reglamentos que considere adecuados para el funcionamiento del sector.
- Establecer las tarifas en barra y al consumidor final.
- Establecer las tasas de actualización para el cálculo de tarifas (basadas en el costo de oportunidad del capital).
- Presentar al Ejecutivo los programas de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
- Fiscalizar los contratos de compra de energía por parte de ENEE (sobre cálculos en base al costo marginal de corto plazo).
- Dictaminar sobre los contratos de venta a las empresas de distribución de energía.
- Revisar solicitudes para la clasificación de usuarios como grandes consumidores.
- Aprobar normas de calidad, confiabilidad y seguridad.
- Aprobar las normas de planificación de los sistemas de distribución.
- Proponer la concesión para el uso de los recursos naturales renovables para la generación eléctrica.
- Prevenir conductas anticompetitivas entre los participantes de cada una de las etapas de la industria.
- Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de distribución y generación de electricidad.

Adicionalmente, la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (SOPTRAVI)⁵ tiene responsabilidades regulatorias en el sub-sector eléctrico, ya que es la encargada de regular las actividades referentes al proceso de licitación para las concesiones.

En el sub-sector de hidrocarburos, el organismo encargado de la regulación es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP). La CAP fue creada en 1983 y su reglamento se publicó en septiembre de 2006. En este instrumento se establece que la CAP será coordinada por el Secretario de Estado en los Despachos de Industria y Comercios (SIC), quien tendrá la representación legal del organismo. Adicionalmente, participan en la comisión los secretarios de Estado de los despachos de Recursos Naturales y Ambiente y el de Finanzas. La comisión estará adscrita a la Sub-Secretaría de Desarrollo Empresarial y Comercio Interior de la SIC. La CAP tendrá una Secretaría Ejecutiva presidida por el Secretario Ejecutivo que es nombrado directamente por el Presidente de la República.

⁵ En la Ley Marco se hace referencia a la Secretaría de Comunicaciones, Obras públicas y Transporte (Secopt). Sin embargo, esta secretaría es sustituida por la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Viviendas (Soptravi).

El objetivo primordial de la CAP según su reglamento es “asegurar a la nación el abastecimiento de los derivados del petróleo en condiciones de calidad, eficiencia, economicidad y prácticas competitivas”. Entre las principales atribuciones de la CAP se encuentran:

- Establecer los procedimientos, medidas, disposiciones, criterios y mecanismos a seguir en las actividades propias del mercado de los hidrocarburos.
- Pronunciarse sobre aquellos proyectos y asuntos relacionados con la importación, transporte, refinación, almacenamiento y distribución de petróleo y todos sus derivados.
- Autorizar los mecanismos necesarios para compensar a los consumidores por el impacto de la variación de los precios internacionales de los combustibles.
- Negociar y concretar convenios y contratos.
- Adoptar las medidas de contingencia en el caso de emergencias (desastres naturales, accidentes, desabastecimiento de combustible, conflictos sociales y económicos)

Las funciones de la Secretaría Ejecutiva de la CAP son:

- Coordinar los programas de abastecimiento del petróleo y sus derivados.
- Efectuar supervisiones periódicas a las instalaciones de los agentes que participan en la cadena de suministro de los derivados del petróleo, incluyendo revisiones de volúmenes importados, vendidos, reexportados, precios y calidades de los productos.
- Llevar el registro de los agentes de la cadena de comercialización.
- Elaborar las estadísticas sobre el petróleo y sus derivados y presentar informes periódicos.
- Preparar los informes que validen las modificaciones de precios conforme a la estructura de costos y precios del petróleo y sus derivados.
- Coordinar la verificación de la calidad de los productos derivados del petróleo comercializados en el país.
- Proponer a la CAP anteproyectos de instrumentos legales concernientes a la regulación de la industria petrolera.

Matriz Institucional del sector eléctrico en Honduras

Generación		Transmisión		Distribución	
	Capacidad Instalada¹	Empresa	ENEE		ENEE
Hidroeléctrica	32.2%	Propiedad	Estatal	Empresas	
Solar & Eólica	n/a	Mercado	Monopolio de Estado		
Termoeléctrica	65.8%		Operar el SIN Operación integrada	Cobertura Nac.	81.27%
Geotérmica	n/a	Funciones	Único comprador de energía		
Ppal Empresa Estatal	ENEE (38%)			Mercado	Monopolio estatal
Participación Privada	Permitida	Política de precios	Peaje regulado		
Requisitos	Mínimos			Part. privada?	Permitida
Registros	35 pantas (62%)	Part. Privados?	No permitida		
Integración Vertical	En sistemas aislados			Municipios y/o cooperativas	Permitida
		Comercializadoras	n/a		
Incentivos Fiscales				Concesiones	Entre 10 - 50 años
(a) Equipos	Sin aranceles (renovables)	Grades Usuarios	22		
(b) Combustibles	Sin impuestos de imp.			Usuarios subsidiados?	Entre 0 - 100 kWh Subsidio máximo 55% Entre 101 - 300 kWh Subsidio máximo 20%
(c) Pequeños generadores	Exoneración ISLR y otros impuestos para proyectos de biocombustibles.	Dem. Max.	100 kV		
Política de precios	contratos de duración mínima de 5 años. Precio regulado $P \leq C_{mg}$. CP	Nota:	Cada 2 años ENEE debe presentar plan de expansión	Política de precios	Regulados
Regulador		Comisión Nacional de Energía (CNE)			
Miembros integrantes en la directiva		5			
Nombramiento		Nombrados por el Secretario de Estado en base a Ternas propuestos por 5 organismos			
Financiamiento		Proveniente del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República			

Fuente: CEPAL, Aresep, ICE, CNFL, Ley 7200 modificaciones y reglamentos, Ley 8345.

Sub-sector eléctrico

La ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, promulgada en 1994, y su reglamento son los principales instrumentos legales del sub-sector eléctrico de Honduras. Las disposiciones más relevantes de los dos instrumentos legales se pueden resumir en: .

Generación eléctrica:

- Se permite la participación del sector privado mediante dos modalidades:
 - Venta directa a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. En estos casos deben construir las líneas necesarias para hacerlo; y,
 - Venta de su producto a ENEE. Este caso tiene dos modalidades: i) si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se la vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo; y, ii) si la compra-venta es promovida por ENEE, la tarifa y demás asuntos dependerá de los términos del contrato de licitación.
- El costo marginal de corto plazo se calcula anualmente o se puede ajustar mediante fórmulas que incluyan parámetros de cálculo que reflejen la formación de estos costos.
- Las ventas de energía y potencia están exentas de impuestos sobre ventas.

Transmisión:

- El Estado se reserva la conducción de la operación del sistema de transmisión y el Centro de Despacho.
- Los interesados en conectarse al Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben pagar toda la inversión necesaria para la conexión.
- Las empresas que tengan líneas de transmisión pueden permitir el uso remunerado de estas por otras empresas eléctricas incluyendo autogeneradores, cogeneradores y consumidores.

Distribución:

- Se establece que la distribución de electricidad debe prioritariamente ser realizada por personas jurídicas privadas.
- Los contratos que deben suscribir las empresas distribuidoras con las empresas generadoras no pueden durar menos de cinco años.
- Sólo se permite que empresas distribuidoras conectadas a sistemas interconectados tengan actividades de generación cuando esta sea la forma más económica de hacerlo según la CNE.
- Se permite la integración vertical en sistemas aislados no interconectados.

Contratos de operación:

- Los contratos de operación con Soptravi deben estar firmados por la SERNA y deben ser aprobados por el Congreso. Estos contratos son un requisito para poder operar.
- Los contratos de operación pueden durar entre 10 y 50 años.

Régimen tarifario:

- Las tarifas deben reflejar el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y deben promover el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.
- A todos los consumidores, con excepción de los residenciales, debe cobrarseles entre 100% y 120% por ciento del costo total de suministro.
- Las tarifas para los consumidores residenciales deben estructurarse de la siguiente manera según el nivel de consumo mensual acumulado:
 - Si supera 500 KWh se cobra 110% del costo total
 - Entre 301 y 500 KWh se cobra no menos de 100% del costo total
 - Entre 101 y 300 KWh se cobra no menos de 80% del costo total
 - Menos de 100 KWh se cobra 45% del costo total

Generación

En el sector de Generación de potencia en Honduras participan tres actores principales:

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE): De control estatal y verticalmente integrada⁶, maneja cerca de 37% de la capacidad instalada, controlando la mayor parte del potencial hidráulico y una porción marginal de las fuentes de generación térmica. La planta hidroeléctrica General Francisco Morazán (conocida también como El Cajón) es la principal planta de generación bajo el control de ENEE. En 2010 produjo 26,8%⁷ (1.812,2 GWh) de la energía total inyectada al Sistema Interconectado Nacional.

Sector privado: Maneja cerca de 35 plantas de generación y con ellas 63% de la capacidad instalada nacional (incluyendo 6% a partir de biomasa). La generación privada en Honduras está muy concentrada en plantas de generación de accionistas nacionales operadas por el Grupo Terra (accionista de Enersa y EMCE) y la empresa Lufussa. La energía vendida a la ENEE por estas dos empresas en 2010 representó 82,3% (3.291,03 GWh) del total y abarcó 48,7% de la energía inyectada al sistema.⁸

La principal planta de generación del Grupo Terra/Enersa se denomina Choloma III, con una capacidad instalada de 281,7 MW y opera desde 2004 (100% a partir de 2006). En el caso de Lufussa, su

⁶ Art. 51 Acuerdo No. 934-97. "(...) Cuando las empresas de distribución cuenten excepcionalmente con facilidades de generación, éstas deberán llevar contabilidades separadas para cada una de las actividades.

⁷ Fuente ENEE

⁸ Fuente ENEE

principal planta de generación se denomina Pavana III y tiene una capacidad instalada de 267,4 MW. Comenzó operaciones en 2004. Ambas empresas, que producen energía utilizando bunker oil, firmaron con ENEE contratos de compra-venta de energía por 12 años (vencen en 2016) a partir de su entrada en operación comercial, con posibilidad de prórroga.

Interconexiones regionales: La red de transmisión eléctrica de Honduras está interconectada con la de sus vecinos Nicaragua, Guatemala y El Salvador. Para 2010, Honduras importó un total de 22.1 GWh de energía, de los cuales 93% procedieron de El Salvador.

Los participantes del sector privado cuentan con limitadas barreras a la entrada para la participación dentro de este segmento del mercado. Los nuevos proyectos de generación a partir de fuentes térmicas que empleen biocombustibles cuentan con la exoneración del ISLR, entre otros impuestos⁹.

La Tabla 1 describe la distribución de la capacidad de generación eléctrica en Honduras en 2010.

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

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primarias			
Hidráulica	28.8%	3.9%	32.7%
Geotérmica	n/a	n/a	n/a
Eólica	n/a	n/a	n/a
Secundarias			
Térmica	7.7%	59.6%	67.3%
Total	36.6%	63.4%	100%

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

Las empresas de generación pueden vender su energía directamente a grandes consumidores, empresas distribuidoras o a la ENEE. En virtud de que no existen grandes consumidores registrados y de que la empresa estatal opera como la única distribuidora del país, ENEE es la única empresa compradora de energía del sistema.

Si la venta de energía es por iniciativa de las empresas de generación, el precio de compra por parte del ENEE no puede ser mayor al costo marginal de corto plazo, definido como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años. Si la venta es promovida

⁹ De acuerdo con el decreto 144 del año 2007

por la ENEE, la tarifa fijada es la que resulte ganadora del proceso de licitación correspondiente¹⁰. Los contratos de venta de potencia tienen una duración mínima de cinco años.

Transmisión

Las operaciones de transmisión y distribución eléctrica en Honduras se encuentran bajo la conducción de la empresa estatal ENEE. La legislación vigente establece que la operación del sistema de transmisión y del centro de despacho es de exclusiva responsabilidad del Estado. Los participantes del mercado eléctrico que hagan uso del SIN deben pagar un peaje.

El centro de despacho se ubica en el organigrama de ENEE cuatro niveles por debajo del gerente general. El centro de despacho o unidad de despacho está bajo la responsabilidad del departamento de control de energía que a su vez está dirigido por la división de operaciones, que está debajo de la sub-gerencia técnica la cual depende del gerente general.

Distribución

ENEE es la encargada del monopolio de la distribución de energía eléctrica. Su operación se divide en tres zonas geográficas, las cuales se conocen como región centro que reunía para 2010 45,8% de los clientes, los cuales consumieron 39,5% de la energía distribuida; la región norte con 42,5% de los clientes y que demandó 50,85% de la energía; y la región litoral que concentró 11,7% de los clientes abonados y consumió 9,7% de la energía eléctrica distribuida. En la región norte se encuentran principalmente abonados de alto consumo, industrias y comercios, mientras en la región centro predominan los clientes residenciales. En 2010 la empresa ENEE calculaba que la cobertura del sistema interconectado alcanzaba a 81,27% de los hogares.

En la tabla 8 se puede ver la distribución de las ventas de energía eléctrica, el ingreso por esas ventas y el número de abonados según sector de consumo. Adicionalmente, se pueden observar las ventas y los ingresos promedio por abonado, el ingreso por KWh vendido y las tarifas para 2010. Dada la estructura tarifaria que establece la ley marco, y que constituye subsidios cruzados que favorecen a los consumidores residenciales con consumo menor a 300 KWh al mes en detrimento de los otros consumidores, la empresa estatal ingresó un promedio de 0,12 US\$/KWh por la energía vendida a los abonados residenciales, mientras que por los abonados comerciales el promedio fue 64% superior, al alcanzar 0,197 US\$/KWh. Las tarifas eléctricas antes de impuestos para 2010 según los datos reportados por OLADE fueron 0,119 US\$/KWh para los consumidores residenciales, 0,179 US\$/KWh para los clientes comerciales y de los entes públicos y 0,169 US\$/KWh para el sector industrial.

¹⁰ Art. 12 Decreto 158-94.

En el año 2010 las exportaciones de energía eléctrica de Honduras alcanzaron 13,29 GWh, lo cual reportó un total de ingresos de 2,18 US\$ millones. 88,7% de los ingresos por exportaciones de energía eléctrica fueron producto de las ventas a El Salvador, seguidas por Costa Rica con 9,8% y Panamá con el restante 1,4%. Según cifras de la CEPAL ¹¹, Honduras fue un importador neto de energía eléctrica en 2010, al presentar un balance comercial negativo de 8,26 GWh.

Tabla 2. Ventas, ingresos y clientes por sectores de consumo, año 2010.

Sector	Energía promedio por abonado						
	Ventas (GWh)	Ingresos (Miles de US\$)	Número de abonados	Ventas (KWh/Ab.)	Ingresos (US\$/Ab.)	Ingreso Medio (US\$/KWh)	Tarifas (US\$/KWh)*
Residencial	2,171.89	260,251.86	1,158,446	1,874.80	224.66	0.120	0.119
Comercial	1,277.35	252,072.55	101,655	12,565.50	2,479.69	0.197	0.179
Industrial	557.95	95,198.97	1,652	337,657.80	57,611.96	0.170	0.169
Altos consumos	709.16	101,293.19	22	31,653,468.90	4,518,655.33	0.143	
Alumbrado público	124.72	18,891.08	312	399,755.30	60,548.33	0.151	0.179
Gobierno	103.76	21,850.81	6,936	14,960.10	3,150.58	0.211	0.179
Entes autónomos	105.88	22,477.16	2,006	52,777.20	11,204.50	0.212	0.179
Municipal	13	9,641.16	1,988	24,533.00	4,850.71	0.198	0.179
Internacionales	29	2,181.66	3	4,429,010.00	727,219.52	0.164	0.179
Total	5,112.76	783,858.47	1,273,020	7274,016.24	615.75	0.174	

Fuente: ENEE y Cálculos propios

*Datos de OLADE. Se calcula el mismo valor para el sector comercial y todos los organismos públicos, entes autónomos, gobierno y alumbrado público

La tasa de cambio promedio en el año 2010 fue de 18.8949 Lempiras/US\$. Base de datos del Banco Interamericano de Desarrollo.

Formación de precios

La formación de precios en el sub-sector eléctrico en Honduras depende principalmente de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) que es el único comprador del mercado y el único distribuidor. La Ley Marco establece condiciones que inciden directamente en la formación de precios, ya que evitan una transferencia directa de los costos de generación, transmisión y distribución a las tarifas eléctricas.

Los precios pagados por ENEE a los generadores privados, que constituyen cerca de 60% de la

¹¹ CEPAL. Centroamérica: Estadísticas del Sub-Sector Eléctrico 2010.

energía total del sistema, están establecidos por los contratos de largo plazo que fueron firmados por las dos partes. Estos contratos establecen un pago fijo que permite retribuir por la capacidad disponible y en el cual se incluyen los costos de inversión, costos fijos y la utilidad para el operador, así como un pago variable dependiendo de los costos de generación (combustible e inflación principalmente). En este caso es importante destacar los contratos que ENEE mantiene con Enersa y Lufussa, que en 2010 proveyeron 48,7% de la energía eléctrica total inyectada en el sistema y proveerían en los siguientes cinco años 27,43% de la energía a utilizar, según las estimaciones de ENEE.¹²

Al igual que el resto de los contratos de generación térmica, los contratos con Enersa y Lufussa establecen el Pago por Capacidad (ajustado por capacidad demostrada y factor de disponibilidad real) y un pago variable por la energía producida, denominado Pago Mensual de Energía.

Como ejemplo, en el caso de Lufussa el componente fijo del Pago por Capacidad¹³ denominado Cargo Fijo por Capacidad¹⁴ para el primer mes de operación fue establecido en 11,27 US\$/KW al mes. Dicho monto es el resultado de la suma del Cargo Fijo Financiero de 7,894 US\$/KW al mes (valor que no varía durante la vida del contrato) y el cargo Fijo de Operación y Mantenimiento de 3,38 US\$/KW por mes (valor que es indexado mensualmente por la inflación de EEUU). En el caso de Enersa, el monto fijo difiere en algunos de sus componentes pero es esencialmente similar.

El pago variable depende del precio ofertado por la empresa al Centro Nacional de Despacho. Este precio, sin embargo, no puede ser mayor que el Precio Máximo de Energía que se establece en el contrato y es indexado por inflación de Estados Unidos y por el precio de los combustibles. En el cálculo del costo marginal de corto plazo del año 2012 el Gobierno estimó el precio de generación para Enersa y Lufussa III en 138,09 y 140,26 US\$/MWh, respectivamente.

En el caso de la generación eléctrica usando fuentes renovables, se establece un pago fijo durante la duración del contrato que es igual al costo marginal de corto plazo que fue calculado para el año de la firma del contrato. En palabras de los consultores que prepararon el informe sobre Honduras del proyecto ARECA¹⁵, “en el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el costo marginal de corto plazo es básicamente una señal económica para los generadores para promover el suministro”. El informe indica que “no obstante, la práctica actual es que cada año la ENEE calcula únicamente el costo marginal de corto plazo de la energía, lo que se convierte en la señal de precio para los generadores.”¹⁶

12 ENEE. Cálculo para el Costo Marginal de Corto Plazo 2012. Publicado en noviembre de 2011.

13 El Pago por Capacidad se compone del Costo Fijo por Capacidad ajustado por la Capacidad Demostrada y el Factor de Disponibilidad.

14 El Cargo Fijo por Capacidad es la suma del Cargo Fijo Financiero y el Cargo Fijo por Operación y Mantenimiento.

15 El Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA) es una colaboración entre el PNUD, GEF y el BCIE.

16 Banco Centroamericano de Integración Económica. Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes, para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá. 2011

Para la determinación de la tarifa a los usuarios finales, ENEE debe seguir el pliego tarifario publicado el 31 de enero de 2009 por la CNE. Estas tarifas están en vigencia hasta el año 2013 y se deben modificar mediante fórmulas de ajustes automáticos que toman en cuenta los precios de los combustibles, la inflación y la estructura de generación existente en el año 2008. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) revisa mensualmente (el 22 de cada mes) las posibles fluctuaciones en las variables de la fórmula de ajuste de tarifas y decide si son aplicadas o no. La ley establece que estos ajustes automáticos deben aplicarse si la variación calculada ajusta la tarifa en más de 5%, sin embargo, las tarifas no son ajustadas automáticamente cada vez que el valor del ajuste supera ese nivel.

Matriz Institucional del Sub-Sector Hidrocarburos de Honduras, Año 2011

Importación		Mercado Mayorista		Comercialización	
Participación Privada	Permitida	Participación Privada	Permitida	Política de precios	Regulados
Participación en el mercado	100%	Participación en el mercado	100%	Subsidios	
Importaciones por productos:		Política de precios	Regulados		
Gasolinas, diesel y otros productos		Compradores en el mercado mayorista		Gasolinas, diesel y otros productos	
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	47,1%	Estaciones de servicios	91% de las gasolinas 74% del diesel	Total de estaciones de servicios	420
Empresas participantes (Participación 2010)	Puma (52,8%) Chevron-Texaco (24%) Unopetrol / Grupo Terra (23%)	Clientes comerciales, industriales, agrícolas	9% de las gasolinas 26% del diesel	Empresas (Nº de ES - % del mercado)	Chevron Texaco (83 - 19,8%) Puma (184 - 46,2%) Unopetrol / Grupo Terra (108 - 25,7%) Otras (35 - 8,33%)
Fuel Oil		Ventas al por mayor		Fuel Oil	
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	29,6%	Gasolinas, diesel y otros productos		Generación eléctrica	Lufussa Grupo Terra Otras
Empresas participantes (Participación 2010)	Unopetrol / Grupo Terra (82,3%) Lufussa (10,0%) Puma (7,7%)	Empresas participantes	Puma (40,9%) Chevron-Texaco (30,7%) Unopetrol / Grupo Terra (26,3%) Otros (2,1%)	GLP	
GLP		GLP		Venta	Hogares
Porcentaje de las importaciones totales (2010)	23,30%	Empresas participantes	Gas del Caribe / Tomza Chevron-Texaco Zeta Gas		
Empresas participantes (Participación 2010)	Gas del Caribe / Tomza (95,3%) Chevron-Texaco (2,5%) Zeta Gas (2,2%)				
		Transporte			
		Participación privada:	Permitida sólo a empresas nacionales		
		Política de precios:	Regulados		
		En Honduras no hay una red de ductos para el transporte de combustibles, por lo tanto éste se efectúa utilizando camiones. Debido a la restricción legal, las empresas multinacionales no están integradas verticalmente en este segmento del mercado.			
Regulador	Comisión Administradora del Petróleo (CAP)				
Nombrados por el Presidente de la República	Libre nombramiento del Presidente de la República				
Financiamiento	Presupuesto ordinario de la nación				

Fuente: CDCP, SIC, ENEE, CEPAL y legislación vigente.

Sub-sector hidrocarburos

Honduras no produce hidrocarburos, todo el consumo de derivados del petróleo es importado, almacenado y comercializado por el sector privado. El principal actor gubernamental en este sub-sector es la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y sus Derivados (CAP), que es el organismo regulador de todas las fases de la cadena de distribución de derivados del petróleo.

Según los datos de la CEPAL¹⁷, 76,8% de la importación de derivados líquidos está controlada por empresas nacionales (Dippsa¹⁸ y el Grupo Terra) y el restante 23,2% por empresas extranjeras (Esso y Chevron Texaco). El país cuenta con una capacidad de almacenamiento para 111,2 días de consumo de GLP, 41,7 días de gasolina y 61 días de diesel.

Hay 422 estaciones de servicio en el territorio hondureño, 111 de ellas de la empresa Dippsa, siendo el principal comercializador de derivados, junto con el Grupo Terra que maneja 107 y seguidas por Chevron-Texaco con 92 estaciones de servicio.

Formación de precios

Los precios para la comercialización de los derivados del petróleo en Honduras están regulados por el gobierno mediante la CAP. La estructura de precios de los derivados del petróleo se denomina “Sistema de Precios de Paridad de Importación”, establecido en base al Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 y las siguientes modificaciones, siendo la última del 20 de mayo de 2011.¹⁹ El sistema de precios es una tabla en la cual se establecen valores fijos para todas las actividades y etapas de la cadena de comercialización de los derivados, una vez que el producto ha llegado al puerto de Honduras, incluyendo un margen para el importador, el mayorista y el minorista. Por lo tanto, a pesar de que los precios de los combustibles están regulados, los importes internos varían de acuerdo al mercado internacional.

¹⁷ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) • Sede Subregional en México. Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2009.

¹⁸ Dippsa: Distribuidora de Productos del Petróleo S.A.

¹⁹ Acuerdo 482-2011 del 20 de mayo de 2011. Gaceta No 32.577. Secretaría de Industria y Comercio.

A world map in shades of green and teal, with a white location pin icon placed over Mexico. The map is the background for the text.

Evolución Histórica del Sector Energético



Evolución Matriz Energética 1971 - 2008

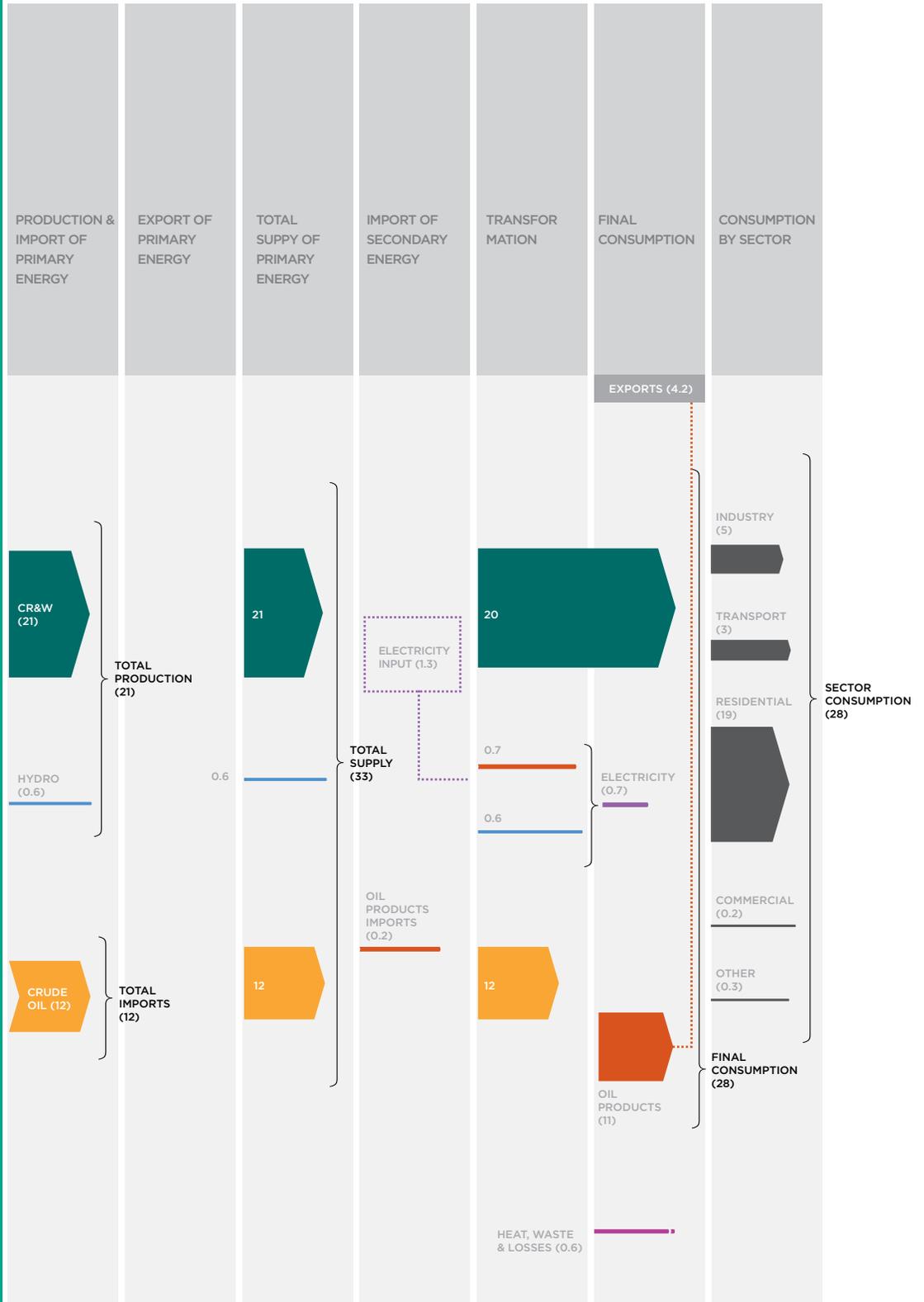


1971-1974

A comienzos de nuestro análisis, Honduras era un país netamente dependiente de los biocombustibles, principalmente leña para el consumo energético residencial, así como del crudo importado y refinado en Puerto Cortés para la demanda transportista. La energía hidráulica hizo también un pequeño aporte al consumo energético total.

Energy Flow 1971-1974

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Los biocombustibles fueron con distancia la fuente energética más importante de Honduras al comienzo de nuestro análisis histórico, al representar 62% del consumo total de energía con 20.5 mil barriles equivalentes de petróleo. Esta alta proporción del consumo a partir de los combustibles renovables y desechos se explica a partir del bajo nivel de desarrollo que tenía la economía hondureña durante ese período, así como la alta proporción de población rural que distinguía al país. El consumo rural de energía hondureña depende entonces hasta hoy de los biocombustibles, principalmente leña. La importación de petróleo crudo, con 12 mil barriles diarios y 36% del consumo total, se procesaba en la refinería de Puerto Cortes, al norte del país. Además de estos 12 mil barriles, se importaron 200 barriles equivalentes de productos derivados por día. Finalmente, entre 1971 y 1974 se ofertaron 600 barriles equivalente de petróleo al día a partir de energía hidráulica. Estos fueron producidos por las centrales hidroeléctricas de Cañaveral/Río Lindo, inaugurada parcialmente en 1964, y El Coyolar, que había entrado en servicio en 1965.

Electricidad

Honduras dividió su consumo para la generación eléctrica en 57% a partir de combustibles líquidos y 43% hidrogenación. Estas dos fuentes sumaron 1.29 mbepd para este fin, a partir de los cuales se produjeron los 0.69 mbepd (454.75 GWh) que se consumieron en electricidad durante este período en promedio anual. Es importante notar que la hidrogenación representó 72% de la generación, gracias a su alta eficiencia. Los productos pasaron de 57% de los insumos a 28% de la generación.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.72	57%	128.50	0.19	28%
Hidrogenación	0.56	43%	326.25	0.50	72%
Total	1.29	100%	454.75	0.69	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Reflejando la composición de la oferta energética hondureña entre 1971 y 1974, el consumo residencial sobresale con distancia entre los demás sectores. El uso de energía residencial explica 68% del total y se basa en 94.3% en biocombustibles – a causa de los altos niveles de población rural de este período. Los derivados del petróleo y la electricidad totalizaron 4.3% y 1.4% del consumo residencial. La industria usó 18% de la energía total, 52% como combustibles renovables (en particular por el consumo propio en los centrales azucareros) y 40.8% viniendo de productos derivados y 7% de la electricidad. Finalmente, el transporte, 12% del consumo final, únicamente utilizó combustibles líquidos.

Consumo por Sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	40.8	100	4.3	100.0	80.5
Combustibles renovables	52.1	0	94.3	0.0	0
Electricidad	7.0	0	1.4	0.0	19.5
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



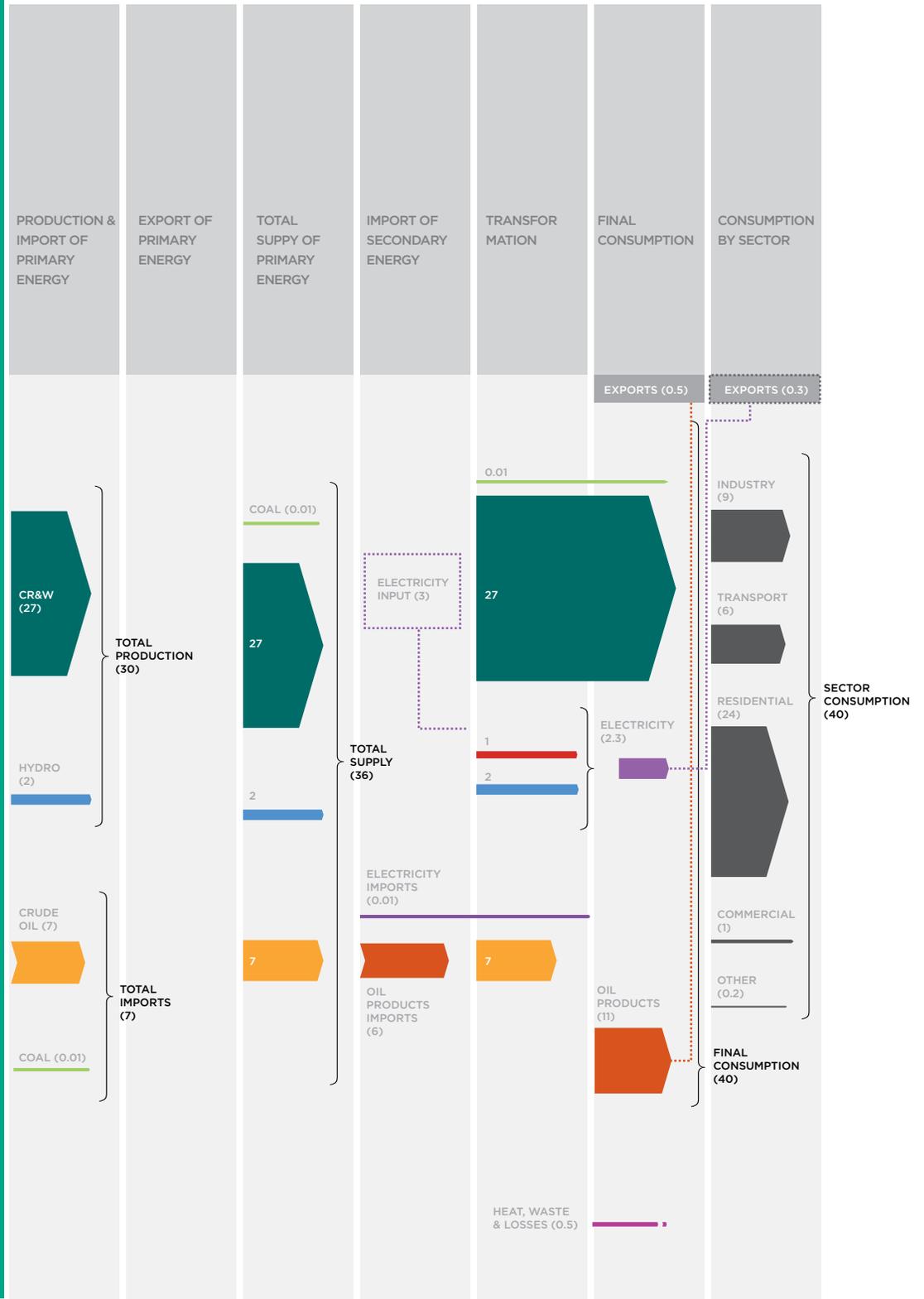
1984-1987

En la década comprendida entre nuestro primer período analítico y este, la economía hondureña mantuvo su dependencia de los biocombustibles, al tiempo que observó un crecimiento en la producción de energía hidráulica. La capacidad de refinación de Puerto Cortes se redujo y así el país pasó a importar muchos más productos derivados que antes. Los patrones de consumo cambiaron ligeramente con el crecimiento del uso industrial de la energía.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Tras crecer 28%, el consumo energético total de Honduras se mantuvo altamente enfocado en los biocombustibles, los cuales con 27 mil de los 43 mbepd consumidos representó casi 65% del total. Las importaciones de petróleo crudo bajaron de 12 a 7 mil barriles diarios, perdiendo así preponderancia en el consumo total de energía primaria, al caer de 36 a 16% durante esta década. La disminución de la importación de crudo se compensó aumentando la importación de productos derivados. Estos crecieron de 0.2 mbepd en el período anterior a 6 mbepd para este momento histórico - 14% del consumo final.

Es de notar el crecimiento notable de la energía hidráulica. Esta fuente pasó de 0.6 a 2 mil barriles equivalentes por día. El crecimiento obedeció principalmente a la finalización completa de la central Cañaveral/Río Lindo, la inauguración de El Nispero en 1982 y de El Cajón en 1985, que aún es la central más grande del país con 300 MW de capacidad instalada. Esta incorporación de centrales hidroeléctricas explica el crecimiento de 313% que registró esta fuente sobre el período anterior. Honduras también empezó a hacer pequeñas importaciones de carbón, promediando 10 barriles equivalentes diarios entre 1984 y 1987.

Electricidad

Gracias al crecimiento de la hidrogenación, ésta pasa a ser la principal fuente de insumos y la principal generadora de electricidad de Honduras. La energía hidráulica abarca 83% del consumo eléctrico y 91% de la generación. El resto de la electricidad vino a partir de los combustibles líquidos en procesos termoeléctricos.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	0.46	17%	126.25	0.18	9%
Hidrogenación	2.31	83%	1,338.50	1.92	91%
Total	2.77	100%	1,464.75	2.10	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

Para este período, el sector residencial tuvo, de lejos, el más alto consumo de los segmentos de la economía hondureña con 60% del consumo final. El uso residencial energético fue principalmente de biocombustibles y desechos, manteniendo el patrón histórico y aportando 94% del total. El 6% restante se lo repartieron los combustibles líquidos y la electricidad. La industria y el transporte fueron los siguientes sectores en cuanto a consumo final, con 23% y 14%, respectivamente. El primero diversificó su consumo energético, con los combustibles renovables aportando 51.6%, los productos derivados 37.4% y la electricidad el 11% restante. El transporte únicamente consumió combustibles líquidos.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	37.4	100	3.6	59.0	100
Combustibles renovables	51.6	0	94.0	0.0	0
Electricidad	11.0	0	2.4	41.0	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

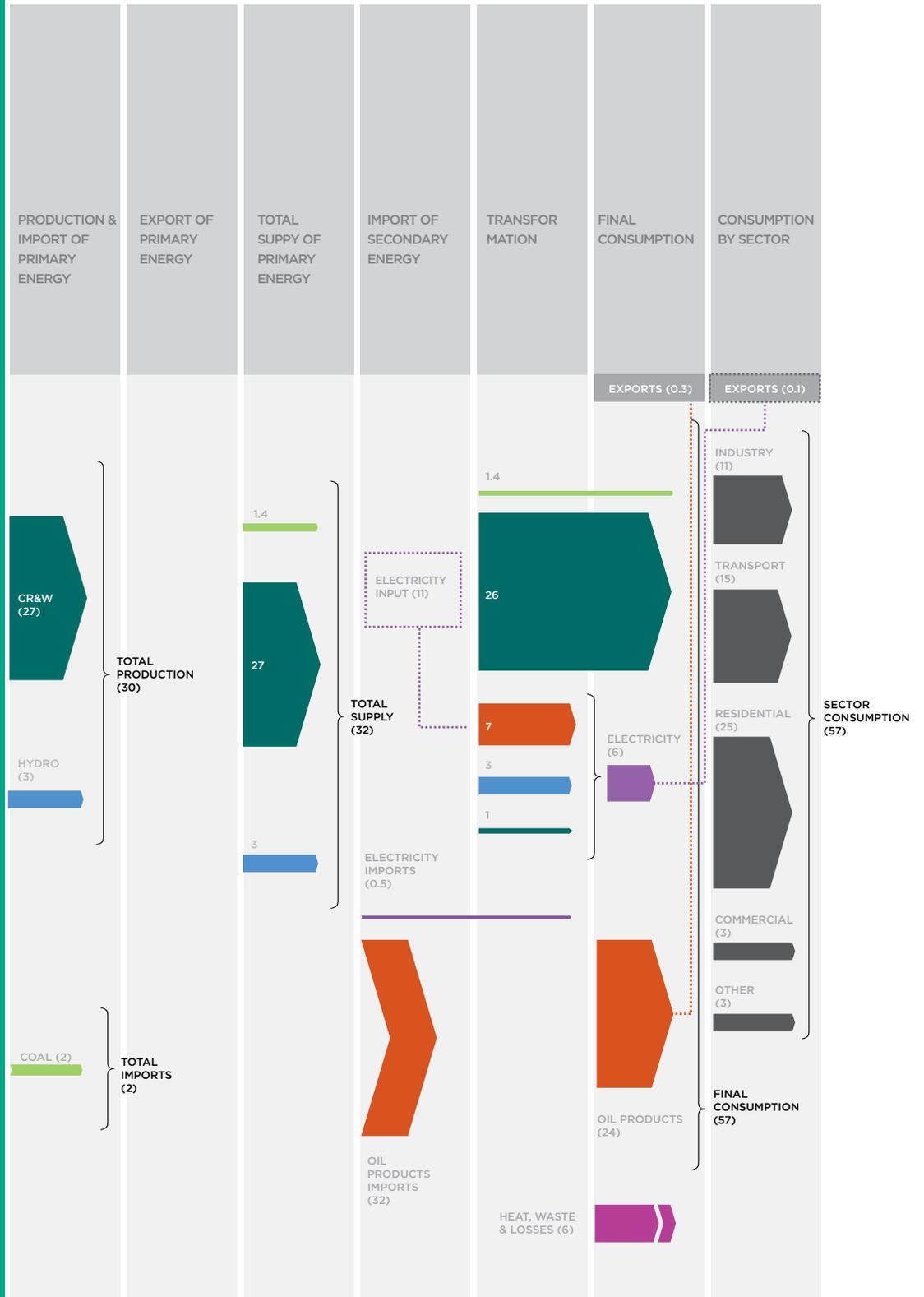


1999-2002

Por primera vez en nuestro análisis, Honduras no depende de los biocombustibles como principal fuente energética. La importación de productos derivados pasa al primer lugar y así el consumo energético se divide casi equitativamente entre estas dos fuentes. En los 12 años desde el período anterior, Honduras deja de importar petróleo crudo, el consumo residencial se mantiene constante mientras los sectores industrial y transporte crecen en altas proporciones.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En los 12 años desde el final del período analítico anterior, el consumo energético de Honduras creció casi 50% impulsado principalmente por un aumento importante en el consumo de hidrocarburos. En 1993, la refinería de Puerto Cortes cerró sus operaciones y el país dejó de importar petróleo crudo. Pasó entonces a importar productos derivados para suplir la demanda de hidrocarburos. Esta importación promedió 31.6 mbepd, 50% del consumo total de energía entre 1999 y 2002 y cinco veces más que el producto importado entre 1984 y 1987. Como detallamos arriba, los biocombustibles pasaron al segundo lugar dentro del consumo con 26.9 mbepd y 42% del total. Este consumo es, de hecho, 2% menor que el consumo promediado entre 1984 y 1987, gracias en parte al proceso de electrificación rural y urbanización del país en los años 90. La oferta hidráulica creció casi 50% ubicándose en 3.4 mbepd, gracias en parte a la rehabilitación de la planta El Coyolar durante la década comprendida entre los dos períodos analíticos. Por último, notamos que las importaciones de carbón durante este lapso pasaron de 10 barriles equivalentes por día a 1,400 barriles equivalentes por día, un crecimiento importantísimo que hace del carbón 2% del consumo energético total de este período.

Electricidad

Los insumos para la generación de electricidad durante este período promediaron casi 11 mbepd. De los 32 mbepd de combustibles líquidos importados, se consumieron 6.8 mbepd para generar electricidad, 63% del total. El consumo de energía hidráulica para la generación eléctrica llegó a 3.42 mbepd y los 0.58 mbepd restantes provinieron del consumo de biocombustibles. A partir de este consumo se generaron 5.63 mbepd (3,766 GWh), de los cuales 53% fueron a partir de la hidrogenación y 47% de derivados.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	6.79	63%	1,782.00	2.66	47%
Hidrogenación	3.42	32%	1,977.50	2.96	53%
Biocombustibles	0.58	5%	6.50	0.01	0%
Electricidad	10.79	100%	3766.00	5.63	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El sector residencial se mantuvo como el mayor consumidor de energía con 45% del consumo final, conformado en 86% por biocombustibles, 9% electricidad y 5% derivados. El transporte se ubicó en la segunda posición, llegando a 26% del total, completamente compuesto por derivados. Le siguió el consumo industrial, 19% del total. El consumo industrial se dividió en 40% combustibles renovables, 33% combustibles líquidos, 15% electricidad y 13% carbón importado.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	12.6	0	0	0	0
Combustibles líquidos	33.1	100	4.8	44.4	100
Combustibles renovables	39.9	0	86.0	0.0	0
Electricidad	14.5	0	9.2	55.6	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

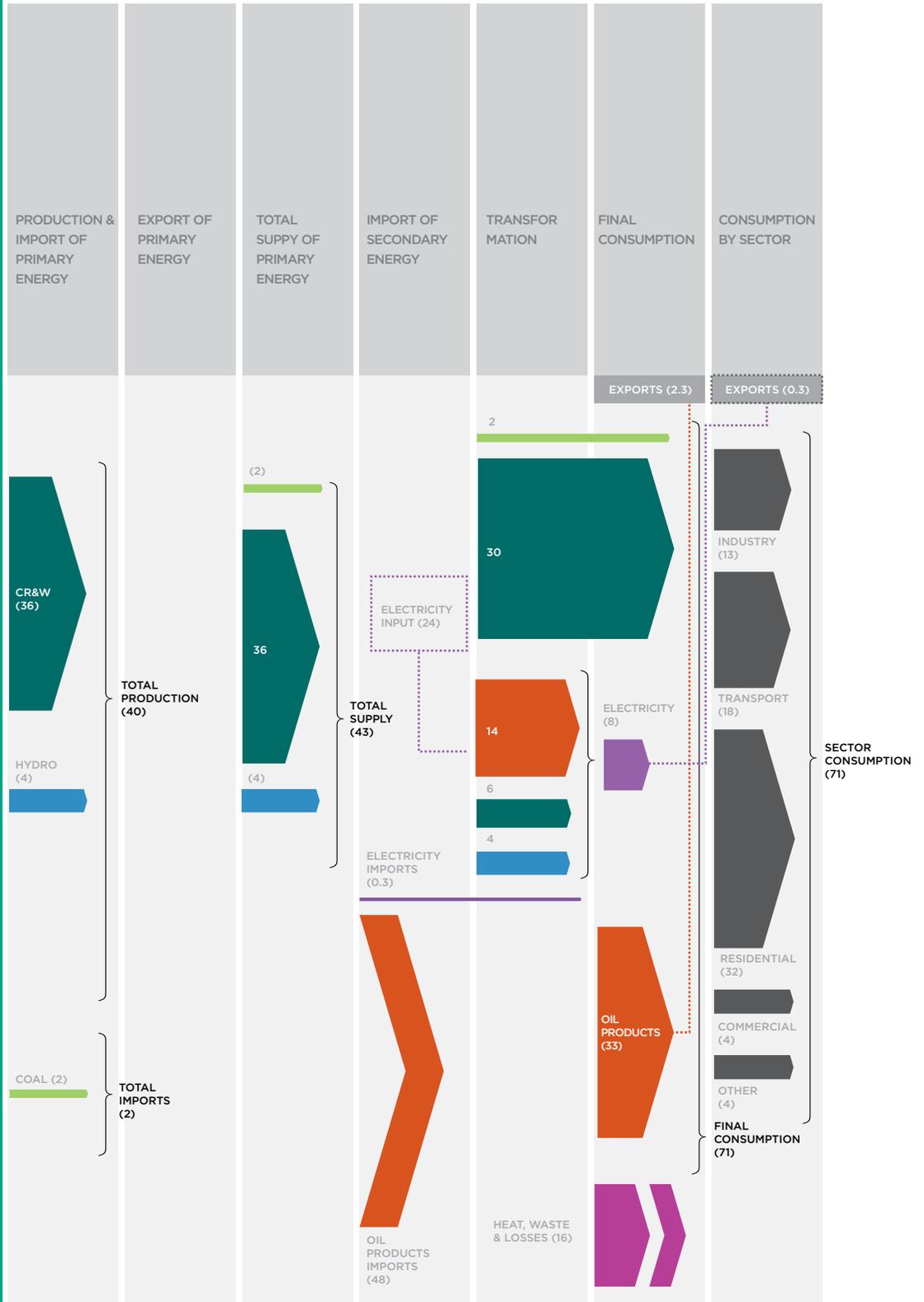


2005-2008

Es importante destacar que aunque los patrones generales de suministro energético se mantienen estables para el final de la década pasada en Honduras, es notable el crecimiento del consumo y un cambio en su composición por sector económico. Entre 2005 y 2008 se consumieron 90 mil barriles equivalente por día, mientras que esta cifra totalizaba 63 mbepd entre 1999 y 2002. Honduras sigue altamente dependiente de los combustibles líquidos y de los biocombustibles para satisfacer su demanda energética.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Impulsado por un aumento importante de las importaciones, el consumo total creció 42% en los tres años comprendidos entre este período analítico y el anterior. Los derivados mantuvieron su posición como la fuente energética más importante para el consumo hondureño con 47.8 mbepd y 53% del total. El crecimiento de esta fuente sobre el período anterior fue de 51%. El consumo de biocombustibles aumentó 35% para ubicarse en 36.3 mbepd. Sin embargo, los combustibles renovables caen de 42% del consumo entre 1999 y 2002 a 40% para este período. Por otra parte, la producción hidráulica creció 4% entre períodos con la incorporación de las hidrogeneradoras Cuyamapa, Río Blanco, Cececapa, Yojoa, San Pedro Zacapa y La Nieve, todas inauguradas en este período o poco antes. Finalmente, las importaciones de carbón se mantuvieron al mismo nivel, ofertando 2 mil barriles equivalentes por día, llegando así a 3% del consumo total.

Electricidad

El consumo para la generación eléctrica de este período totalizó 24.24 mbepd, más del doble del total del período anterior. De este consumo, los combustibles líquidos totalizaron 60%. Cambiando el patrón histórico, la segunda fuente para la generación eléctrica fueron los biocombustibles con 6.19 mbepd y 25%, mientras la hidrogeneración quedó rezagada al tercer lugar con 3.58 mbepd y 15% del consumo generador. Sin embargo, la fuente hidráulica demostró alta eficiencia, ya que representó 34% de los 6,104.75 GWh que se consumieron en promedio anual durante este período. Los combustibles líquidos representaron 63%, mientras que los biocombustibles solo llegaron a 3%.

Electricidad	Insumos (mbepd)	%	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	%
Combustibles líquidos	14.47	60%	3,868.75	5.13	63%
Hidrogeneración	3.58	15%	2,073.25	2.75	34%
Biocombustibles	6.19	25%	162.75	0.22	3%
Total	24.24	100%	6,104.75	8.10	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo por sectores también aumenta considerablemente para este período, ubicándose en 71 mbepd, un crecimiento de 25%. De este consumo, el sector residencial tuvo el más alto porcentaje, llegando a 45% y manteniendo patrones históricos: una alta dependencia en el consumo de biomasa, con 87% del total y consumiendo cerca de 10% de su total como electricidad. El sector transporte, usando únicamente derivados, se ubicó en segundo lugar con 18 mbepd y 25% del total.

El consumo industrial con 13 mbepd compuestos en 48% por derivados del petróleo, 18% por carbón, 18% por biomasa y 16% por electricidad, representó el 19% del total. EL sector comercial, 65% electricidad y 35% derivados, totalizó 4 mbepd - 5% del total - mientras que otros sectores, usando únicamente derivados, fueron el 5% restante con otros 4 mbepd.

Consumo por sectores	Industria	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Carbón	18.1	0	0	0	0
Combustibles líquidos	47.9	100	3.1	34.9	100
Combustibles renovables	17.5	0	86.5	0.0	0
Electricidad	16.4	0	10.4	65.1	0
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios basados en información de la IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

Origen

En 1957, la junta militar que gobernó Honduras por 14 meses desde finales de 1956 crea la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) bajo la figura de organismo autónomo responsable de la producción, comercialización, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país. La Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Ley ENEE), que estaba incluida en el decreto No. 48 de la junta militar, estipulaba desde aquella época la posibilidad de la participación privada en algunas actividades del sector eléctrico y permitía la integración vertical de ENEE.

La nueva empresa estatal fue la encargada de desarrollar la construcción del complejo hidroeléctrico Cañaverall/Río Lindo que se construyó en tres etapas, iniciando en 1960 y terminando en 1978. Adicionalmente se construyeron líneas de transmisión de 138 KV a San Pedro Sula y a Tegucigalpa.

El Estado toma control del sector energético

Bajo la presidencia de Roberto Suazo, primer presidente civil después de una década de regímenes militares, el Estado hondureño promovió algunas reformas claves en el sub-sector de hidrocarburos. En 1983 el Congreso Nacional de Honduras crea la Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo (Comisión Administradora del Petróleo o CAP) que se encargó durante un tiempo de importar directamente o de establecer contratos con terceros para la importación del petróleo crudo y sus derivados para el consumo local y de determinar los precios de venta en toda la cadena. La comisión funcionaría sin legislación específica hasta 2007.

La CAP tuvo mucha importancia, ya que durante más de 10 años este organismo fue el encargado de comprar el crudo proveniente de Venezuela y México sobre la base del Acuerdo de San José y de venderlo a la refinería en Puerto Cortés. Esta refinería, propiedad de Texaco y construida en 1968, era la única que existía en el país y tenía una capacidad de refinación de 14.000 bbl/día²⁰.

Texaco decidió suspender las actividades de refinación en esta planta a principios de los años 80 debido a que los precios de los productos derivados del petróleo en el mercado internacional no justificaban su operación. Sin embargo, en 1982 el gobierno de Honduras llega a un acuerdo con Texaco para la reactivación de la operación de refinación de Puerto Cortés. El acuerdo estipulaba que el gobierno vendería el crudo a Texaco y éste vendería los productos refinados a las empresas comercializadoras internas (Esso, Shell, Texaco y Chevron y dos pequeñas empresas hondureñas) con

20 ESMAP. Petroleum Supply Management. Honduras. 1991

una ganancia garantizada de 1,48 centavos de dólar por galón²¹. Para 1991, Texaco suplía la totalidad del combustible en Honduras mediante la operación de su planta (suplía 60% del mercado²²) y las importaciones (el restante 40%) autorizadas por la CAP.

Los precios del combustible establecidos por la CAP en el mercado interno no permitían la transferencia de los precios internacionales a los importes pagados por los consumidores finales. En consecuencia, para poder asegurar el funcionamiento de la cadena de comercialización, el Gobierno tenía que mantener un sistema de subsidios que se iban haciendo cada vez más onerosos para las finanzas nacionales. A principios de los 90 esta situación se haría de extrema gravedad.

En 1984 se publica la nueva Ley de Hidrocarburos que trata principalmente de regular las actividades aguas arriba de la industria petrolera. En esta normativa se autoriza al Estado a suscribir contratos con entes privados para todas las actividades de exploración y explotación, reservándose la propiedad de los recursos naturales.

El sub-sector eléctrico, por su parte, se verá igualmente impactado por el grupo de reformas de la época. En noviembre de 1986, el poder legislativo publicó la Ley General de Administración Pública que restó autonomía operativa a las empresas públicas, entre ellas ENEE, al obligarlas a pedir aprobación del Congreso Nacional para sus planes operativos anuales²³, su presupuesto y modificaciones de tarifas²⁴. Estas provisiones harían que la empresa eléctrica pública no tuviera la flexibilidad financiera necesaria para una administración eficiente. Adicionalmente, se crea la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (Secopt) con injerencia sobre el sub-sector eléctrico por su responsabilidad en la administración de los procesos de licitaciones y la designación de algunas autoridades.

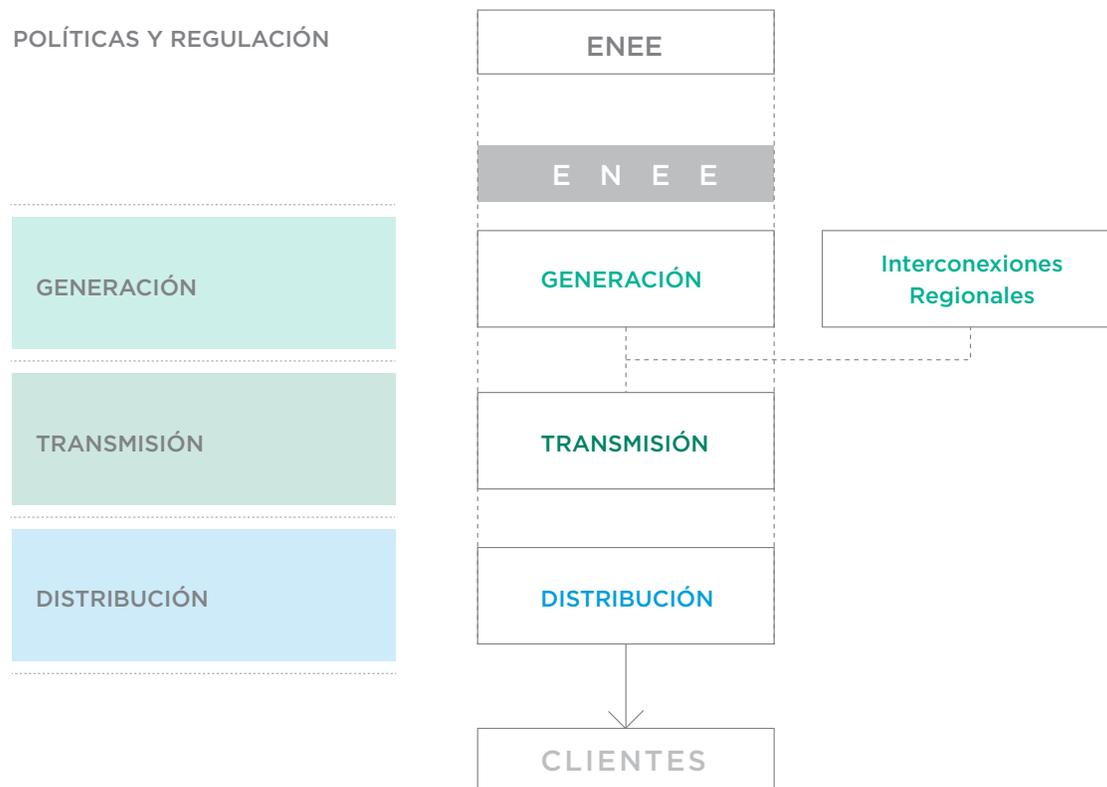
21 El Banco Mundial calculaba en 1991 que este margen le garantizaba a Texaco una ganancia anual de \$5 millones.

22 Programa de Reformas del Banco Mundial, 1991

23 El artículo 68 estipulaba que los planes de acción debían ser aprobados por el congreso, este artículo sería derogado en 1996.

24 En el artículo 79 se obligaba que todas las modificaciones de tarifas debían ser aprobadas igualmente por el Congreso, este artículo sería derogado en 1991.

Figura 1. Estructura del sub-sector eléctrico en Honduras, 1990



Fuente: Elaboración propia

Ante la crisis: reformas profundas

A comienzos de la década de los 90 bajo los gobiernos de Rafael Callejas (1990-1994) y Carlos Roberto Reina (1994-1998) se inicia una serie de reformas en el sector energético. Este proceso se enmarcó en el “Programa de Ajuste del Sector de Energía” liderado por el Banco Mundial, que incluía en el área petrolera el “Programa de Liberalización Petrolera” (PLP) y los cambios institucionales en el sub-sector eléctrico se hicieron necesarios dada la importante crisis financiera y gerencial que arrastraba ENEE desde la década de los 80. Igualmente las finanzas públicas estaban sufriendo un impacto considerable como consecuencia de los subsidios en el mercado de productos derivados del petróleo. Con la firma de los compromisos con el Banco Mundial, el Gobierno convino en la realización de una restructuración del sector energético buscando la ampliación y el aumento de la eficiencia a través de la participación del sector privado.

1991 marca el comienzo de este proceso de reformas con la creación de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP) que asumió la tarea de supervisar la operación y la estabili-

dad financiera de las empresas públicas. Entre las facultades más importantes que se le otorgan a la CNSSP está la de establecer las tarifas cobradas por estas empresas, eliminando la participación del Congreso Nacional en la fijación de tarifas.

Por su parte, el Programa de Liberalización Petrolera buscaba promover la desregulación en toda la cadena de actividades de comercialización de los productos derivados del petróleo. La intención era promover un mercado competitivo en el sector donde los precios al consumidor final reflejaran más fielmente los precios internacionales y se generara inversión privada. Entre los primeros pasos de esta reforma se encuentra la eliminación, en noviembre de 1992, del margen garantizado de refinación y la autorización a empresas privadas para que participaran en la importación de combustibles. Ante esta circunstancia, Texaco cierra su operación de refinación en enero de 1993, adecuando sus instalaciones para funcionar únicamente como importadora y almacenadora de productos refinados. Igualmente se incorporan nuevas empresas a la importación y comercialización de productos derivados del petróleo. La Tabla 1 resume los eventos más importantes que incluyó el PLP.

Tabla 1. Eventos resaltantes del cronograma de liberalización petrolera. 1991-1996.

Año	Evento
Enero de 1991	Liberalización de los precios del asfalto y la gasolina de aviación
Noviembre de 1992	Liberalización de los precios de la gasolina de aviación y gasolina premium de Shell Apertura de todas las importaciones de combustible a operadores privados (Acuerdo 378-92) Introducción de una fórmula de paridad de precios a las importaciones
Enero de 1993	Texaco cierra las operaciones de refinación de Puerto Cortés Puerto Cortés es convertido en un terminal de importaciones
Septiembre de 1993	Se libera el precio del fuel oil
Marzo de 1994	Se adopta la fórmula de los precios de paridad de importación a todos los productos Se publica el Código Ambiental de la exploración de gas y petróleo
Noviembre de 1994	Se aumenta el impuesto a la gasolina. Se eliminan todos los subsidios
Mayo 1995	Los países centroamericanos acuerdan sobre los estándares de calidad para los productos del petróleo
Noviembre de 1995	Se introduce la gasolina sin plomo
Enero de 1996	Se liberan los precios del combustible de aviación Se revisa la fórmula de paridad de los precios de importación

Fuente: Banco Mundial. Implementation Completion Report. Energy Sector Adjustment Program (Credit 2306-Ho).Junio 17, 1997

En paralelo se avanzaba en las reformas del sub-sector eléctrico. La pieza principal de este esfuerzo se incorpora en 1994 bajo el gobierno del recientemente electo Carlos Reina con la promulgación mediante el decreto 158-94 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (LMSE o Ley Marco). Esta ley, que todavía está en vigencia, cuenta con un amplio articulado con injerencia directa en todas las actividades del sub-sector eléctrico. Entre los principales objetivos de la ley se pueden enumerar:

- Establecer las condiciones para suplir la demanda eléctrica del país al mínimo costo económico.
- Promover la operación económica, segura y confiable del sistema eléctrico y el uso eficiente de la electricidad por parte de los usuarios.
- Garantizar un trato igualitario y equitativo para los consumidores de una misma categoría, pero permitiendo el trato preferencial a los pequeños consumidores residenciales.
- Facilitar la participación de la empresa privada en la generación y fomentarla en la distribución.

Es importante destacar que para 1994 la única legislación que tenía injerencia en el sub-sector eléctrico era el decreto de creación de la ENEE, promulgado 37 años antes. Por lo tanto, la Ley Marco del Subsector Eléctrico debió construir un marco institucional desde cero que se adaptara a los retos de un país con una economía más compleja. En base a esto, la LMSE contiene la creación de dos instituciones. Para el diseño de las políticas se crea el Gabinete Energético y en el campo de la regulación se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). El Poder Ejecutivo se reserva para sí la potestad del nombramiento de los siete miembros del Gabinete Energético. Los cinco miembros de la CNEE, por su parte, eran seleccionados por la Secretaría de Estado en los Despachos de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (Secopt) de una terna de expertos propuesta por distintas organizaciones no gubernamentales.

La LMSE incluye capítulos específicos para la generación, transmisión, distribución, la operación del sistema interconectado nacional y la formación de precios. Los aportes más resaltantes se pueden enumerar en:

- Generación: Crea nuevas figuras de contratos entre las empresas privadas y ENEE, permitiendo a la empresa estatal que compre la electricidad sin necesidad de licitación bajo una de las figuras establecidas.
- Transmisión: El Estado se reserva la operación de los sistemas de transmisión y el Centro de Despacho. Estas actividades pasan a ser responsabilidad de ENEE.
- Distribución: Se crean distintas zonas de distribución.
- Distribución: Se obligaba la venta por parte de ENEE de todos los sistemas de distribución en los cuales tenga control. Se estableció que ENEE puede participar hasta en 30% del capital de las empresas de distribución vendidas.

- Contratos de operación: Se estableció que la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte debe solicitar la aprobación del Congreso para firmar los contratos de operación de los participantes privados (distribución y generación).
- Tarifas: Ratifica la facultad de la CNSSP para determinar las tarifas a los consumidores finales.
- Impuestos: Estableció que las ventas de energía y potencia efectuada por las empresas del sector deben estar exentas del pago al impuesto sobre las ventas.
- Régimen Fiscal: Se creó un Fondo Social de Desarrollo Eléctrico administrado por ENEE y que se financiaría entre otras fuentes con 15% de las utilidades netas de todas las empresas del sub-sector. El fondo va dirigido a financiar los estudios y obras de electrificación que sean de interés social.
- Régimen Fiscal: Se establece un recargo de 5% en la tarifa de la electricidad producida con energías renovables para reforestación de sus áreas de influencia.

La idea general de las reformas y especialmente de la Ley Marco era crear un mercado eléctrico competitivo con alta participación del sector privado en la generación y en la distribución. En el campo de la generación, las reformas permiten un crecimiento de la generación privada principalmente utilizando termoeléctricas que vendían la energía a la ENEE. Sin embargo, del lado de la distribución, el mercado no era lo suficientemente grande como para que empresas privadas se interesaran en participar, por lo tanto ENEE se mantuvo operando como el único comprador de energía.

La capacidad de generación del país pasó de 547 MW a principios de los años 90 a 919.8 MW al finalizar la década, mostrando un crecimiento de 68% basado exclusivamente en plantas de tecnología térmica. Al cierre de 2010, el sector mostró una expansión mayor creciendo, en 75% con una base fundamentalmente térmica.

En 1996, mediante el decreto 218-96, se crea la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)²⁵ que asumió todas las responsabilidades referentes al sector energético que antes estaban divididas en varios ministerios. Igualmente, se sustituyó el nombre de la Secopt por e de Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda (Soptravi), manteniendo las mismas atribuciones. En ese mismo decreto se deroga la disposición de la Ley General de la Administración Pública de 1986 que obligaba a ENEE a solicitar anualmente la aprobación del Congreso para su plan operativo, otorgándole mayor flexibilidad administrativa a la empresa estatal.

25 Mediante el Acuerdo N° 1.089/97 se aprobó el "Reglamento Interno de la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente"

Año 1998: Cambios institucionales

En 1998 toma posesión de la Presidencia el ex-presidente del Congreso Carlos Roberto Flores, quien inició reformas en el sector energético, especialmente en el sub-sector eléctrico. En abril de 1998 se aprueba el decreto 85-98, conocido como “decreto para incentivar las energías renovables” que declara de utilidad pública en su artículo 1º “el desarrollo y generación de energía con fuentes nuevas y renovables”²⁶, lo cual significó el primer paso para crear un marco regulatorio para las energías renovables. Este instrumento, junto a algunas modificaciones efectuadas posteriormente, sirve de base para la promulgación en el año 2007 de la Ley de Promoción a la Generación Eléctrica con Recursos Renovables.

El decreto 85-98 y una modificación posterior²⁷ efectuada a finales de 1998 incluyen provisiones que buscan promover los proyectos con energías renovables, de las cuales resaltan:

- Prohíbe la creación de nuevas regulaciones que puedan afectar los costos para proyectos que involucren el uso de biomasa. Se exceptúan las regulaciones ambientales.
- Se prioriza, en condiciones iguales, la electricidad producida con fuentes renovables en las compras de electricidad por parte del Estado.
- Se permite que ENEE firme contratos de compra de electricidad con las empresas privadas de generación con una duración hasta por 20 años, asegurando los precios de compra por ese período.
- Se establece el pago de un 10% extra sobre el costo marginal de corto plazo para la electricidad despachada que se haya producido con fuentes renovables.
- En las licitaciones estatales, se priorizan los proyectos con energías renovables siempre y cuando el valor presente de la secuencia de generación de este no sobrepase en más de 10% el valor de la secuencia de generación óptima.
- Se exoneran de los impuestos sobre las ventas durante el período de construcción a todos los equipos, materiales y servicios necesarios para el proyecto.
- Se exoneran de todos los impuestos y tasas de importación a todos los equipos, repuestos, partes y aditamentos durante la fase de estudios y construcción.
- Se exoneran del Impuesto Sobre la Renta durante los primeros cinco años de entrada en operación comercial.

²⁶ El decreto 85-98 considera recursos energéticos renovables a aquellos provenientes de las fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos y fuentes vegetales y de autogeneración, de origen natural o plantaciones establecidas con fines específicos de aprovechamiento racional en forma sostenible a largo plazo.

²⁷ El decreto 267-98, emitido a finales de 1998, modifica varios artículos del texto original del artículo 85-98.

Posteriormente, también en 1998, se reforma la ley marco para alinearla con el objetivo de promover las energías renovables. Así, mediante el decreto 89-98, se elimina el recargo de 5% a la tarifa de electricidad generada a partir de energías de ese tipo. Se hace este cambio, ya que se consideraba que este recargo disminuía la competitividad de estas fuentes frente a las energías fósiles. Adicionalmente, se modifica el método de financiamiento del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico al otorgarle la responsabilidad exclusivamente a ENEE, que debe aportar 1% de sus ingresos brutos, exonerando del aporte a las empresas privadas que participan en el sub-sector.

Igualmente en 1998, mediante el decreto 131-98 que reforma la ley marco, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) como organismo desconcentrado de la SERNA. Esta nueva institución reemplazó a la CNEE y a la CNSSP en todas sus funciones. El decreto de reforma modificó el método de selección de la comisión, dejando en manos del Presidente la escogencia de sus miembros. La facultad más importante que se le otorgó al nuevo organismo fue establecer las tarifas en barra y las del consumidor final, que previamente era responsabilidad de la CNSSP. En ese mismo decreto, que se conoce como “Ley de Estímulo a la Producción, a la Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano”, se modificó el Sistema de Precios de Paridad de Importación de los productos derivados del petróleo, modificando un componente de la fórmula para que los precios reflejen un nuevo aporte al sistema vial del país.

El Gobierno crea en agosto de 1998 mediante el Decreto Ejecutivo 013-98 la Unidad Técnica del Petróleo y todos los derivados (UTP), que asumió las funciones que desde 1983 cumplía la CAP²⁸. Con este nuevo organismo, que estaba adscrito a la SERNA, el Gobierno buscaba mayor agilidad en la administración del Sistema de Precios de Paridad de Importación. Adicionalmente, en octubre se hacen modificaciones en los precios de la comercialización del GLP y de las tarifas para los fletes terrestres de los combustibles.

En el año 2000 el Congreso interpreta algunos artículos de las leyes de energías renovables de 1998, lo que implicó cambios en la legislación vigente. El texto del decreto 45-2000 se ocupa específicamente de aclarar la metodología de cálculo del precio inicial de compra del kilovatio-hora fijado en los contratos entre las empresas generadoras y ENEE. Esta interpretación tiene mucha importancia, ya que este precio inicial se mantendría (indexado anualmente por inflación) durante la vida del contrato, que podría alcanzar hasta 20 años. El precio base acordado en los contratos es la principal variable que tiene el inversionista privado para evaluar la viabilidad de un proyecto con energía renovable.

En el año 2001, mediante el decreto 74-2001, se emite la nueva Ley de Contrataciones del Estado que deroga la ley publicada en 1985. Este nuevo instrumento legal obliga en su artículo 13 a todas las instituciones del Estado a solicitar la aprobación del Congreso para hacer cualquier contratación en la

²⁸ Aunque ningún instrumento legal elimina formalmente a la Comisión Administradora del Petróleo, la Unidad Técnica del Petróleo asume todas sus funciones anulándola de facto.

cual sus efectos se extiendan al siguiente período de gobierno²⁹ o que tenga beneficios fiscales. Esta condición incide especialmente en los tiempos de aprobación de los proyectos de energías renovables que tienen beneficios fiscales y sus contratos de compra de electricidad alcanzan hasta 20 años.

En enero de 2002 toma posesión de la presidencia Ricardo Maduro, candidato del opositor Partido Nacional de Honduras. El nuevo gobierno tuvo un perfil de políticas económicas conservadoras dirigidas a cumplir con las condiciones acordadas con el FMI desde finales de la década de los 90. En este contexto, el principal aporte al sector energético durante este período fue la expansión de la capacidad generadora del sector privado, ya que se incorporaron al parque generador las dos plantas térmicas más grandes del país.

Las nuevas plantas, se conocen como Choloma III y Pavana III y tienen en conjunto una capacidad instalada de 546,1 MW. Desde su entrada en operación en 2004 hasta 2010 estas plantas generaron en promedio 45,1% del total de la electricidad que se incorporó al Sistema Interconectado Nacional.

Las empresas Enersa³⁰ y Lufussa³¹, dueñas de las plantas antes mencionadas, firmaron cada una un contrato de suministro de capacidad y energía con ENEE por un plazo de 12 años. Estos contratos fueron firmados bajo las condiciones estipuladas en el Decreto Ejecutivo PCM-026-2002, mejor conocido como decreto de emergencia eléctrica, que exoneraba a ENEE de tener que iniciar un proceso de licitación para la contratación de 410 MW de energía. El gobierno esgrimió que el decreto ejecutivo era necesario, al ser la respuesta más expedita ante el fracaso de un proceso de licitación que se había iniciado en 2001 y debido a la caída de la capacidad generadora de la planta General Francisco Morazán (El Cajón), que estaba mostrando una caída en sus niveles desde 1999.³²

Crisis de precios del petróleo: combustibles y energías renovables

Los precios del petróleo empiezan a subir aceleradamente desde el año 2002. El mercado interno de combustibles y de energía eléctrica refleja rápidamente este incremento. En este contexto de crecimiento sostenido de los precios del petróleo, toma posesión de la presidencia José Manuel Zelaya. En enero de 2006, cuando es juramentado como presidente, los precios del barril de crudo se habían duplicado con respecto a 2002.

29 Los periodos presidenciales en Honduras son de cuatro años.

30 La Empresa de Energía Renovable S.A. de C.V. (Enersa)

31 Luz y Fuerza de San Lorenzo

32 Dentro de este proceso también se aprobó un contrato con la empresa AES Honduras Generación, Sociedad en Comandita por Acciones de Capital Variable, con las mismas características de los contratos con Lufussa y Enersa. Sin embargo, el contrato es anulado posteriormente por faltas en el cumplimiento de algunos de los compromisos acordados por parte de la empresa privada.

El nuevo Gobierno decide fortalecer la presencia del Estado en el mercado interno de combustibles. Se asumía que se podría amortiguar los efectos de la escalada en el valor del crudo si el Estado participaba más activamente en la importación de combustibles y en la determinación de los precios internos. Persiguiendo este objetivo, se eliminó la Unidad Técnica del Petróleo³³ que había cumplido una función reguladora muy limitada y se restituye la Comisión Administradora del Petróleo³⁴ en los términos de 1983, cuando el Estado tenía control monopólico de la importación de derivados. Adicionalmente, y no sin cierta polémica, se modifican los parámetros del “Sistema de Precios de Paridad de Importación” (SIPPI), que era el mecanismo que regulaba los precios de toda la cadena de suministro de combustibles.

El decreto ejecutivo 02-2007³⁵ rebaja los precios detallistas al reducir impuestos, márgenes de ganancias para los importadores y mayoristas³⁶ y algunos costos de transporte. Debido a la integración vertical que presentaban las empresas del sector, el Gobierno consideraba que estas podrían operar con utilidades al mantenerles el margen de ganancia en las ventas finales del producto.

En 2008 el gobierno firmó el ingreso de Honduras al acuerdo de Petrocaribe, liderado por Petróleos de Venezuela (PDVSA). Mediante este acuerdo, el Gobierno podría importar hasta 20.000 barriles diarios de derivados del petróleo provenientes de Venezuela. Bajo este acuerdo, la factura de las compras podía ser pagada en dos partes, la primera sería un pago de contado que iría desde 5% hasta 50% del total de la factura, dependiendo del precio internacional del petróleo, y la parte restante se financiaría por 25 años con dos años de gracia y una tasa de interés anual de 1%³⁷. Con el monto financiado se creó un fideicomiso que sería destinado en 40% a la expansión de la generación hidroeléctrica y en 30% a las inversiones necesarias para la ENEE. En junio de 2008 se recibió el primer embarque de 82.000 barriles de diesel para la generación eléctrica.

Durante el año 2008 el precio promedio de la gasolina de 95 octanos se ubicó en \$4.03 por galón en Honduras, siendo el segundo más bajo de los países de Centroamérica. Sólo Panamá tenía combustible más barato, promediando \$3.59 por galón mientras el más costoso estaba en Costa Rica, donde se pagaba \$4.63 por el galón³⁸.

El aumento de los precios de los hidrocarburos en la primera década del siglo XXI renueva la preocupación de las autoridades hondureñas sobre la necesidad de diversificar las fuentes de energía eléc-

33 Decreto Ejecutivo PCM-030-2006 del 1 de septiembre de 2006

34 Mediante el Acuerdo Ejecutivo 25-2007 del 6 de septiembre de 2007 se publicó el reglamento de funcionamiento de la Comisión Administradora del Petróleo.

35 Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 del 20 de enero de 2007

36 El Decreto Ejecutivo PCM-02-2007 elimina los márgenes de ganancias para la importación de diesel, gas licuado y todos los tipos de gasolina. También reduce el margen de ganancia a las ventas al mayor de gas licuado de petróleo. Adicionalmente, reduce el monto obligatorio en el precio de la gasolina regular, kerosene y gas licuado que se denominaba “Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial”.

37 Acuerdo de cooperación energética Petrocaribe entre el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la República de Honduras.

38 Estadísticas de los Combustibles en Honduras 2004-2008. Secretaría del Despacho Presidencial. Marzo del 2009.

trica. En este sentido, se retoman los esfuerzos legislativos de finales de los 90 que sin mayor éxito buscaron promover el uso de energías renovables. Así, en 2007 mediante el Decreto 70-2007 se publicó la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” que le daba estatus de ley al decreto 85-98 y a las reformas que se efectuaron posteriormente. En 2008 se publica el Reglamento a la Ley de los Biocombustibles.

El Gobierno, avanzando aun mas en la legislación para promover el desarrollo de proyectos de energía renovable, publica en 2010 la Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable, buscando acelerar la ejecución de los proyectos Hidroeléctrico Patuca III (Piedras Amarillas), Patuca IIA (La Tarrosa), Patuca II (Valencia), Los Llanitos y Jicatuyo, y el Complejo Energético Valle del Aguan, además de otros proyectos con energías renovables.

Entre las razones que se esgrimen para la publicación de esta ley se incluyen el lento desarrollo de los proyectos indicados anteriormente y la obligación de cumplir con la meta establecida en el Plan de Nación de la República de Honduras, que establece que para 2022 70% de la generación debe provenir de fuentes renovables.

La Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable en su articulado:

- Declara de apremiante urgencia, interés público y necesidad nacional de la más alta prioridad, la construcción y puesta en funcionamiento de los proyectos indicados anteriormente.
- Solicita a todas las instituciones públicas que se dé prioridad a estos proyectos en la atención de cualquier trámite que sea de su incumbencia.
- Se declara de utilidad pública y se expropián, mediante expropiación forzosa, todos los inmuebles ubicados en las zonas de ejecución de los proyectos.
- Establece que todos los terrenos en las zonas de los proyectos pasan a ENEE mediante la cesión, venta u cualquier otro mecanismo de traspaso.
- A todas las actividades relacionadas con la ejecución de los proyectos se les exonera de todos los impuestos, cánones, fianzas y otros.
- Crea la Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable (UEPER), que ayudará a la ENEE en todas las actividades relacionadas con los proyectos, asumiendo el manejo de los asuntos administrativos, técnicos, operativos y financieros.

Esta ley es la última reforma relevante en el sector energético de Honduras.

DOSSIER ENERGÉTICO
02 HONDURAS

