



05

DOSSIER ENERGÉTICO

GUATEMALA



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

Sergio Guerra

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

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

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

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

Introducción

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

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

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

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

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

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

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

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| 1. Guía de acrónimos..... | 05 |
| 2. Sector energético Actual..... | 08 |
| a. Matriz energética de 2009..... | 09 |
| b. Organización institucional del sector energético..... | 18 |
| i. Formulación de políticas del sector energético..... | 21 |
| ii. Regulador..... | 22 |
| iii. Sub-sector eléctrico..... | 25 |
| iv. Sub-sector hidrocarburos..... | 32 |
| 3. 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. Principales reformas..... | 54 |
| ii. Crisis eléctrica y contratos PPA..... | 54 |
| iii. Liberalización del mercado eléctrico..... | 57 |
| iv. Aumento de los precios del petróleo, tarifa social y energía renovable..... | 59 |
| v. La alta carga financiera de la tarifa social..... | 60 |
| vi. Prórroga al contrato de Perenco y licitaciones petroleras..... | 61 |

GUÍA DE ACRÓNIMOS

| | |
|-----------|---|
| AMM | Administración del Mercado Mayorista |
| BOO | Build-Own-Operate |
| CNEE | Consejo Nacional de Energía Eléctrica |
| CTE | Consumo Total de Energía |
| Deocsa | Distribuidora Eléctrica de Occidente SA |
| Deorsa | Distribuidora Eléctrica de Oriente SA |
| DGE | Dirección General de Energía |
| DGH | Dirección General de Hidrocarburos |
| ECOE | Empresa Comercializadora de Energía |
| EEGSA | Empresa Eléctrica de Guatemala |
| EGEE | Empresa de Generación de Energía Eléctrica |
| ETCEE | Empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica |
| FONPETROL | Fondo de Desarrollo Económico de la Nación |
| GWh | Giga Watt Hora |
| Hispanoil | Hispánica del Petróleo |
| IEA | International Energy Agency |
| IEMA | Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias |
| INDE | Instituto Nacional de Electrificación |
| ISLR | Impuesto sobre la Renta |
| kV | Kilo Volt |
| KWh | Kilo Volt Hora |
| LGE | Ley General de Electricidad |
| LH | Ley de Hidrocarburos |
| mbd | Mil Barriles por Día |
| mbepd | Mil Barriles Equivalentes de Petróleo por Día |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas |
| MW | Mega Watt |
| OEP | Oferta de Energía Primaria |
| PEP | Producción de Energía Primaria |
| PIB | Producto Interno Bruto |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| Trecca | Transportadora de Energía de Centroamérica, SA |
| WB | World Bank |



Guatemala

Con un producto interno bruto de USD 37.7 mil millones (año 2009) y un área de 107.16 mil kilómetros cuadrados (Km²), Guatemala se posiciona como la economía de mayor tamaño del istmo centroamericano excluyendo a México. Su población para ese año alcanzó 14 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en 2,661 USD.

Alrededor de 51% de la población guatemalteca habita en zonas rurales, porcentaje que coincide con la proporción poblacional que vive debajo de la línea de pobreza nacional. Se ubica en la posición 116/169 en el índice de desarrollo humano (año 2010) y posee una cobertura de electricidad a nivel nacional de 83.5% (año 2009).

En relación al sector energético, y en particular al sub-sector eléctrico, para 2010 Guatemala contó con una capacidad instalada de generación de 2474.5 MW, la segunda más elevada después de Costa Rica, y una demanda máxima de 1467.9 MW. A partir de esta capacidad, se ofertaron internamente 7914.1 GWh de energía y hubo una importación neta de 223.4 GWh.

En cuanto al sub-sector de hidrocarburos, Guatemala es el segundo productor de petróleo de la región después de México y ha sido históricamente un exportador neto de crudo e importador neto de productos derivados, para ser un importador neto de petróleo. Para 2010, su producción anual de crudo se situó en 4.3 millones de barriles, de los cuales se exportaron 3.86 millones, cerca de 90% de su producción total. Ese mismo año, su consumo interno de crudo y derivados alcanzó 26.2 millones de barriles, volumen que fue cubierto casi de manera exclusiva por importaciones (70% procedente de EEUU) y por la contribución de la refinería “La Libertad”, que para el 2010 transformó un total de 472.7 mil barriles de productos derivados.

Sector Energético Actual

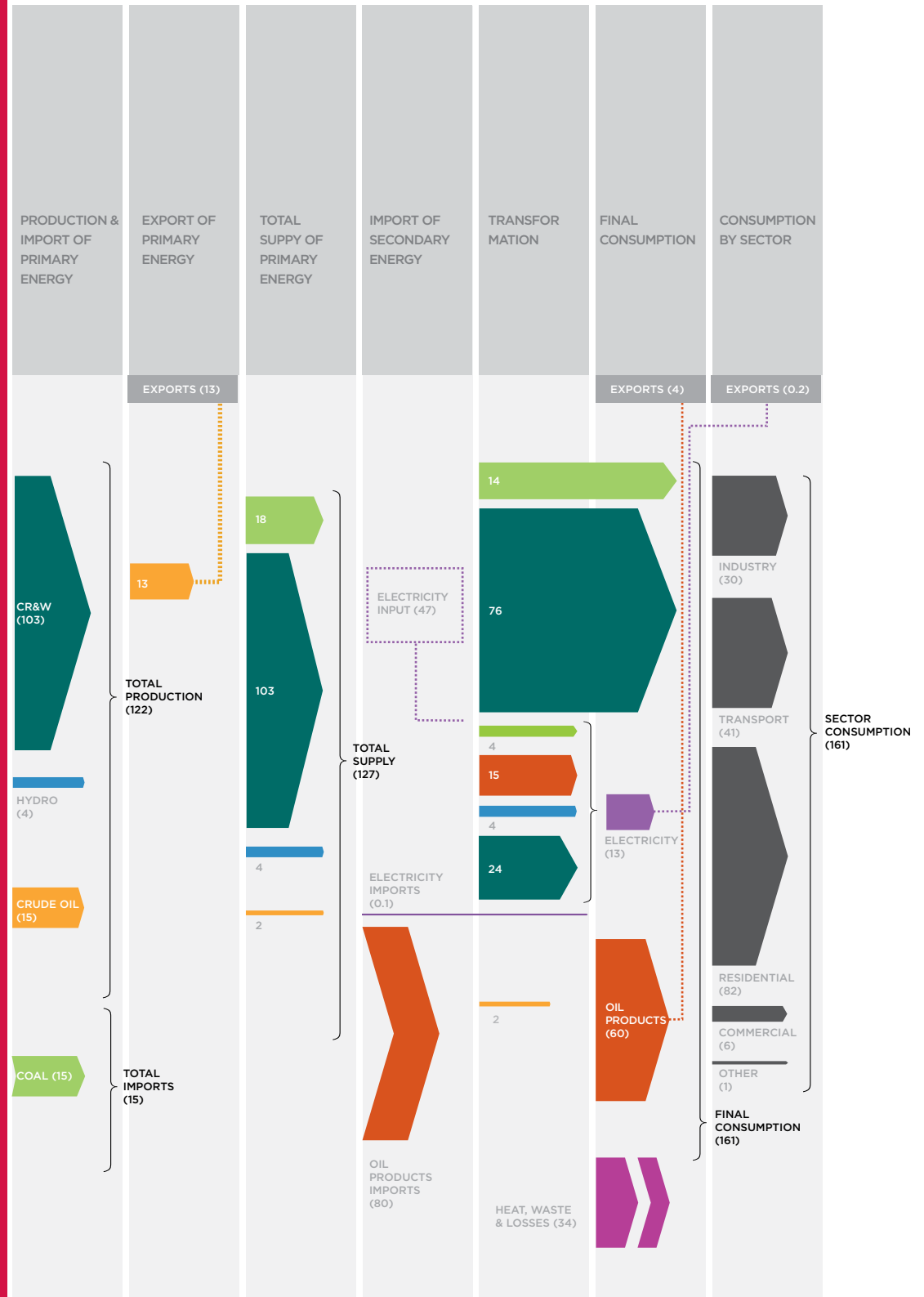


En el año 2009 el Consumo Total de Energía (CTE) de Guatemala alcanzó 207 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd). Un aumento de 22% respecto al promedio del período 2005-08. La composición del consumo total cambió ligeramente entre 2005 y 2009. Se mantuvieron los biocombustibles (esencialmente leña consumida en las zonas rurales) como la principal fuente de consumo, aumentaron las importaciones de carbón y se redujo el uso de energía hidráulica.

CURRENT

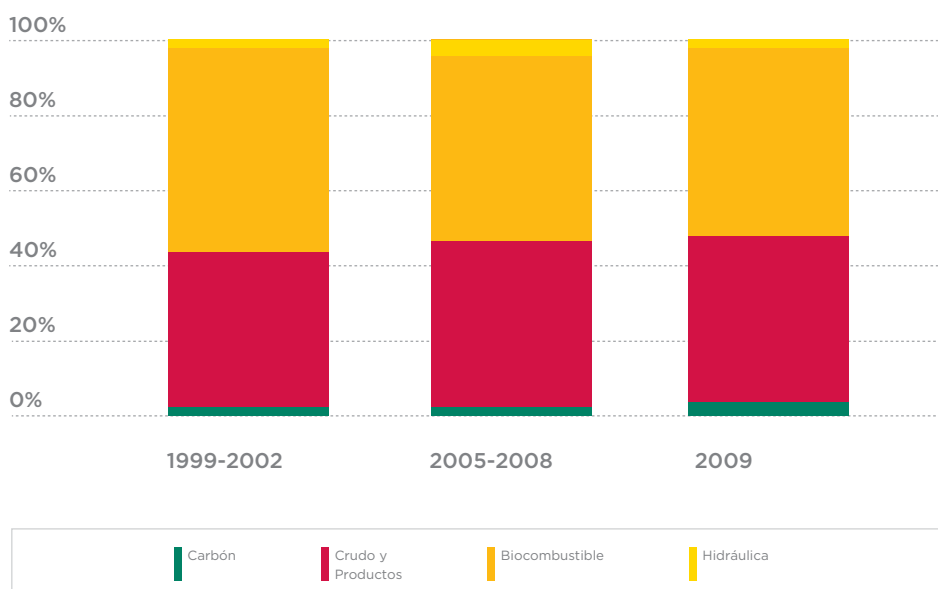
Energy Flow

(kboe/day)



Si bien el consumo de biocombustibles siguió representando 50% del uso total con casi 103 mbepd, compuestos en 80% por el consumo de la leña en las zonas rurales de Guatemala, las demás fuentes de energía mostraron cambios de la siguiente manera: el consumo de carbón importado pasó de 8 mbepd entre 2005-2008 a 18 mbepd para 2009, aumentando su participación en el CTE de 5% a 9%. Este aumento en las importaciones de carbón se debió en gran parte a la creciente demanda de la central termoeléctrica San José.

CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Al mismo tiempo, la importancia de los combustibles líquidos para el consumo bajó de 42% a 40%, a pesar de mostrar un crecimiento en términos absolutos de 15% entre el promedio 2005-2008 y el de 2009, pasando de casi 71 mbepd a casi 82 mbepd. El consumo de energía hidráulica también bajó su aporte al CTE, pasando de 4% a 2% con 3.6 mbepd, 42% por debajo de su total promediado entre 2005 y 2008 de 6.2 mbepd.

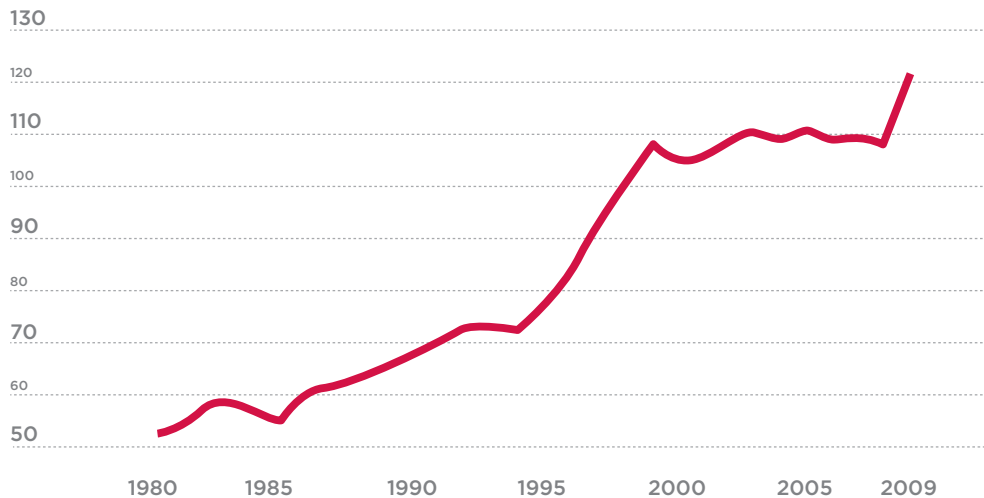
Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

La producción de energía primaria (PEP) en 2009 se inclinó aún más hacia los biocombustibles, conformados en 85% por leña. Pasaron de ser 78% de la producción de energía primaria a representar 85%, con 103 mbepd. Ninguna otra fuente primaria se acercó al aporte de los biocombustibles o biomasa. La importancia del consumo de leña y otros biocombustibles es estándar para la región centroamericana.

Es importante notar también que Guatemala es el único país de la región que produce petróleo crudo – 15 mil barriles por día para 2009, ligeramente por debajo de los 18 mil barriles promediados entre 2005 y 2008. Este petróleo se extrajo principalmente en los campos Xan, Chocop, Rubelsanto y Yalpemech, todos al norte del país y representó 12% del PEP. El 3% restante vino a partir de la energía hidráulica con 3.6 mbped en 2009, muy por debajo del promedio anual entre 2005 y 2008 de 6.2 mbepd, a causa de una importante sequía que bajó los niveles de agua en las principales centrales hidroeléctricas del país, incluyendo Chixoy con 300 MW de capacidad instalada.

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



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

De última y con rezago en la PEP se colocó la producción de energías solar y eólica. En operación para 2009 se encontraban los parques eólicos Tilará (19.8 MW, inaugurado en 1996), Molinos Viento del Arenal (24 MW, inaugurada en 1997), Aeroenergía (6.75MW, inaugurada en 1998), Tejona (19.8 MW, inaugurado en 2002) y Western Lake Arenal (23 MW, inaugurada en 2005). Como se menciona arriba, Costa Rica también contaba con una pequeña capacidad para generar energía solar, de 0.14 MW. A partir de esta infraestructura el país produjo 0.6 mbepd - 50% por encima del total promediado entre 2005 y 2008 por estas fuentes.

Balance comercial de energía primaria

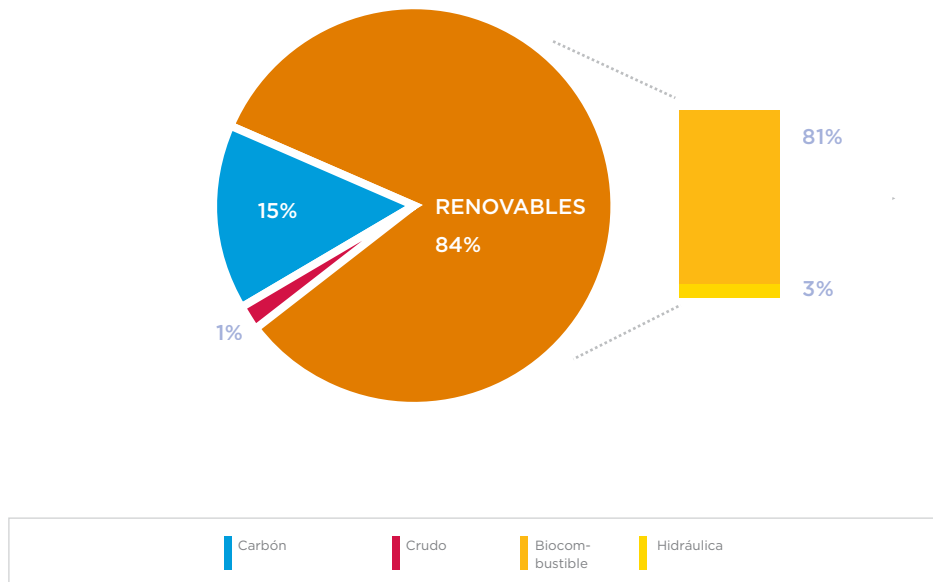
El 90% de la producción de crudo de Guatemala se destinó a la exportación, 13 mil barriles diarios de los 15 mil producidos cada día. Las importaciones de carbón aumentaron notablemente de 8 a 15 mbepd, impulsadas en parte por la incorporación de centrales eléctricas como San José que usan esa fuente como combustible para la generación.

Oferta interna de energía primaria

Considerando la producción doméstica y el balance comercial de energía primaria en Guatemala durante 2009, la Oferta de Energía Primaria (OEP) se colocó en 127 mil barriles equivalentes al día. Como la mayoría de los países de la región, la oferta primaria dependió en su amplia mayoría del suministro de biomasa.

En el caso de Guatemala, esta fuente representó 81% del OEP. Junto al suministro hidráulico de 3%, las energías renovables aportaron 84% de la oferta primaria de 2009. Los combustibles fósiles representaron el 16% restante, compuesto en 15% por el suministro de carbón y en 1% por petróleo crudo a refinarse en el país.

OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Electricidad

Capacidad instalada

La capacidad instalada para generar electricidad en Guatemala experimentó un crecimiento importante en la última década, de aproximadamente 60%. Este crecimiento estuvo impulsado en gran medida por la incorporación de capacidad de generación adicional en nuevas centrales, incluyendo las plantas hidráulicas privadas de mediano tamaño como Las Vacas, Renace y El Canada. Así la capacidad de generación pasó de 540 MW a 778 MW, un aumento de 44% desde el año 2000.

Hay también que notar la incorporación de centrales geotérmicas durante la década de los 2000 como Calderas y Orzumil para explicar el aumento en la capacidad instalada no hidroeléctrica que se refleja en un aumento de 29 MW a 340 MW entre 2000 y 2009. En este sentido es importante recalcar que la energía geotérmica no se contabiliza en nuestros demás cálculos de oferta y consumo energético porque la IEA no reporta estas cifras de energía geotérmica para Guatemala sino a partir del 2010. Sin embargo, es necesario recalcar la explotación de este recurso al discutir el sector eléctrico del país.

Por último, el crecimiento de las centrales termoeléctricas en la última década fue de 38%, en parte debido al incremento en el uso de carbón y a la incorporación de plantas termo-generadoras de propiedad privada como se describe en secciones siguientes.

| Capacidad Instalada (MW) | 2000 | 2005 | 2009 |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Total Renovables | 569 | 746 | 1118 |
| Hidroeléctrica | 540 | 717 | 778 |
| No hidroeléctrica | 29 | 29 | 340 |
| Termoeléctrica | 1125 | 1345 | 1555 |
| Total | 1694 | 2091 | 2673 |

Fuente: U.S. EIA

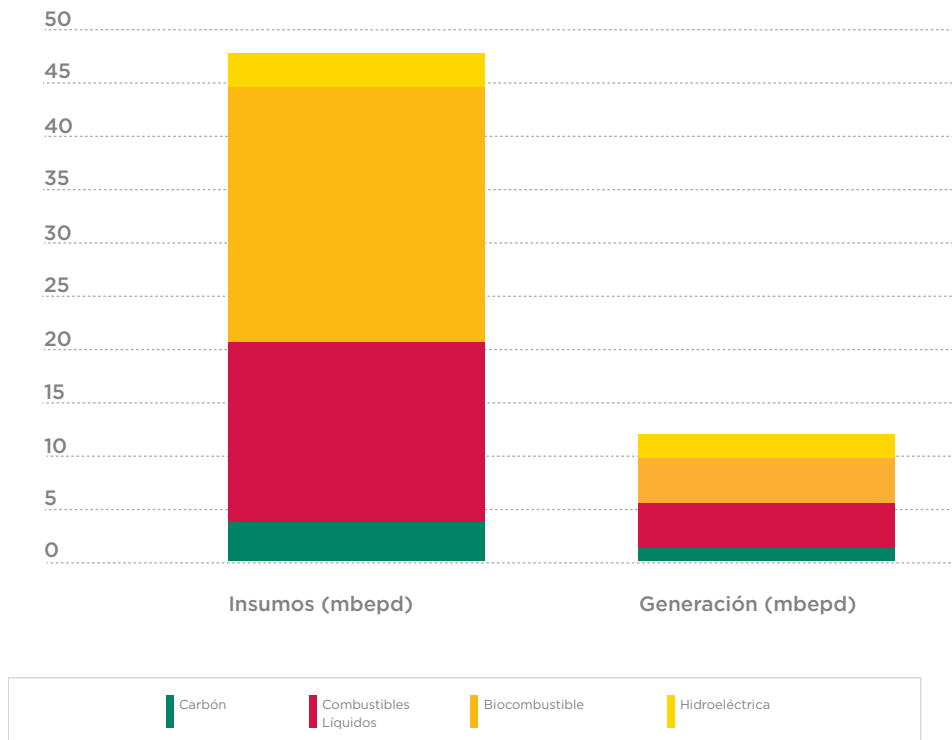
Insumos a la generación eléctrica

| Guatemala | 2005-2008 | | 2009 | |
|---|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Insumos totales para la generación (mbepd) | 32.8 | 100% | 46.8 | 100% |
| Combustibles líquidos | 11.7 | 36% | 15.4 | 33% |
| Carbón | 5.4 | 16% | 3.6 | 8% |
| Renovables | 15.7 | 48% | 27.8 | 59% |

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

Según la información de la IEA, que como notamos arriba en el caso de Guatemala excluye la energía geotérmica, el consumo para la generación eléctrica en Guatemala mantuvo sus patrones en líneas generales. La importancia relativa de cada fuente energética se mantuvo intacta, con los renovables –principalmente biomasa– en primer lugar con 59%, seguidos por los combustibles líquidos con 33%, y el carbón en tercer lugar con 8%. Sin embargo, es importante notar que Guatemala se volvió más dependiente en su generación eléctrica de la biomasa y la energía hidráulica, al pasar estos de 48 a 59% de los insumos a la generación.

MATRIZ DE GENERACIÓN GUATEMALA 2009



Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Este crecimiento se debió principalmente a un aumento en el uso de biomasa en la generación eléctrica, al crecer de 10 a 24 mbepd, principalmente en grandes ingenios que usan bagazo de caña como Magdalena, Pantaleón, La Unión, Santa Ana y Concepción.

Matriz de Electricidad

El consumo de electricidad en Guatemala para 2009 alcanzó 9,040 GWh, equivalentes a 12.9 mbepd. Esta cifra es ligeramente superior al promedio 2005-08, de 12.19 mbepd. Sin contabilizar a la geotermia, la generación de electricidad en Guatemala se dividió en tres principales fuentes: biomasa, combustibles líquidos e hidrogenación. A causa de su baja eficiencia, la biomasa representó casi 50% de los insumos a la generación, pero solo 34% de la electricidad consumida.

Por su parte, la hidroelectricidad fue alrededor de 10% de los insumos, pero representó 23% de la generación por la misma razón de eficiencia. Los combustibles líquidos, con 35% de la generación y 33% de los insumos, también mostraron un cambio importante entre insumos y consumo a causa de su tasa de eficiencia. Los 9,040 GWh consumidos en 2009 se distribuyeron principalmente al sector industrial, que representó 40% del consumo eléctrico del país. Le siguieron los sectores residencial y comercial con 33% y 27%, respectivamente.

Balance secundario y consumo final

Balance de energía secundaria

Al no contar con suficiente producción de petróleo crudo ni capacidad refinadora para suplir su demanda interna de combustibles líquidos, Guatemala hizo significativas importaciones de productos derivados de petróleo. Para 2009, esta cifra llegó a 80 mbepd, 14% por encima del total promediado entre 2005 y 2008, de 70 mbepd. Manteniendo su comportamiento histórico, Guatemala exportó 4 mbepd de derivados durante 2009, 2 mbepd por encima del promedio 2005-2008. Por último, cabe acotar que se intercambiaron pequeñas cantidades de electricidad por razones geográficas, que totalizaron 0.1 mbepd importados y 0.2 mbepd exportados.

Consumo final por sectores

El consumo final de Guatemala para 2009 llegó a 160 mbepd, 15% por encima del promedio 2005-08 y se orientó profundamente hacia el sector residencial, como es el patrón en el resto del istmo centroamericano, al ser ese sector 51% del total, con 82 mbepd. Esto refiere una disminución de 3% sobre su promedio 2005-08, explicado por un crecimiento en el consumo de los sectores transporte y comercial. El uso residencial se compuso de la siguiente manera: 90% biomasa, 5% electricidad y 5% derivados del petróleo, manteniendo patrones históricos y un alto uso de biomasa.

El siguiente consumidor fue el sector transporte con 41 mbepd, lo que representó 25% del total, ligeramente por encima del promedio 2005-08. Este sector únicamente usó productos derivados del petróleo. En tercer lugar se ubicó el consumo industrial con 30 mbepd y 19% del total. La industria guatemalteca tuvo un consumo relativamente diversificado a partir de tres fuentes: 49% carbón, 34% derivados del petróleo y 17% electricidad.

Por último, los sectores comercial y otros representaron 5% del total. El uso comercial fue 57% electricidad, 41% biomasa y 2% derivados, mientras que los otros sectores de la economía -1% del total- consumieron únicamente derivados del petróleo. Estos patrones son similares a los que se ven en los demás países de la región.



Organización Institucional del Sector Energético

Estructura Institucional

El sector energético en Guatemala posee cuatro actores estatales de relevancia fundamental y una importante participación del sector privado. Encargándose de la dirección y formulación de políticas del sector, se encuentran la Dirección General de Energía (DGE) y la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), ambas pertenecientes al Ministerio de Energía y Minas (MEM). A diferencia de otros países de la región, Guatemala no posee un único organismo regulador para todo el sector energético. El Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el organismo encargado de estas actividades para el sub-sector eléctrico, mientras que la DGH cumple la doble función de dirigir las políticas y actuar como regulador para el sub-sector de hidrocarburos.

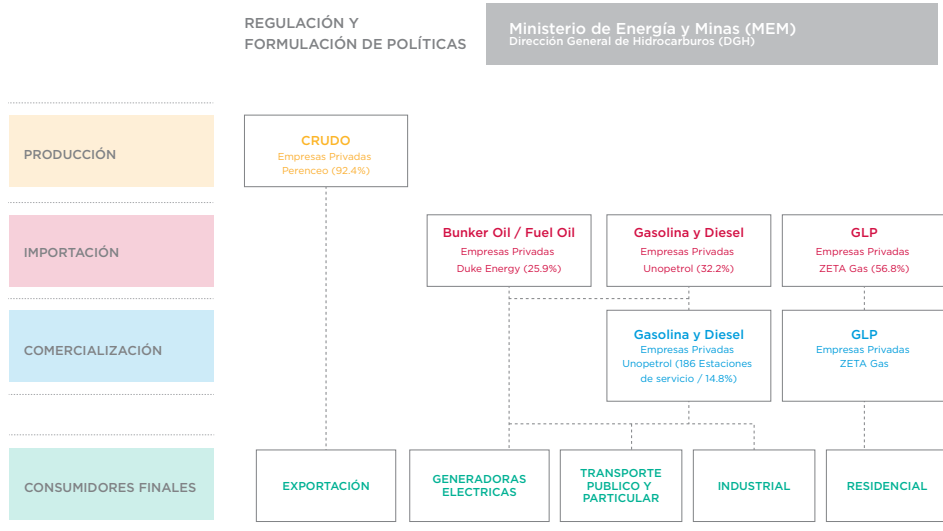
En el sub-sector eléctrico, destaca la participación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) a través la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) que maneja cerca de 23.3% de toda la capacidad instalada en el país.

La participación del sector privado en el negocio eléctrico ha sido impulsada desde la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) en 1996. En el segmento de generación, coexisten 44 centrales privadas que en conjunto manejan 76.7% de la capacidad instalada. En el segmento de transmisión, Guatemala se posiciona como el único país del istmo centroamericano en donde existe participación efectiva del sector privado. Este maneja cerca de 15% de las redes de alta tensión a nivel nacional, mientras que el restante 85% lo maneja la Empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), de propiedad Estatal. Finalmente, en el segmento de distribución, existen tres empresas que participan en el mercado nacional y que en conjunto logran una cobertura nacional de 84% (WB, 2011). Estas son la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), que nació a partir de la disolución de INDE como monopolio estatal verticalmente integrado, y las empresas Deocsa y Deorsa, pertenecientes al grupo español Unión-Fenosa. Al cierre de 2010, EEGSA abasteció 49.2% de la demanda efectiva a nivel nacional. El grupo Unión-Fenosa, por su parte, suplió el restante 50.8% distribuidos de la siguiente manera: Deorsa 20.3% y Deocsa 30.5%.

En relación al sub-sector de hidrocarburos, destaca la importante apertura y participación de la iniciativa privada. La producción promedio de crudo en el país alcanza los 12 mil barriles diarios, manejados en más de 90% por la empresa anglo-francesa Perenco, encargada de las actividades del principal yacimiento, Xan. Recientemente, sin embargo, se abrió una ronda de licitación para nuevas operaciones de exploración y explotación.

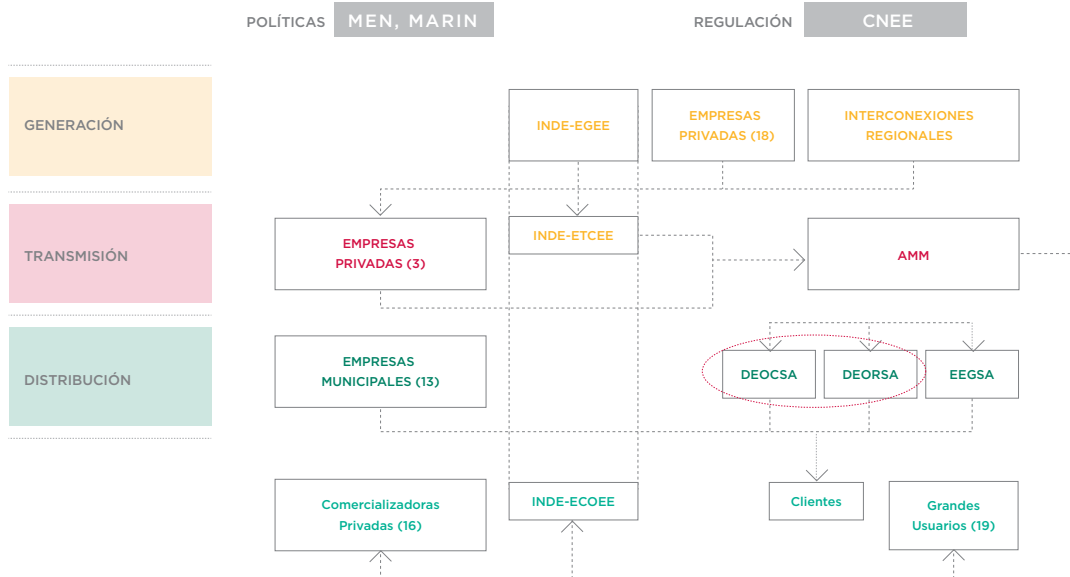
Guatemala posee una única refinería que produce principalmente asfalto y que también es propiedad del grupo Perenco. Las líneas de transporte de crudo y estaciones de bombeo son propiedad de la misma empresa. La comercialización de derivados está abierta a competencia entre las empresas nacionales y extranjeras que deseen participar. Actualmente existen siete comercializadoras de derivados de petróleo y cinco de gas licuado.

Estructura del sub-sector eléctrico en Guatemala, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Estructura del sub-sector hidrocarburos en Guatemala, año 2011



Fuente: Elaboración del autor con base en ICE, Aresep, Minaet y marco regulatorio.

Formulación de políticas del sector energético

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano del Estado responsable de elaborar y coordinar políticas, planes oficiales y programas indicativos relativos al sector energético en Guatemala.

Es el encargado de velar porque el proceso de autorización para la instalación de centrales y prestación del servicio de exploración, explotación, transporte y distribución de hidrocarburos se realice conforme a la ley vigente. Asimismo, le concierne atender lo que se refiere al régimen jurídico de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Está encargado, adicionalmente, de las políticas de explotación minera.

De acuerdo a la Ley Orgánica del Organismo Ejecutivo¹ en su artículo 34, le corresponde al Ministerio de Energía y Minas “Le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros”. En consecuencia, el MEM tiene asignadas las siguientes funciones:

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo de energía en sus diferentes formas, procurando (...) lograr la autosuficiencia energética del país.
- Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país y conforme a la ley de la materia.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos.
- Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.
- Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.
- Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

¹ Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto 114-97. Promulgada el 10 de diciembre de 1997. Publicado en el Diario Oficial el 12 de diciembre de 1997.

Para cumplir con estos objetivos, el Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas² establece que el MEM está compuesto por cuatro direcciones generales, llamadas: Servicios Administrativos, Energía (DGE), Minas e Hidrocarburos (DGH). Esta última opera adicionalmente como la unidad reguladora del sub-sector de hidrocarburos.

Regulador

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el ente regulador del sub-sector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos. Se creó en 1996 con la promulgación de dicha ley. Posee funciones de planificación, en tanto que es el encargado de los procesos de licitación para los nuevos proyectos de generación y los procesos de ampliación del sistema de transporte de alta tensión y fue concebido con independencia funcional de acuerdo a lo establecido en la legislación.

Su directiva está compuesta por tres miembros, nombrados por el Presidente de la República de acuerdo a ternas propuestas por la Administración del Mercado Mayorista (AMM), MEM y rectores de las universidades. Su duración en la directiva es de cinco años no escalonados. Percibe ingresos a través de las multas en que incurran los participantes del mercado mayorista y mediante una tasa (0.3%) por las ventas mensuales de electricidad que realizan las distribuidoras.

De acuerdo a la Ley General de Electricidad³ y su reglamento⁴, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) tiene asignadas las siguientes funciones:

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del sub-sector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a ningún acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al sub-sector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento.

² Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas. Acuerdo Gubernativo 382-2006. Promulgado el 28 de junio del 2006. Publicado en el Diario de Centro América N° 66 del 7 de julio del 2006.

³ Ley General de Electricidad. Decreto 93-96. Promulgada el 16 de octubre de 1996. Publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996.

⁴ Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97. Promulgado el 25 de marzo de 1997. Publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 1997.

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los participantes del mercado mayorista y del administrador del mercado mayorista, determinando incumplimientos, así como necesidades de cambios en la estructura o reglas través del Ministerio.
- Realizar acciones de verificación en los siguientes casos
 - Investigar las quejas que presenten los participantes del mercado mayorista.
 - Auditar los costos variables de los generadores.
 - Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización (...) que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante.
 - Investigar las acciones o hechos que indiquen una posible restricción (...) al libre acceso a la red de transporte y de distribución.
 - Investigar situaciones inusuales en que existe generación disponible que no se ofrece al mercado mayorista o falta de oferta en el mercado.
 - Analizar actividades o circunstancias inusuales en la importación o exportación.
 - Investigar el mal uso o uso inapropiado de información confidencial o trato discriminatorio a agentes del mercado mayorista.
 - Proponer al Ministerio de Energía y Minas mejoras o adiciones para completar vacíos regulatorios de la ley y sus reglamentos (...).
 - Aprobar o no las normas de coordinación propuestas por el administrador del mercado mayorista, así como sus modificaciones.
- Emitir las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable
- Emitir normas técnicas, procedimientos y requisitos relativos a la expansión del transporte eléctrico.
- Elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.
- Elaborar los procesos de licitación para adicionar nueva generación.
- Elaborar los procesos de licitación para la ampliación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las últimas seis funciones mencionadas fueron incorporadas en una modificación al reglamento de la LGE, reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007

En el sub-sector de hidrocarburos el regulador es el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) que coordina a la Subdirección de Hidrocarburos y a la Subdirección de Comercialización.

Matriz Institucional del sector eléctrico en Guatemala. Año 2010

| Generación | | Transmisión | | Distribución | |
|---|---------------------------------|--|--|-----------------------|---|
| | Capacidad Instalada | Empresa | INDE-ETCEE (85% de las redes) | Empresas | EEGSA DEOCSA DEORSA Emp. Municipales |
| Hidroeléctrica | 35.5% | Propiedad | Estatal | Mercado | Monopolios Regionales |
| Solar & Eólica | n.a. | | | | |
| Termoeléctrica | 62.5% | | | | |
| Geotérmica | 2.0% | Funciones | Operar el SIN | Cobertura Nac. | 84% (2009) |
| Ppal Empresa Estatal | INDE-EGEE (23.31 ^a) | Part. Privada | Permitida: 3 Empresas (15% de las redes) | Empresa estatal | EEGSA |
| Participación Privada | Permitida | | | | |
| Requisitos Registradas | Mínimos 44 Plantas (76.7%) | Política de precios | Peaje, Canon Anual | Part. privada | Permitida |
| Integración Vertical | | Mercado Mayorista | | Concesiones | Se solicita autorización Max. 50 años |
| Incentivos Fiscales | | Encargado | AMM | Usuarios subsidiados? | Demanda < 300 kWh mensual |
| Importación de equipos | Solo fuentes renovables | Funciones | Administrar el MME Operar ventas del MER | | |
| Combustibles | n.a. | Comercializadoras | 16 | Política de precios | Regulados Cargo por energía calculado como la suma ponderada de las compras del distribuidor |
| Pequeños generadores | n.a. | Grandes Usuarios | 19 | | |
| Exención de Impuestos | ISLR, IEMA. Renovables | Dem. Max. | >100 kWM | | |
| Regulador | | Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) | | | |
| Miembros integrantes en la directiva | | 5 | | | |
| Nombrados por el presidente de la república | | 3 en ternas propuestas por la AMM, MEM y Rectores de las Universidades | | | |
| Financiamiento | | Tasa a las ventas mensuales de electricidad de las distribuidoras | | | |

Fuente: CEPAL, SIGUET, CNE, CEL, UT y legislación vigente.

Sub-sector eléctrico

El sub-sector eléctrico en Guatemala se caracteriza en la actualidad por contar con una presencia importante del sector privado. Su estructura, vigente a partir de la LGE de 1996, es consistente con la observada en aquellos países en donde se promueve activamente la competencia y libre participación de los agentes económicos; oferentes y demandantes de energía pactan libremente en un mercado de contratos y los excedentes/déficits en un momento determinado se vacían en un mercado de oportunidad a un precio fijado por el generador marginal (spot), que es anunciado por el administrador del mercado.

Por el lado de la oferta se encuentran los generadores de energía, aquellos con capacidades superiores a los 5 MW participan en el mercado mayorista, mientras que los que poseen capacidades inferiores para su autoconsumo o cogeneración (haciendo aportes a terceros) no son sujetos a la coordinación de parte del administrador del mercado. Por el lado de la demanda se encuentran las empresas distribuidoras, comercializadores y grandes usuarios. Las empresas distribuidoras con más de 15 mil usuarios finales forman parte del mercado mayorista, mientras aquellas con un número inferior de usuarios se encuentran bajo un mercado regulado. Estas usualmente se encuentran situadas en zonas rurales donde la demanda de sus usuarios finales no excede los 100 KWh mensuales.

Las empresas comercializadoras que realicen intermediación de energía firme de por lo menos 2 MW también pertenecen al mercado mayorista, pudiendo ofertar o demandar energía y potencia en un momento determinado. Finalmente, se considera como un “gran consumidor” a aquellos usuarios finales con una demanda firme de al menos 100 KW. Éstos pueden pactar directamente con los generadores o ser abastecidos por un distribuidor.

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) es la principal empresa eléctrica nacional. Funciona como una entidad estatal autónoma financieramente independiente⁵ que, de acuerdo con la legislación vigente, no puede estar integrada verticalmente. Está conformada por tres empresas -Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y la Empresa Comercializadora de Energía (ECO E)-, todas administrativamente independientes entre sí y encargadas de las actividades de generación, transmisión y comercialización en el mercado mayorista, respectivamente⁶.

5 Decreto 64-94 del 19 de febrero de 1995. Publicado en el Diario de Centro América No 84 del 20 de febrero de 1995

6 De acuerdo a la información del INDE, ECOE se encarga de la comercialización de bienes, productos y servicios que se compran o venden en el mercado mayorista nacional e internacional, tales como potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica, servicios complementarios, importaciones, exportaciones, entre otros, con *carácter de intermediación y sin participar en la generación, transporte, distribución o consumo*; cumpliendo para tal efecto con las disposiciones legales aplicables.

Generación

Para el caso particular del segmento de generación, en 2010 se registraron 42 centrales en manos de 29 empresas privadas. Éstas en conjunto manejaron 76.7% de la capacidad instalada, mientras que la empresa Estatal INDE-EGEE manejó el restante 23.3%.

En cuanto a la distribución de la capacidad de generación por fuentes, para el mismo año 37.5% de la infraestructura instalada se abastecía a partir de fuentes renovables (35.5% con tecnología hidroeléctrica, 2% con tecnología geotérmica) y el restante 62.5% se abastecía a partir de fuentes térmicas, principalmente búnker y una pequeña participación de diesel.

En líneas generales, el Estado de Guatemala a través de EGEE maneja la mayoría de las fuentes renovables de generación (57%), mientras que los inversionistas privados manejan la mayoría de las fuentes no renovables (88%). La Tabla 1 presenta una descripción por fuente y propiedad de la capacidad instalada de generación para 2010.

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

| Fuentes | Públicas | Privadas | Total |
|--------------------|--------------|--------------|-------------|
| Primarias | | | |
| Hidráulica | 20.2% | 15.4% | 35.5% |
| Geotérmica | n.a. | 2.0% | 2.0% |
| Eólica | n.a. | n.a. | n.a. |
| Secundarias | | | |
| Térmica | 3.1% | 59.4% | 65.2% |
| Total | 23.3% | 76.7% | 100% |

Fuente: CEPAL y cálculos propios.

Los generadores en Guatemala pueden pactar con otros participantes del mercado las ventas de energía y potencia a un precio libre fijado entre las partes. Los desequilibrios que puedan resultar de esta interacción son cubiertos en un mercado spot a un precio fijado por el administrador del mercado mayorista basado en el costo marginal de generación. Para 2010, cerca de 90% de las transacciones de energía fueron realizadas bajo la modalidad de contratos y el restante 10% en el mercado *spot*.

Transmisión

Esta oferta de energía se transporta a través de líneas de mediana y alta tensión. Guatemala cuenta con una red de transmisión de aproximadamente 3750 Km (año 2010) distribuidos de la siguiente manera:

- 766 Km en líneas de 230 kV.
- 297 Km en líneas de 138 kV.
- 2687 Km en líneas de de 69 kV.

Una de las características más relevantes de la legislatura en materia energética en Guatemala, y que contrasta con el resto de los países del istmo, es que se considera como libre el transporte de electricidad siempre que no sea necesario utilizar bienes de dominio público, y en el caso de implicar el uso de estos bienes la participación en el transporte de electricidad requiere de una autorización por parte del MEM.

A la fecha, Guatemala es el único país de Centroamérica que posee participación privada en su sistema de transmisión. Esta maneja cerca de un tercio de la longitud total de las redes, mientras que la empresa Estatal ETCEE maneja los dos tercios restantes. La Tabla 2 resume la participación privada en el segmento de transmisión.

Tabla 2. : Longitud (Km.) de líneas de transmisión por empresa, año 2010

| Empresa transportista | Longitud (Km) por nivel de voltaje | | | |
|---|------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| | 230 V | 138 kV. | 69 kV. | Total |
| ETCEE | 669 | 297 | 1432 | 2398 |
| Redes Eléctricas de Centroamérica S.A. | - | - | 696 | 696 |
| DUKE Energy International | 33 | - | - | 33 |
| Transportista Eléctrica de Centroamérica S.A. | 64 | - | 559 | 623 |
| Total | 766 | 297 | 2687 | 3570 |

Fuente: CNEE

El sistema de transmisión, sin embargo, ha resultado insuficiente para abastecer la demanda creciente de energía eléctrica en el país. Varios analistas han señalado que con el actual sistema de redes es imposible evitar sobrecargas y fallas de suministro. Por estas razones, el MEM, a través de un estudio realizado por el CNEE, espera incorporar para 2013 unos 845 Km adicionales en líneas de transmisión. Estos fueron adjudicados en licitación abierta a la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica, SA. (Trecsa) en 2010.

El precio por el uso de las redes de transporte (peaje) es libre en tanto sea pactado mediante contratos entre las partes interesadas. Para todas las transacciones que se deriven del mercado de oportunidad, el peaje por el uso de las redes de transmisión está regulado por el CNEE.

Distribución

En cuanto al segmento de distribución, en Guatemala existen tres grandes empresas que participan en el mercado mayorista y cerca de 13 empresas municipales que abastecen zonas geográficas debidamente identificadas con menos de 15.000 usuarios. En conjunto, todo el sistema tiene una penetración cercana a 84% de los hogares del país (WB, 2010).

Por el lado de los privados se encuentran: en la región central la Empresa Eléctrica de Guatemala SA (EEGSA), en el oriente y occidente del país la Distribuidora Eléctrica de Oriente SA (Deorsa) y la Distribuidora Eléctrica de Occidente SA (Deocsa), respectivamente.

Antes de la promulgación de la LGE en 1996, EEGSA formaba parte de INDE, que funcionaba como un monopolio del Estado verticalmente integrado, sin embargo luego de entrar en vigencia la regulación que prohíbe expresamente la integración vertical de las actividades de generación, transporte y distribución, 60% de las acciones de la distribuidora fueron compradas por los grupos Iberdrola Energía SA, TPS de Ultramar Ltd y EDP Electricidad de Portugal SA en 1998.

Por su parte, las empresas Deorsa y Deocsa, pertenecientes al grupo español Unión-Fenosa, ingresaron al mercado guatemalteco en 1999 en el marco de otra operación de venta accionaria por parte del Estado.

Para 2010, la demanda de energía por parte de los distribuidores participantes del mercado mayorista a nivel nacional fue de 5048.82 GWh, de los cuales EEGSA consumió 2885.2 GWh (57,15%), Deocsa 1240.3 GWh (24,57%) y Deorsa 923.3 GWh (18,29%).

Los usuarios finales del servicio de distribución son clasificados en dos grandes grupos de acuerdo a su consumo mensual: aquellos con un consumo menor o igual a 300 KWh se encuentran bajo un régimen de tarifa subsidiada o “tarifa social”, mientras que aquellos con un consumo mensual superior a los 300 KWh se encuentran dentro de la categoría de “tarifa regular”. La tarifa social fue creada en el Decreto 96-2000 y se encuentra vigente desde enero de 2001. Su objetivo es el de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final con consumos equivalentes a 10 KWh/día.

Bajo este esquema de subsidios establecidos por la ley se beneficia cerca de 80% de los usuarios residenciales, muchos de los cuales pertenecen a la clase media de ese país y que, sin necesitarlo, son beneficiados por un subsidio que en la última década ha resultado crecientemente costoso para el Estado.

Finalmente, la operación de coordinación y administración de las operaciones de compra y venta de energía es llevada a cabo por la Administración del Mercado Mayorista (AMM).

La AMM es un ente privado sin fines de lucro creado a partir de la LGE de 1996, cuya finalidad es manejar los productos y servicios que se compran y venden en el mercado mayorista; potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios. Sus funciones de acuerdo a la ley son las siguientes:

- La coordinación de la operación entre centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.
- Realizar la Programación de Operación: Planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema
- Supervisión de la Operación en Tiempo Real: Vigilar el comportamiento de la demanda, la operación del parque generador, sistema de transporte y mantener la seguridad del suministro
- Administración de las transacciones: Cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del MM y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia.

Son agentes del mercado mayorista los siguientes participantes:

- Generadores con una potencia firme de por lo menos 5 Megavatios (MW).
- Comercializadores que manejen bloques de energía de por lo menos 2 Megavatios (MW) incluyendo a los importadores y exportadores.
- Distribuidores con un mínimo de 15,000 usuarios.
- Transportistas con una potencia firme conectada mínima de 10 Megavatios (MW).
- Grandes usuarios, aquellos con una demanda máxima de al menos 100 KW.

Actualmente participan en el mercado mayorista cerca de 29 empresas en la etapa de generación (28 privados + EGEE), en transmisión y transporte tres empresas privadas + ETCEE, en la etapa de distribución las empresas Deocsa, Deorsa y EEGSA, en la etapa de comercialización unas 16 empresas y 19 como grandes usuarios.

Los participantes del mercado mayorista realizan operaciones bajo dos modalidades:

- Un mercado de oportunidad o mercado spot, con un precio establecido en forma horaria. El precio lo establece el CNEE calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de oferta disponible.
- Mercado a término para contratos entre agentes o grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes.

Matriz institucional del sub-sector hidrocarburos en Guatemala

| Producción | | Importación | | Comercialización | |
|---|--|--|---|-------------------------------------|--|
| Empresas privadas | si (100%) | Importaciones por producto | | Comercialización por productos | |
| Duración de los contratos | 25 años. Prórroga hasta por 15 años adicionales al vencimiento | Gasolina y Diesel | | Gasolina y Diesel | |
| Contratos vigentes | | Porcentaje de las importaciones (2011) | 62.9% | Total estaciones de servicio | 1256 |
| Contrato 2-85 | | Principales empresas (Participación) | Unopetrol Guatemala (32.2%) Puma Energy (18.3%) Esso (18.3%) Chevron (12.1%) Blue Oil (10.3%) Petrolatin (8.3%) | Porcentaje del consumo final (2011) | 64.20% |
| Operador | Perenco | | | Política de precios/ | Libres |
| Fecha de vencimiento | 2025 | | | Participación del mercado | Unopetrol (186 / 14.8%) Chevron-Texaco (122 / 9.7%) Esso (94 / 7.5%) Quetzal (52 / 4.1%) Puma (20 / 1.6%) Otros (782 / 62.3%) |
| Participantes de mercado (2011) | 92.4% | Bunker oil o Fuel oil | | | |
| Contrato 2-2009 | | Porcentaje de las importaciones (2011) | 15.3% | GLP | |
| Operador | La empresa petrolera del Itzmo S.A. | Principales empresas (Participación) | DEI Guatemala (25.9%) Puerto Quetzal (14.6%) Puma Energy (14.3%) Chevron Guatemala (10.7%) Uno Petrol (10.9%) Combustibles y Derivados (9.7%) Esso Standard Oil (9.6%) Gasolineras Exelentes S.A. (4.1%) | Porcentaje del consumo final (2011) | 11.20% |
| Fecha de vencimiento | 2024 | | | Política de precios/ | Libres |
| Participantes de mercado (2011) | 5.5% | | | Participación del mercado | Zeta Gas Tropigas Gas Metropolitano Global Gas |
| Contrato 1-2005 | | GLP | | Bunker oil o Fuel oil | |
| Operador | Petro Latina Corporation | Porcentaje de las importaciones (2011) | 14.9% | Porcentaje del consumo final (2011) | 12.50% |
| Fecha de vencimiento | 2020 | Principales empresas (Participación) | Zeta Gas (56.8%) Tropigas (20.8%) Gas Metropolitano (12.1%) Global Gas (8.6%) | Política de precios/ | Libres |
| Participantes de mercado (2011) | 0.1% | | | Participación del mercado | Empresas de generación eléctrica Industria |
| Contrato 1-91 | | | | | |
| Operador | Petro Energia S.A. | | | | |
| Fecha de vencimiento | 2016 | | | | |
| Participantes de mercado (2011) | 1.9% | | | | |
| Exportación | | | | | |
| El 90% del crudo producido en el país es exportado. El Gobierno cobra una regalía por la exportación del crudo. | | | | | |

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, CEPAL, y cálculos propios.

Sub-sector de hidrocarburos

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es el encargado del manejo de políticas, estrategias y regulación del sub-sector de hidrocarburos en Guatemala.

Guatemala es, junto con Belice, los únicos productores de petróleo de istmo centroamericano.

La legislación actual en materia de hidrocarburos permite la participación de la iniciativa privada. La producción promedio del país alcanza los 12 mil barriles diarios y posee adicionalmente una capacidad de almacenamiento de derivados de 4.5 millones de barriles (cerca de 45 días de consumo), que son manejados en más de 90% por la empresa Perenco, encargada de las actividades de producción del principal yacimiento (Xan), de la única refinería en el país (que procesa principalmente asfalto) y de las líneas de transporte de crudo y estaciones de bombeo. 95% de la producción se exporta a EEUU.

A pesar de que Perenco mantienen el control de las actividades de producción y refinación, en el año 2010 se abrió una ronda de licitación internacional para nuevas operaciones de exploración y explotación. Adicionalmente, la página web del MEM señala que la compañía estatal mexicana Pemex invertirá US\$D 12 millones en una nueva refinería que estaría operativa para 2015.

Los ingresos que obtiene el Estado por la explotación de sus recursos fósiles provienen principalmente por concepto de regalías, producción compartida con otras empresas, cargos anuales por hectárea explorada o explotada, transporte de petróleo en oleoducto y multas a las empresas participantes.

La comercialización de derivados está abierta a competencia entre las empresas nacionales y extranjeras que deseen participar. Actualmente existen siete comercializadoras de derivados de petróleo y cinco de gas licuado.

Evolución del Sector Energético





Evolución Matriz Energética 1971 - 2008



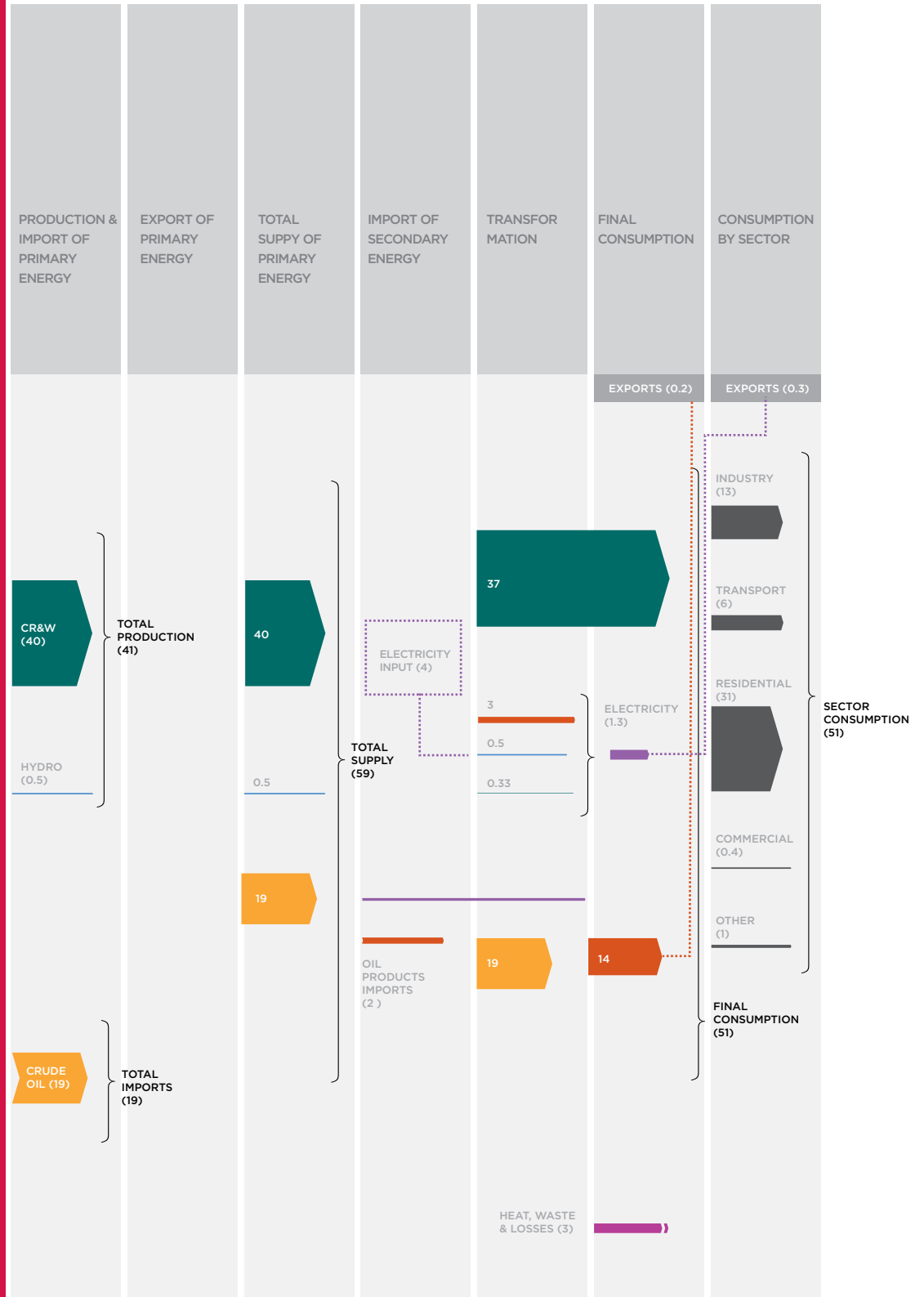
1971-1974

A comienzos de los años 70, Guatemala tenía una matriz energética sumamente sencilla en su composición orientada casi totalmente a suplir el consumo residencial. El país contaba con dos fuentes importantes de energía: los combustibles renovables (esencialmente leña para consumo residencial) y el petróleo crudo importado y refinado en el país. También existía una pequeña capacidad para hidrogenación.

1971-1974

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Como casi todos los países de la región, para este momento el consumo energético de Guatemala lo dominaban con amplia ventaja los biocombustibles, compuestos principalmente por leña. De los 61 mbepd de energía que consumió la economía guatemalteca, dos tercios fueron a partir de biocombustibles con 40 mbepd, 90% de los cuales fueron leña, mayoritariamente para la cocción en las poblaciones rurales del país.

La segunda fuente energética para el consumo-el petróleo crudo importado- sumó la mitad del total de los biocombustibles con 18.5 mbpd y así representó 30% del CTE. Este petróleo era procesado en la refinería de Escuintla, inaugurada en febrero de 1965, para suministrar los 12 de los 14 mbepd de productos derivados consumidos por la economía guatemalteca con los 2 mbepd restantes viniendo a partir de la importación de producto. Por último, notamos el aporte de 0.4 mbepd al consumo total a partir de la energía hidráulica. Esta generación provino principalmente de las centrales Jurún Marinalá, inaugurada en 1970, y Los Esclavos, que entró en operación en 1966.

Electricidad

El consumo generador de electricidad para este momento dependió en 80% de combustibles líquidos en centrales termoeléctricas, totalizando éstos 3.06 mbepd. Le siguieron en este proceso el consumo de energía hidráulica con 0.4 mbepd y de biocombustibles (esencialmente generación térmica con bagazo de caña) con 0.3 mbepd. Este uso de energía generó 819 GWh, de los cuales 65% fueron a partir de combustibles líquidos, 30% de la hidrogenación y el 5% restante de biocombustibles.

| Electricidad | Insumos (mbepd) | % | Consumo eléctrico (GWh) | Consumo eléctrico (mbepd) | % |
|-----------------------|-----------------|------|-------------------------|---------------------------|------|
| Combustibles líquidos | 3.06 | 80% | 535.75 | 0.87 | 65% |
| Hidrogenación | 0.42 | 11% | 241.75 | 0.39 | 30% |
| Biocombustibles | 0.33 | 9% | 41.50 | 0.07 | 5% |
| Total | 3.81 | 100% | 819.00 | 1.33 | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de la IEA

Consumo Final por Sectores

Representando 60% del consumo final se ubicó el sector residencial, con casi 31 mbepd y una amplia ventaja sobre los demás sectores de la economía guatemalteca. Ese consumo residencial fue 95% de biocombustibles, debido al alto nivel de población rural de Guatemala entonces. El segundo mayor sector fue la industria con 13 mbepd –60% de biocombustibles y 38% de derivados–, representando 25% del consumo final. El consumo transportista, todo de derivados, fue 11% del total con casi 6 mbepd.

| Consumo por Sectores | Industria | Transporte | Residencial | Comercial | Otros |
|-----------------------|-----------|------------|-------------|-----------|-------|
| Combustibles líquidos | 37.6% | 100% | 4.2% | 15.4% | 100% |
| Biocombustibles | 57.9% | 0.0% | 94.6% | 0.0% | 0.0% |
| Electricidad | 4.5% | 0.0% | 1.2% | 84.6% | 0.0% |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



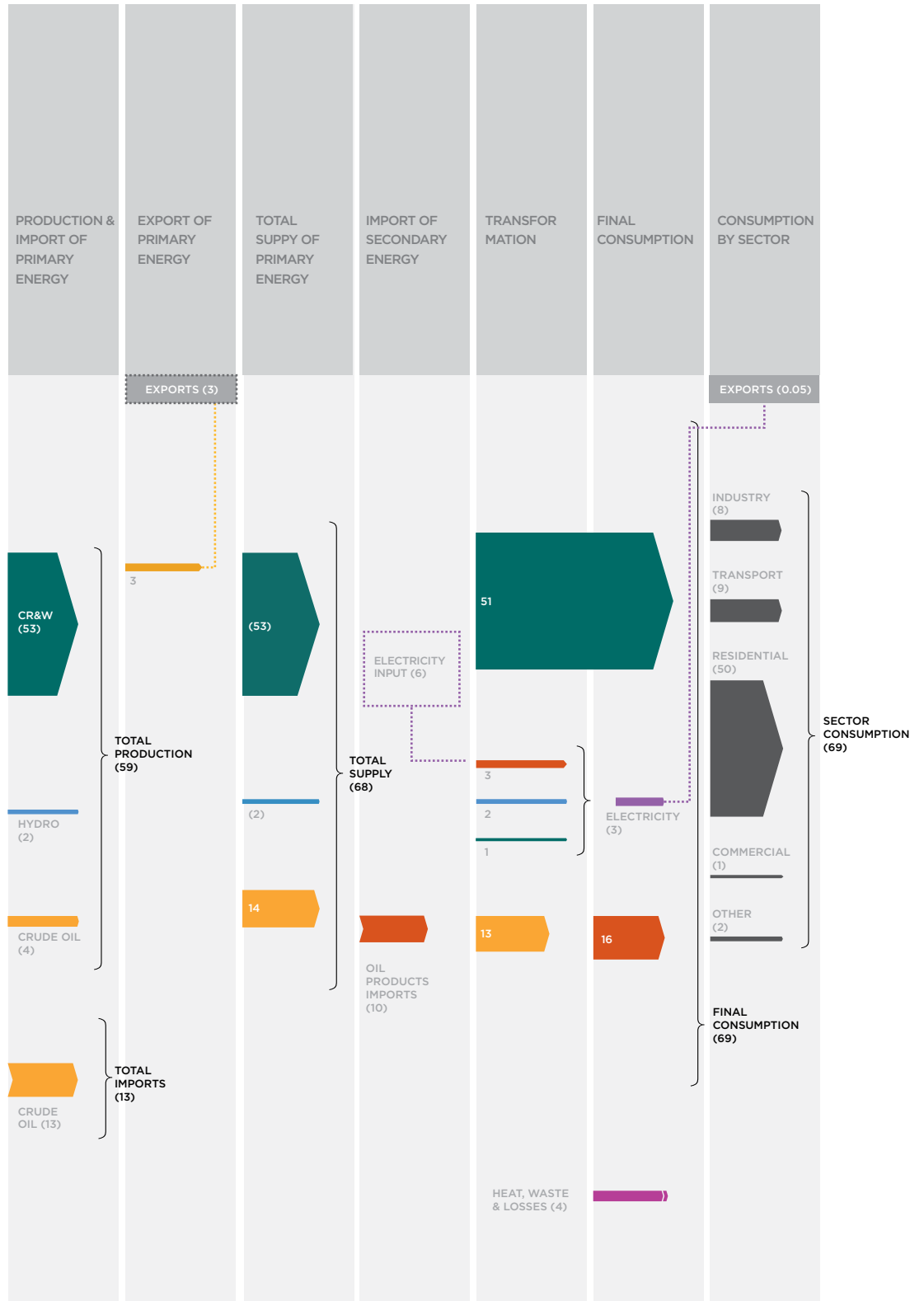
1984-1987

La matriz energética de Guatemala tuvo importantes cambios entre 1974 y 1984. El más notable es el inicio de la producción nacional de crudo a comienzos de los años 80. Esto llevó a reducir las importaciones netas de petróleo, así como al inicio de la exportación de crudo. Es importante también el crecimiento de la infraestructura hidráulica y la continuada preponderancia del consumo residencial, particularmente por el consumo de leña en zonas rurales.

1984-1987

Energy Flow

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Registrando un crecimiento de 29% sobre el período analítico anterior, el consumo total de energía guatemalteco totalizó casi 79 mbepd. De nuevo los biocombustibles representaron el grueso de esta cifra, con casi 53 mbepd y 67% del CTE. El consumo de esta fuente creció 32% sobre el total anterior y estuvo compuesto en 80% por consumo de leña.

La importación de crudo mantuvo su segunda plaza con alrededor de 13 mbepd. Luego de más de diez años de exploración en distintos yacimientos y fallas geológicas en búsqueda de potencial petrolero, se descubrieron y perforaron varios pozos a finales de los años 70. Resultaron productivos los desarrollos de Caribe, San Diego, Yalpemech, Tierra Blanca, Tortugas, Rubelsanto y Chinaja Oeste. A inicios de los años 80 se descubrió el campo Xan y comenzó un auge en la actividad productiva petrolera en Guatemala. Para finales de esa década, nuestro análisis muestra que se producían en el país alrededor de 4.1 mil barriles diarios de crudo, la gran mayoría a partir de Xan. Esta producción petrolera permitió al país exportar 3.3 mbd en promedio anual durante este período.

El consumo a partir de la energía hidráulica entre estos dos períodos analíticos creció más de 300% gracias a la incorporación en 1983 de Chixoy, hoy y entonces la central hidroeléctrica más grande del país con 300 MW de capacidad instalada, así como a la inauguración de Aguacapa, de 90 MW de capacidad, en 1981. Con estas nuevas centrales, el consumo hidroeléctrico pasó de 0.4 mbepd de 1.8 mbepd y representó 2% del CTE.

Electricidad

El consumo de generación eléctrica se diversificó. Los combustibles líquidos bajaron de 80% a 54%, mientras que la hidrogenación aumentó a 30%. Los biocombustibles representaron 16% de este consumo con casi 1 mbepd. Se generaron 1,773.25 GWh, 60% a partir de la hidrogenación, 34% de combustibles líquidos y sólo 6% de biocombustibles.

| Electricidad | Insumos (mbepd) | % | Consumo eléctrico (GWh) | Consumo eléctrico (mbepd) | % |
|-----------------------|-----------------|------|-------------------------|---------------------------|------|
| Combustibles líquidos | 3.32 | 54% | 600.75 | 0.87 | 34% |
| Hidrogenación | 1.84 | 30% | 1,066.50 | 1.54 | 60% |
| Biocombustibles | 0.97 | 16% | 106.00 | 0.15 | 6% |
| Total | 6.13 | 100% | 1,773.25 | 2.56 | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

En cuanto al consumo por sectores, el uso residencial amplió su importancia de 60 a 72% del total con 50 mbepd, 94% biomasa. El transporte amplió su uso energético de 6 a casi 9 mbepd y fue 11% del total, compuesto enteramente por combustibles líquidos. Cayó al tercer lugar el consumo industrial, que redujo su consumo 40% de 13 a 8 mbepd y fue menos de 11% del total, consumiendo 50% biocombustibles, 40% derivados y 10% electricidad.

| Consumo por sectores | Industria | Transporte | Residencial | Comercial | Otros |
|-----------------------|-----------|------------|-------------|-----------|-------|
| Combustibles líquidos | 39.5 | 100 | 4.3 | 34.2 | 99.6 |
| Biocombustibles | 50.0 | 0.0 | 94.0 | 0.0 | 0.0 |
| Electricidad | 10.5 | 0.0 | 1.8 | 65.8 | 0.4 |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

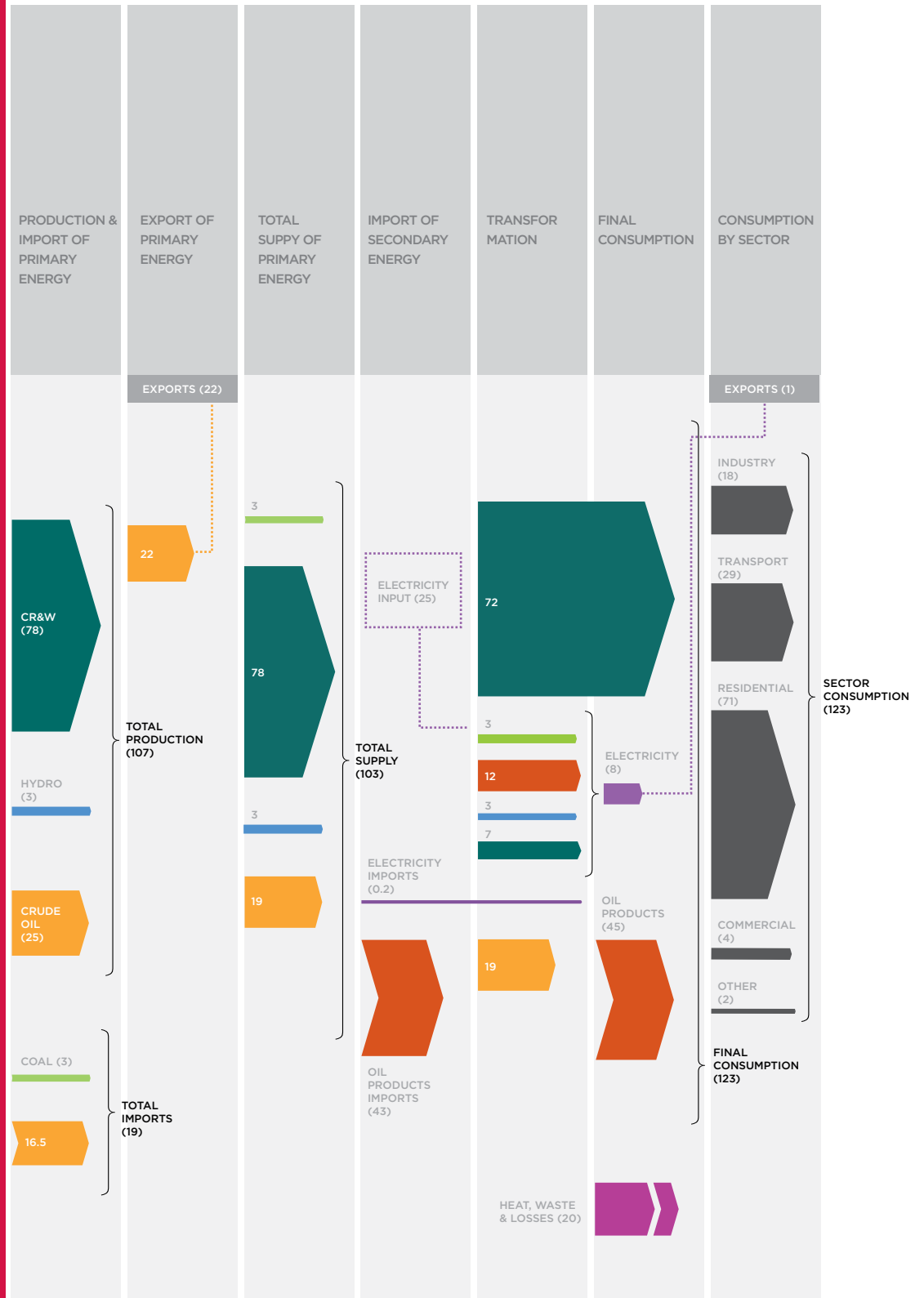


1999-2002

Para comienzos de siglo, Guatemala registró el cambio más dramático de su matriz en nuestro análisis. Se consolidó como productor y exportador de crudo, aumentó su consumo de biocombustibles, duplicó el consumo de energía hidráulica, cuadruplicó las importaciones de derivados e inició importaciones de carbón.

Energy Flow 1999-2002

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

Con estos cambios, el consumo total de energía se ubicó en 147 mbepd, 87% por encima del total anterior. Gracias a la explotación de los yacimientos petroleros de Petén –en particular del campo Xan–, Guatemala se consolidó como el único exportador de crudo de Centroamérica, produciendo 25 mbd y exportando 22 mbd. A pesar del incremento de su producción doméstica, Guatemala continuó importando y refinando crudo. Para este período, el crudo importado llegó a 16.5 mbd. La capacidad de refinación no suplía la creciente demanda de productos derivados de Guatemala, así que las importaciones de combustibles líquidos aumentaron 326% entre 1987 y 1999, para totalizar 43 mbepd.

El consumo de biomasa siguió siendo de lejos la principal fuente de energía del país, con 78 mbepd y 53% del CTE. Dentro de los recursos renovables, el consumo de energía hidráulica casi se duplicó para totalizar 3.4 mbepd y mantener su participación en el CTE en 2%. Este crecimiento se debió a la incorporación de varias centrales hidroeléctricas privadas como Secacao (15 MW de capacidad, inaugurada en 1998), Poza Verde (8 MW, 2000), Matanzas (12 MW, 2002), Las Vacas I (20 MW, 2001) y Renace (60 MW, 2002) y a un mejor aprovechamiento del recurso en las centrales públicas. Por último, para este período Guatemala comenzó a importar carbón –2.5 mbepd y 2% del CTE– tras la construcción de la central eléctrica de carbón San José, propiedad de TECO Guatemala.

Electricidad

Con el aumento en las importaciones de derivados y en la producción de crudo, los combustibles líquidos mantuvieron su posición en el consumo de generación con 49% y 12 mbepd. Los biocombustibles subieron al segundo lugar con 27% a partir de 7 mbepd, mientras que la hidrogenación se ubicó en la tercera casilla con 14% y 3.4 mbepd. El carbón importado representó 10% del consumo generador. A partir de este consumo se generaron 5,820.25 GWh de electricidad, del cual 42% fueron derivados, 34% hidrogenación, 15% biocombustibles y 9% carbón.

| Electricidad | Insumos (mbepd) | % | Consumo eléctrico (GWh) | Consumo eléctrico (mbepd) | % |
|-----------------------|-----------------|------|-------------------------|---------------------------|------|
| Carbón | 2.54 | 10% | 514.25 | 0.62 | 9% |
| Combustibles líquidos | 12.02 | 49% | 2,471.25 | 2.99 | 42% |
| Hidrogenación | 3.43 | 14% | 1,987.25 | 2.40 | 34% |
| Biocombustibles | 6.65 | 27% | 847.50 | 1.03 | 15% |
| Total | 24.64 | 100% | 5,820.25 | 7.04 | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

El consumo residencial bajó de 72% a 57% del consumo final, usando 90% de su energía a partir de biocombustibles y totalizando 71 mbepd. El transporte se mantuvo en el segundo lugar con 23% del total y 29 mbepd - un crecimiento del 230% - mientras que la industria, creciendo 126% y dividiendo su consumo en 43% biocombustibles y 43% derivados, llegó a 18 mbepd y 15% del total.

| Consumo por sectores | Industria | Transporte | Residencial | Comercial | Otros |
|-----------------------|-----------|------------|-------------|-----------|-------|
| Combustibles líquidos | 42.8 | 100 | 6.3 | 47.8 | 94.8 |
| Biocombustibles | 42.5 | 0.0 | 90.3 | 2.6 | 5.0 |
| Electricidad | 14.7 | 0.0 | 3.4 | 49.6 | 0.0 |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

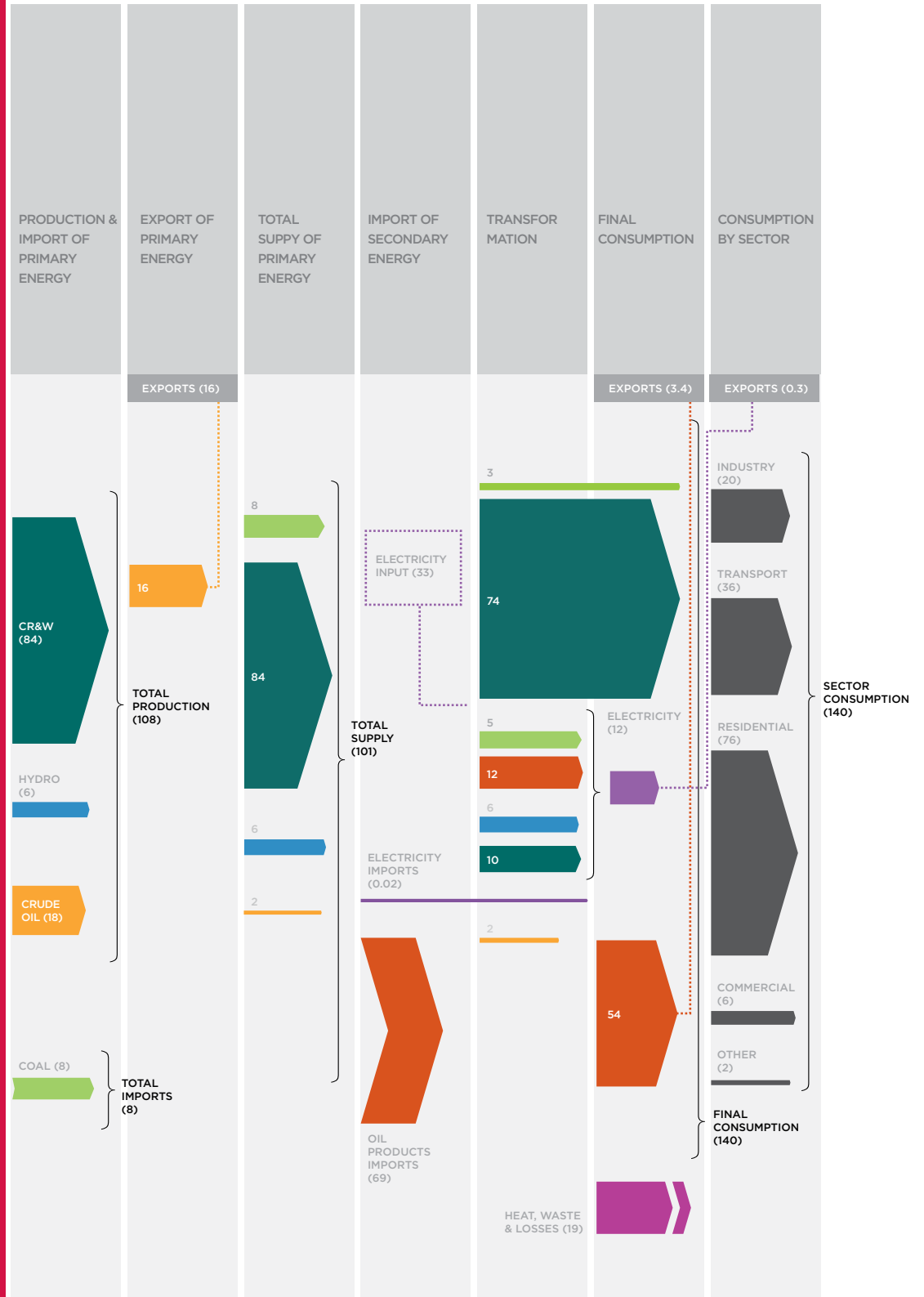


2005-2008

Para finales de la década pasada, Guatemala redujo su producción de crudo y pasó a importar más productos derivados, sustituyendo las importaciones de crudo. El consumo de energía hidráulica casi se duplicó, las compras externas de carbón se cuadruplicaron y los biocombustibles siguieron siendo la principal fuente energética del país. El sector residencial mantuvo su ventaja sobre otros segmentos de la economía.

Energy Flow 2005-2008

(kboe/day)



Consumo Total de Energía

En el año 2002, Chevron Texaco acordó con el gobierno guatemalteco cerrar la refinería Escuintla y con ello el país dejó de importar petróleo crudo para la refinación. Contrarrestando el cierre de Escuintla y manteniendo el suministro de combustibles líquidos, las importaciones de producto derivado crecieron 60% sobre el período anterior y totalizaron 69 mbepd, representando 41% del CTE. La producción de crudo se redujo 29% a 17.8 mbd, de los cuales se exportaron 16.3 mbd. El resto, 1.8 mbd (1% del CTE) fue procesado en la refinería La Libertad en Petén.

Por su parte, el consumo de energía hidráulica creció 82% gracias a un mejor aprovechamiento en las plantas existentes y a la inauguración de las centrales Las Vacas II (26 MW, 2002), Renace (60 MW, 2002), El Canada (47 MW, 2003) y Montecristo (13 MW, 2007). La energía hidráulica se ubicó así en 6.2 mbepd, para pasar a ser 4% del CTE de este período analítico.

Como ha sido su patrón histórico, la biomasa siguió siendo la mayor fuente energética de Guatemala. Entre 2005 y 2008, el consumo promedio del país fue de 84 mbepd, por encima del promedio entre 1999 y 2002 de 78 mbepd. Sin embargo, la biomasa pasó de representar 53% a ser 50% del CTE – aún de lejos la mayor fuente energética del país. Por último, las importaciones de carbón continuaron su tendencia creciente y se ubicaron en 8.1 mbepd, representando 5% del CTE debido en parte a una mayor producción eléctrica de la central San José.

Electricidad

El consumo de la generación eléctrica se mantuvo altamente dependiente de los derivados importados, con 12 mbepd, el 48% del total. Los biocombustibles expandieron su contribución con 38% del total y 9.5 mbepd. La hidrogenación aportó 6.2 mbepd (25% del total) y el carbón fue el 22% restante. Del total se consumieron 8,235.75 GWh, de los cuales 44% fueron a partir de hidrogenación, 28% de derivados, 15% de biocombustibles y 13% del carbón.

| Electricidad | Insumos (mbepd) | % | Consumo eléctrico (GWh) | Consumo eléctrico (mbepd) | % |
|-----------------------|-----------------|------|-------------------------|---------------------------|------|
| Carbón | 5.37 | 22% | 1,088.00 | 1.57 | 13% |
| Combustibles líquidos | 11.73 | 48% | 2,333.50 | 3.38 | 28% |
| Hidrogenación | 6.23 | 25% | 3,608.00 | 5.22 | 44% |
| Biocombustibles | 9.46 | 38% | 1,206.25 | 1.75 | 15% |
| Total | 32.80 | 100% | 8,235.75 | 11.92 | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA

Consumo Final por Sectores

Como en los períodos anteriores, el sector residencial consumió la mayor parte de la energía en Guatemala, con 54% y 76 mbepd, de los cuales 89% fueron biocombustibles. El consumo de transporte, enteramente de derivados, totalizó 36 mbepd y se ubicó en la segunda casilla con 26% del total. La industria guatemalteca usó 20 mbepd de energía compuestos en 43% por combustibles líquidos, 23% por electricidad, 20% por biocombustibles y 14% por carbón. Este sector fue 14% del consumo. El sector comercial, usando 51% de su energía a partir de la electricidad, llegó a 6.4 mbepd para 5% del total.

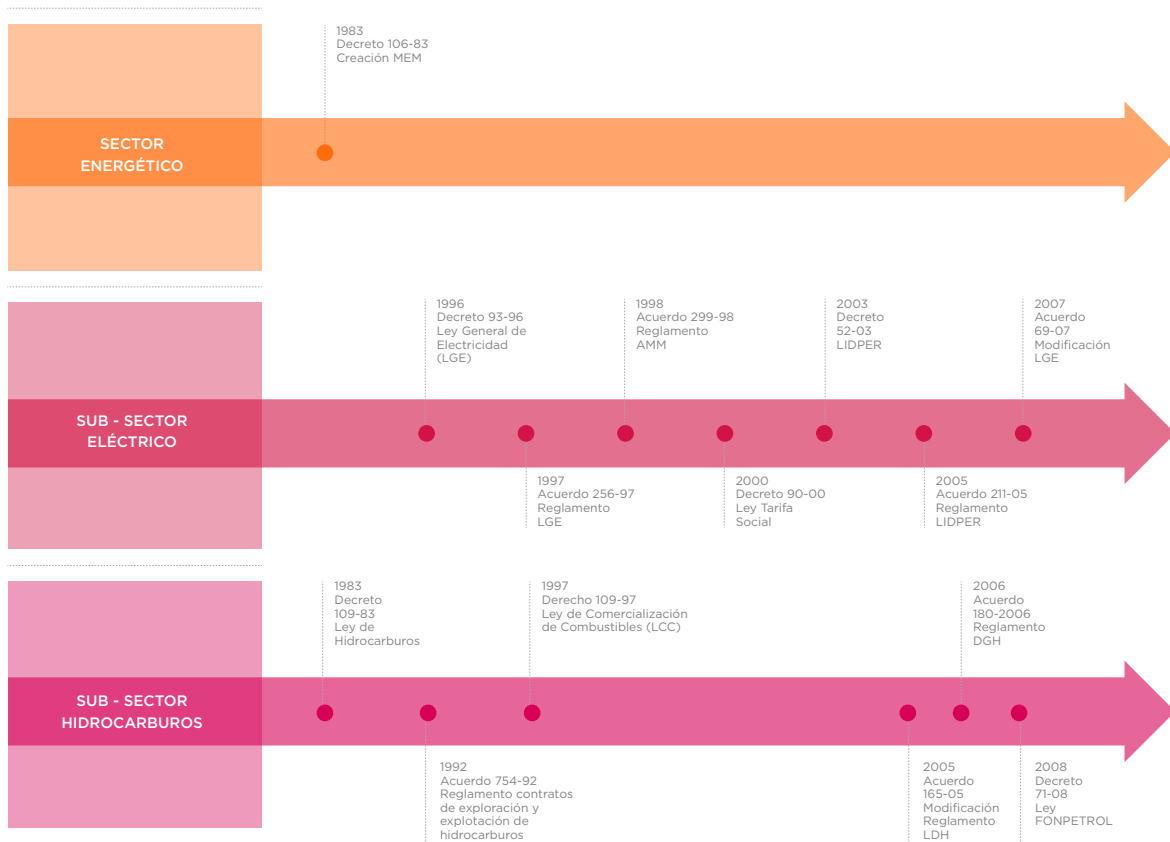
| Consumo por sectores | Industria | Transporte | Residencial | Comercial | Otros |
|-----------------------|-----------|------------|-------------|-----------|-------|
| Carbón | 13.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Combustibles líquidos | 42.5 | 100 | 6.1 | 18.9 | 96.3 |
| Biocombustibles | 19.2 | 0.0 | 88.7 | 29.6 | 3.7 |
| Electricidad | 23.1 | 0.0 | 5.2 | 51.4 | 0.0 |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Fuente: Cálculos propios basados en los balances de IEA



Evolución Institucional del Sector Energético

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



Fuente: Elaboración propia

Principales reformas

El sector energético en Guatemala está reglamentado por dos instrumentos legales que fomentan la participación privada en los dos sub-sectores. En el sub-sector hidrocarburos la legislación principal es la Ley de Hidrocarburos (LH) de 1983⁷ y en el sub-sector eléctrico el principal instrumento legal es la Ley General de Electricidad (LGE) de 1996.

La Ley de Hidrocarburos de 1983 marca un hito importante para el desarrollo de la producción de petróleo en Guatemala. La publicación de la LH y su reglamento se realiza como respuesta a los hallazgos petroleros ocurridos a finales de la década de los años 70.

Así, en 1985, en el marco de la nueva ley, se otorga el contrato 2-85 (todavía vigente) convirtiéndose en el primero para exploración y producción en el país. Este contrato otorgó derechos conjuntos por 25 años a las empresas Hispánica del Petróleo (Hispanoil) y a Basic Resources International Limited (Bahamas). Los campos petroleros incluidos en el contrato fueron los ubicados en la región norte del país, específicamente en la cuenca norte de El Petén. Actualmente, el contrato 2-85 representa 98% de la producción petrolera del país debido a la productividad del campo Xan.

Por su parte, la Ley General de Electricidad de 1996 creó el marco legal en el sub-sector eléctrico para que se sustituyera el modelo de fuerte participación estatal que había prevalecido hasta mediados de los años 90, hacia un modelo en donde se promoviera la participación del sector privado en los segmentos del negocio eléctrico.

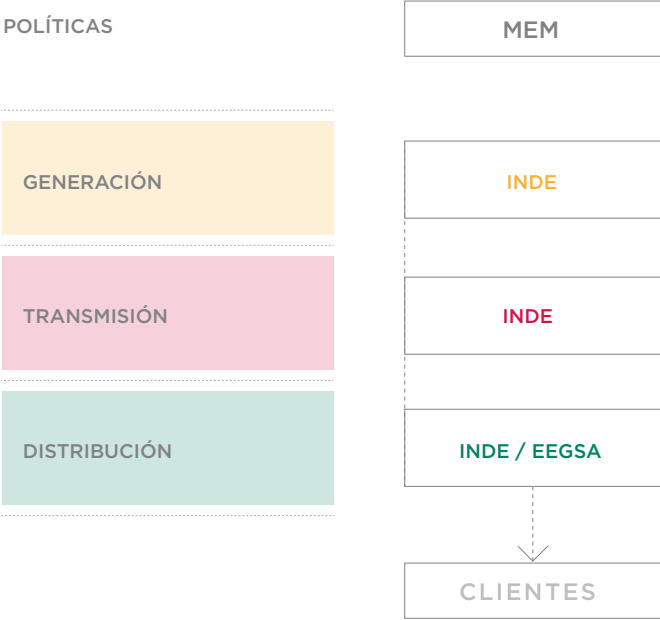
Crisis eléctrica y contratos PPA

En la Constitución firmada en 1985, después de un proceso constituyente que se inició en julio de 1984 con la elección de los miembros de la Asamblea Constituyente, se incluyó el artículo 129 que estipula que “se declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada”⁸. La inclusión de esta disposición fue la base fundamental para los cambios que ocurrieron en el sector eléctrico a partir de la crisis de las empresas eléctricas públicas a principios de los años 90.

7 Ley de Hidrocarburos. Decreto Ley 109-83. Promulgado el 15 de septiembre de 1983. Publicado en el Diario Oficial No. 11 del 16 de septiembre de 1983.

8 Constitución Política de la República de Guatemala. 31 de mayo de 1985. Reformada el 17 de noviembre de 1993.

Estructura del sub-sector eléctrico en Guatemala, previo a la LGE de 1990



Fuente: Elaboración Propia

En 1990 el sub-sector eléctrico en Guatemala estaba controlado completamente por el Estado a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y su filial de distribución Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA). EEGSA había sido absorbida por el sector público en 1972 cuando venció la concesión a la empresa operadora Boise Cascade Corporation y desde 1983 formaba parte de INDE. Las políticas estaban a cargo del Ministerio de Energía y Minas que fue creado mediante el Decreto Ley No 106-83 de fecha 8 de septiembre de 1983.

Los primeros cinco años de la década de los 90 marcaron un período de cambio profundo en el sector energético de Guatemala. En enero de 1991 es electo Jorge Serrano Elías a la presidencia de la República, para un mandato de cinco años. Entre sus principales retos estaba la reorganización del sector eléctrico estatal.

En el primer año de gobierno de Serrano Elías, las empresas estatales INDE y EEGSA arrastraban problemas financieros debido al rezago en las tarifas eléctricas, el aumento de la demanda y la falta

de inversión. Estos problemas, junto a una sequía prolongada provocaron una crisis del sector que se reflejó en constantes apagones en el país.⁹

El gobierno guatemalteco, como respuesta a la crisis de las empresas eléctricas públicas, inicia un proceso de contrataciones con empresas privadas mediante contratos de compra de energía (Power Purchase Agreement - PPA) del tipo Build-Own-Operate (BOO). Esto sería el primer paso para la entrada de empresas privadas en el sub-sector eléctrico del país.

Debido a la urgencia generada por la crisis eléctrica, el Gobierno permitió que el proceso de contratación por parte de INDE y EEGSA se hiciera mediante procedimientos directos sin licitaciones públicas. Adicionalmente, se exoneró, mediante el decreto 38-92¹⁰, a las empresas privadas de generación eléctrica del pago de los impuestos a la importación de combustibles.

El primer contrato PPA se firmó el 13 de enero de 1992 con la empresa Puerto Quetzal Power LLC, una firma con accionistas extranjeros y nacionales¹¹, para una planta de Bunker Oil de 234 MW de capacidad instalada. Posteriormente se firmaron 23 contratos PPA entre 1992 y 1997 que totalizaron 894 MW (incluyendo Puerto Quetzal) de capacidad contratada.¹²

A pesar de ser electo para un período de cinco años, el presidente Serrano Elías es obligado a renunciar en la mitad de su mandato debido a su intento por disolver el Congreso. El sucesor fue Ramiro de León Carpio, designado en junio de 1993 por el Congreso para culminar el período presidencial. Durante los dos años y medio que León Carpio estuvo en la presidencia se mantuvieron las contrataciones de empresas privadas de generación y se preparó el terreno legal para la posterior liberalización del sector eléctrico.

En 1994 se firmó la Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación¹³ que derogó el decreto 1287 de 1959 que creó al INDE¹⁴. En la nueva ley se mantuvo la autonomía funcional y financiera de la que gozaba el organismo, se redujeron sus funciones y se modificó su estructura organizativa.

Desde su creación en 1959, el INDE tuvo funciones muy extensas que incluían responsabilidades regulatorias y de política energética. Con la ley orgánica de 1995 se eliminaron esas funciones que son transferidas posteriormente a otras instituciones del Estado. Entre las nuevas funciones otorgadas se incluyen:

9 Dussan, Manuel; Benavides, Juan. Economía política de las finanzas y subsidios del sector eléctrico de Guatemala. Banco Interamericano de Desarrollo. 2004

10 Decreto 38-92 publicado en el Diario de Centroamérica del 16 de junio de 1992. Ley de Impuesto a la Distribución de Petróleo Crudo y Combustibles Derivados del Petróleo.

11 Enron tenía 38% de la propiedad de la empresa, Globeleq el 25% y el restante 37% estaba en manos de inversores locales

12 Cepal. El Mercado Eléctrico Regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua. 2001.

13 Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación. Decreto 64-94 del 19 de febrero de 1995. Publicado en el Diario de Centro América No 84 del 20 de febrero de 1995

14 Decreto 1287 del 9 de junio de 1959.

- Determinar el potencial de los recursos geotérmicos y cooperar en su aprovechamiento. La ley previa incluía estas funciones sólo para la fuente hidráulica.
- Promover el uso eficiente de la energía.
- Participar en el mercado regional.
- Poner su infraestructura de transmisión al servicio del resto de los participantes del mercado eléctrico.
- Preparar información estadística.

Igualmente, la nueva ley redujo la injerencia del Poder Ejecutivo en el nombramiento de los miembros del Consejo Directivo. Mientras que en la legislación previa el consejo estaba integrado por cinco miembros nombrados por el Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas, en la nueva legislación se establece un consejo de seis miembros, donde tres son nombrados por el Ejecutivo y cada uno de los otros tres son determinados por el sector empresarial, los sindicatos y las municipalidades.

Liberalización del mercado eléctrico

El 14 de enero de 1996 toma posesión de la presidencia el empresario Alvaro Arzú Irigoyen. El gobierno de Arzú Irigoyen tuvo una agenda liberalizadora. Durante los cinco años de su mandato se aceleró el proceso de privatizaciones de las empresas públicas y se impulsaron reformas legislativas tendientes a profundizar la participación de las empresas privadas en la economía.

Entre las prioridades de la agenda liberalizadora de principios de los años 90 se encontraba la reforma al sub-sector eléctrico. Así, en 1996, se promulgó la Ley General de Electricidad (LGE). Esta ley y su reglamento establecieron las bases regulatorias de todo el sub-sector eléctrico en Guatemala. Esta herramienta legislativa establece en su artículo 1 que sus principios son:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación.

Los principales aportes de la Ley General de Electricidad se pueden enumerar en:

- Selecciona al Ministerio de Energía y Minas (MEM) como el ente encargado de las políticas en el sector eléctrico.
- Crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Crea el ente privado encargado del mercado mayorista denominado Administrador del Mercado Mayorista.
- Se liberan las tarifas para las transacciones de energía y potencia entre los generadores y distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores.
- Se liberan los peajes de transmisión.
- Se liberan las tarifas para los grandes usuarios (con demanda de potencia superior a 100 KW).
- Prohíbe la integración vertical de las empresas que participen en el mercado, incluidas las empresas públicas.
- Permite la libre instalación de centrales generadoras (excepto las centrales nucleares), requiriendo la aprobación del ministerio para centrales hidroeléctricas y geotérmicas de más de 5 MW.
- Exime al sector eléctrico del cumplimiento del artículo 1520 del Código Civil que indica que los precios de los servicios públicos deben ser determinados por el Ejecutivo.
- Establece los términos de las servidumbres en bienes de dominio público y privado.
- Permite los subsidios a las inversiones para proyectos de electrificación rural, beneficio social o de utilidad pública.
- Derogó la ley de Geotermia de 1985 y la ley de servidumbres de obras eléctricas de 1966.

Adicionalmente, con la aprobación de la LGE se crearon dos instituciones de relevancia fundamental para el sub-sector eléctrico: el Consejo Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como organismo regulador específico del sector y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) como el encargado de organizar las operaciones de compra-venta de energía y potencia entre los participantes del sub-sector. La LGE que fue efectiva a partir del Decreto Ley No. 93-96 estableció un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista, fomentando por tanto un mercado de libre competencia.

El artículo 3 de las disposiciones transitorias estipulaba que las empresas existentes en el momento de la publicación de la LGE debían adaptarse a la nueva regulación. Esto implicó que INDE debía sufrir una reestructuración para separar en empresas distintas sus actividades de generación, transmisión y distribución.

Así, en 1998 se crearon¹⁵ la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y dos empresas de distribución de energía: la Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (Deorsa) y la Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (Docsa). En el año 2000 se creó la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE). EEGSA, la principal empresa pública de distribución de energía, también formó parte de la reestructuración del sector.

Posteriormente, el Gobierno inició un proceso de privatizaciones que incluyó a todas las empresas de distribución. EEGSA, que desde 1972 estaba en control del Estado, se vendió a un consorcio liderado por Iberdrola de España. Las otras dos empresas de distribución creadas de la desintegración de INDE, Deocsa y Deorsa, fueron vendidas a Unión Fenosa. Para 2001 estas tres empresas de distribución atendían 99% de los clientes del sistema.

Aumento de los precios del petróleo - tarifa social y energía renovable

A partir de 1998 los precios del petróleo experimentaron un crecimiento acelerado que tuvo impacto directo en los costos de generación y a su vez en las tarifas eléctricas. En el período de enero de 1998 hasta diciembre de 2000 los costos de generación de las plantas térmicas pasaron de 70.6 a 141.1 US\$/MWh, duplicándose. Dada la dependencia del país de la generación térmica, las tarifas a los usuarios finales aumentaron significativamente.

En diciembre de 1999 Alfonso Portillo gana las elecciones presidenciales y asciende a la presidencia en enero de 2000. Su gobierno toma medidas para reducir el impacto de las políticas liberalizadoras en las poblaciones más vulnerables. Así, intentando amortiguar el efecto del crecimiento de los precios del petróleo sobre las tarifas eléctricas residenciales, el Presidente firma la Ley de Tarifa Social¹⁶ mediante el Decreto 96-2000.

En el Decreto 96-2000 se fijó un subsidio a la tarifa residencial para todos aquellos usuarios con consumos mensuales inferiores a los 300 KWh. Mediante este subsidio, el Estado beneficiaba a más de 85% de las personas que recibían electricidad en sus residencias.

La carga monetaria del subsidio era responsabilidad de INDE. La empresa generadora estatal vendía a precios subsidiados la energía utilizada por las distribuidoras para suplir a los hogares que recibían la tarifa social. En el tiempo, INDE se ha mantenido como la empresa responsable del financiamiento del subsidio, cuyo diseño fue modificado por primera vez en 2004.

¹⁵ Resolución contenida en el Punto sexto del Acta Número 40-97 de la sesión celebrada por el Consejo Directivo del INDE, el 14 de octubre de 1997

¹⁶ Decreto 96-2000. Ley de Tarifa Social. Promulgado el 19 de diciembre de 2000. Publicado en el Diario de Centro América el 2 de enero de 2001.

En concordancia con el objetivo de reducir la dependencia en las fuentes de combustibles fósiles para la generación eléctrica, se firmó en 2003 la Ley de Incentivos para Proyectos de Energía Renovables (Lidper)¹⁷ que concedió incentivos arancelarios y fiscales para todos los proyectos de generación eléctrica con base en fuentes de energía renovables.

La Lidper derogó una ley¹⁸ de 1986 que otorgaba igualmente una serie de incentivos fiscales y arancelarios para los proyectos de energía renovables. Sin embargo, el nuevo instrumento incluyó incentivos fiscales de mayor envergadura como la exención del Impuesto sobre la Renta (ISRL) por 10 años y del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA). Adicionalmente mantuvo la exoneración de impuestos y aranceles para la importación de equipos.

Esta legislación toma relevancia en Guatemala y en el resto de los países de Centroamérica principalmente por dos razones: la elevada participación de las fuentes térmicas en la generación de energía eléctrica y la condición de importador neto de combustibles y derivados. En el caso particular de Guatemala, 65% de su capacidad instalada proviene de plantas termoeléctricas. En 2010 esas plantas abastecieron 24% de la demanda nacional y sus combustibles representaron 15% del volumen total de importaciones de derivados a nivel nacional.

La alta carga financiera de la tarifa social

En enero de 2004 toma posesión de la Presidencia el abogado y empresario Oscar Berger. Su gobierno no se caracterizó por la alta participación de empresarios privados en su gabinete.

En su primer año de gobierno la carga financiera que arrastraba el INDE por la aplicación de la tarifa social era considerable. Así, mediante la resolución 34-2004 emitida por el CNEE¹⁹, la tarifa social sufrió su primera modificación. A partir de marzo de ese año se resolvió que el subsidio sólo aplicaría a los primeros 100 KWh consumidos por todos los usuarios residenciales que demandaran menos de 300 KWh al mes. Bajo este mecanismo la carga fiscal seguía estando en el INDE mediante las subastas subsidiadas de la energía generada.

La tarifa social sufrió posteriormente tres cambios adicionales en su diseño. En 2006 se sumó al esquema existente un subsidio directo adicional para los hogares que consumieran menos de 100 KWh. En 2008 se vuelve a modificar el esquema, en esta oportunidad para incorporar subsidios directos a los distintos niveles de consumo, siendo estos niveles de 0 a 50 KWh, de 50 a 100 KWh y

17 Decreto 52-2003. Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Promulgada el 8 de octubre de 2003.

18 Decreto Ley 20-86. Ley de fomento al desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía. Promulgado el 8 de enero de 2003. Publicado en el Diario de Centro América el 10 de enero de 1986.

19 CNEE. Resolución 34-2004. 27 de febrero de 2004.

para los que consumieran hasta 300 KWh. Finalmente, en 2011 se agrega al esquema anterior un subsidio para los 100 primeros KWh consumidos por los consumidores con niveles de hasta 300 KWh. Para 2012 el subsidio eléctrico derivado de la Ley de Tarifa Social fue el más elevado de la región.

En el año 2006 el gobierno reestructura al Ministerio de Energía y Minas, modificando su estructura orgánica eliminando varias áreas de la Dirección General de Hidrocarburos y de la Dirección General de Energía. Esta reforma buscaba agilizar el funcionamiento del organismo encargado de las políticas energéticas del país.

Durante los últimos años del gobierno de Berger, se intenta ajustar las leyes existentes del mercado eléctrico a los nuevos retos de la industria. Por consiguiente en el año 2007 se hicieron las siguientes modificaciones al Reglamento a la LGE²⁰:

- Los distribuidores de energía deben permitir el libre acceso a sus redes a todos los nuevos generadores con energía renovable.
- Se incluye la generación distribuida.
- Se modificaron los límites para la participación en el mercado mayorista de electricidad.
 - Se permiten generadores con una potencia máxima de hasta 5 MW (anteriormente el límite era 10 MW).
 - Se permiten comercializadores que compren o vendan bloques de energía de por lo menos 2 MW (anteriormente el límite era 10 MW).
 - Los distribuidores con un mínimo de 15 mil usuarios pueden participar en el mercado mayorista (antes eran 20 mil clientes).
 - Transportistas: capacidad mínima de 10 MW (anteriormente 10 MW).
- Se modificó el costo anual del peaje (transporte de energía a través de las líneas de transmisión) ajustando el mínimo a 3% del costo total de la inversión.
- Se estableció que el plan de expansión del sector eléctrico debe realizarse cada dos años por medio del Órgano Técnico Especializado, con la participación de los agentes privados y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), para horizonte temporal de diez años

Prórroga al contrato de Perenco y licitaciones petroleras

En las elecciones presidenciales de 2007 es electo Álvaro Colom, el candidato socialdemócrata del partido Unidad Nacional de la Esperanza. La propuesta de gobierno del nuevo presidente se centra en la lucha en contra de la pobreza.

20 Acuerdo Gubernativo 68-2007. 2 de marzo de 2007. Publicado en el Diario de Centro América No 32 del 5 de marzo de 2007.

Durante los primeros años del gobierno de Colom se aprobó el decreto 71-2008 . En este decreto se creó el Fondo de Desarrollo Económico de la Nación (FONPETROL), que se financia con las regalías de explotación petrolera. Sin embargo, la parte más importante de este decreto, es que reforma el artículo 12 de la ley de hidrocarburos de 1983. Este artículo estipulaba que la vigencia de los contratos de operaciones petroleras no podía superar los 25 años.

La reforma de este artículo indicaba que los contratos se podrían prorrogar hasta por 15 años una vez que cumplieran los 25 años de operación. Esta reforma permitió que en julio del año 2010, el gobierno prorrogara por 15 años más el contrato de explotación petrolera de la empresa Perenco, que cumplía 25 años de vigencia ese mismo año.

A finales del 2010 el gobierno inicia un proceso de licitación para contratos de exploración y explotación petrolera en cuatro áreas (tres en el departamento del Peten y la otra ubicada en los departamentos de Alta Verapaz y Quiché). El gobierno estimaba que el potencial de producción petrolera en estas cuatro áreas podría llevar al país a producir hasta 80,000 bpd, aumentando de los 12,000 bpd que se producían para la fecha. El resultado del proceso de licitación no fue exitoso ya que sólo se recibieron dos ofertas por una de las áreas, declarándose desiertas las licitaciones por las otras tres. En el año 2012 se volvió a abrir un proceso de licitación para contratos de exploración y explotación en cinco áreas.

05 DOSSIER ENERGÉTICO
GUATEMALA

