



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

MEJORANDO EL ACCESO A LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

HONDURAS

INFORME FINAL

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

OLADE

Septiembre de 2014

Consultor: Dr. Ing. Wilfredo César Flores Castro

Contenido

I.	Introducción.....	3
II.	Análisis de la matriz energética de Honduras.....	4
III.	Proyección de la matriz energética al año 2030	10
a.	Planteamiento de los escenarios de prospectiva energética al 2030	10
b.	Escenarios Energéticos: Tendencial y Alternativo al 2030	12
IV.	Inventario de recursos energéticos renovables.....	17
V.	Inventario de recursos energéticos no renovables.....	20
VI.	Marco regulatorio relacionado con la exportación e importación de energía	20
a.	Mercado de Electricidad	20
•	Marco regulatorio y acuerdos existentes en el mercado eléctrico de Honduras	20
•	Transacciones de Honduras en el MER, período 2012-2013	26
•	Acuerdos potenciales en el Mercado Eléctrico Centroamericano	30
b.	Marco Regulatorio relacionado con la Importación/exportación combustibles fósiles	31
•	Marco regulatorio para la Comercialización de derivados del petróleo	31
•	Marco regulatorio para la Exploración y explotación de hidrocarburos	33
•	Acuerdos existentes	33
•	Acuerdos potenciales	34
•	Importación y exportaciones de derivados de petróleo.....	36
VII.	Marco institucional del sector energía.....	45
VIII.	Inventario de infraestructura relacionada con el comercio internacional de energía.....	49
a.	Infraestructura existente	49
•	Electricidad.....	49
•	Combustibles fósiles	50
b.	Infraestructura en proyecto.....	55
•	Electricidad.....	55
•	Combustibles fósiles	55
IX.	Fuentes y mecanismos de financiamiento para el comercio internacional de energía	56

X.	Coyuntura económica regional y global de precios de los <i>commodities</i> energéticos	57
XI.	Breve diagnóstico del nivel de Integración Regional.....	59
a.	Desafíos pendientes de la Integración Centroamericana.....	62
XII.	Referencias	64
ANEXOS		66

I. Introducción

Honduras se encuentra ubicada en el centro de Centroamérica, con una población de 8.55 millones de habitantes al 2013 y una tasa de crecimiento poblacional de 2% por año, se considera el país más pobre de la región Centroamericana (BCH, 2013). A pesar de su situación económica, el país cuenta con amplias fuentes de energía renovable, principalmente de origen hídrico, aunque debido a su posición geográfica, también posee un no despreciable potencial eólico, solar y geotérmico. Asimismo, el sistema eléctrico de Honduras se encuentra interconectado con el resto de Centroamérica mediante interconexiones regionales con Guatemala, El Salvador y Nicaragua, todas a 230 kV y con una capacidad nominal de 300 MW, siendo así el único país de Centroamérica que cuenta con tres interconexiones eléctricas regionales.

Por otro lado, actualmente en el país se están realizando estudios para verificar la existencia comercial de petróleo, el cual se conoce que existe pero no se tiene certeza si el mismo es el suficiente para su explotación y posterior comercialización. Por otro lado, y en relación al consumo de hidrocarburos, al 2012 Honduras mostró el mayor aumento en el consumo de hidrocarburos (3.2%) de la región centroamericana, seguido por Panamá (2.2%) y Guatemala (0.2%) (CEPAL, 2012).

Honduras no importa o exporta ningún tipo de biocombustible. Sin embargo, la producción de biocombustibles en el país es de importancia estratégica, ya que se enmarca en la reducción de la pobreza en las zonas rurales y en el aumento de la productividad del sector agroforestal. Esto se basa en el hecho de que al 2012 las actividades agropecuarias fueron las que generaron la mayor cantidad de puestos de trabajo: 37.1% de la Población Económicamente Activa (BCH, 2012).

En el presente documento se muestra la situación actual y perspectivas del mercado energético de Honduras; se analiza la matriz energética y su evolución; se muestra una proyección al 2030; se analiza el marco regulatorio para la importación y exportación de energía, el marco institucional relacionado con el comercio internacional de energía; se realiza un inventario de infraestructura existente y en proyecto para el comercio internacional de energía. Asimismo, se resumen las fuentes y mecanismos de financiamiento para el comercio internacional de energía; la coyuntura económica regional y finalmente se muestra un breve diagnóstico del nivel de integración regional del país. Un aporte importante del documento es la creación de cuatro mapas de comercio energético de Honduras, para el comercio internacional de electricidad y combustibles fósiles.

II. Análisis de la matriz energética de Honduras

Para el análisis de la matriz energética de Honduras se utilizó la información oficial con que cuenta la Dirección General de Energía de Honduras, DGE-H, la cual consta de los balances energéticos del 2005 al 2011. Es así que la DGE-H cuenta, a la fecha de la escritura de este documento, con siete balances energéticos. En el Anexo I se muestran los balances energéticos existentes (2005-2011).

Con la finalidad de familiarizarse con los resultados del balance energético año tras año y poder así verificar algún tipo de tendencias y/o cambios, la figura No.1 muestra el consumo final de energía en Honduras para el año 2005, si se compara ésta figura año tras año hasta el 2011, se obtiene la tabla No.1, de la cual se obtiene la figura No.2. Como se observa de esta figura No.2, los porcentajes no están completos en los años 2009 y 2011.

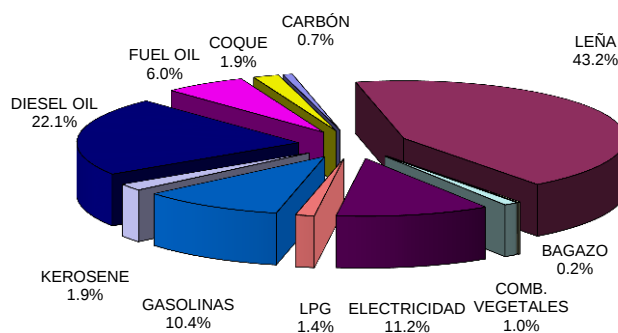


Figura No. 1. Consumo final de energía de energía en Honduras al 2005. (DGE, 2005)

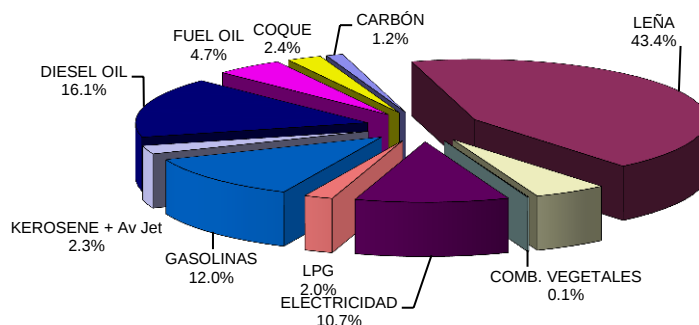


Figura No. 2. Consumo final de energía de energía en Honduras al 2011. (DGE, 2011)

Tabla No.1. Consumo final de energía en Honduras en %. Periodo 2005-2011. Fuente: Balances Energéticos, DGE

Tipo	2005 (%)	2006 (%)	2007 (%)	2008 (%)	2009 (%)	2010 (%)	2011(%)
Leña	43.2	43.1	41.2	42.2	42.8	46.1	43.19
Bagazo	0.2						5.1
Combustibles Vegetales	1.0	1.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.08
Electricidad	11.2	11.3	11.4	11.7	11.0	11.5	10.7
LPG	1.4	2.2	2.2	2.2	2.0	2.1	2.0
Gasolinas	10.4	10.5	11.8	12.4	12.6	12.9	11.9
Kerosene	1.9	2.1	2.8	2.5	2.5	2.6	2.25
Diesel Oil	22.1	19.6	20.5	19.4	17.8	18.2	16.1
Fuel Oil	6.0	7.5	6.8	6.3	4.6	4.7	4.7
Coque	1.9	1.4	1.2	1.3	2.0	2.0	2.4
Carbón	0.7	1.2	1.2	1.9	0.1	0.0	1.17

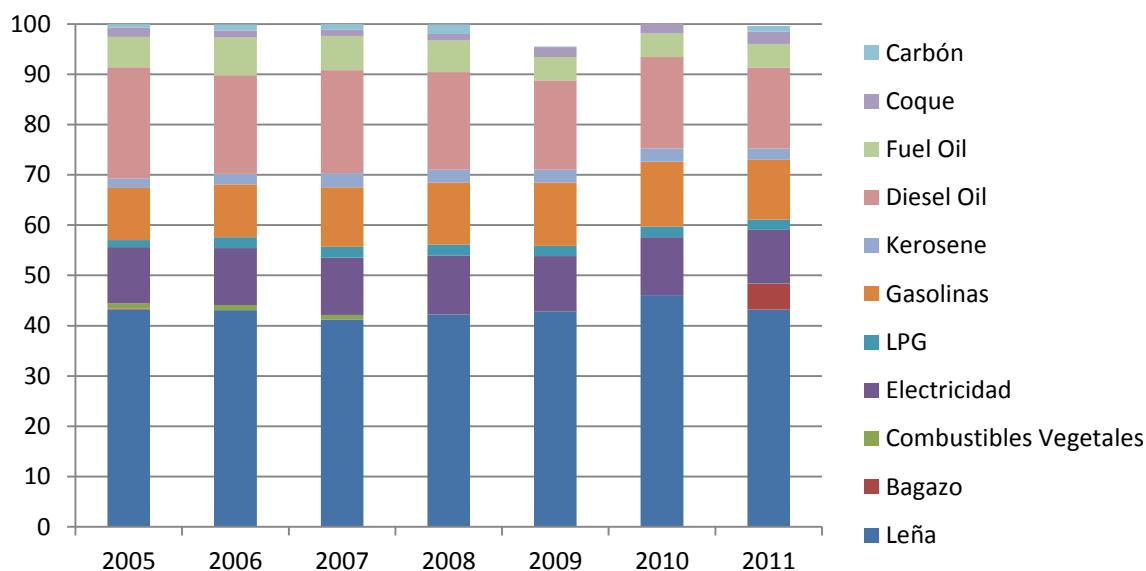


Figura No. 2. Evolución del consumo final de energía en Honduras del 2005 al 2011 (%). Fuente: Balances Energéticos, DGE

De la misma manera, y a partir de los balances energéticos de Honduras, la tabla No. 2 muestra el consumo anual de hidrocarburos por sectores en porcentaje, obteniendo así la figura No.3, la cual muestra la evolución del consumo anual de hidrocarburos por sectores. De esta figura se observa que año a año el mayor consumo de hidrocarburos se concentra en el sector transporte y en la generación de electricidad.

Tabla No. 2. Consumo anual de hidrocarburos por sectores (%). Fuente: Balances Energéticos, DGE

Tipo	2005 (%)	2006 (%)	2007 (%)	2008 (%)	2009 (%)	2010 (%)	2011(%)
Transporte	37	37	43	43	45	43	44
Industria	11	11	19	15	13	15	14
Residencial	2	2	2	2	3	3	3
Comercial	2	2	2	1	1	1	1
Generación Electricidad	31	31	33	33	31	31	33
Otros	17	17	1	6	7	7	5

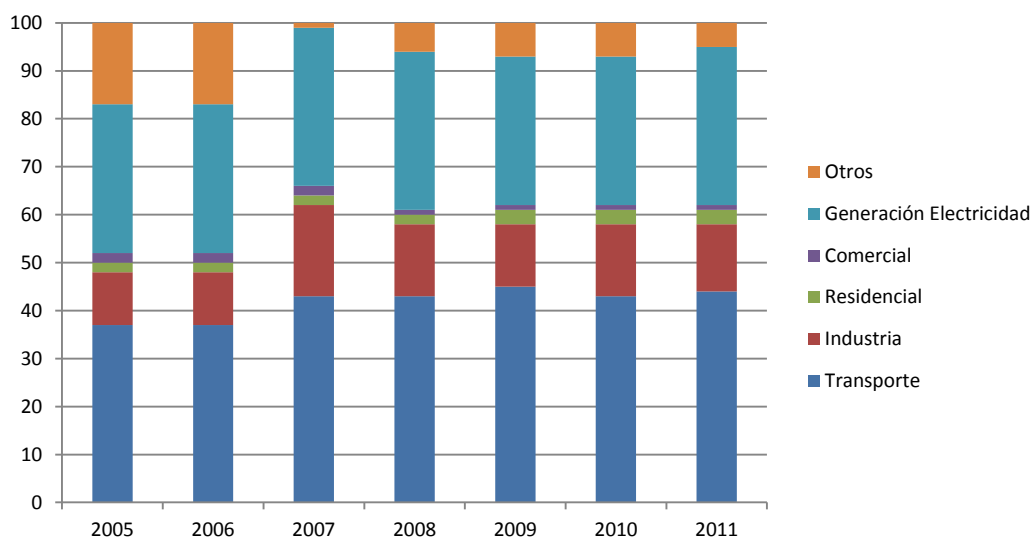


Figura No. 3. Consumo anual de hidrocarburos por sectores (%). Fuente: Balances Energéticos, DGE

Por otro lado, un tema recurrente en el sector energía hondureño es el tema de las pérdidas, las cuales se muestran en el balance energético siempre en el subsector electricidad. Es así como, la tabla No. 3 y la figura No. 4 muestran la evolución de estas pérdidas, las cuales han tendido a aumentar en los últimos años. Se estima que las pérdidas técnicas y no técnicas, en el subsector electricidad de Honduras se encuentran actualmente por el orden del 31.5%, enfocadas principalmente en la distribución de energía eléctrica (Fuente: ENEE).

Tabla No. 3. Pérdidas en el sector energía de Honduras (Miles BEP).

Fuente: Balances Energéticos, DGE

Tipo	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pérdidas Electricidad	855.67	947	846.38	833.67	910.17	1195.5	1198.62

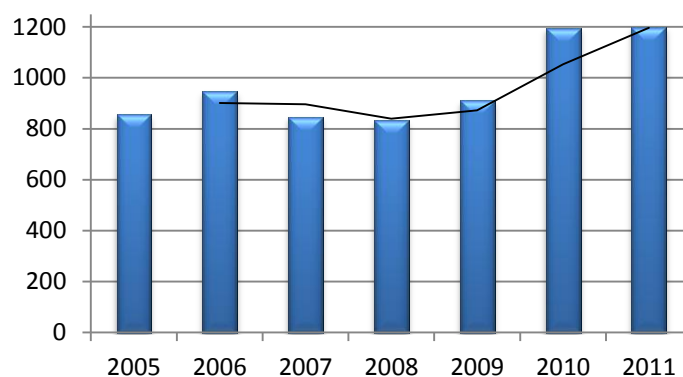


Figura No. 4. Pérdidas en el sector energía reportadas sólo en el subsector electricidad (Miles de BEP).

Periodo 2005-2011. Fuente: Balances Energéticos, DGE

En cuanto a las exportaciones/importaciones de energía, los balances de energía por año arrojan los datos de las tablas No. 4 y No. 5 en miles de Barriles Equivalentes de Petróleo (miles BEP).

Tabla No. 4. Importaciones por año (miles de BEP). Fuente: Balances Energéticos, DGE

Energético	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Carbón	155.35	306.37	321.65	522.7	32.94		563.97
Bagazo						798.45	
Electricidad	36.12	11.65	7.31	0.00	0.48	13.69	120.96
LPG	658.57	825.54	1894.46	2358.97	3115.64	2938.86	2871.62
Gasolinas	2455.75	2515.03	3056.96	3155.31	3399.45	3625.34	3815.04
Kerosene	537.16	524.14	635.5	622.59	536.25	654.37	663.83
Diesel Oil	5195.05	4656.07	5017.6	5145.82	4653.34	5155.97	5171.33
Fuel Oil	5869.55	7646.28	7723.44	7292.48	6093.92	6151.3	6604.02
Coque	388.13	302.63	317.77	503.94	550.64	654.65	658.64
Carbón Vegetal							0.15

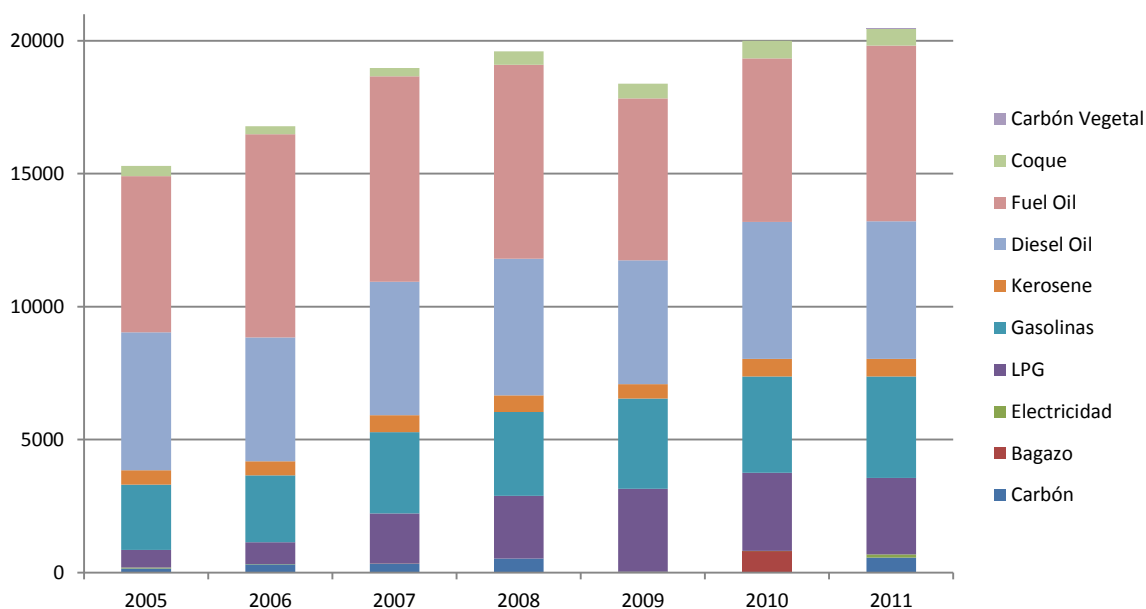


Fig. No. 5. Importaciones por año (miles de BEP). Fuente: Balances Energéticos, DGE

De la figura No. 5 anterior se observa que Honduras importa principalmente combustibles fósiles, y de estos, el Fuel Oil, el Diesel Oil, las gasolinas y el LPG son los de mayor preponderancia. Una observación necesaria es la importación de bagazo el 2010, dato que no es congruente con las tendencias observadas. Por otro lado, en los últimos años se observa el crecimiento de las importaciones de electricidad al país. La misma tendencia creciente se observa en las importaciones de LPG. Otra observación que surge de la figura No. 5 es acerca de las importaciones en 2009, las cuales cayeron debido a la crisis económica mundial y a la crisis política del país, las cuales se dieron conjuntamente en ese año.

Tabla No. 5. Exportaciones por año (miles de BEP). Fuente: Balances Energéticos, DGE

Energético	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Carbón							
Electricidad				7.28	32.19	8.24	92.39
LPG	160.64	280.22	1179.47	1990.35	2415.86	2719.41	2326.86
Gasolinas							
Kerosene							
Diesel Oil	13	4.47	1.99	1.56	0.24	0.00	
Fuel Oil	1.91	1.1	128.46	128.64	6.79	0.00	
Coque							
Carbón Vegetal							0.78

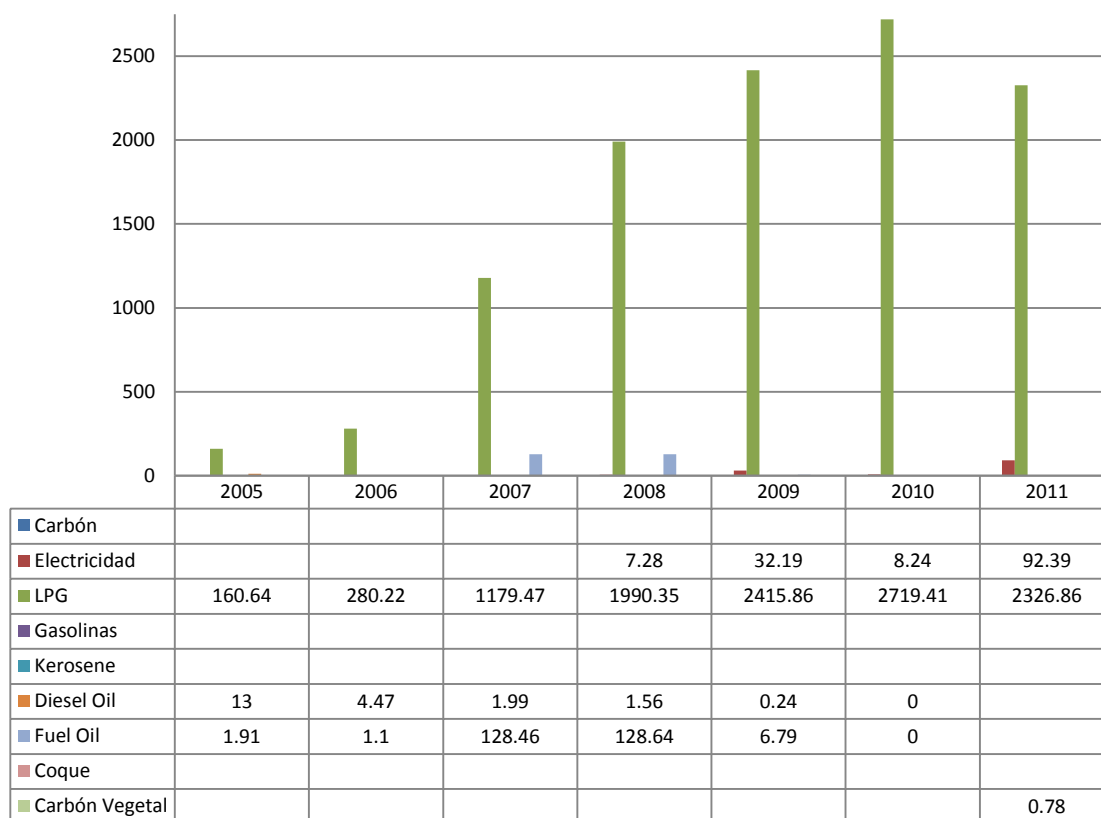


Fig. No. 6. Exportaciones por año (miles de BEP). Fuente: Balances Energéticos, DGE

Asimismo, de la figura No. 6 anterior, se observa que Honduras ha ido aumentando sus exportaciones de LPG, esto principalmente por la instalación de la empresa Gas del Caribe en el país, empresa que importa y a su vez exporta LPG utilizando para ello equipo de almacenamiento que se encuentra instalado en el Caribe hondureño. En este punto es importante mencionar que Honduras cuenta con cuatro puertos marítimos de embarque y desembarque de combustibles fósiles, así: a. Puerto de Omoa, b. Puerto Cortés, c. Puerto de Tela, y d. Puerto de San Lorenzo, en el Pacífico. Siendo el puerto de Omoa la principal puerta de entrada del GLP al país. Asimismo, es valioso hacer mención que en los puertos de Tela y de Omoa las descargas se hacen a través de boyas, no a través de muelle.

Por otro lado, se observa que el país ha exportado en años recientes electricidad al mercado eléctrico centroamericano. Es de hacer notar que estas exportaciones han ido en aumento, como se observará más adelante. Otro producto que se exportó en el pasado reciente es el Fuel Oil y un poco de Diesel Oil, los cuales se dejaron de exportar a partir del 2009.

III. Proyección de la matriz energética al año 2030

Para la realización de la proyección de la matriz energética al año 2030 se utiliza el software *Long-range Energy Alternatives Planning system*, LEAP, ampliamente utilizado en la realización de prospectivas energéticas a nivel mundial (COMMEND, 2014).

Antes de observar los resultados obtenidos en la proyección al 2030 de la matriz energética de Honduras, es valioso mencionar que en 2011 la *Fundación Bariloche*, FB, de Argentina realizó un taller de LEAP en Tegucigalpa, Honduras, en el cual se detectaron varios vacíos en el Balance Energético 2011 que la DGE-H de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, SERNA, ahora SERNAM, elabora anualmente. Las conclusiones y observaciones realizadas al balance energético se muestran en el Anexo II. Es así que, considerando que para hacer un análisis de prospectiva energética al 2030 que tome en cuenta los últimos diez años (2004-2013), en primer lugar es necesario contar con todos los balances, pero la DGE-H de SERNAM no cuenta con los balances de los años 2004, 2012 y 2013 (ver Anexo I). En segundo lugar, es necesario realizar a cada uno de los balances energéticos con que cuenta el país, los ajustes que la FB realizó en 2011, algo que se encuentra fuera del alcance de este trabajo. Por lo tanto, con la finalidad de obtener una prospectiva energética más cercana a lo observado y en base a la información oficial obtenida, se realiza la prospectiva energética al 2030 con la información más confiable y ajustada con que se cuenta al momento, que es el balance energético ajustado por Fundación Bariloche, con lo cual el año base para la realización de la prospectiva energética será el 2011¹.

Cabe mencionar que se actualizó el despacho de las unidades de generación por tecnología de acuerdo al plan de expansión de la generación al 2028 de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, así como el escenario tendencial y alternativo en cuanto a la legislación vigente relacionada con los biocombustibles.

Por lo anterior, es necesario que el ente encargado de realizar estos balances energéticos revise cada uno de los mismos, para así evitar que la información que será utilizada para la implementación de políticas públicas en el sector energía, conlleve errores que distorsionen los resultados posibles de la implementación de dichas políticas.

a. Planteamiento de los escenarios de prospectiva energética al 2030

Para analizar el comportamiento del sector energético de Honduras al 2030 se plantean dos escenarios, así:

- a. **Escenario Tendencial:** con el cual se observa el comportamiento tendencial del sector, de tal manera que no se aplica ningún tipo de políticas de cambio para hacer más eficiente tanto el consumo como la producción de energía. Este escenario es aquel en cual, hasta el 2030, se hace exactamente lo mismo que se hace en el sector en el año base 2011.

¹ Esto se hace con la autorización de OLADE, en reunión virtual llevada a cabo el 10 de junio de 2014 con el especialista Fabio García, Especialista de OLADE.

- b. **Escenario Alternativo:** con el cual se observa el comportamiento alternativo del sector, de tal manera que se aplican políticas de cambio para hacer el sector más eficiente tanto en el consumo como en la producción de energía.

Para el escenario alternativo, además se considera lo siguiente:

- **Para el subsector transporte terrestre:** La ley para la producción y consumo de biocombustibles, Decreto No. 180-2007, su reglamento, Acuerdo No. 45-2008, y su reforma, Decreto No. 295-2013. En relación a este punto, en el escenario alternativo se considera lo que se establece en el Artículo No. 12 de la reforma, así:

“Las materias primas y biomasa para la producción de biocombustibles y los biocombustibles nacionales, tienen prioridad en su uso a las materias primas, biomasa o biocombustibles importados en las condiciones de mercado. Se establecen condiciones especiales de mercado para los biocombustibles siguientes:

- a) **Bioetanol:** se autoriza la mezcla de bioetanol anhidro (99.5% de pureza), como aditivo combustible oxigenante con las gasolinas importadas en la República de Honduras para uso en todo el territorio nacional, hasta 5% (E5) en 2012, hasta 10% (E10) en 2015 y, hasta 20% (E20) en 2020.
 - b) **Biodiesel:** se autoriza la mezcla de biodiesel como aditivo combustible, con el diesel importado en la República de Honduras para uso en todo el territorio nacional, hasta 5% (E5) en 2012, hasta 10% (E10) en 2015 y, hasta 20% (E20) en 2020.
 - c) **Generación de energía eléctrica a partir de biomasa y biogás:** La generación de energía eléctrica a partir de biomasa forestal o biogás producido en el país, tienen la prioridad en los procesos de compra de energía que requiera la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, y esta disposición es de carácter obligatorio para la ENEE y para las demás autoridades competentes y aplicable en todo el territorio nacional a partir de la vigencia legal del presente Decreto en adelante...”
- Para los sectores residencial, comercial e industrial se asume que la intensidad energética final disminuye al 2030, a raíz de la introducción de métodos de eficiencia energética y equipos eficientes.
 - **Para el sector industria:** a partir del 2012 se estima la introducción de biogás de hasta el 2% al 2030 en aumentos de 0.1% anual. Asimismo, a partir del 2017 se estima la introducción de biodiesel de hasta el 1.6% al 2030, en aumentos de 0.1% anual.

Entre otras cosas, para ambos escenarios se considera lo siguiente:

- La adición y retiro de plantas de generación por tecnología según el plan de expansión de la generación 2014-2028, realizado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE (ver Anexo III).

- La introducción de gas natural en la generación de energía eléctrica a partir del 2020, tal como lo estima el *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025*, elaborado por el *Consejo de Electrificación de América Central*, CEAC.
- No se admite la importación de biomasa.
- No se admite la importación y exportación de biocombustibles (La ley no proporciona incentivos para que esto ocurra).

Por otro lado, cualquier empresa puede importar biocombustibles a través del Tratado de Libre Comercio CAFTA y comercializarlos en el país, pero en libre competencia con los demás combustibles fósiles. Pero de acuerdo a la Ley de Biocombustibles, para que cualquier tipo de biocombustible pueda participar en un proceso de mezcla obligatoria, sólo se puede realizar si las materias primas para elaborarlo son producidas localmente.

A continuación se muestra el resultado de la prospectiva energética al 2030 para los distintos sectores económicos del país y ambos escenarios.

b. Escenarios Energéticos: Tendencial y Alternativo al 2030

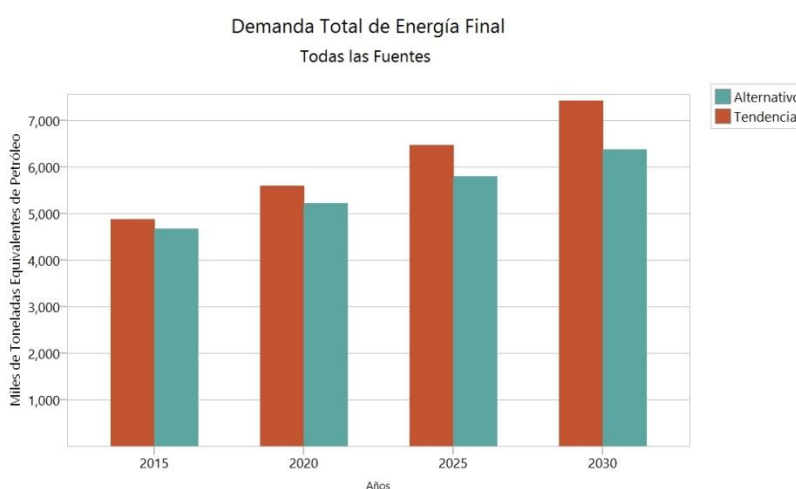


Figura No. 7. Demanda total de energía final para ambos escenarios. Fuente: Elaboración propia

La figura No. 7 anterior muestra que para el escenario alternativo se espera que haya una disminución en la demanda de energía final, esto en vista de la implementación de equipo eficiente y métodos de eficiencia energética en todos los sectores de consumo.

Las figuras No. 8-No.10 muestran que la demanda de energía por tipo de combustibles difiere bastante entre sectores de consumo. Por un lado, el sector residencial consume gran cantidad de leña, sin embargo para el 2030 en el escenario alternativo se espera que el consumo de leña disminuya y que se incremente el consumo de LPG (ver fig. No. 8). Por otro lado, en el sector comercial predomina el consumo de electricidad y LPG, y se espera que al 2030 se disminuya el consumo de energía en el escenario alternativo (ver fig. No. 9). Finalmente, el sector industria consume varios tipos de combustibles y se espera que al 2030 en el escenario alternativo se

consume menos leña, y combustibles fósiles, y a su vez aumente el consumo de biocombustibles y biogás, disminuyendo el consumo general de energía final (ver fig. No. 10).

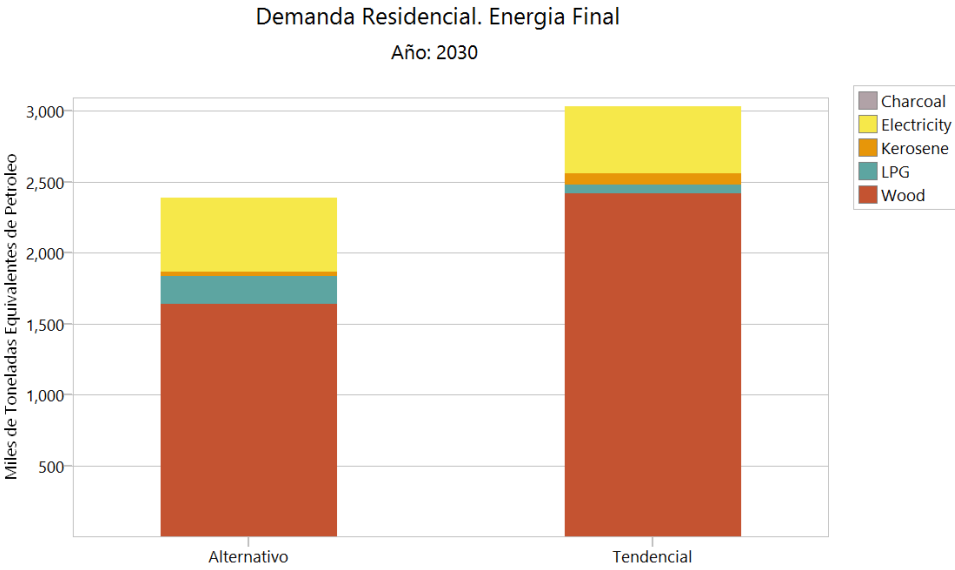


Figura No. 8. Demanda Residencial de energía final al 2030. Fuente: Elaboración propia

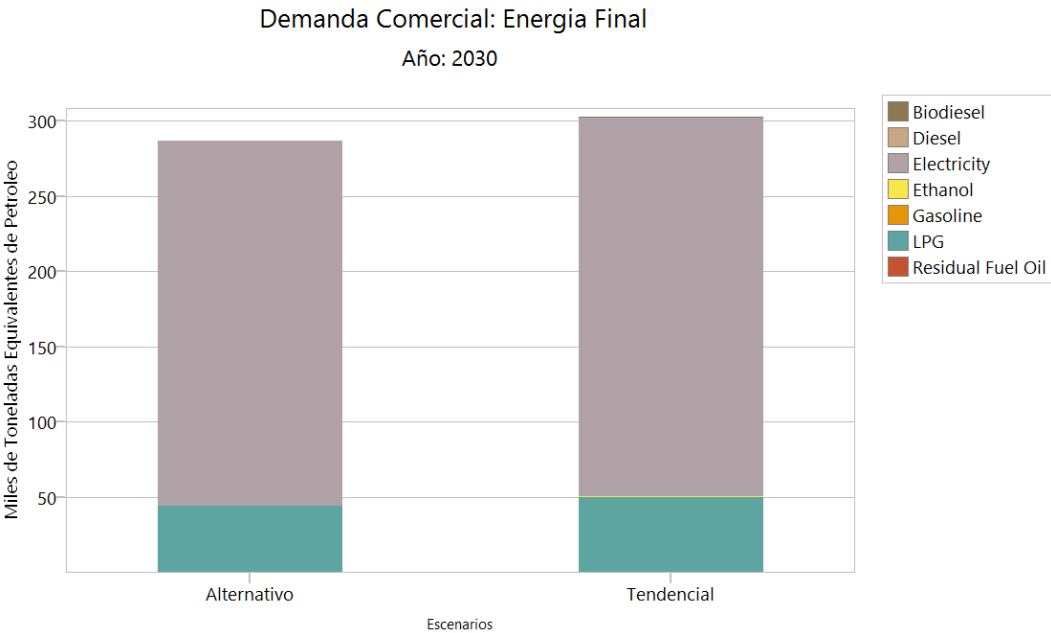


Figura No. 9. Demanda Comercial de energía final al 2030. Fuente: Elaboración propia

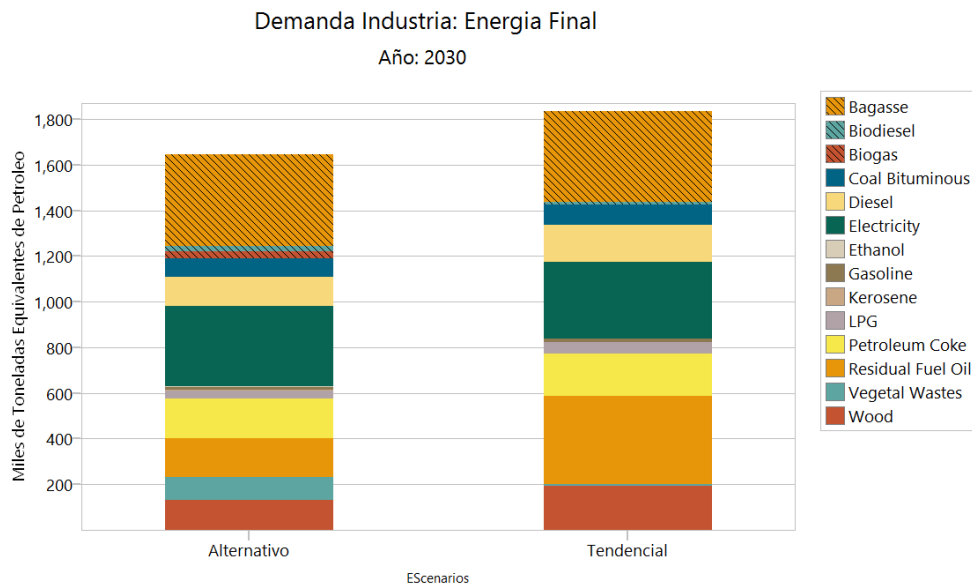


Figura No. 10. Demanda Industria de energía final al 2030. Fuente: Elaboración propia

La figura No. 11 muestra que para el sector transporte terrestre, en el escenario alternativo al 2030, se presenta una fuerte penetración de biodiesel y etanol. Asimismo, se espera que aumente el consumo de LPG y disminuya así el consumo de gasolina y diesel.

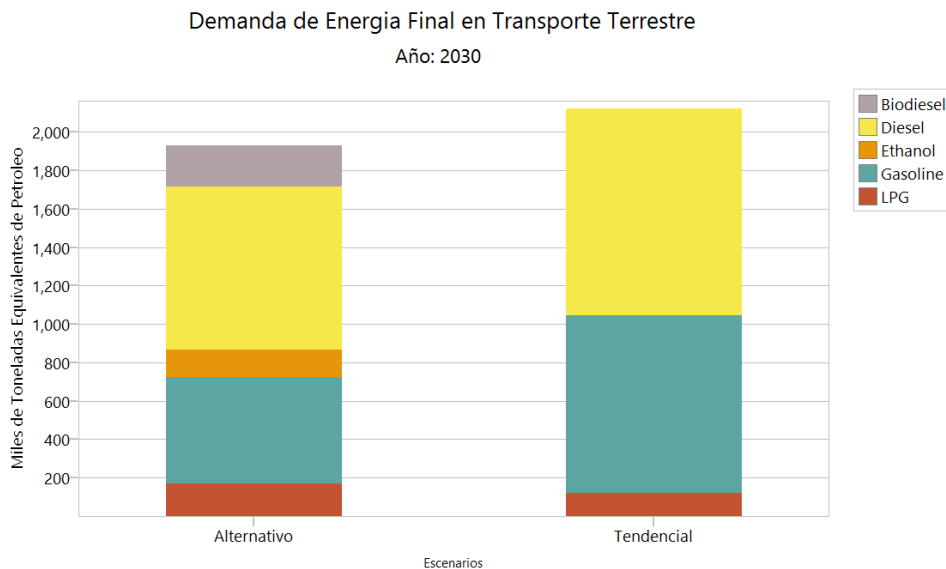


Figura No. 11. Demanda de energía final por tipo de combustible en el sector transporte terrestre al 2030.
Fuente: Elaboración propia

Las figuras No. 12 y No. 13 muestran los requerimientos de energía primaria para los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente, de la capacidad instalada para la generación de

electricidad. Se observa que para el escenario alternativo se prevé una mayor participación de la biomasa, así como la reducción en el consumo de leña. En ambos escenarios se prevé la introducción de gas natural a partir del 2020, tal como lo estima el *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025*, elaborado por el *Consejo de Electrificación de América Central*, CEAC. Asimismo, se observa que las tecnologías solar, eólica y geotérmica tendrán una mayor participación, tal y como lo estima el plan de expansión de la generación elaborado por la ENEE (ver Anexo III). Es así como las nuevas tecnologías que ingresan a partir del 2015 (solar y gas natural) sustituirán combustibles fósiles importados tales como el diesel y el fuel oil.

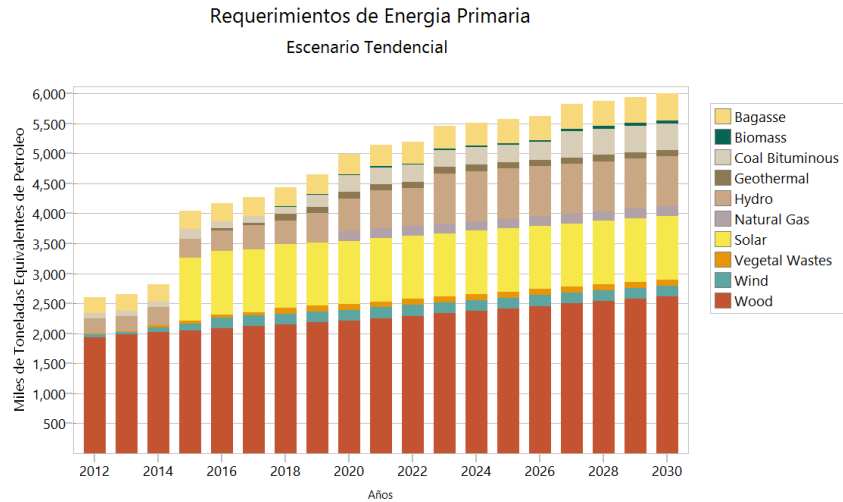


Figura No. 12. Requerimientos de energía primaria para la capacidad instalada de la generación de electricidad. Escenario Tendencial. Fuente: Elaboración propia

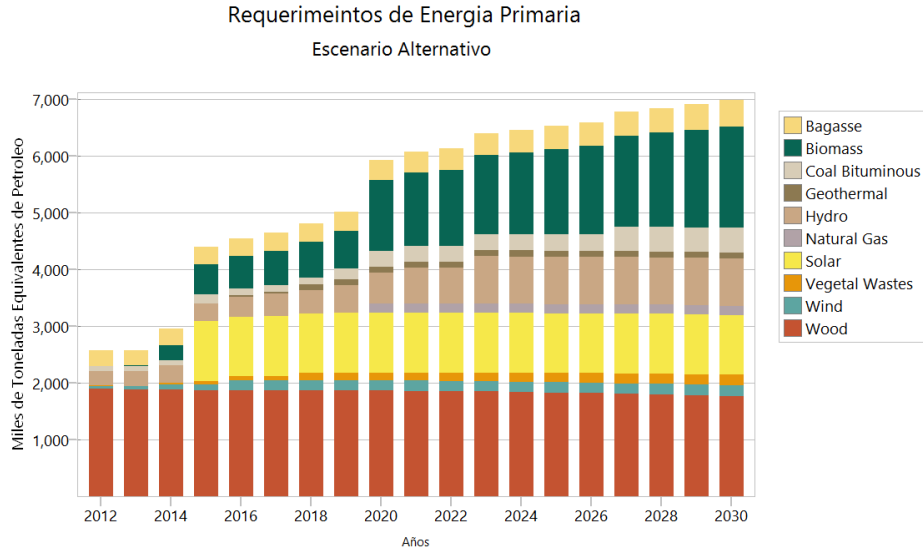


Figura No. 13. Requerimientos de energía primaria para la capacidad instalada de generación de electricidad. Escenario Alternativo. Fuente: Elaboración propia

En las figuras No. 12 y No. 13 se muestran aumentos bruscos en ciertos años a partir del 2015, esto es debido a que en este año se espera la introducción de nueva tecnología en la generación de electricidad en el sistema eléctrico del país, como ser energía solar y gas natural.

En ambos escenarios se presenta un impacto en el medioambiente. Es así que en las figuras No. 14 y No. 15 se muestran las emisiones de dióxido y monóxido de carbono para ambos escenarios, observándose que en el escenario alternativo las emisiones son menores. También, las emisiones de dióxido de carbono son mucho mayores que las del monóxido de carbono.

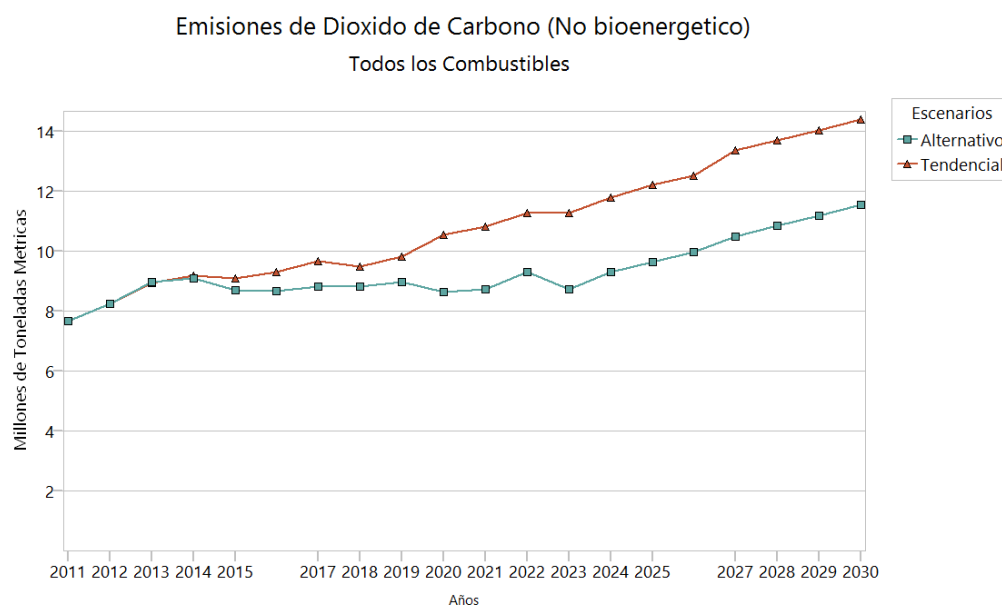


Fig. No. 14. Emisiones de Dióxido de Carbono. Ambos escenarios. Fuente: Elaboración propia

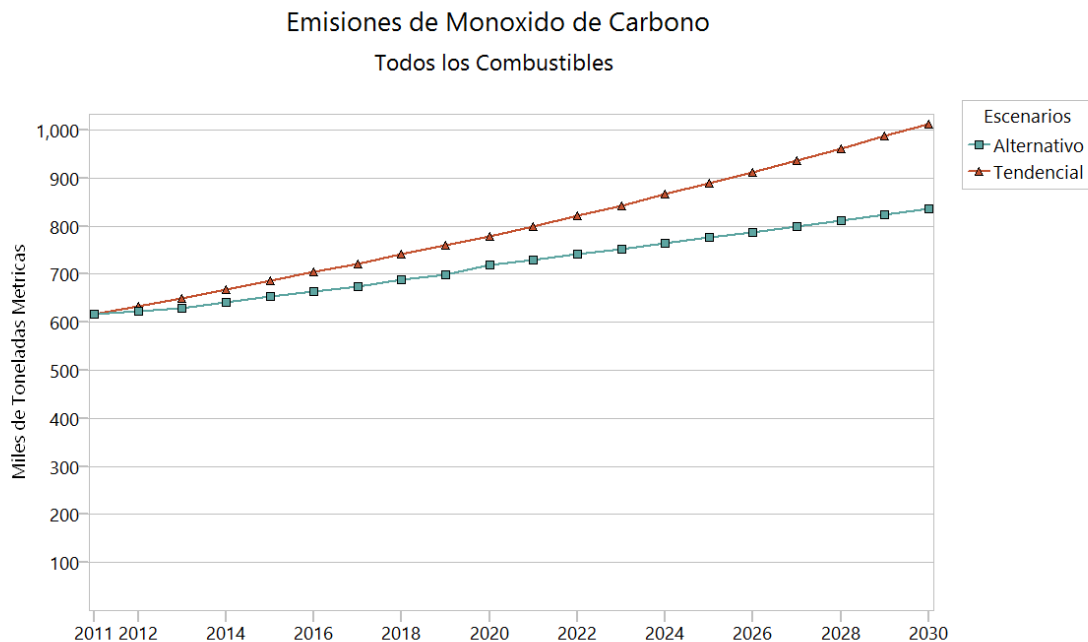


Fig. No. 15. Emisiones de Monóxido de Carbono. Ambos escenarios. Fuente: Elaboración propia

IV. Inventario de recursos energéticos renovables

Al 2013, la composición porcentual de la *capacidad instalada de generación* en el país fue de 56.2% **No Renovable** y 43.8% **Renovable**. Asimismo, la composición de la *generación* para el mismo año fue de 58.7% **No Renovable** y 41.3% **Renovable** (CEPAL, 2013b).

Se estima que Honduras cuenta con un potencial hidroeléctrico teórico de 5.000 MW, del cual solamente se ha explotado un 10%. Asimismo, se estima que el país cuenta con un potencial eólico de 200 MW (ARECA, 2008) y 125 MW de potencial geotérmico, según lo mostrado en la tabla No. 6 (Flores, W. et al, 2011). Se han identificado 204 fuentes termales, las cuales tienen una temperatura superficial de entre 30 y 101 °C (Andara, 2009).

Tabla No. 6. Áreas de interés geotérmico y su potencial (Flores, W. et al, 2011)

Área de interés geotérmico	Potencial (MW)
Platanares	48
Azacualpa	36
Sambo Creek	15
San Ignacio	14
Pavana	11
El Olivar	1
Total	125

En cuanto al potencial solar y eólico, el proyecto *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, SWERA, realizó los mapas solar y eólico mostrados en las figuras No. 16 y No. 17.

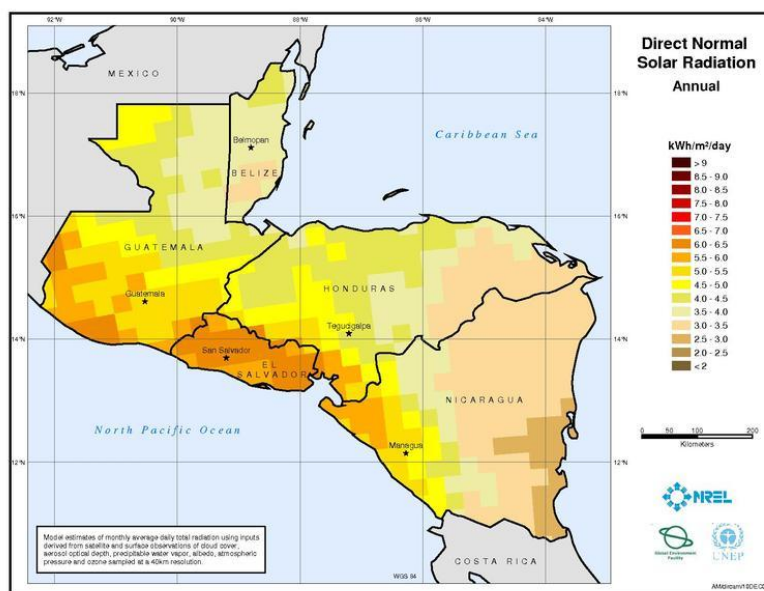


Figura No. 16. Mapa solar de Centroamérica elaborado por el proyecto SWERA. Fuente: SWERA Project

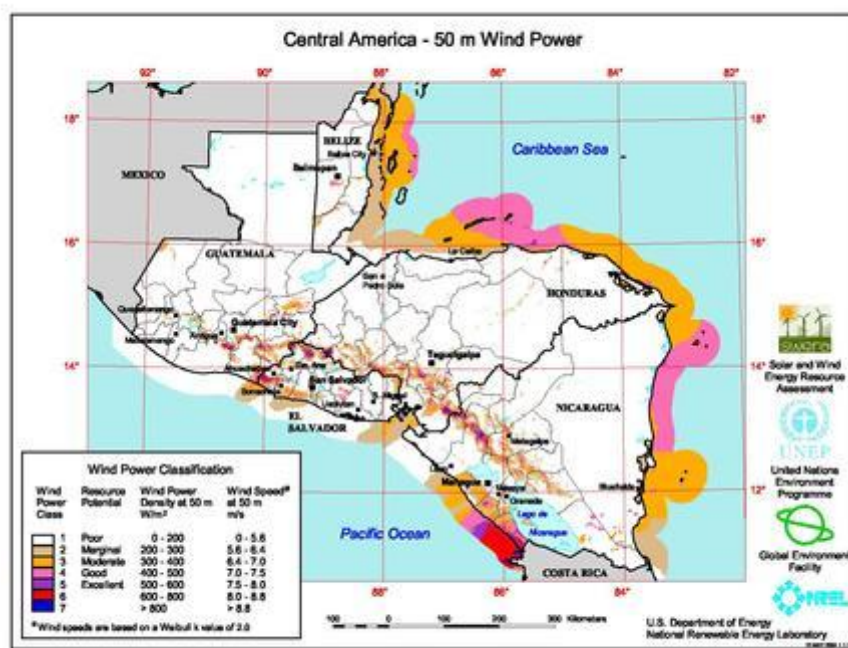


Figura No. 17. Mapa eólico elaborado por el proyecto SWERA. Fuente: SWERA Project

De las dos figuras anteriores se observa que, en primer lugar, el mayor potencial solar de Honduras se encuentra en la zona sur del país, que es en donde en la actualidad se están

construyendo la mayoría de los proyectos solares que se espera entren en operación en 2015 (ver Anexo III). Asimismo, es en la zona sur del país en donde también se encuentra el mayor potencial eólico en tierra firme, pero también se observa que en costa afuera, alrededor de las Islas de la Bahía, existe un potencial considerable. A la fecha, este último potencial eólico alrededor de las islas no se ha considerado, ni se menciona en ningún documento oficial en la explotación del recurso.

Por otro lado, y a pesar de estar rodeada por dos mares, a la fecha no se conoce el potencial mareomotriz ni undimotriz de la República de Honduras.

En relación a la situación actual de los nuevos proyectos energéticos para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, la Dirección General de Energía de Honduras cuenta con la información que se muestra en la tabla No. 7.

Tabla No. 7. Resumen de nuevos proyectos de generación de energía renovable por nivel de estudio (junio 2014). Fuente: DGE

Estado	Hidroeléctrico		Eólicos		Biomasa		Solares		Geotérmico		TOTAL	
	MW	Cant.	MW	Cant.	MW	Cant.	MW	Cant.	MW	Cant.	MW	Cant.
Con permiso y realizando estudios	1056.317	81	767.5	28	64.95	6	454.8	14	45	3	2388.57	132
Con contrato de operación y/o estudio de factibilidad aprobado	1295.519	76	348.5	8	45.325	6	689.036	38	75	3	2453.38	131
En construcción	227.639	15	74.5	2	0	0	0	0	0	0	302.14	17
En operación*	120.521	17	102	1	61.5	7	0	0	0	0	284.02	25
Licencias de operación (proyectos menores de 3,000 kw)	14.971	10	0	0	7.45	3	0	1	0	0	22.42	14
Subtotal	2,714.97	199	1,292.50	39	179.23	22	1,143.84	53	120.00	6		
Resumen Total	Potencial estudiado en MW										5,450.53	
	Cantidad de Proyectos											319

*No se consideran los proyectos del Estado, sólo la generación de capital privado.

En cuanto al potencial de producción de biogás por sector y en vista de su inclusión en la prospectiva energética al 2030, se consideró el análisis mostrado en el documento “Estudio sobre el potencial de desarrollo de iniciativas de biogás a nivel productivo en Honduras, 2012”, el cual fue elaborado por el PNUD, en el marco de su programa de cooperación con la SERNA y con el apoyo de la cooperación holandesa SNV. Es así como, a continuación en la tabla No. 8 se muestra un resumen del potencial de producción de biogás por sector en Honduras.

Tabla No. 8. Resumen del potencial de producción de biogás por sector en Honduras. Fuente: SNV, 2012

Sector	Potencial de producción de biogás (MNm ³)*	Potencia térmica (MWt)*	Potencia eléctrica (MWe)*
Café	44.3	94.1	37.6
Extracción de aceite de palma	42.3	29.0	11.6
Ingenios azucareros	19.3	26.4	10.6
Procesadoras y empacadoras de carne bovina y porcina	3.31	2.27	0.91
Ganado bovino para ordeño	84.5	57.9	23.2
Procesadoras de leche y lácteos	7.5	5.16	2.06
Granjas avícolas	129.2	88.5	35.4
Granjas porquerizas	92.8	23.26	9.3
Empacadoras de carne de pollo	4.1	2.8	1.1
Total	427.31	329.39	131.77

*MNm³: Millones de metros cúbicos normales; MWt: Mega Watts térmicos; MWe: Mega Watts eléctricos.

V. Inventario de recursos energéticos no renovables

Siendo un país netamente importador de hidrocarburos, a la fecha Honduras no cuenta con recursos no renovables de energía.

VI. Marco regulatorio relacionado con la exportación e importación de energía

En relación al marco regulatorio relacionado con la exportación e importación de energía, básicamente este está dividido en exportación/importación de electricidad y de combustibles fósiles. A continuación se muestra el marco regulatorio para ambos tipos de mercados y los acuerdos existentes a la fecha. Asimismo, se muestran las transacciones realizadas más recientes en dichos mercados.

a. Mercado de Electricidad

• Marco regulatorio y acuerdos existentes en el mercado eléctrico de Honduras

En el 2014 el sector energético de Honduras sufrió cambios sustanciales. Por un lado, el 20 de mayo del 2014 se publicó la *Ley General de la Industria Eléctrica*, Decreto No. 404-2013, la cual

liberaliza el subsector electricidad en Honduras, siendo uno de sus objetivos regular la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia celebrados por el Gobierno, así como regular la operación del sistema eléctrico nacional y su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos y el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano, MER. La Ley crea la *Comisión Reguladora de Energía Eléctrica*, CREE; permite la figura del comercializador de energía y la operación de distribuidores y transmisores en el subsector. Asimismo, la Ley permite que un ente público, privado o mixto sea el operador del sistema eléctrico, el cual, entre otras cosas, efectuará diariamente el despacho nacional aprovechando la posibilidad de ventas y compras en el MER. Según el Artículo No. 11 de la Ley, la exportación de energía está permitida, de conformidad con el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*, sus protocolos y el *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*, RMER, entendiéndose que las necesidades nacionales se considerarán cubiertas cuando haya capacidad y energía disponibles en el Mercado Eléctrico Regional. La Ley tendrá vigencia 45 días a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta (la Ley entró en vigencia el viernes 4 de julio del 2014).

Asimismo, es importante mencionar que en 2013 el Estado de Honduras llevó a cabo la firma de cuatro fideicomisos con la banca nacional, con la finalidad de recuperar a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, de sus pérdidas técnicas y financieras. Es así como, el despacho, la transmisión, la distribución de energía eléctrica e iluminación pública, así como un fideicomiso el flujo financiero de la ENEE, ahora es manejado por dichos fideicomisos. De la misma manera, se publicó un fideicomiso para la generación de energía eléctrica. Los fideicomisos antes mencionados se enumeran a continuación, con una breve descripción de su alcance.

- a. Fideicomiso con Banco Atlántida S.A., Decreto No. 163-2013: Contrato de Fideicomiso para recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, para la ejecución del componente del servicio de Transmisión, Despacho y Flujo Financiero, mediante la constitución de una alianza público-privada.
- b. Fideicomiso con Financiera Comercial Hondureña, S.A., Banco FICOHSA, Decreto No. 118-2013: Contrato de fideicomiso para la recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)”, para la ejecución del componente de distribución y flujo financiero, mediante la constitución de una alianza público-privada.
- c. Fideicomiso con Banco Continental, S.A., Decreto No. 119-2013: Contrato de fideicomiso para la recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la empresa nacional de energía eléctrica (ENEE), para la ejecución del componente de iluminación pública, mediante la constitución de una alianza público-privada.
- d. Fideicomiso con Banco Atlántida S.A., Decreto No. 373-2013: Contrato de fideicomiso para la instrumentación de un proyecto de generación de energía que utilice gas natural, LPG y

cualquier otro tipo de generación de energía que represente la alternativa más favorable para el Estado de Honduras, mediante la constitución de una alianza público-privada.

Es valioso mencionar que con la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica y de los fideicomisos antes mencionados, no sólo se ha cambiado el panorama del mercado eléctrico nacional, sino que también se ha creado un ambiente de incertidumbre ante los cambios que se presentarán a mediano plazo, esto en vista de que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE se convierte en Sociedad Anónima y se divide en tres empresas, así: una de generación, una de transmisión y operación del sistema y otra de distribución, por disposición de la Ley de la Industria Eléctrica . Es así que, la ENEE se convierte en una empresa de Sociedad Anónima que participará en el mercado de electricidad nacional, tal cual lo harán el resto de agentes del mercado. El ambiente de incertidumbre se presenta tanto en los usuarios del servicio de electricidad como en los trabajadores de la empresa, ya que no se sabe cómo será la actuación de esta una vez inmersa en el mercado eléctrico liberalizado.

Por otro lado, el 30 de mayo de 2013 se publicó en el diario oficial La Gaceta, la *Normativa Mínima Regulatoria que permite la Armonización del Mercado Eléctrico de Honduras con el Mercado Eléctrico Regional*, Documento No. 33,137, cuyo objetivo es la internalización de los enunciados de la Regulación Regional a la Regulación Nacional, la cual es de aplicación a los participantes nacionales del Mercado Regional. Este documento es lo que se conoce como *Interfaz Regulatoria*, con la cual se cumple con la *armonización regulatoria*, necesaria para establecer un marco regulatorio que armonice la regulación regional con la nacional.

Honduras es signataria del *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central* y las compras y ventas internacionales de energía eléctrica se soportan en ese marco legal. El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. Asimismo, el Tratado crea los organismos regionales siguientes: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE, y el Ente Operador Regional, EOR.

La CRIE es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Su domicilio está en la ciudad Capital de Guatemala y su duración es la del Tratado.

El EOR es el ente operador del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Su domicilio se encuentra en la ciudad Capital de El Salvador y su duración es la del Tratado.

Asimismo, para facilitar el cumplimiento y la debida aplicación de las disposiciones contenidas en el Tratado, a la fecha los Gobiernos han suscrito dos protocolos, que se enmarcan en los principios, fines y demás disposiciones del Tratado.

De la misma manera, se cuenta con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, conocido como RMER, con el cual se regula la operación técnica y comercial del Mercado Eléctrico Regional, MER.

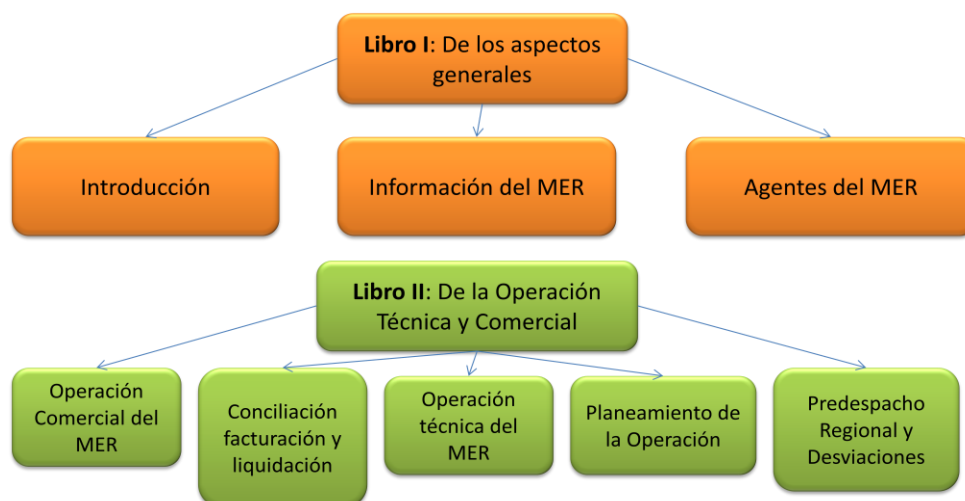
Es así que, el RMER está basado en el Tratado y sus protocolos. A la fecha, el RMER es válido parcialmente, de obligatorio cumplimiento y vinculante en el territorio de los países miembros del Tratado Marco, para regular la operación técnica y comercial del MER, el servicio de transmisión regional, los organismos regionales, los agentes del mercado y las relaciones con los organismos nacionales.

Es valioso mencionar que, aunque en todas las legislaciones de los países de Centroamérica está permitida de manera explícita la actividad de exportación y/o importación de energía, las regulaciones nacionales suponen que dichas actividades se realizan de manera temporal, para complementar la oferta nacional ante situación de escasez o aprovechamiento de mejores precios de la energía importada, según sea el caso. En ningún momento se pensó que los intercambios de energía podrían ser una forma de abastecimiento confiable a largo plazo (CEPAL, 2013).

Con la finalidad de conocer un poco acerca del contenido del RMER, a continuación se muestra un resumen de los cinco libros en donde se desarrollan en detalle los siguientes aspectos:

- a. **Libro I:** de los aspectos generales.
- b. **Libro II:** de la operación técnica y comercial.
- c. **Libro III:** de la transmisión.
- d. **Libro IV:** de las sanciones y controversias.
- e. **Libro V:** disposiciones transitorias.

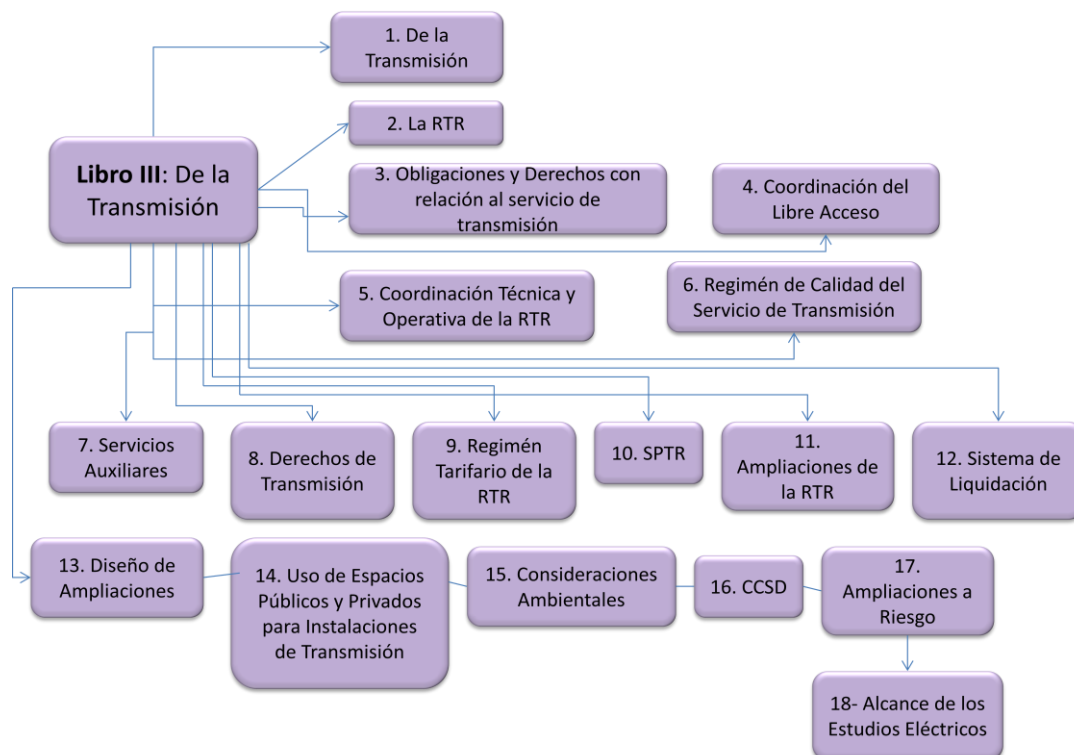
En las figuras No. 18 – No. 21 siguientes se muestra el esquema de los libros del RMER con sus temas relacionados.



ANEXOS DEL LIBRO II

- Anexo 1: Sistema de Medición Comercial Regional**
- Anexo 2: Requisitos de Supervisión y Comunicaciones**
- Anexo 3: Predespacho y Posdespacho Regional**
- Anexo 4: Conciliación de Transacciones.**

Figura No. 18. Libros I y II del RMER y sus temas relacionados. Fuente: Elaboración propia.



ANEXOS DEL LIBRO III

Anexo A: Metodología de Definición de la RTR

Anexo B: Contrato de Conexión

Anexo C: Reporte de Eventos en el SER

Anexo D: Formulación Matemática del Proceso de Subasta y Asignación de DT

Anexo E: Calculo del Cargo por peaje y Cargo Complementario

Anexo F: Método de Participaciones Medias

Anexo G: SPTR

Anexo H: CCSD para la Operación del SER

Anexo I: Línea SIEPAC

Figura No. 19. Libro III del RMER y sus temas relacionados. Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 20. Libro IV del RMER y sus temas relacionados. Fuente: Elaboración propia.



Figura No. 21. Libro V del RMER y sus temas relacionados. Fuente: Elaboración propia.

- **Transacciones de Honduras en el MER, período 2012-2013**

Con el objetivo de tener una idea de las transacciones que recientemente realiza Honduras en el MER, las tablas No. 9 y No. 10, así como las figuras No. 22 y No. 23, muestran las compras y ventas en los mercados de oportunidad y contratos, respectivamente, para el periodo 2012-2013, así como las compras y ventas de emergencia que realiza la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, único agente habilitado (antes de la puesta en vigencia de la *Ley de la Industria Eléctrica*) del mercado nacional de Honduras para realizar este tipo de transacciones. Es valioso mencionar que el enlace regulatorio, la *Normativa Regulatoria No. 33,137* citada anteriormente, ya define en su Artículo No. 5 que los agentes del Mercado Eléctrico Regional son los agentes del mercado eléctrico nacional, los cuales son aquellos que se dediquen a la distribución, transmisión y generación, comercialización o gran consumo de electricidad indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta y que formen parte del Sistema Eléctrico de Honduras. Asimismo, cabe mencionar que el RMER entró en vigencia parcial en el mes de Abril de 2013, ya que antes de esa fecha el MER se operaba con el denominado RTMER, un reglamento transitorio.

Tabla No. 9. Compras de energía de Honduras al MER. 2012-2013. Fuente: ENEE

País	Contratos (MWh)		Oportunidad (MWh)		Emergencia (MWh)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Guatemala	8,451.90	82909.67				
El Salvador	40,781.51	10694.71				
Nicaragua	0.00					
Costa Rica	2,252.69	1182.88				
Panamá	22,669.86	10162.94				
Centroamérica (C.A.)			1,366.26	9,396.68	311.00	717.75

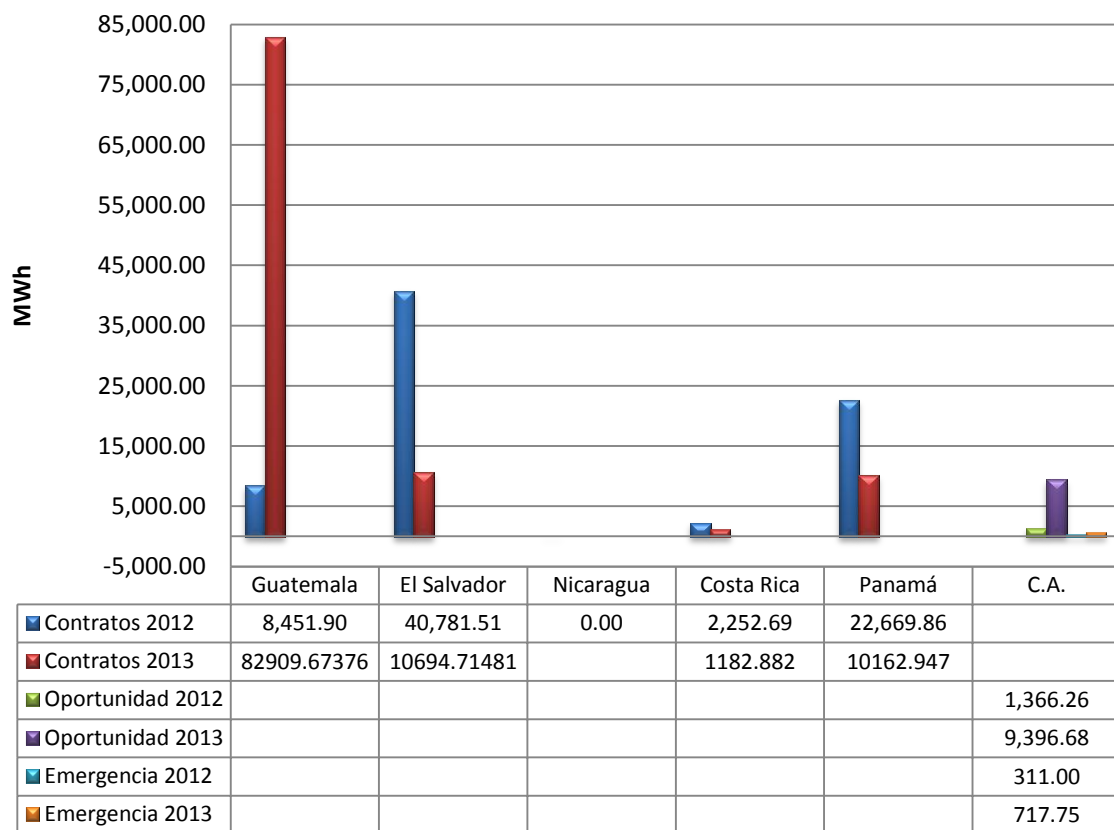


Fig. No. 22. Compras de energía de Honduras a Centroamérica 2012-2013. Energía en MWh comprada en el mercado de contratos, oportunidad y en casos de emergencia. Fuente: ENEE. Elaboración propia

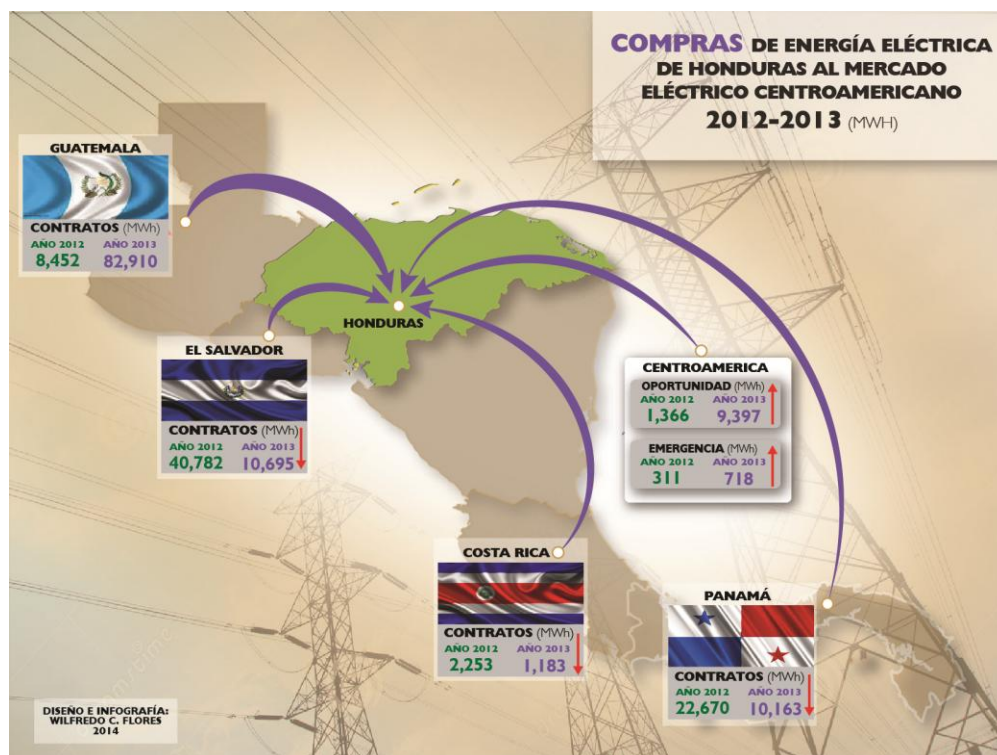


Fig. No. 23. Compras de energía de Honduras a Centroamérica 2012-2013. Energía en MWh comprada en el mercado de contratos, oportunidad y en casos de emergencia. Fuente: ENEE. Elaboración propia.

Como se observa en las figuras anteriores, gran parte de la energía que Honduras compra en el Mercado Eléctrico Regional la realiza en el mercado de contratos y se la ha comprado, en el periodo 2012-2013, principalmente a El Salvador y Guatemala, así como a Panamá y Costa Rica (ver fig. No. 22 y fig. No.23). Por otro lado, en 2013 el país realizó una compra importante al Mercado de Oportunidad, con lo cual se muestra que el país está aprovechando las distintas opciones de compra de energía en el MER. Asimismo, pequeñas compras de energía en la modalidad de emergencia se han realizado en el periodo 2012-2013.

Un panorama distinto se observa del lado de las ventas de energía al MER. En primer lugar, la cantidad de energía vendida es mucho menor a la que se compró en el MER para el mismo periodo 2012-2013. En segundo lugar, la mayor parte de las ventas las realizó en el mercado de oportunidad en 2013. Asimismo, en 2013 Honduras le vendió solamente a Panamá y en 2012 a El Salvador, vía mercado de contratos (ver fig. No. 24 y fig. No. 25).

Tabla No. 10. Ventas de energía de Honduras al MER. 2012-2013 (MWh). Fuente: ENEE

País	Contratos (MWh)		Oportunidad (MWh)		Emergencia (MWh)	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Guatemala						
El Salvador	1,079.00					
Nicaragua						
Costa Rica						
Panamá		2,695.42				
C.A.				3,353.65		



Fig. No. 24. Ventas de energía de Honduras a Centroamérica 2012-2013. Energía en MWh vendida en el mercado de contratos, oportunidad y en casos de emergencia. Fuente: ENEE. Elaboración propia.

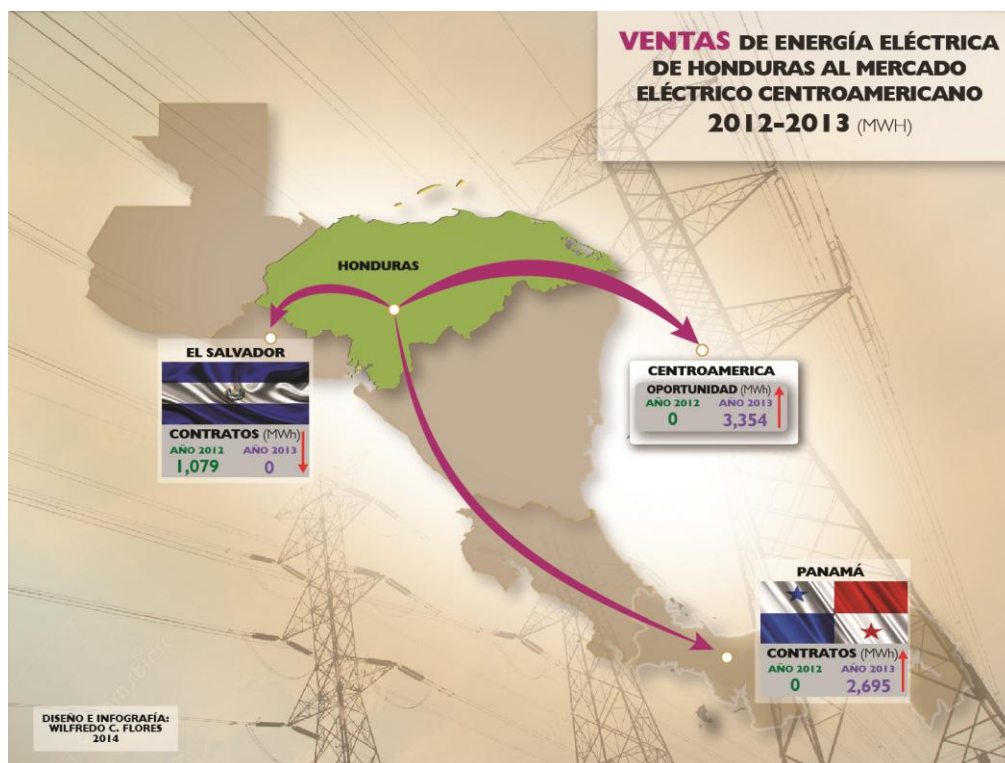


Fig. No. 25. Ventas de energía de Honduras a Centroamérica 2012-2013. Energía en MWh vendida en el mercado de contratos, oportunidad y en casos de emergencia. Fuente: ENEE. Elaboración propia.

Finalmente, es valioso mencionar que de junio a diciembre de 2013 las ventas de los países de Centroamérica en el MER fueron de 474, 346 MWh, lo que representa un incremento de 178% con respecto al mismo periodo de 2012, en donde se dieron ventas de 170, 764 MWh (CRIE, 2014).

También, durante el primer trimestre de la vigencia del RMER, de junio a agosto de 2013, el volumen de inyecciones de energía por parte de los países de Centroamérica al MER se mantuvo, pero a partir de septiembre empezó a incrementarse. De septiembre 2013 a enero 2014 se observa una tendencia creciente en las inyecciones de energía, con promedio mensual de 92, 600 MWh. El máximo histórico de ventas en el MER se dio en enero de 2014 con una inyección de energía de 125, 417 MWh.

Todo lo anterior demuestra un incremento en la confianza en el mercado eléctrico centroamericano por parte de los agentes, la cual se confirma en primer lugar con la puesta en servicio de nuevos proyectos de generación en algunos países de América Central, incorporándose al Sistema Eléctrico Regional, SER, nuevas tecnologías, y en segundo lugar, con el aumento de las solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional, RTR, en los últimos años.

- **Acuerdos potenciales en el Mercado Eléctrico Centroamericano**

En relación a los acuerdos potenciales para la compra/venta de energía eléctrica en Centroamérica, es importante mencionar la próxima interconexión extra-regional que se realizará entre Panamá y Colombia, la cual se hará en 400 kV en corriente directa (HVDC), con una primera

etapa de 300 MW y una segunda de 300 MW, para contar con un enlace de 600 MW. Se espera que esta interconexión beneficie a la región en cuanto a precios y cantidad de la energía que proveerá principalmente Colombia a Centroamérica.

Por otro lado, siendo una planta regional de generación de energía eléctrica aquella que se encuentra ubicada en un país y cuya demanda se encuentra ubicada en otro país distinto, y en vista de que es muy improbable que inversionistas, públicos o privados, se arriesguen a invertir en producción eléctrica regional sin disponer de un *contrato firme de largo plazo*, para el cual hay siempre asociado un *derecho de transmisión* entre los nodos de inyección y retiro² que reduce el riesgo de la transacción regional, y que estos derechos de transmisión se asignan mediante subastas, es necesario hacer énfasis en que una vez que se realicen dichas subastas aumentarán las posibilidades de incrementar las transacciones en el MER, por lo cual también incrementarán los acuerdos potenciales entre la oferta y la demanda ubicada en el mercado eléctrico regional. El encargado de realizar estas subastas es el EOR y a la fecha aun no se han realizado a pesar de estar parcialmente vigente el RMER en la región (CEPAL, 2013).

b. Marco Regulatorio relacionado con la Importación/exportación combustibles fósiles

El sector hidrocarburos en Honduras está regido por varios decretos y leyes. Por un lado está la comercialización de los derivados del petróleo y por otro la exploración y explotación de los hidrocarburos.

• Marco regulatorio para la Comercialización de derivados del petróleo

En el caso de la comercialización de derivados de petróleo, mediante decreto ejecutivo PCM 30-2006, de agosto de 2006, se declaran los derivados del petróleo productos estratégicos y esenciales para la seguridad nacional. Por otro lado, existe el tributo denominado *Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial*, el cual se aplica por galón americano a las gasolinas, diesel, kerosene, bunker (fuel oil), LPG y AvJet importados o de producción nacional. Este aporte es pagado por personas naturales y jurídicas que se dedican a la producción, transformación, refinación o importación de los mismos y su valor, según la última reforma realizada por el Decreto No. 278-2013, *Ley de Ordenamiento de las Finanzas Públicas Control de las Exoneraciones y Medidas de Activación*, de fecha 30 de diciembre de 2013, es el que se muestra en la tabla No. 11.

² Es un documento que asigna a su Titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado período de validez (RMER, 2005).

Tabla No. 11. Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial

Fuente: LA GACETA. Decreto No. 278-2013

Producto	Aporte en Dólares
Gasolina Super	1.4089
Gasolina Regular	1.2416
Diesel	0.8606
Fuel Oil (Bunker C)	0.4267
Kerosina	0.1500
LPG:	
Hasta 25 Lbs	0.1500
Superior a 25 Lbs	0.1500
AvJet	0.0300

Según el Decreto 41-2004, este aporte se causará en la primera etapa de comercialización de los productos y el responsable deberá aplicarlo y retenerlo en el momento en que se efectúe la entrega, uso o retiro de los mismos o en la fecha en que se elabore la factura. El responsable de la retención y pago del aporte será el importador o productor de los productos derivados del petróleo. En el caso de aquellos que importen derivados de petróleo por fronteras terrestres, deberán pagar el valor del aporte al momento de la importación en la aduana terrestre respectiva.

Asimismo, el Decreto PCM 02-2007, publicado en la Gaceta el 20 de Enero del 2007, establece el Sistema de Precios de Paridad de Importación, como el mecanismo automático para determinar los precios máximos al consumidor, en Lempiras por Galón, a los productos derivados del petróleo que se importan en el país, ya definidos en dicho Decreto. El precio máximo de venta, aplicable a todos los canales de comercialización y para el consumidor final, en las diferentes ciudades del país, es el más bajo que resulta de aplicar la fórmula del Sistema de Precios de Paridad de Importación, entre las terminales y las respectivas tarifas de transporte hasta las diferentes localidades donde se distribuyen los combustibles derivados del petróleo. La estructura de precios máximos al consumidor final para todas las localidades donde se distribuyen los combustibles, la notificará la Comisión Administradora del Petróleo, CAP, a las empresas importadoras, distribuidoras y detallistas, un día antes de entrar en vigencia la misma.

En este punto es valioso mencionar que recientemente el *Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas, Químicos y Ramas afines de Honduras*, CIMEQH, elaboró para el Gobierno de Honduras una solicitud de cambio del cálculo del precio de las gasolinas en el mercado interno de Honduras, esta propuesta se muestra en el Anexo IV. Básicamente, la propuesta se resume en cambiar la fórmula para el cálculo del precio de la gasolina superior, y en el caso de la gasolina regular la propuesta es que el gobierno exija a los importadores que importen una gasolina de mayor calidad en sustitución de la gasolina regular de actual consumo, ya que el consumidor hondureño paga por una gasolina más cara y que no recibe.

Un documento importante en la comercialización de combustibles fósiles a nivel regional es la Resolución No. 341-2014 (COMIECO – LXVII), la cual aprueba el *Reglamento Técnico*

Centroamericano RTCA 75.02.17:13, cuyo objetivo es especificar las características físico-químicas que debe cumplir el diesel para uso automotriz en los Estados parte de la región Centroamericana.

Finalmente, en cuanto al manejo de la información estadística en el sector hidrocarburos, ya el Acuerdo Ejecutivo No. 47-2009 establece la forma en que se debe recolectar. Sin embargo, a la fecha las empresas distribuidoras de combustibles fósiles no siguen el procedimiento dictado por el acuerdo en mención, lo cual ha provocado que la información no fluya en tiempo y forma, limitando a su vez el análisis del sector.

- **Marco regulatorio para la Exploración y explotación de hidrocarburos**

Aunque Honduras no cuenta con yacimientos comprobados de petróleo, se encuentra en vigencia la Ley de Hidrocarburos, Decreto No.194-84 y su reglamento Acuerdo No. 1276, documentos que regulan la exploración, explotación, el desarrollo, el refinamiento, el transporte, el mercadeo y el almacenamiento de petróleo en el país.

- **Acuerdos existentes**

El acuerdo de cooperación energética más importante y vigente con que cuenta el país es el Acuerdo de cooperación energética PETROCARIBE, firmado entre el gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el gobierno de la República de Honduras, Decreto No. 20-2008 del 29 de abril del 2008.

PETROCARIBE es un acuerdo de cooperación energética basado en un marco político e institucional entre la República Bolivariana de Venezuela, países del Caribe y de Centroamérica, que tiene como propósito “asegurar la coordinación y articulación de las políticas de energía, incluyendo petróleo y sus derivados, gas, electricidad, cooperación tecnológica, capacitación y desarrollo de infraestructura energética; así como el aprovechamiento de fuentes alternas, como la energía eólica y solar, entre otras” (SELA, 2013).

Honduras estuvo suspendida tras la situación política interna suscitada en 2009, pero en fecha reciente ha sido reincorporada al Acuerdo. Sin embargo, a la fecha se considera que el Acuerdo se encuentra inactivo, ya que a pesar de su incorporación, el país aun no recibe ningún tipo de insumo energético o algún tipo de cooperación basada en el Acuerdo PETROCARIBE por parte de la República Bolivariana de Venezuela.

Sin embargo, es importante hacer mención que en el marco de la iniciativa PETROCARIBE se efectuaron 24 embarques por un valor de US\$245.8 millones, de lo cual, un monto aproximado de US\$104.6 millones se constituyó en crédito de largo plazo (SEFIN, 2010).

La deuda del Gobierno de Honduras la maneja la Secretaría de Finanzas, sin embargo a inicios del año anterior (2013) era de US\$103 millones, considerando el plan de pagos que se establece en el Convenio y los 25 años plazo, a la fecha (julio 2014) esa deuda debe ser de alrededor de US\$96 millones³.

³ Información proporcionada por el Ing. Wilberto Pinot de la Comisión Administradora del Petróleo, CAP.

El marco operativo original del acuerdo PETROCARIBE consiste en lo siguiente: En el Artículo III de dicho Acuerdo, se establece que los esquemas financieros que se originen de las operaciones de compra-venta por parte del Estado de Honduras (Comisión Administradora del Petróleo, CAP, y PDVSA de Venezuela), consistirán en (SEFIN, 2010):

- **Crédito de Corto Plazo**, porción del valor FOB de cada factura pagadera en efectivo en un plazo de 90 días máximo; y
- **Crédito de largo plazo**, porción del Valor FOB de cada factura pagadera en un plazo de 17 años con una tasa de interés anual de 2%, si el precio del producto es menor a US\$40.00 por barril; y 25 años con tasa de interés anual de 1%, si el precio es mayor o igual a US\$40.00 por barril. En ambos casos se incluyen dos (2) años de gracia, se capitalizan los intereses devengados durante este período y los pagos son anuales.
- La tasa de interés por falta de pago es de 18% anual.
- El Gobierno de Venezuela podrá aceptar que parte del pago de las obligaciones de largo plazo se realice con productos, bienes y/o servicios establecidos mutuamente, a precios preferenciales.

El precio de compra a PDVSA es preferencial para Honduras en razón de los demás países adheridos a PETROCARIBE, debido a la negociación realizada para adecuar los mismos a los precios internos de acuerdo al Decreto PCM-02-2007 (Estructura Interna de Precios); en tal sentido, bajo los contratos de venta suscritos por la CAP con los compradores nacionales, el precio de compra es igual al precio de venta. En los últimos contratos de venta de la CAP, los compradores nacionales pagaron a un plazo máximo de 60 días con una tasa de interés anual de LIBOR a 3 meses más 4%, y no se cobraron intereses durante primeros 30 días.

Por otro lado, el Gobierno de Honduras recientemente ha realizado gestiones para la firma de otro acuerdo con la República de Azerbaiyán, pero a la fecha de la escritura de este documento no se ha logrado tal firma.

Finalmente, es valioso mencionar que a la fecha el Gobierno de Honduras ha firmado con las empresas Petroleum Geo Services, PGS, y BG Group⁴, contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. El primero para el muestreo, análisis y venta de datos de exploración, y el segundo para la exploración y posterior explotación de hidrocarburos en Honduras.

- **Acuerdos potenciales**

En vista de que el acuerdo de cooperación PETROCARIBE se encuentra aún vigente pero inactivo, el Gobierno de Honduras ha buscado recientemente la incorporación de acuerdos con otras naciones, aunque a la fecha de la escritura de este documento no hay ningún otro acuerdo firmado.

⁴ <http://www.pgs.com/> , <http://www.bg-group.com/>

Por otro lado, es valioso mencionar que en el marco del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (Proyecto Mesoamérica) denominado, hasta junio de 2008, Plan Puebla Panamá, no pudo concretarse el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM) impulsado por México en diciembre de 2005. En la Declaración de Cancún que dio lugar a su nacimiento, los países miembros se comprometieron a sumar esfuerzos para avanzar en la integración energética mesoamericana, buscando fortalecer mercados integrados de productos petrolíferos, gas natural y electricidad, con el objetivo de maximizar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética. Se planteó la construcción de una refinería de alta conversión de petróleo crudo en territorio centroamericano, cuya sede sería definida por los inversionistas privados y el impulso al consumo de gas natural en Centroamérica, mediante la construcción de un gasoducto de casi tres mil kilómetros que uniría México y Colombia, que incluía la construcción de una regasificadora para integrar un sistema de distribución de gas natural en la región. Sin embargo, estos proyectos se encuentran actualmente suspendidos debido a que la producción de petróleo de México no sería suficiente para suministrar los 300 mil barriles diarios a los que se comprometió para suplir la refinería centroamericana (Caro A.R., 2010).

Sin embargo, de acuerdo con el estudio de la CEPAL para el gasoducto regional México-Istmo Centroamericano, publicado en enero de 1999, existe una demanda potencial de gas en la región, cuyas características son las siguientes (CEPAL, 1999): a) los mercados más interesantes por su magnitud y concentración corresponderían a las industrias eléctrica y manufacturera; b) el sector comercial estaría limitado a los grandes consumidores, como hoteles y hospitales; c) el sector residencial y el transporte no fueron considerados como mercados relevantes, ni a corto ni a mediano plazo. En consecuencia, la infraestructura física de abastecimiento que se necesita para introducir gas natural en la región consistiría principalmente y en una primera etapa, en un gasoducto de transporte con ramales y derivaciones para llegar hasta los grandes centros de consumo, pero que excluye sistemas de distribución.

La estimación de la demanda potencial de gas para la generación de electricidad y la industria tomó en cuenta lo siguiente: a) los planes oficiales de expansión de los sistemas eléctricos, elaborados sin haber considerado la disponibilidad de gas natural en la región, así como los proyectos regionales de interconexión; b) la reconversión de algunas centrales existentes a gas natural; c) la construcción de todas las nuevas centrales térmicas contempladas en los planes existentes de expansión basada en la utilización de gas natural; d) la sustitución de fuel oil y, en menor medida, el gas licuado en los usos industriales; y e) el acceso sólo a industrias localizadas en la ruta del gasoducto, excluyendo la industria del cemento. En el estudio se consideran éstos como elementos conservadores para la cuantificación de la demanda futura.

A partir de las suposiciones anteriores, se obtuvo que la demanda regional será de 830 MMm³ en el año 2001, incrementándose gradualmente hasta 8,940 MMm³ en el año 2015. Ese último año la industria eléctrica absorbería el 83%, mientras que la industria manufacturera el restante 17%; en tanto que Guatemala, Honduras y El Salvador concentrarían el 68% del consumo regional (véase el cuadro siguiente).

Tabla No. 12. Demanda potencial de gas natural en el Istmo Centroamericano. Fuente: CEPAL, 1999

	Demanda Potencial (Millones de metros cúbicos, MMm ³)			
	2001	2005	2010	2015
Istmo Centroamericano	830	3412	5626	8940
Guatemala	262	795	1668	2963
Honduras	568	612	329*	729
El Salvador	0	761	1498	2366
Nicaragua	0	372	568	763
Costa Rica	0	305	417	790
Panamá	0	567	1147	1330

*La reducción se debe a la supuesta puesta en operación de nuevas centrales hidroeléctricas.

El estudio concluye que el establecimiento de un sistema para suministrar gas natural al norte del Istmo (Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua) es económicamente factible, bajo las hipótesis utilizadas. En cambio el abastecimiento de la región sur (Costa Rica y Panamá) a partir de México no es viable con esos niveles de demanda.

Como se puede apreciar de las anotaciones anteriores, existe una demanda potencial de gas natural en la región y a la fecha existen varios estudios realizados al respecto.

- **Importación y exportaciones de derivados de petróleo**

La tabla No. 13 muestra el origen de las importaciones de los derivados de combustibles fósiles (derivados y GLP) en el país, en millones de barriles y en porcentaje de importación. Asimismo, con el objetivo de visualizar de mejor manera el o los países que importan más a Honduras, la figura No. 25 muestra la procedencia de las importaciones de derivados de petróleo en porcentaje. Se observa que por mucho, Estados Unidos de América es el país que más importa derivados de petróleo hacia Honduras con 77.4 % de dichas importaciones. Sin embargo, no siempre fue así, ya que como se observa en la fig. No. 27 el origen de las importaciones de hidrocarburos hacia Honduras ha cambiado con el tiempo.

Tabla No. 13. Procedencia de las importaciones de los derivados del petróleo, 2012. Fuente: CEPAL, 2013c

País de residencia	Millones de barriles	Porcentaje (%)
Estados Unidos de América	16,078	77.4
Ecuador	2,014	9.7
Colombia	1,334	6.4
Republica Dominicana	584	2.8
Perú	515	2.5
Guatemala	194	0.9
Trinidad y Tobago	49	0.2
Total	20,767	100

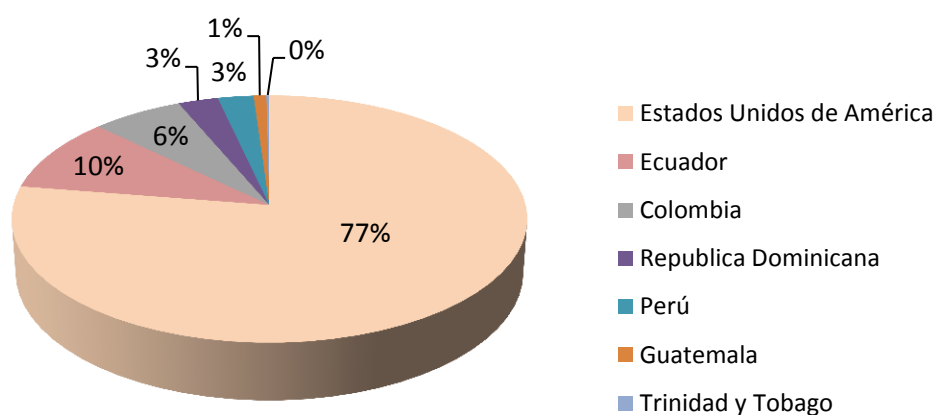


Fig. No. 25. Procedencia de las importaciones de los derivados del petrolero (%), año 2012.

Fuente: CEPAL, 2013c

De los datos anteriores se obtiene la figura No. 26, la cual muestra el origen, cantidad y porcentaje de las importaciones de derivados de petróleo al 2012.



Fig. No. 26. Procedencia de las importaciones de los derivados del petrolero y cantidad por tipo de derivado, año 2012. Fuente: Elaboración propia.

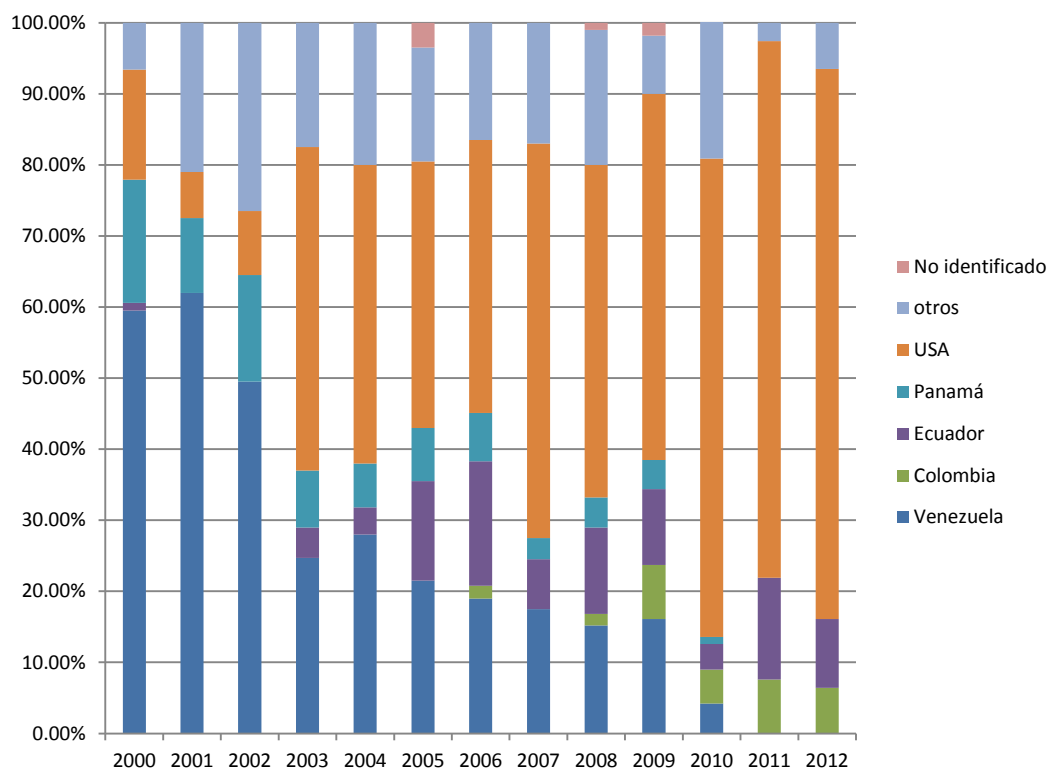


Fig. No. 27. Procedencia de las importaciones de los derivados del petrolero (%), periodo 2000-2012.

Fuente: CEPAL, 2013c

De la misma manera, y con la finalidad de ser específicos en cuanto a las cantidades importadas y exportadas de GLP, la tabla No. 14 y las figuras No. 28 y No. 29, muestran las importaciones y re-exportaciones de GLP por parte de la empresa Gas del Caribe S.A., por mes, para el periodo 2012-2013 (en galones).

Tabla No. 14. Importaciones y exportaciones de GLP de la empresa Gas del Caribe S.A. para el periodo 2012-2013 (galones). Fuente: CAP

Mes	Importaciones		Exportaciones	
	2012	2013	2012	2013
Enero	12,539,733	18,354,829	9,782,298	14,308,533
Febrero	10,967,111	16,825,820	7,290,139	13,056,736
Marzo	13,721,087	19,208,528	10,587,471	15,567,376
Abril	12,446,577	22,393,968	8,669,971	14,900,431
Mayo	12,472,729	16,346,530	11,041,764	14,519,221
Junio	16,838,376	18,239,405	10,412,582	15,184,176
Julio	12,558,807	16,785,570	11,293,730	16,352,950
Agosto	12,168,482	17,931,115	10,397,011	16,277,994
Septiembre	16,202,599	21,232,133	12,168,397	15,484,223
Octubre	17,952,257	17,538,185	12,450,963	16,587,550
Noviembre	11,517,877	20,778,557	10,756,527	14,680,423
Diciembre	16,535,975	22,678,685	15,377,299	16,345,166

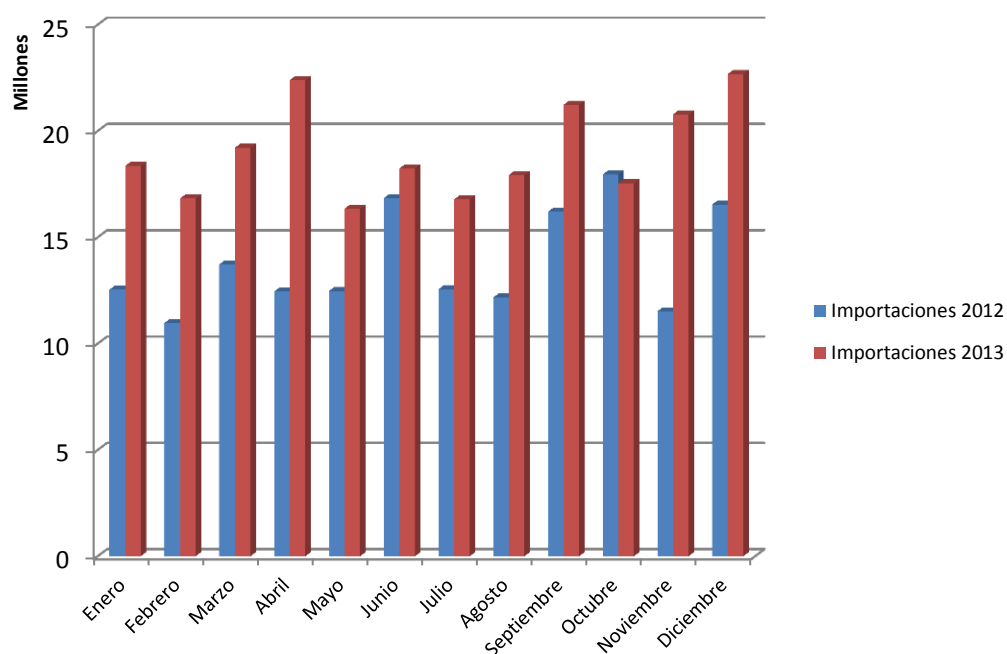


Fig. No. 28. Importaciones de GLP por parte de la empresa Gas del Caribe 2012-2013 (millones de galones).

Fuente: CAP

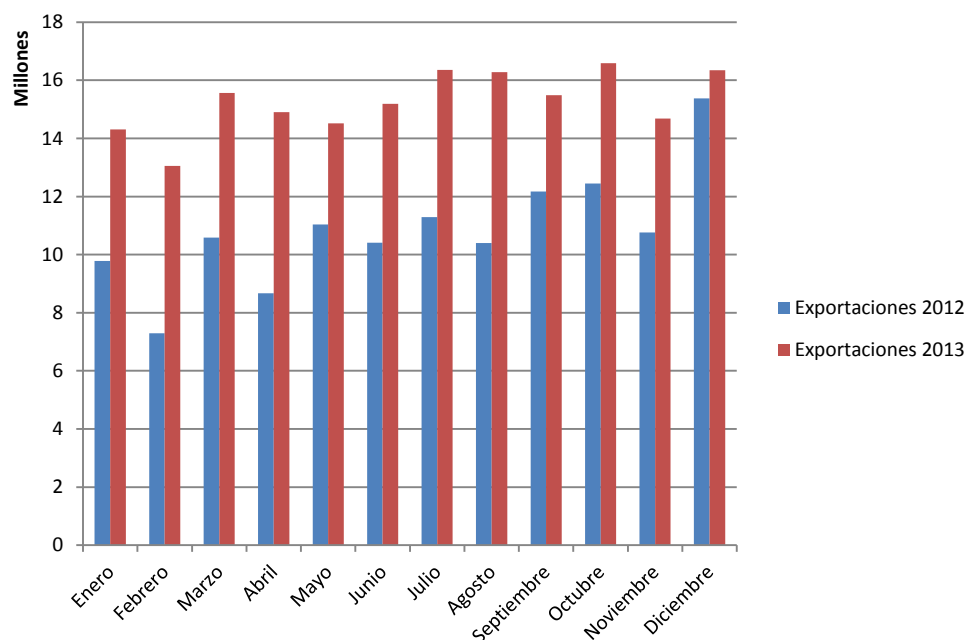


Fig. No. 29. Exportaciones de GLP por parte de la empresa Gas del Caribe 2012-2013 (millones de galones).
Fuente: CAP

De las figuras No. 28 y No. 29 anteriores, se observa que tanto las importaciones como las exportaciones de GLP han ido en aumento del año 2012 al 2013. Es valioso mencionar que de las importaciones que realiza la empresa Gas del Caribe S.A., el 80% se re-exporta y el 20% se queda en el país, este 20% representa casi el 82% del mercado nacional. Las re-exportaciones de Gas del Caribe se realizan a los siguientes países: Guatemala, Belice, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica⁵. De estos valores se elaboró la figura No. 30, la cual muestra las re-exportaciones de GLP de Honduras hacia Centroamérica.

⁵ Información proporcionada por el Ing. Wilberto Pinot de la Comisión Administradora del Petróleo, CAP.

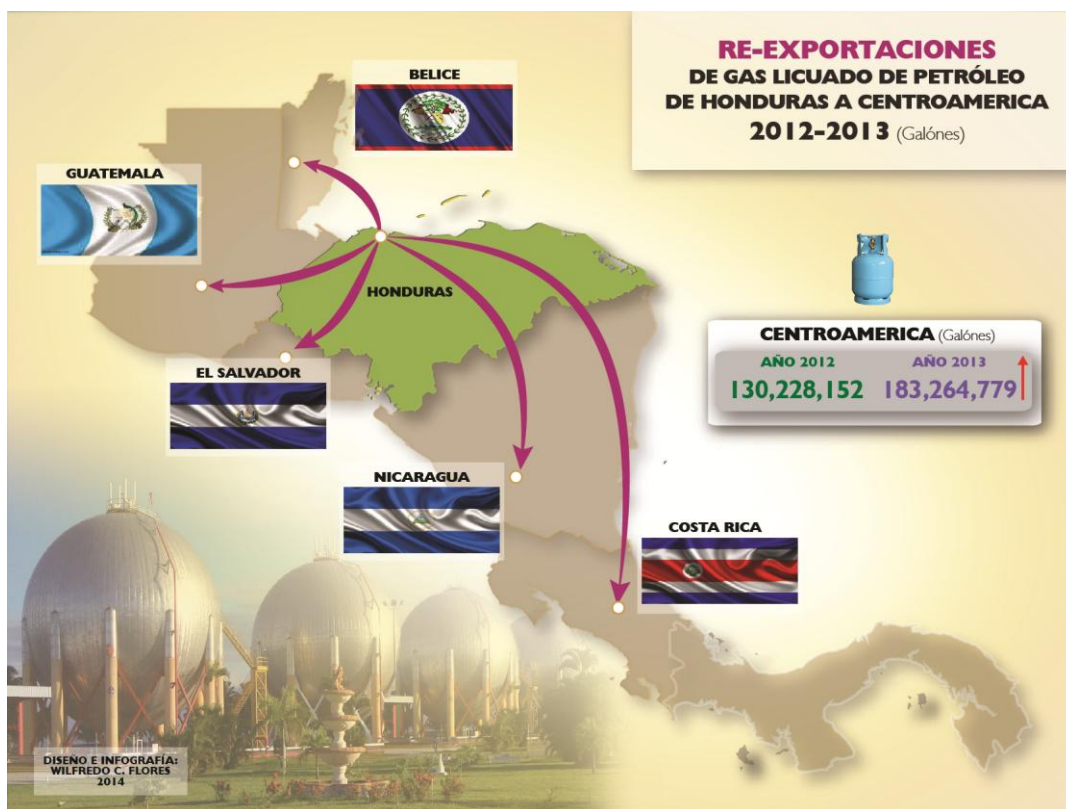


Fig. No. 30. Re-exportaciones de GLP de Honduras a Centroamérica, 2012-2013 (galones). Fuente: Elaboración propia con datos de la CAP.

Por otro lado, las importaciones totales de los derivados del petróleo, por tipo, para los años 2012 y 2013, se muestran en las figuras No. 31 y No. 32. Asimismo, y con la finalidad de visualizar el porcentaje de los combustibles que se importa al país, la figura No. 33 muestra el porcentaje de importaciones de derivados de petróleo, por tipo, para el año 2013.

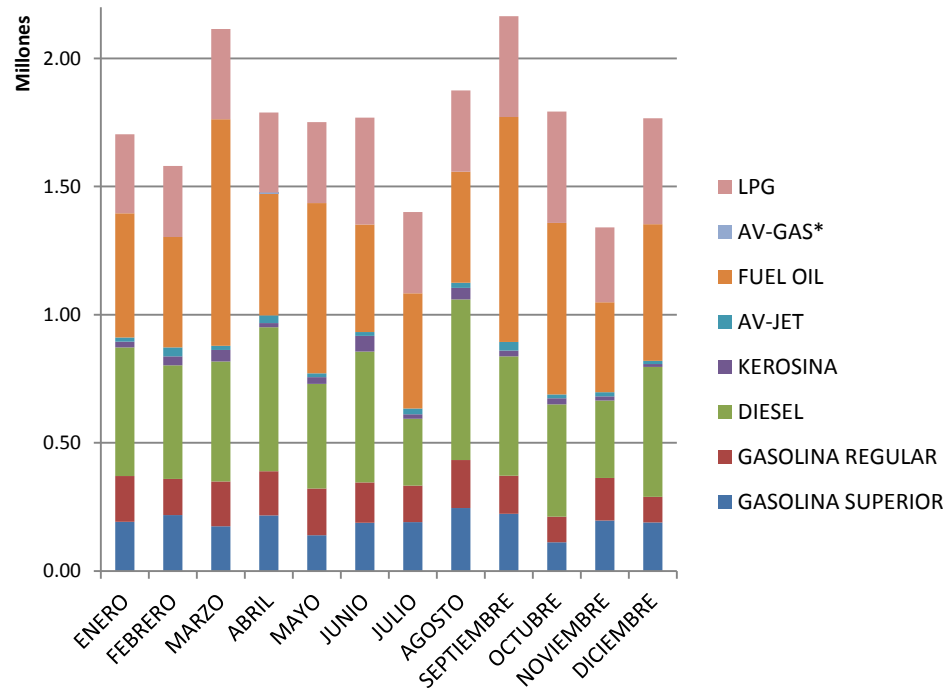


Fig. No. 31. Importaciones de derivados de petróleo, por tipo, para el año 2012 (barriles de 42 galones).
Fuente: CAP

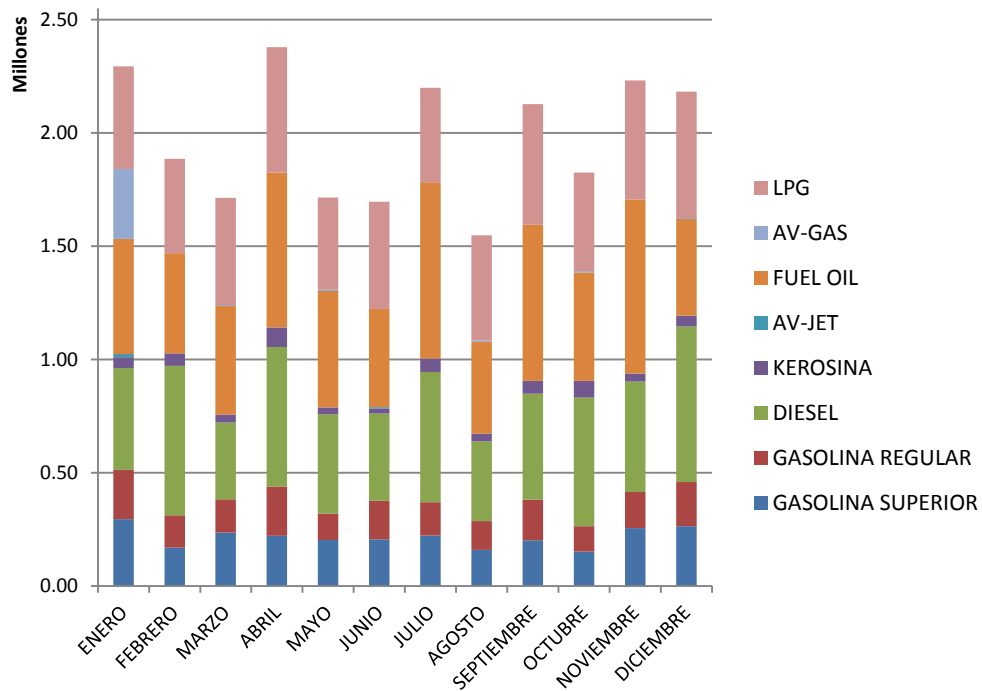


Fig. No. 32. Importaciones de derivados de petróleo 2013 (barriles de 42 galones). Fuente: CAP

En cuanto a las cantidades de combustibles fósiles que importa el país y su relación con los puertos marítimos con que cuenta, las figuras No. 33 y No. 34 muestran las cantidades importadas totales de derivados de petróleo por puerto (en barriles de 42 galones) y las cantidades por tipo de derivados de petróleo importado y puerto de desembarque (en barriles de 42 galones), respectivamente, al 2013.

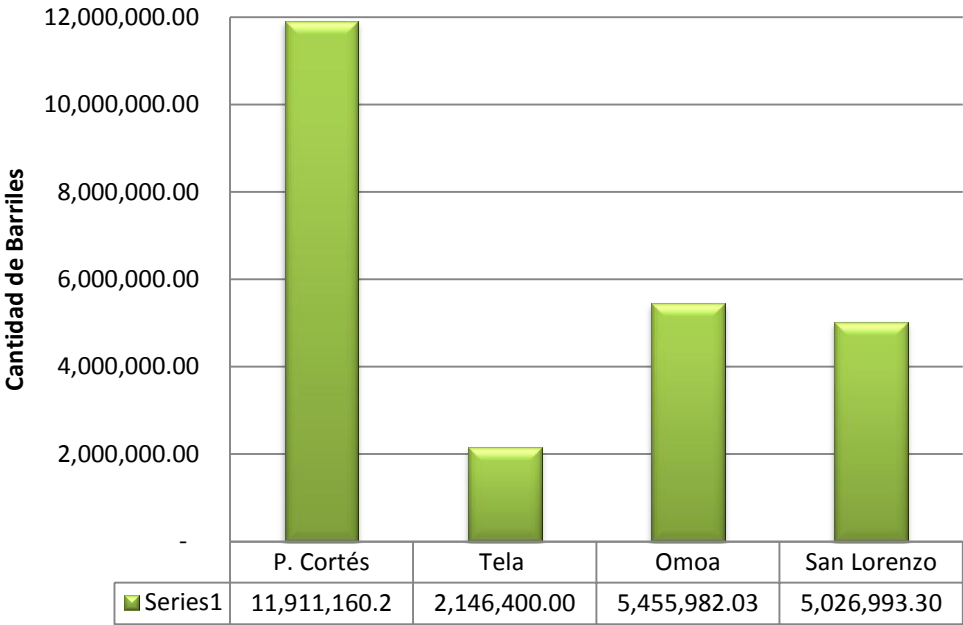


Fig. No. 33. Cantidades importadas totales de derivados de petróleo por puerto, 2013 (en barriles de 42 galones). Fuente: CAP

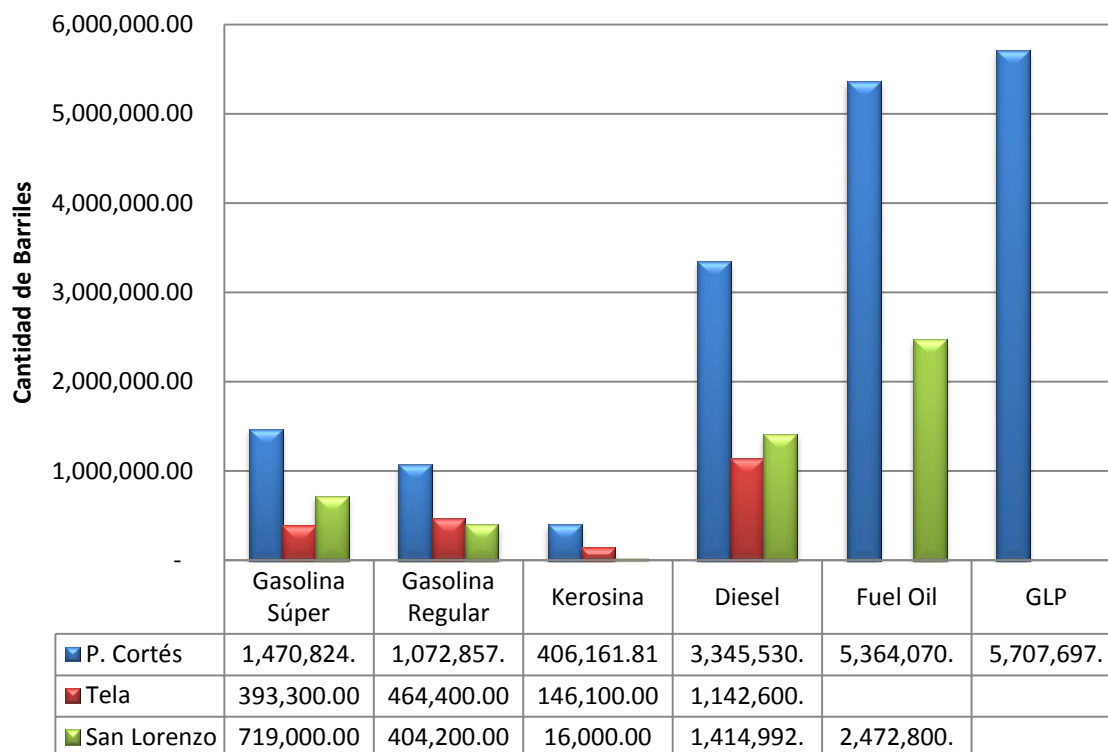


Fig. No. 34. Cantidades por tipo de derivados de petróleo importado y puerto de desembarque, 2013 (en barriles de 42 galones). Fuente: CAP. Superior y Regular se refiere al tipo de gasolina.

Finalmente, al comparar año a año las exportaciones totales con las importaciones de hidrocarburos, se observa que dicha relación ha ido en aumento, tal como se muestra en la tabla No. 15 y la figura No. 35. La caída que se muestra en el 2009 se debió a la crisis económica mundial y a la crisis política que vivió el país debido al golpe de estado del 2009.

Tabla No. 15. Comparación de las importaciones de hidrocarburos con las exportaciones totales, 2000-2012
Fuente: CEPAL, 2013c

Año	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hidrocarburos importados	359	833	1053	1392	1937	1215	1684	2267	2292
Total de exportaciones	3851	5748	6022	6564	7110	5773	7087	8823	9005
Hidrocarburos/exportaciones (%)	9.3	14.5	17.5	21.2	27.2	21.1	23.8	25.7	25.5

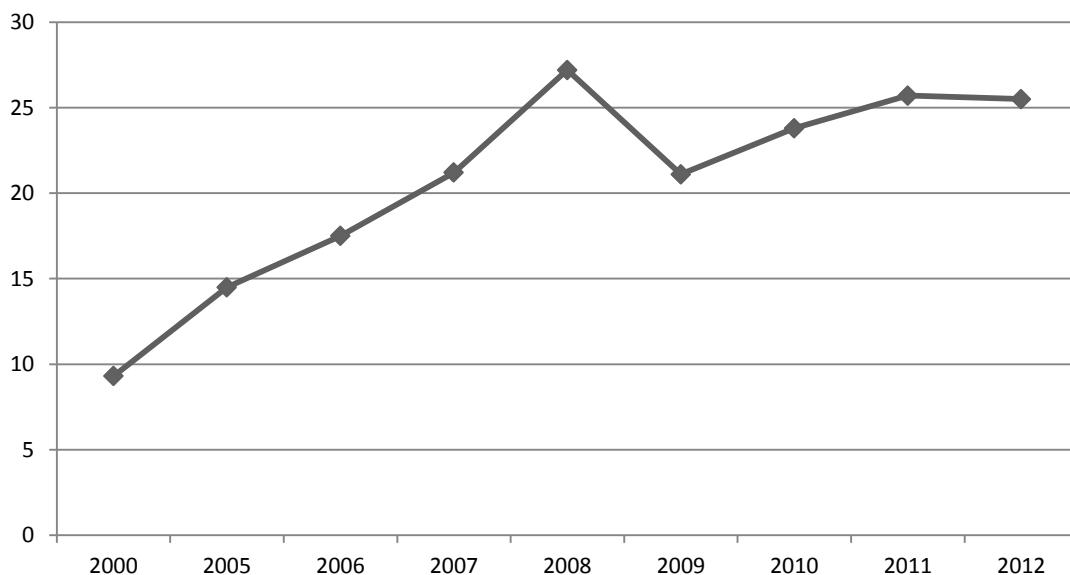


Fig. No. 35. Importaciones de hidrocarburos/exportaciones en %. Periodo 2000-2012. Fuente: CEPAL, 2013c

VII. Marco institucional del sector energía

Hasta mayo del 2014, el sector energía de Honduras estaba rectorado por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, SERNA, la cual, mediante la Subsecretaría de Recursos Naturales y Energía se encargaba de proponer la política energética del país, entre otras funciones relevantes para el sector. Todavía, y a pesar de los cambios realizados, SERNA ejerce la presidencia de la Junta Directiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Sin embargo, como ya se mencionó en párrafos anteriores, el 20 de Mayo del 2014 se publicó la Ley General de la Industria Eléctrica, Decreto No. 404-2013, la cual realiza cambios sustanciales en el subsector electricidad. Además, con la nueva administración del Estado de Honduras, en 2014 se propone una nueva estructura organizacional para SERNA, estructura que se encuentra en proceso de socialización al momento de la escritura de este documento.

En cuanto a la exportación e importación de electricidad, la figura No. 36 muestra el organigrama institucional del subsector electricidad vigente, según la interpretación propia hecha de la *Ley General de la Industria Eléctrica*.

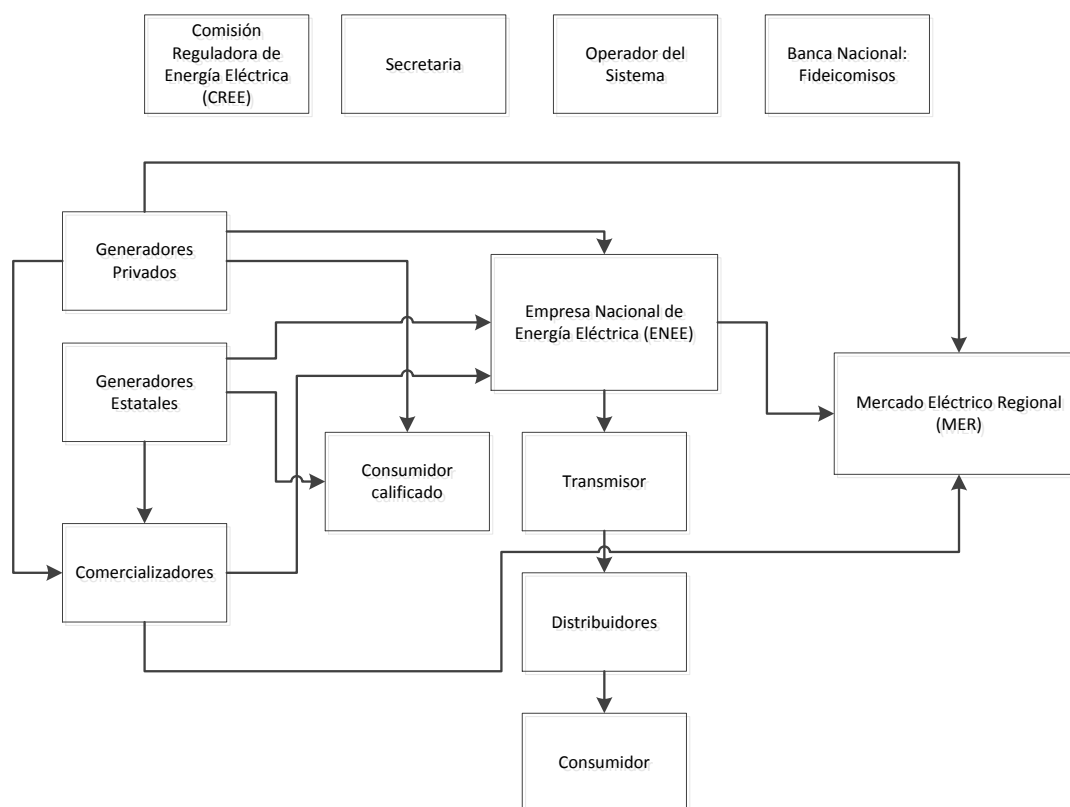


Fig. No. 36. Organigrama del subsector electricidad de Honduras relacionado con la Ley General de la Industria Eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

Es así que, observando la figura anterior, los generadores privados pueden vender energía tanto a la ENEE, a los consumidores calificados y al MER. La ley crea la figura de comercializador, el cual puede comprar energía a los generadores para vender al mercado nacional y al MER. La transmisión y la distribución se consideran monopolios naturales, tal y como se hace comúnmente en todo mercado eléctrico. En la parte de superior de la figura No. 36 se muestran los autores relevantes para la regulación y operación del subsector electricidad, así: por un lado está el ente regulador del mercado eléctrico nacional, la CREE; la Secretaría que menciona la Ley, designada como la autoridad superior del subsector eléctrico, si bien la Ley no especifica el nombre de esta Secretaría, se estima que es la Secretaría en el Despacho de Infraestructura y Servicios Públicos (INSEP); asimismo, está el operador del sistema, mencionado en la Ley, el cual será establecido mediante uno de los fideicomisos realizados con la banca Nacional. Es importante mencionar que a la fecha de la escritura del presente documento, en el mercado eléctrico nacional se ha presentado un vacío regulatorio, en vista de que la Ley de la Industria Eléctrica disolvió la Comisión Nacional de Energía, antiguo ente regulador, y aun no se ha conformado la CREE, nuevo ente regulador, creando un vacío regulatorio que podría afectar las inversiones en el sector.

La SERNA, ahora Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas, SERNAM, sigue siendo la encargada de algunos aspectos del sector energía, como ser la implementación de proyectos de eficiencia energética y otras actividades relevantes del sector.

Por otro lado, y para efectos de entender parte del funcionamiento interno de los órganos regionales del MER, la figura No. 37 muestra el organigrama de la CRIE y la fig. No. 38 el organigrama del EOR. Asimismo, la fig. No. 39 muestra la relación entre los organismos regionales y los nacionales en el MER.

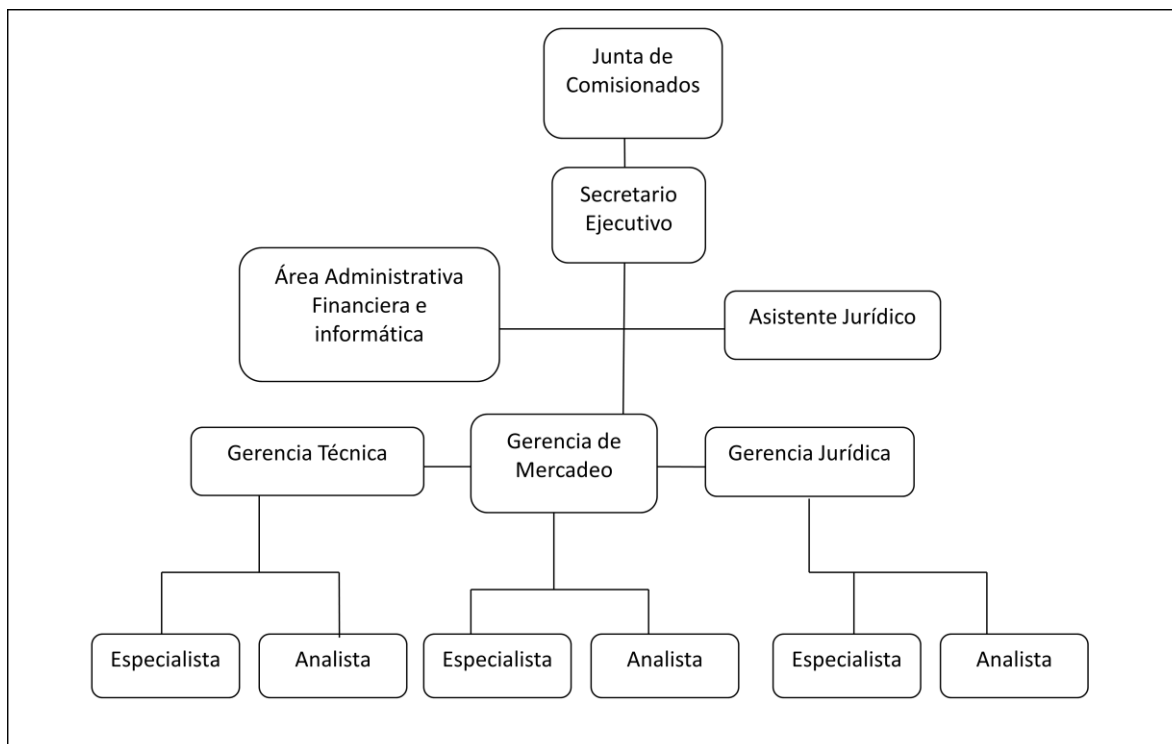


Fig. No.37. Organigrama institucional de la CRIE. Fuente: Elaboración propia.

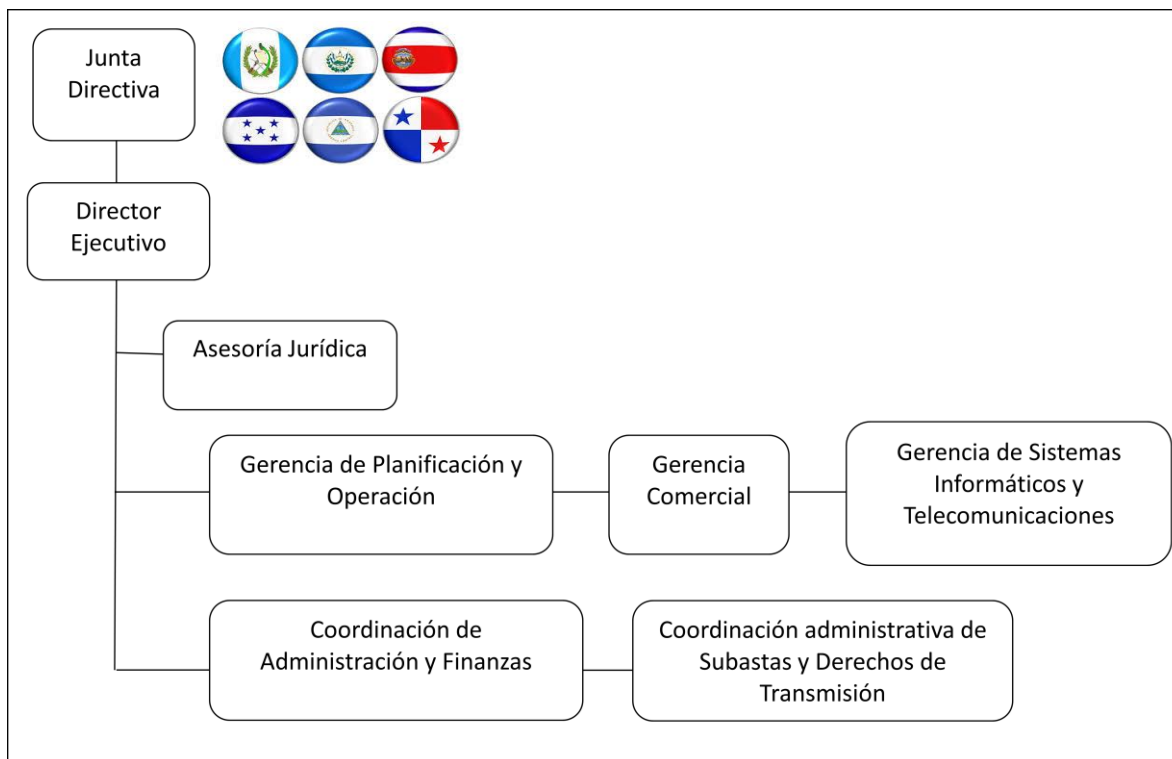


Fig. No. 38. Organigrama institucional del EOR. Fuente: Elaboración propia.

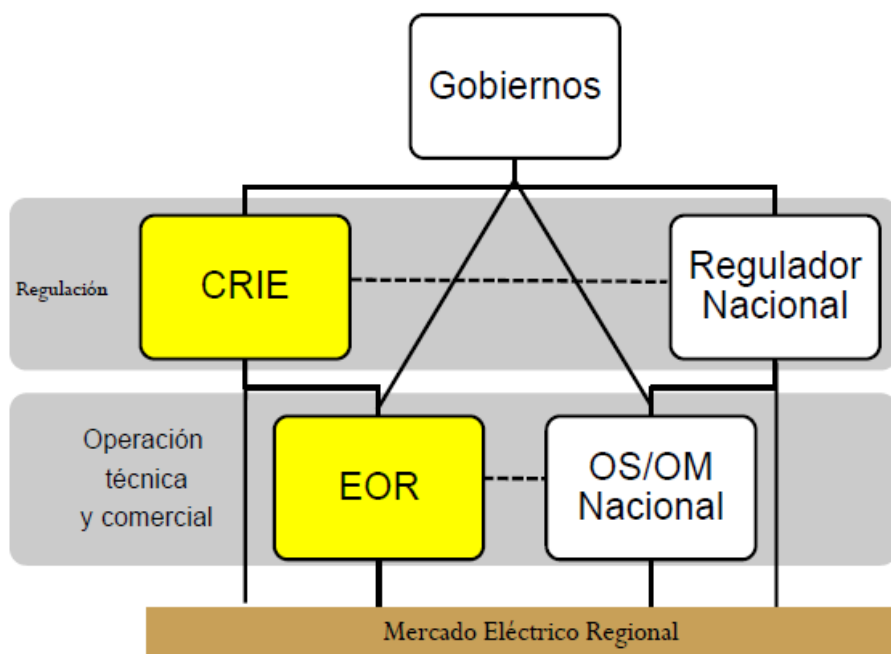


Fig. No. 39. Relación entre los organismos regionales y los nacionales en el MER. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, es valioso mencionar que existe la Unidad Técnica de Biocombustibles, perteneciente al Secretaría de Industria y Comercio, la cual es la unidad encargada de la aplicación de la ley de

biocombustibles, Decreto No. 180-2007, de fecha 31 de diciembre del 2007, su reforma Decreto No. 295-2013 y su reglamento Acuerdo No. 45-2008.

VIII. Inventario de infraestructura relacionada con el comercio internacional de energía

a. Infraestructura existente

- **Electricidad**

Como se mencionó en la introducción de este documento, Honduras es el único país con tres interconexiones regionales, así: Una línea con Guatemala, dos líneas con El Salvador y dos líneas con Nicaragua, todas a un nivel de tensión de 230 kV y con una capacidad nominal de 300 MW. La interconexión con Guatemala y una de las dos interconexiones tanto de Nicaragua y El Salvador, pertenecen al proyecto SIEPAC. Asimismo, toda la generación del país está disponible para realizar transacciones en el MER, siempre y cuando primero se cubra la demanda nacional.

El SIEPAC está conformado por un sistema de interconexión eléctrico, con una longitud aproximada de 1.800 km y una inversión cercana a los 500 millones de dólares. Contempla líneas de transmisión eléctrica a 230 kV de un circuito, con torres previstas para un posible futuro segundo circuito. Se incluyen aproximadamente 298 MVAR de equipos de compensación reactiva. El proyecto se conecta a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en 14 subestaciones. El centro de control del Ente Operador Regional se encuentra equipado con un sistema SCADA/EMS (equipo y software para el control en tiempo real de la operación del sistema eléctrico regional). Uno de los cables de guarda de la línea ha sido equipado con fibras ópticas, con lo cual el proyecto proveerá un medio de conexión entre los diferentes sistemas de telecomunicaciones presentes en los seis países (CEPAL, 2013).

Con la finalidad de ser específicos en la identificación de los elementos de la red de transmisión que participan en las transacciones regionales, el EOR cuenta con una metodología especificada en el capítulo III del RMER. Este proceso se denomina “Identificación de la RTR”, donde RTR es la Red de Transmisión Regional.

La definición de la RTR es utilizada para:

- a. Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales;
- b. Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar Derechos de Transmisión y verificar la calidad de servicio;
- c. Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los Operadores del Sistema;
- d. Establecer y calcular los Cargos por el uso de la RTR, CURTR, y el Cargo Variable de la Transmisión, CVT.

Para el año 2014 el EOR ha identificado la RTR que se muestra en la figura No. 40. Esta consta de varias subestaciones y líneas tanto de interconexión con otros países, como líneas internas pertenecientes a la red nacional de Honduras. Es así que, es esta estructura eléctrica la que formalmente se considera que participa en las transacciones internacionales que realiza el país.

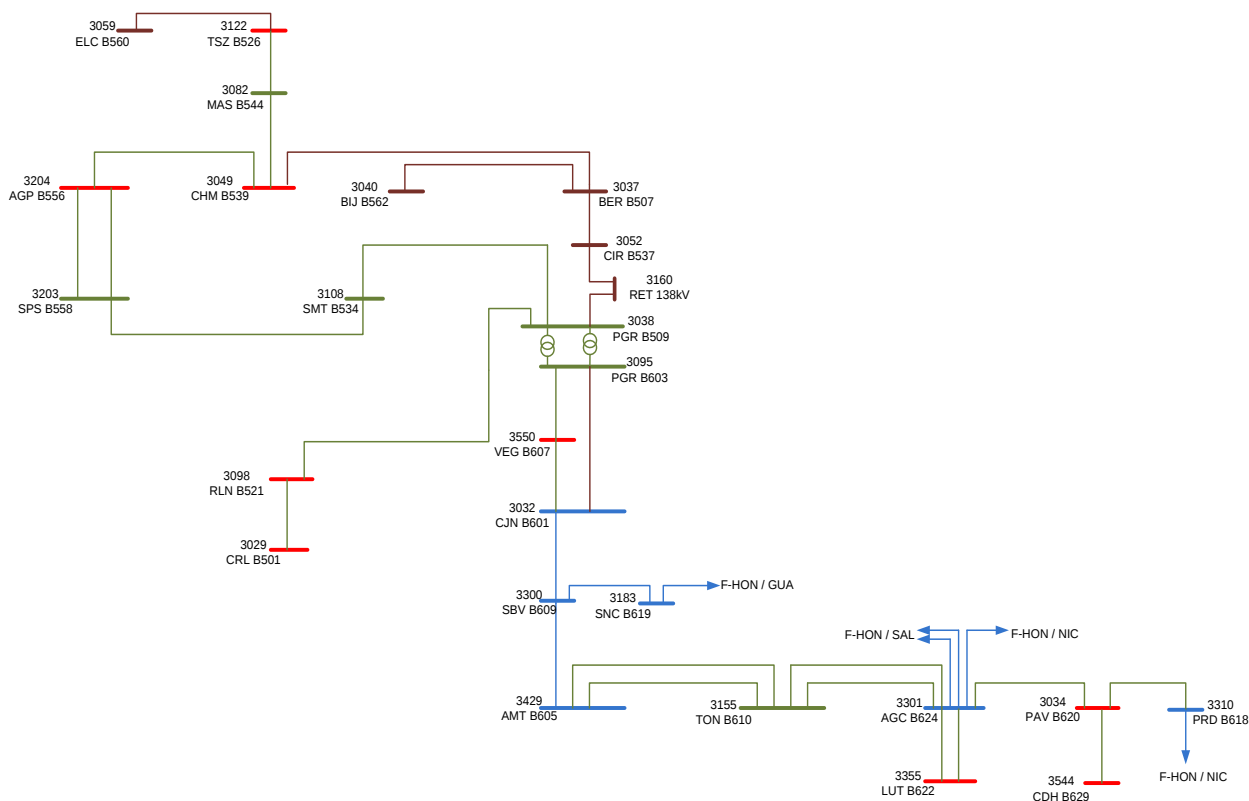


Fig. No.40. Diagrama unifilar RTR 2014-Honduras. Fuente: EOR, 2013

- **Combustibles fósiles**

En vista de que Honduras importa todos los combustibles fósiles que consume, una información relevante para la infraestructura relacionada con el comercio internacional de energía es la capacidad de almacenamiento de los combustibles fósiles con que cuenta el país.

Es importante mencionar que Honduras no cuenta con una refinería en su territorio. Sin embargo, en el pasado reciente tuvo una, denominada Refinería Texaco de Honduras, S.A., la cual fue puesta en operación en mayo de 1968, con una capacidad de 14,000 barriles por día. Esta refinería fue clausurada el 16 de noviembre de 1992.

La tabla No. 16 muestra la capacidad de almacenamiento de productos derivados del petróleo provenientes de las distintas fuentes y según la empresa que lo almacena. Asimismo, en la figura No. 41 se observa que la mayor cantidad de tanques de almacenamiento en el país es en LPG (17 tanques, 4 esferas y 34 salchichas). De la misma manera, en la figura No.42 se observa que existen 19 tanques de almacenamiento para diesel y 18 para Fuel Oil.

Tabla No.16. Capacidad de almacenamiento en las terminales de productos derivados del petróleo al año 2013. Fuente: CAP

Productos	Petróleos del Atlántico		Petróleos del Pacífico		Hondupetrol		Reftexsa		Gas del Caribe		Total	
	No Tanques	Cap. (BBLs)	No Tanques	Cap. (BBLs)	No Tanques	Cap. (BBLs)	No Tanques	Cap. (BBLs)	No Tanques	Cap. (BBLs)	No Tanques	Cap. (BBLs)
Gasolina Superior	4	72,636	2	65,237	0		8	117,700			14	255,573
Gasolina Regular	1	18,093	2	65,301	0		1	8,800			4	92,194
Kerosina	1	18,792	0		0		2	36,391			3	57,183
Diesel	6	279,954	2	146,629	2	46,085	9	313,432			19	786,100
Fuel Oil	0		2	97,063	9	273,624	7	303,765			18	674,452
LPG	0		0		0		17	57,360	4 esferas/ 34 salchichas	200,065	17T/4E/34S	257,425
AV.Jet	1	19,216	1	18,064	0		0				2	37,280
Av. Gas	1	10,308	1	8,826	0		1	2,848			3	21,982
TOTAL	14	418,999	10	401,120	11	319,709	45	840,296		200,065	80T/4E/34S	2182,189

*80T/4E/34S: 80 Tanques/4 Esferas/34 salchichas

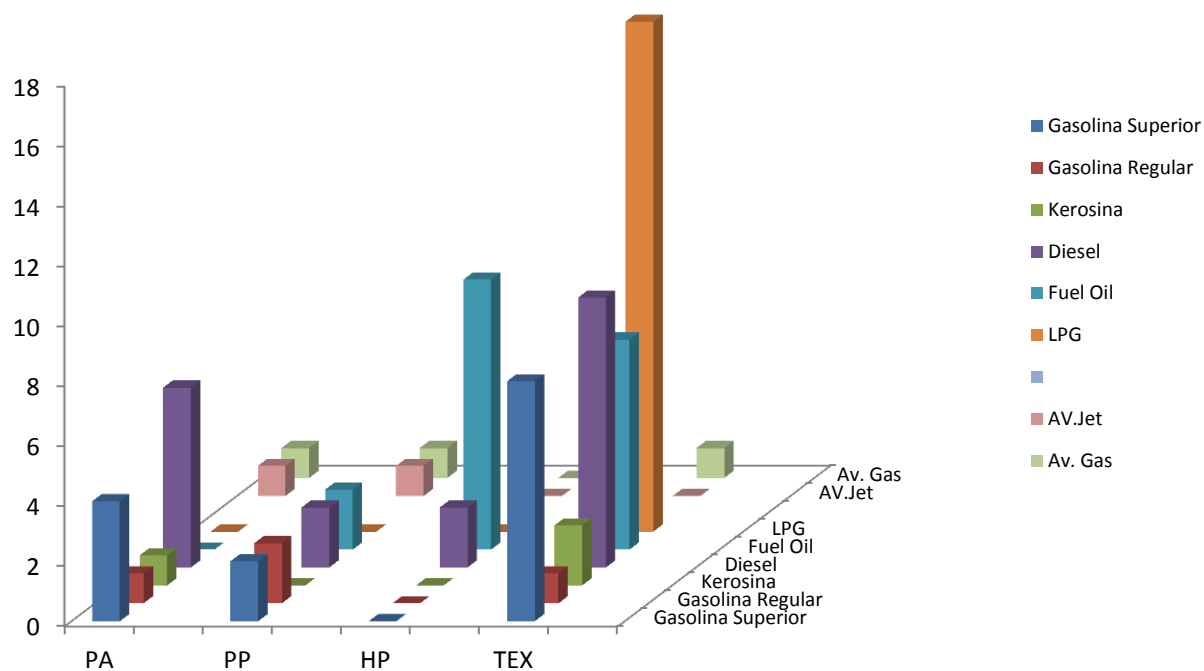


Figura No. 41. Capacidad de almacenamiento por empresa/producto al 2013. (Gas del Caribe posee 4 esferas y 34 salchichas). PA: Petróleos del Atlántico, PP: Petróleos del Pacífico, HP: Hondupetrol, TEX: Refinería Texaco. Fuente: CAP

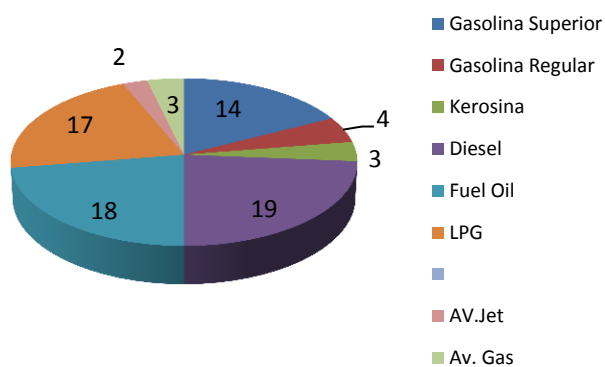


Figura No. 42. Total de tanques de almacenamiento por producto al 2013 (Gas del Caribe posee 4 esferas y 34 salchichas). Fuente: CAP

En cuanto a capacidad de almacenamiento, la figura No. 43 muestra que la mayor capacidad de almacenamiento por cantidad de barriles se encuentra en TEX y PA para diesel. Asimismo, TEX y HP poseen la mayor capacidad de almacenamiento por barriles en cuanto a Fuel Oil. De la misma manera, TEX posee la mayor capacidad de almacenamiento de gasolina superior y por último, Gas del Caribe es el que posee la mayor capacidad de almacenamiento de LPG en el país.

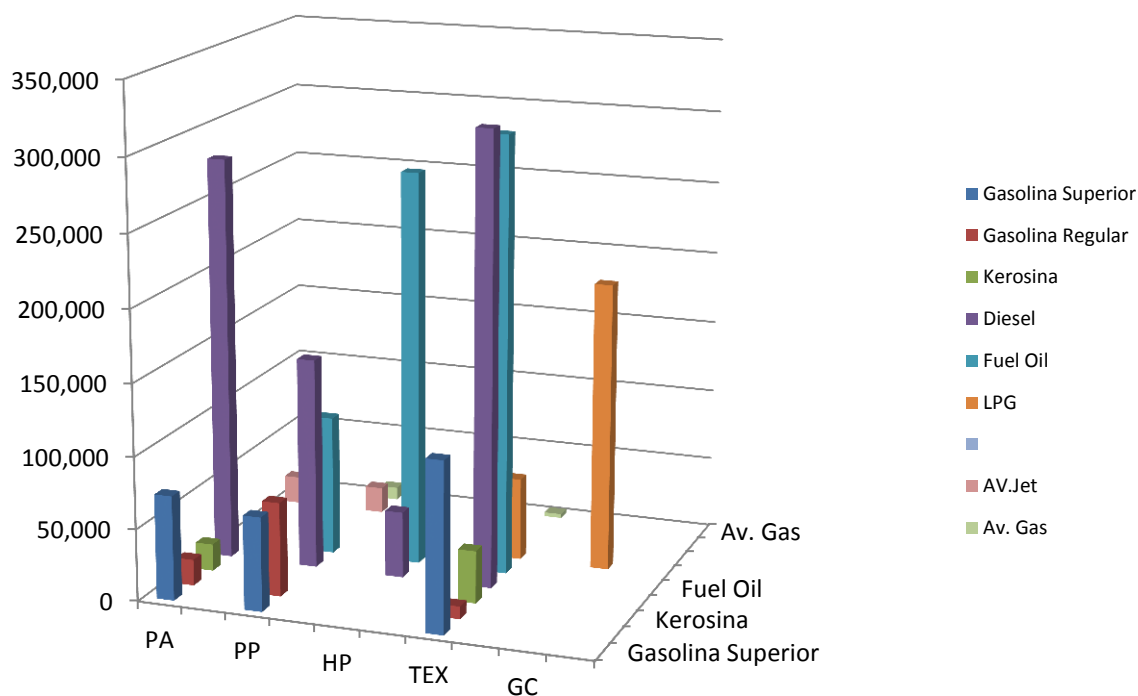


Figura No. 43. Total de tanques de almacenamiento por producto al 2013 (Gas del Caribe posee 4 esferas y 34 salchichas). PA: Petróleos del Atlántico, PP: Petróleos del Pacífico, HP: Hondupetrol, TEX: Refinería Texaco, GC: Gas del Caribe. Fuente: CAP

Por otro lado, en la Fig. No. 44 se observa que en el país la mayor capacidad de almacenamiento de barriles de combustible se encuentra en el Diesel con el 36%, seguido por el Fuel Oil con el 31%. La gasolina superior y el LPG equivalen al 12%; la capacidad de almacenamiento de la gasolina regular es de sólo el 4% del total y del AV Jet y Kerosina del 2%. Finalmente, el AV Gas cuenta con solo el 1% de capacidad de almacenamiento en el país.

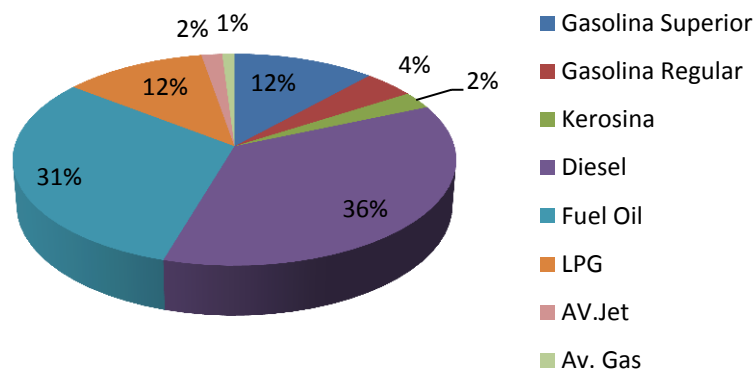


Figura No. 44. Capacidad total de almacenamiento por tipo de combustible en %. Fuente: CAP

De la misma manera, la tabla No. 17 muestra la capacidad de almacenamiento de gas licuado de petróleo con que cuenta el país (*Fuente: Comisión Administradora del Petróleo, CAP*).

Tabla No. 17 Capacidad de almacenamiento de gas licuado de petróleo al 2014. Fuente: CAP

Empresa	Localización	Tanques	Esferas	Total Barriles	Total galones	Total empresa (Gls)	%
Gas del Caribe S.A.	Omoa, Cortes	34		53,469.05	2,245,700	8,245,700	71
Gas del Caribe S.A.	Omoa, Cortes	0	4	142,857.14	6,000,000		
Refinería Caribbean Inc.	Puerto Cortes	9		6,600.00	277,200	1,817,602	15.65
Refinería Caribbean Inc.	Puerto Cortes	0	3	36,676.24	1,540,402		
Zeta Gas Honduras S.A.	Villanueva, Cortes	2		1,428.57	60,000	60,000	0.52
Da Gas S.A.	Choloma, Cortes	4		2,857.14	120,000	120,000	1.03
ENAGASA	Choloma, Cortes	3		2,142.86	90,000	90,000	0.77
Petróleos del Pacífico	San Lorenzo, Valle	0	1	13,770.00	578,340	578,340	4.98
Tropigas de Honduras	El Guanabano	7		5,900.00	247,800	701,400	6.04
Tropigas de Honduras	Villanueva, Cortes	3		2,700.00	113,400		
Tropigas de Honduras	Villanueva, Cortes	9		8,100.00	340,200		
Totales		71	8	276,501.00	11,613,042	11,613,042	100

b. Infraestructura en proyecto

• Electricidad

En cuanto a la futura instalación de plantas de generación de electricidad en el Sistema Interconectado de Honduras, la tabla del Anexo III muestra el plan de expansión de la generación de Honduras 2014-2018, realizada por la ENEE. Varios de esos proyectos ya están en marcha.

Por otro lado, es conveniente mencionar que la hidroenergía es la principal fuente con la que cuenta la región para aumentar la generación de electricidad a futuro, y es el recurso con mayor aceptación por gobiernos, empresas y desarrolladores de políticas; sin embargo, como es bien sabido, grandes embalses pueden generar conflictos con la población local y poner en riesgo el desarrollo del proyecto. No obstante, la distribución del recurso hidráulico presenta desigualdad en la región Centroamericana, por lo que es de anticipar que muchos países vean agotarse los mejores sitios para el desarrollo hidroeléctrico en ésta o la próxima década, haciéndose necesaria la importación de energía eléctrica de otros países de la región mediante la interconexión regional y/o de la importación extra-regional de la energía primaria (gas natural licuado -GNL- petróleo o carbón), necesaria para su producción.

En la mayor parte de los escenarios propuestos por el *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025* elaborado por el *Consejo de Electrificación de América Central, CEAC*, se presenta en toda la región el gas natural licuado (GNL), como la principal alternativa para la generación de electricidad a partir de 2020.

La llegada del GNL abre en la región nuevas posibilidades para la integración regional y pone nuevos retos para la política energética y la regulación regionales. La presencia del GNL en la región abrirá además la posibilidad de surgimiento de más plantas de generación que usan ese combustible. Otros usos distintos al de la generación de electricidad (uso industrial, transporte, etc.) podrán aparecer. La planta de regasificación, las instalaciones de almacenamiento, así como los ductos para la distribución de gas natural, requieren que se garantice el principio de libre acceso a la red de gasoductos a los consumidores locales y de los otros países. Además se requerirá establecer, con carácter regional, un régimen tarifario regulado para el transporte del gas.

A pocos años de distancia de la posible llegada de GNL a la región, por los retos que en materia de política energética y de regulación regionales planteará este evento, es necesario que los organismos regionales y los países aborden este tema de forma inmediata (CEPAL, 2013). Un buen comienzo para una integración regulatoria debería ser la discusión de un Tratado Marco para la creación de un mercado regional de gas natural.

• Combustibles fósiles

A la fecha, el gas natural ha quedado un tanto al margen de la política energética de los países del Istmo Centroamericano, lo cual es normal pues ese hidrocarburo sólo se produce en forma escasa en Guatemala. En ese sentido, los países de la región tienen muy poca experiencia con ese energético, trátase de aspectos técnicos, normativos, legales o regulatorios. Al no haberse

utilizado nunca el gas natural, no hay reglamentos ni regulaciones para dicho energético. De igual modo, los recursos humanos preparados para las tareas que se desprenden de la introducción de ese combustible son reducidos o prácticamente inexistentes. No obstante, se necesita personal altamente capacitado para orientar el desarrollo de la industria de gas natural, y regular su desenvolvimiento, a fin de evitar prácticas abusivas y favorecer una justa repartición de los beneficios entre consumidores, empresarios y poderes públicos (CEPAL, 1999).

El proyecto de suministro de gas natural al Istmo Centroamericano abriría a los gobiernos de los seis países la posibilidad de analizar, desde sus inicios, el mejor esquema organizativo para el desarrollo de esta industria futura, así como los acuerdos regionales mínimos requeridos, y los marcos regulatorios nacionales necesarios, entre otros. Antes de iniciar el proceso de negociación a nivel regional, cada país debería analizar los objetivos de política energética que persigue en materia de gas natural, así como el modelo de organización y regulación que mejor contribuya al logro de los mismos.

Conviene resaltar que el establecimiento de un sistema de abastecimiento de gas natural en el Istmo Centroamericano es un proyecto con alto nivel de riesgo. Además de los riesgos técnicos, que son prácticamente iguales en todos los continentes, existen los de mercado, regulatorios y los políticos, específicos a la región.

IX. Fuentes y mecanismos de financiamiento para el comercio internacional de energía

Principalmente dos organismos de financiamiento se consideran importantes para Honduras y Centroamérica, los cuales están relacionados con el financiamiento de infraestructura necesaria para el comercio internacional de energía, estos son el Banco Centroamericano de Integración Económica, BCIE, y el Banco Interamericano de Desarrollo, BID, ya que ambos bancos han realizado inversiones importantes en estudios e infraestructura energética en la región Centroamericana.

Por ejemplo, el coste total de la infraestructura eléctrica del SIEPAC es \$ 494 millones, de los cuales el BID ha proporcionado más de la mitad, \$ 253.5 millones. Otros patrocinadores incluyen el Banco del Comercio Exterior de México, BANCOMEXT, y el Banco de Desarrollo de América Latina, CAF. Este último con sede en Venezuela, cuenta con oficinas en Buenos Aires, La Paz, Brasilia, Bogotá, Quito, Madrid, México D.F, Ciudad de Panamá, Asunción, Lima, Montevideo y Puerto España.

Asimismo, el Banco de Exportaciones e Importaciones de Estados Unidos (EXIMBANK), ha contribuido en el financiamiento de proyectos de energía renovable en Honduras.

X. Coyuntura económica regional y global de precios de los *commodities* energéticos

A nivel Centroamericano, para el 2013 el promedio mensual de los precios de la energía en los nodos de la red de transmisión regional, cuando hay mercado de oportunidad, se muestra en la figura No. 45. Se observa que el precio promedio mensual más alto corresponde al mes de mayo de 2013, con un valor de \$ 214.8/MWh.

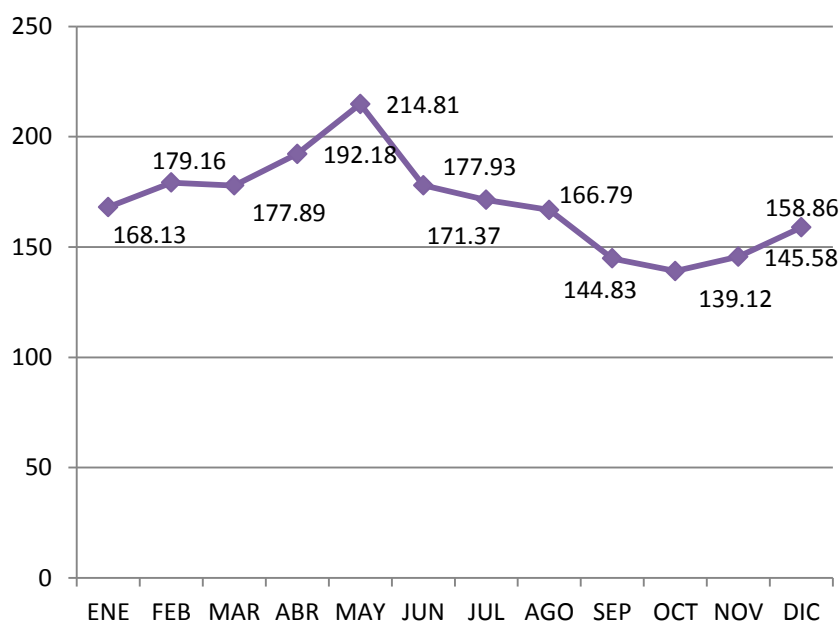


Figura No. 45. Precio promedio por mes de los nodos de la red de transmisión regional cuando hay mercado de oportunidad (US\$/MWh), 2013. Fuente: EOR, 2013.

Para Honduras, en el periodo 2012-2013 el precio promedio de la energía eléctrica comercializada en el MER, tanto para la compra como para la venta, tuvo los valores mostrados en la tabla No. 18.

Tabla No.18. Precios promedios anuales de la energía eléctrica comercializada por Honduras en el MER, en el periodo 2012-2013 (US\$/MWh). Fuente ENEE

Transacción	2012	2013
Venta, US\$/MWh	204.19	187.12
Compra, US\$/MWh	183.97	170.24

Asimismo, para Honduras, en el 2012 el precio CIF en US\$/barril de las importaciones de combustibles fósiles, tuvo los valores mostrados en la figura No. 46.

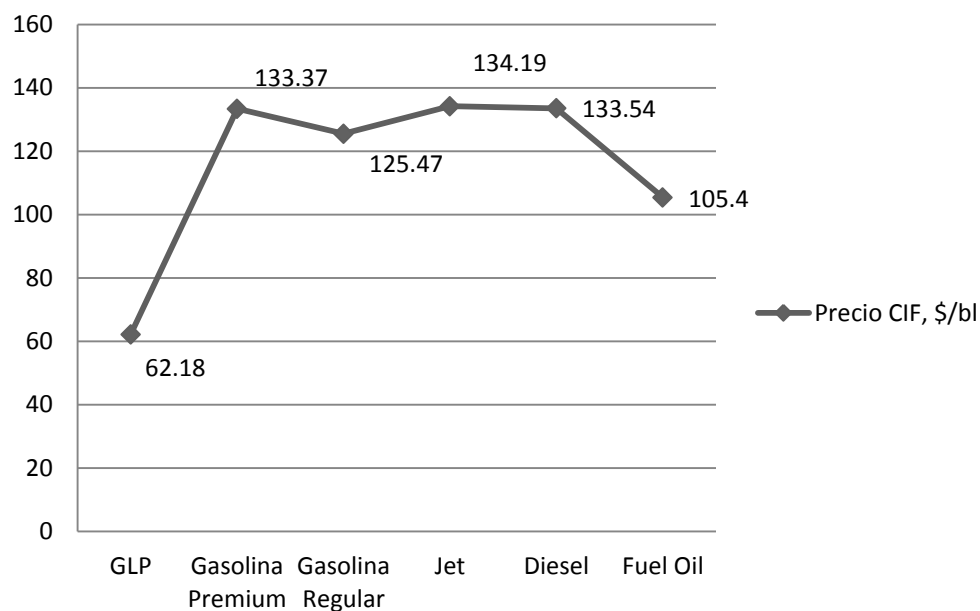


Figura No. 46. Precio CIF de las importaciones de combustibles fósiles en Honduras, (US\$/barril), 2012.
Fuente: CEPAL, 2012.

En este punto, un dato importante es la comparación regional de impuestos a las gasolinas y el diesel al 2012, el cual se muestra en la figura No. 47. Se observa que en la región, Costa Rica es el país que más impuestos le agrega a los combustibles fósiles en la región.

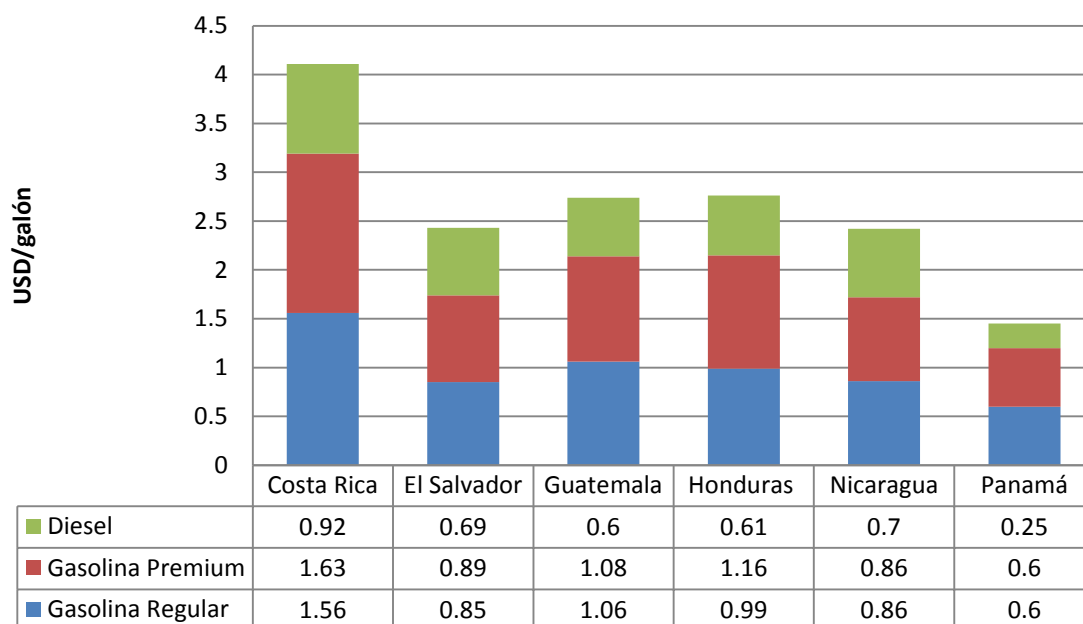


Figura No. 47. Comparación regional de impuestos a las gasolinas y el diesel al 2012, (US\$/galón), 2012.
Fuente: CEPAL, 2012.

A nivel global, y según el *World Energy Outlook 2012* (WEO, 2012), para el escenario en el cual se implementan nuevas políticas⁶, la demanda de energía primaria en Latinoamérica crecerá un 1.8% anual, incrementando de 586 Mtoe en 2010 a 905 Mtoe al 2035. Crecimiento derivado principalmente por el crecimiento económico y demográfico en la región. A nivel mundial, el crecimiento de la demanda se estima de 12,730 Mtoe en 2010 a 17,197 Mtoe en 2035, lo que equivaldrá a 1.2% de crecimiento anual. De la misma manera, a nivel global la demanda de petróleo crecerá de 87.4 Millones diarios de barriles (Mb/d) a 99.7 Mb/d al 2035. Es así que, considerando el crecimiento de la demanda y conociendo que los combustibles fósiles serán todavía a futuro los predominantes como fuente primaria de energía, para este escenario se espera que el precio del petróleo sea de 120 US\$/ barril al 2020 y 125 US\$/barril al 2035, lo que impactará en el precio final de la energía.

Por otro lado, siendo una región netamente importadora de combustibles fósiles, la región Centroamericana está expuesta a las variaciones e incertidumbre de los precios del mercado mundial de los hidrocarburos. En vista de ello, el precio de los combustibles fósiles a nivel regional está supeditado al precio en el mercado internacional. Aunque de manera particular para Honduras, siendo que el 77% de las exportaciones de los combustibles fósiles proviene de EUA (ver fig. No. 25) los precios de los combustibles en el país dependerán en gran medida de los precios que se observen en el mercado Norteamericano, los cuales finalmente están también expuestos al mercado internacional. Por otro lado, en vista de que se espera que EUA se convierta a futuro en un exportador de gas natural licuado (WEO, 2012), la región centroamericana podría beneficiarse con la importación de GNL para uso en generación de energía eléctrica y demanda industrial, tal como se prevé para el 2020. Esto impactará en el precio de la energía, ya que se espera que el precio del GNL no aumente demasiado en el escenario a futuro.

XI. Breve diagnóstico del nivel de Integración Regional

Actualmente en Centroamérica, la condición de libre tránsito o libertad para movilidad comercial de las mercancías se otorga a los bienes originarios de los países centroamericanos, salvo los que se encuentran incluidos en el Anexo A del *Tratado General de Integración Económica Centroamericana*. En la cumbre extraordinaria celebrada el 9 de marzo de 2006, los presidentes centroamericanos acordaron establecer las fechas con el fin de incorporar los productos originarios pendientes al libre comercio. Los productos que actualmente no gozan de libre comercio son muy pocos: azúcar, café sin tostar, derivados del petróleo, alcohol etílico y bebidas alcohólicas destiladas, y las restricciones se aplican entre algunos países y no necesariamente en todos (CEPAL, 2011).

El proceso de unión aduanera centroamericana se ha centrado en fortalecer la facilitación de comercio, parte fundamental de la promoción al libre tránsito de mercancías. En ese sentido, en

⁶ En el cual se implementan los nuevos acuerdos, tales como las metas en introducción de la energía renovable y eficiencia energética, programas relacionados con el retiro y adición de plantas nucleares, las metas nacionales de reducción de gases efecto invernadero acordadas en el acuerdo de Cancún de 2010 y las iniciativas tomadas por el G-20 y la Cooperación Económica para Asia y el Pacífico relacionadas con el retiro de subsidios a los combustibles fósiles.

los últimos cinco años se han registrado avances concretos en la coordinación de procedimientos y regulaciones aduaneras, indispensables para alcanzar la facilitación del comercio. Para 2015 se espera que el proceso de facilitación de comercio pueda contar con una aduana electrónica (sin papeles), que es posible con la evolución de los mecanismos de control aduanero hacia un sistema fundamentado en la gestión de riesgo, y al redefinir el rol de las aduanas intrafronterizas. La modernización de los sistemas aduaneros nacionales es un paso necesario para la Unión Aduanera, y demanda inversiones importantes de recursos para contar con aduanas de categoría mundial, que respondan a los paradigmas vigentes y superen la ineficiencia que las caracteriza.

Es importante señalar que entre las condiciones críticas para el desarrollo de la Unión Aduanera, se encuentra la adopción de una política comercial externa común por parte de los países miembros de la Unión. Esto quiere decir, en primer lugar, tener un arancel externo común. Si bien la región ha avanzado en la multiplicidad de tratados comerciales y los procedimientos adoptados para negociar la apertura de mercados en el marco de algunos de éstos ha generado de hecho aranceles múltiples por país según el origen de las mercancías, situación que se replicaría a futuro de seguirse procesos similares con otros países o grupos de países. El tema requiere un profundo análisis para comprender su complejidad y las estrategias que se podrían adoptar para converger al arancel común.

Asimismo, es valioso mencionar que la integración centroamericana no se orienta únicamente hacia el fortalecimiento del mercado interior, sino que busca crear condiciones para que la región y cada uno de sus países logren una mejor inserción en la división internacional del trabajo, con economías cada vez más abiertas entre sí, y con el resto del mundo. Esto ha dado lugar a la participación de todos los países en la Organización Mundial del Comercio (OMC), a la vez que se han firmado acuerdos con los principales socios comerciales. En este contexto, los TLC's de la región con Chile, México y República Dominicana, así como con los Estados Unidos de América y los acercamientos con Europa para avanzar a acuerdos semejantes, son pasos que se enmarcan en la estrategia de regionalismo abierto (CEPAL, 2004).

Es así que, en los círculos académicos y gubernamentales existe un consenso bastante amplio de que la integración centroamericana se ha fortalecido en las últimas dos décadas. El crecimiento significativo del comercio intrarregional, por una parte, el fuerte incremento de las inversiones intra-Centroamericanas e internacionales realizadas por grupos económicos centroamericanos que operan a escala subregional y por las empresas transnacionales con presencia en el área, por otra, respaldan este consenso. A estos procesos se suman otras manifestaciones: la creciente unificación de los mercados laborales realizada por trabajadores que han migrado hacia otros países de la subregión en busca de mejores oportunidades y la integración territorial desarrollada por las poblaciones y las autoridades locales pertenecientes a zonas geográficas limítrofes entre dos o más países, con características económicas y productivas similares.

En Centroamérica se puede distinguir entre la integración “de hecho” y la integración mediante políticas, de manera que “la interdependencia económica no proviene únicamente de políticas

preferenciales dirigidas a impulsarla, sino también es el resultado de otras políticas no discriminatorias y del propio funcionamiento de los mercados”.

En los últimos años las empresas transnacionales han aumentado fuertemente su presencia en la región, gracias a las facilidades otorgadas en cada uno de los países a la inversión extranjera, así como a la ampliación de los espacios de acumulación derivada de la privatización y concesión de servicios públicos básicos, sobre todo en los sectores de telecomunicaciones y electricidad. Además de las inversiones en los servicios públicos básicos y en el sector industrial tradicional, algunas empresas transnacionales han invertido en busca de plataformas competitivas de producción y logística que les permita la producción de bienes y servicios, cuyo destino final son los Estados Unidos de América u otros mercados extra-regionales.

Durante medio siglo, cinco de los países que forman parte del SICA han compartido la voluntad de integrar a Centroamérica y a lo largo de este período, y aunque con altibajos, ninguno ha manifestado su intención de retirarse definitivamente. Se puede afirmar que la integración centroamericana se ha fortalecido, ha ganado en credibilidad y reconocimiento internacional, lo que ha generado un mayor interés y acercamiento de socios extra-regionales y ha favorecido la llegada de un flujo importante de cooperación para la subregión, tanto proveniente de organizaciones internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo, United States Agency for International Development, USAID, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ, Banco Mundial, Organización de Estados Americanos, OEA, como de países amigos, y de regiones como la Unión Europea. Una muestra importante de este fortalecimiento es contar con una institución bancaria que ha recibido la más alta calificación de riesgo, el Banco Centroamericano de Integración Económica, BCIE, creado por los cinco países signatarios del Tratado General de Integración Económica Centroamericana en 1960, y que constituye la principal fuente financiera de integración y desarrollo económico y social de la subregión. Actualmente, México, China, Argentina, Colombia y España son socios extra-regionales del BCIE. En materia comercial, la negociación de TLC, como el DR-CAFTA, y más recientemente del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea, que incluye un pilar comercial, ha permitido mayor participación y presencia subregional en los flujos internacionales de comercio. En particular, las negociaciones en bloque de estos últimos dos tratados favoreció un acercamiento y homologación de normas entre los países de Centroamérica y dio un nuevo impulso al proceso de conformación de la Unión Aduanera.

El comercio intrarregional en el Mercado Común Centroamericano, MCCA, sigue creciendo y brinda importantes oportunidades de diversificación para las empresas de la subregión que se han mantenido activas en la inversión en los países vecinos. Además, importantes avances se han hecho a fin de abordar el problema del rezago en infraestructura física, tema en el que la cooperación subregional es particularmente clave. En este sentido, haber creado el Plan de Inversiones y Financiamiento para Centroamérica, Panamá y República Dominicana, PIFCARD, el Corredor del Pacífico, el SIEPAC, la Red de Carreteras de América Central (RICAM), la Autopista Mesoamericana de la Información (AMI), y el Tránsito Internacional de Mercancías (TIM), todos en

el marco del Proyecto Mesoamérica, se consideran acontecimientos importantes hacia el mejoramiento de la inversión física en la subregión.

Pese a los éxitos de la integración económica, los desafíos actuales son múltiples y complejos. Uno es conciliar las diferentes posiciones que los países adoptan frente a temas políticos. El conflicto interno de Honduras en 2009 y la crisis surgida entre Nicaragua y Costa Rica por la desembocadura del río San Juan en 2010 demostraron que las instancias del SICA carecen de la fuerza suficiente para atender este tipo de situaciones. Además, la irregularidad de la membresía de los estados, en los órganos, instituciones e instancias especializadas del Sistema, constata los límites de la voluntad política que éstos tienen para impulsar de manera conjunta los temas de integración a los que le han dado prioridad los presidentes.

En lo comercial, conformar una verdadera unión aduanera sigue pendiente, y aunque la negociación en bloque del Acuerdo de Asociación con la Unión Europea representa un aspecto positivo, por lo general los países centroamericanos no necesariamente forman una sola voz en los foros internacionales, lo que en gran medida dificulta la armonización aduanera centroamericana. Además, importantes retos se mantienen en el ámbito de las políticas y regulaciones comunes que afectan el comercio de bienes y servicios, incluyendo aspectos logísticos, y el lento avance en la armonización de normas da lugar a oportunidades perdidas. En conclusión, la integración subregional sigue siendo un proceso en construcción, cuya dinámica no le permite con facilidad “cerrar” temas y más bien produce nuevos de manera abundante, incluidos los temas de seguridad y de cambio climático y eventos extremos, no siempre con suficiente capacidad para asegurar su adecuado seguimiento (CEPAL, 2011).

a. Desafíos pendientes de la Integración Centroamericana

Los desafíos actuales que enfrenta la integración centroamericana fueron identificados en la *Cumbre Extraordinaria de Jefes de Estado y de Gobierno de los países del Sistema de la Integración Centroamericana, SICA*, celebrada en San Salvador el 20 de julio de 2010. En esta reunión se reafirmó el *absoluto compromiso y renovado esfuerzo con el proceso de integración regional*, además del relanzamiento de tal proceso a través del desarrollo de acciones en cinco grandes pilares (CEPAL, 2011):

- i. Seguridad democrática;
- ii. Prevención y mitigación de los desastres naturales y de los efectos del cambio climático;
- iii. Integración social;
- iv. Integración económica; y
- v. El fortalecimiento de la institucionalidad regional.

La prioridad principal para los países miembros del SICA se ubica en el ámbito de la seguridad democrática. La importancia del tema es indudable, pues la violencia y el crimen organizado se han convertido en uno de los principales desafíos para cada sociedad centroamericana. Según un estudio reciente del Banco Mundial (2011), el crimen y la violencia en Centroamérica ya son un desafío de desarrollo, y actualmente están costando, en términos de costos de salud, producción

pérdida y costos de seguridad pública y privada, alrededor de 8% del PIB para los cinco países del Mercado Común Centroamericano, MCCA, y más de 9% para Guatemala, Honduras y El Salvador.

En orden de importancia, la segunda prioridad es la ambiental. Los países centroamericanos, ubicados en una zona de alta variabilidad climática y expuestos a eventos destructivos (huracanes, inundaciones, deslizamientos, terremotos y erupciones volcánicas), enfrentan graves amenazas debidas al cambio climático, especialmente aquellos con poblaciones de bajos ingresos, y cuyas economías dependen de los sectores primarios como la agricultura, la pesca y el turismo. Más allá de las dificultades encontradas para negociar conjuntamente los programas en la materia, Centroamérica posee una *ventana de oportunidad* para convertirse en un modelo en temas clave para prepararse, adaptarse ante los efectos del cambio climático y, finalmente, mitigarlos. Como es una de las zonas con mayor biodiversidad del mundo, la idea de convertirla en un espacio vivo para desplegar propuestas innovadoras es absolutamente relevante.

Las dificultades del proceso de integración y lo complejo de su ejecución han relegado el eje de integración social. La integración social sigue siendo *la gran deuda pendiente* de la integración centroamericana. Un proceso exitoso debería buscar reducir las asimetrías y desigualdades mediante acuerdos sobre metas sociales comunes, que pudieran alcanzarse en el contexto de la integración centroamericana. Aunque los avances han sido limitados, algunos adelantos se pueden observar en el ámbito de las compras conjuntas de medicamentos y, sobre todo, mediante la puesta en marcha de la segunda fase del Programa Regional de Seguridad Alimentaria y Nutricional de Centroamérica (PRESANCA II). Cabe destacar el papel de instituciones coordinadas por SICA como la Secretaría de la Integración Social Centroamericana (SISCA), regida por el Consejo de Ministros de Integración Social (CIS), la Secretaría ejecutiva del Consejo de Ministros de Salud (ST-COMISCA), el Secretariado General Centroamericano de Educación y Coordinación Cultural (SGCECC) y el Consejo de Ministros de la Mujer (COMMCA). Sin embargo, estos compromisos requieren aún mucho trabajo para lograr respuestas definitivas en materia de políticas compartidas.

En lo que concierne la integración económica y financiera, la negociación y aprobación de TLC, y en particular el Acuerdo de Asociación con la Unión Europea han dominado la agenda. En cuanto a reactivar la integración económica a fin de avanzar con el establecimiento de la unión aduanera subregional, es importante que el resto de los países de Centroamérica emulen los esfuerzos realizados por El Salvador, Guatemala y Honduras en esta materia. Los avances logrados en la definición del Plan de Inversiones y Financiamiento para Centroamérica, Panamá y República Dominicana, PIFCARD, son el resultado de una interacción positiva entre los ministerios o secretarías de finanzas o hacienda y los organismos multilaterales especializados (Banco Interamericano de Desarrollo, BID, BM, BCIE y FMI). Asimismo, formular un programa subregional de inversiones podría tener un impacto significativo en el desarrollo a futuro, y en el marco de una interacción de los sectores público y privado.

Finalmente, los mandatos referidos al fortalecimiento institucional son recurrentes desde hace varios años. Sin embargo, por distintos factores, estas iniciativas no han logrado culminarse o lo

han hecho de manera muy limitada. Existen esfuerzos para mejorar la claridad de los acuerdos y su correcto seguimiento, y para esto se ha elaborado un reglamento en el que se establecen los marcos para instaurar las declaraciones presidenciales. Poder conformar el Comité Ejecutivo es un logro positivo debido a la posibilidad de llevar los acuerdos subregionales a las instancias nacionales responsables de su ejecución. Por otra parte, se integró el Consejo Fiscalizador Regional, ente contralor cuyas tareas podrían generar mayor confianza en algunas de las instituciones del Sistema.

XII. Referencias

Andara, C., 2009. *Energía Geotérmica en Honduras: Una fuente alternativa para diferentes propósitos*. En base de datos de la DGE-H.

BCH, 2013. Honduras en cifras, 2011-2013.

BCH, 2012. Banco Central de Honduras, Memoria Anual, 2012.

CAP. Oficinas de la Comisión Administradora del Petróleo de Honduras, 2014.

Caro A.R., 2010. La cooperación y la integración energética en América Latina y el Caribe.

CEPAL, 2013. Análisis del mercado eléctrico regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación regional, 2013.

CEPAL, 2013b. Centroamérica: estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2013.

CEPAL, 2013c. Centroamérica y República Dominicana: Estadísticas de Hidrocarburos, 2012.

CEPAL, 2012. Centroamérica: Estadísticas de hidrocarburos, 2012.

CEPAL, 2011. Estado actual de la integración Centroamericana, 2011.

CEPAL, 2004. La integración Centroamericana: Costos y beneficios, 2004.

CEPAL, 1999. Opciones para una futura industria de gas natural en el Istmo Centroamericano, 1999.

COMMEND, 2014. LEAP software. Community for energy, environment and development. Disponible en : <http://www.energycommunity.org>

CRIE, 2014. Informe de Diagnóstico del MER, junio de 2013 a enero 2014.

DGE, 2005. Dirección General de Energía, Tegucigalpa, Honduras, 2005.

DGE, 2011. Dirección General de Energía, Tegucigalpa, Honduras, 2011.

ENEE, Empresa Nacional de Energía Eléctrica. <http://www.enee.hn/>

EOR, 2013. Ente Operador Regional, Memoria de Labores, 2013. Disponible en (visitado en agosto 2014): <http://www.enteoperador.org/>

Flores, W. et al, 2011. *Sustainable energy policy in Honduras: Diagnosis and challenges*, Energy Policy 29 (2011), 551-562.

OC, 2014. *Observatorio de descentralización*. Enlace ultima vez visitado en 09-julio-2014:

<http://www.observatoriodescentralizacion.org/?s=nueva+estructura&x=0&y=0>

SEFIN, 2010. Informe Operaciones Crédito Publico 2006-2010. Disponible en (visitado en julio 2014):

<http://www.sefin.gob.hn/wp-content/uploads/2010/06/operaciones-deuda-publica-T1-2010.pdf>

SELA, 2013. Acuerdo de cooperación energética PETROCARIBE. Disponible en (visitado junio 2014):

<http://www.sela.org/attach/258/EDOCS/SRed/2013/09/T023600005381-0-Di No. 3 Acuerdo de Cooperacion PETROCARIBE-Final doc Rev 21-8-13.pdf>

SNV, 2012. Estudio sobre el potencial de desarrollo de iniciativas de biogás a nivel productivo en Honduras, 2012.

SWERA Project. Disponible en:

[http://en.openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](http://en.openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))

WEO, 2012. World Energy Outlook, 2012.

ANEXOS

ANEXO I

BALANCES ENERGÉTICOS DE HONDURAS

(2005-2011)

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2005 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO	TOTAL	
ACTIVIDAD		CARBÓN	IDROENERGÍ	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGE	PRIMARIAS	ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE	ENERGÉTICOS	SECUNDARIAS	TOTAL
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	1,620.72	9,963.58	2,304.76	280.67	14,169.73	3,435.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3435.84	14,169.73
	IMPORTACIÓN	155.35	0.00	0.00	0.00	0.00	155.35	36.12	658.57	2,455.75	537.16	5,195.05	5,869.55	388.13	83.41	15,223.74	15,379.09
	EXPORTACIÓN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	160.64	0.00	0.00	13.00	1.91	0.00	6.74	182.29	182.29
	INVENTARIO	3.93	0.00	0.00	0.00	0.00	3.93	0.00	28.45	-49.68	-96.25	136.85	-302.07	49.38	-23.93	-257.25	-253.32
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	2.16	0.10	15.20	-2.99	0.00	-0.05	15.00	15.00
	TOTAL	159.28	1,620.72	9,963.58	2,304.76	280.67	14,329.01	3,471.96	525.80	2,403.91	440.81	5,303.70	5,568.56	437.51	52.79	18,205.04	29,098.21
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS	0.00	-1,620.72		-1,359.03	0.00	-2,979.75	3,403.52	0.00	0.00	0.00	-208.48	-4,181.43	0.00	0.00	3403.52	-3966.14
	AUTO PRODUCTORES	0.00	0.00	0.00	-906.02	-48.12	-954.14	32.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.32	-921.82
	TOTAL	0.00	-1,620.72	0.00	-2,265.05	-48.12	-3,933.89	0.00	0.00	0.00	0.00	-208.48	-4,181.43	0.00	0.00	-4,389.91	-4,887.96
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.32	32.32
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	855.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	855.67	855.67
	AJUSTE	-0.01	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	0.00	-0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	207.69	-0.02
	TRANSPORTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,033.10	17.01	3,025.47	0.00	0.00	0.00	5,075.58	5,075.58
	INDUSTRIA	159.29	0.00	627.85	39.71	232.55	1,059.40	748.97	160.38	24.27	246.61	405.52	768.80	437.51	0.00	2,792.06	3,851.46
	RESIDENCIAL	0.00	0.00	9,335.73	0.00	0.00	9,335.73	1,039.81	157.74	0.00	175.91	0.00	0.00	0.00	0.00	1,373.46	10,709.19
	COMERCIAL,SER,PUB	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	795.19	207.70	7.48	1.28	100.13	36.68	0.00	0.00	1,148.46	1,148.46
	AGRO,PESCA,M INER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN,OTR.	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	339.06	0.00	1,564.09	581.65	0.00	52.79	2,537.59	2,537.59
	TOTAL	159.29	0.00	9,963.58	39.71	232.55	10,395.13	2,583.97	525.82	2,403.91	440.81	5,095.21	1,387.13	437.51	52.79	12,927.15	23,322.28
NO ENERGÉTICO				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		159.29	0.00	9,963.58	39.71	232.55	10,395.13	2,583.97	318.12	2,403.91	440.81	5,095.21	1,387.13	437.51	52.79	12,927.15	23,322.28

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2006 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO	TOTAL	
ACTIVIDAD		CARBÓN	IDROENERGÍ	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGE	PRIMARIAS	ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE	ENERGÉTICO	SECUNDARIAS	TOTAL
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	1,955.54	10,461.76	2,508.50	296.44	15,222.24	3,706.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3706.92	15,222.24
	IMPORTACIÓN	306.37		0.00	0.00	0.00	306.37	11.65	825.54	2,515.03	524.14	4,656.07	7,646.28	302.63	100.46	16,581.80	16,888.17
	EXPORTACIÓN	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	280.22	0.00	0.00	4.47	1.10	0.00	30.78	316.57	316.57
	INVENTARIO	-7.77	0.00	0.00	0.00	0.00	-7.77		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.02	0.00	48.02	40.25
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	298.60	1,955.54	10,461.76	2,508.50	296.44	15,520.84	3,718.57	545.32	2,515.03	524.14	4,651.60	7,645.18	350.65	69.68	20,020.17	31,834.09
TRANSE.	CENTRALES ELÉCTRICAS	0.00	-1,955.54	0.00	-1,784.54	0.00	-3,740.08	3,680.61	0.00	0.00	0.00	-210.60	-3,302.50	0.00	0.00	3680.61	-3572.57
	AUTO PRODUCTORES	0.00	0.00	0.00	-723.89	-51.21	-51.21	26.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.31	-24.9
	TOTAL	0.00	-1,955.54	0.00	-1,784.54	-51.21	-3,791.29	0.00	0.00	0.00	0.00	-210.60	-3,302.50	0.00	0.00	-3,513.10	-3,597.47
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	26.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.31	26.31
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	947.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	947	947.00
	AJUSTE	0.00	0.00	0.01	0.07	0.10	724.07	0.00	197.10	-25.25	22.73	-318.67	2,534.15	0.00	-36.56	2399.81	3,123.88
	TRANSPORTE	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	1,914.21	70.26	2,812.88	0.00	0.00	0.00	4,797.35	4,797.35
	INDUSTRIA	298.60	0.00	659.08	723.96	245.13	1,202.81	750.77	191.62	30.32	260.49	409.84	1,327.88	350.65	0.00	3,321.57	4,524.38
	RESIDENCIAL	0.00		9,802.67		0.00	9,802.67	1,119.68	156.60	0.00	170.66	0.00	0.00		0.00	1,446.94	11,249.61
	COMERCIAL, SER, PUB						0.00	874.81	197.11	0.00	0.00	34.28	72.05	0.00	0.00	1,178.25	1,178.25
	AGRO, PESCA, MINER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN, OTR.	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	595.75	0.00	1,502.67	408.60		106.24	2,613.26	2,613.26
	ENERGÉTICO	298.60	0.00	10,461.75	0.00	245.13	11,005.48	2,745.26	545.33	2,540.28	501.41	4,759.67	1,808.53	350.65	106.24	13,357.37	24,362.85
	NO ENERGÉTICO			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		298.60	0.00	10,461.75	0.00	245.13	11,005.48	2,745.26	545.33	2,540.28	501.41	4,759.67	1,808.53	350.65	106.24	13,357.37	24,362.85

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2007 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO	TOTAL	TOTAL
ACTIVIDAD		CARBÓN	IDROENERGÍ	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGE	PRIMARIAS	ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE	ENERGÉTICOS	SECUNDARIAS	
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	2,090.64	10,984.84	2,927.31	296.44	16,299.23	3,911.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3911.6	16,299.23
	IMPORTACIÓN	321.65		0.00	0.00	0.00	321.65	7.31	1,894.46	3,056.96	635.50	5,017.60	7,723.44	317.77	74.43	18,727.47	19,049.12
	EXPORTACIÓN	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,179.47	0.00	0.00	1.99	128.46	0.00	3.16	1,313.08	1,313.08
	INVENTARIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	321.65	2,090.64	10,984.84	2,927.31	296.44	16,620.88	3,918.91	714.99	3,056.96	635.50	5,015.61	7,594.98	317.77	71.27	21,325.99	34,035.27
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,090.64		-1,950.05	0.00	-1,950.05	3,878.14				-177.72	-5,556.80			3878.14	-3806.43
	AUTO PRODUCTORES				-977.26	-53.77	-1,031.03	33.46				0.00				33.46	-997.57
	TOTAL	0.00	-2,090.64	0.00	-2,927.31	-53.77	-5,071.72	0.00	0.00	0.00	0.00	-177.72	-5,556.80	0.00	0.00	-5,734.52	-6,894.64
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	33.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	846.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00
	AJUSTE	0.00	2,090.64	0.01	0.00	0.00	2,090.65	0.00	140.45	-79.94	-116.90	-638.63	216.98	0.00	27.27	429.07	429.07
	TRANSPORTE	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	2,980.63	44.51	4,521.36	0.00	0.00	0.00	7,546.50	7,546.50
	INDUSTRIA	321.65	0.00	692.05	0.00	242.67	1,256.37	796.43	186.17	119.57	494.92	720.96	1,782.23	317.77	0.00	4,418.05	5,674.42
	RESIDENCIAL	0.00		10,292.78		0.00	10,292.78	1,278.11	172.36	0.00	212.97	0.00	0.00		0.00	1,663.44	11,956.22
	COMERCIAL, SER. PUB						0.00	964.53	216.01	7.59		30.90	38.97			1,258.08	1,258.08
	AGRO, PESCA, MINER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN, OTR.	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	29.11	0.00	203.22	0.00		0.00	232.33	232.33
	ENERGÉTICO	321.65	0.00	10,984.83	0.00	242.67	11,549.15	3,039.07	574.54	3,136.90	752.40	5,476.52	1,821.20	317.77	0.00	15,118.40	26,667.55
	NO ENERGÉTICO			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	44.00	44.00	44.00
TOTAL		321.65	0.00	10,984.83	0.00	242.67	11,549.15	3,039.07	574.54	3,136.90	752.40	5,476.52	1,821.20	317.77	44.00	15,162.40	26,711.55

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2008 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL PRIMARIAS	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO ENERGETIC O	TOLA SECUNDARIA	TOTAL
ACTIVIDAD		CARBÓN	HIDROENERGÍA	LEÑA	BAGAZO	COM B. VEGETA		ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE			
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	2,167.35	11,533.21	2,032.41	296.44	16,029.41	4,050.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4050.45	16,029.41
	IMPORTACIÓN	522.70		0.00	0.00	0.00	522.70	0.00	2,358.97	3,155.31	622.59	5,145.82	7,292.48	503.94	7.48	19,086.59	19,609.29
	EXPORTACIÓN	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	7.28	1,990.35	0.00	0.00	1.56	128.64	0.00	12.97	2,140.80	2,140.80
	INVENTARIO	5.65	0.00	0.00	330.71	0.00	336.36		246.04	248.98	59.65	399.39	126.72	-159.39	38.66	960.05	1,296.41
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	528.35	2,167.35	11,533.21	2,363.12	296.44	16,888.47	4,043.17	614.66	3,404.29	682.24	5,543.65	7,290.56	344.55	33.17	21,956.29	34,794.31
TRANSFORMACIÓN	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,167.35		-2,363.12		-4,530.47	4,043.17				-231.37	-5,561.78			4043.01	-6280.61
	AUTO PRODUCTORES	0.00	0.00	0.00	0.00	-296.44	-296.44	7.44				0.00	0.00		0.00	7.44	-289
	TOTAL	0.00	-2,167.35	0.00	-2,363.12	-296.44	-4,826.91	0.00	0.00	0.00	0.00	-231.37	-5,561.78	0.00	0.00	-5,793.15	-6,569.61
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	7.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.44	7.44
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	833.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	833.67	833.67
	AJUSTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TRANSPORTE	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	3,137.94	331.12	4,030.13	0.00	0.00	0.00	7,499.19	7,499.19
	INDUSTRIA	528.35	0.00	726.58	0.00	0.00	1,254.93	860.20	196.69	223.38	30.47	690.91	1,436.21	344.55	0.00	3,782.41	5,037.34
	RESIDENCIAL	0.00		10,806.63		0.00	10,806.63	1,318.95	184.39	0.00	223.99	0.00	0.00		0.00	1,727.33	12,533.96
	COMERCIAL, SER. PUB						0.00	1,022.91	233.51	1.59		37.14				1,295.22	1,295.22
	AGRO, PESCA, MINER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN, OTR.	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	41.38	96.65	554.11	292.57		33.17	1,017.88	1,017.88
	ENERGÉTICO	528.35	0.00	11,533.21	0.00	0.00	12,061.56	3,202.06	614.66	3,404.29	682.23	5,312.29	1,728.78	344.55	0.00	15,322.03	27,383.59
NO ENERGÉTICO			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33.17	0.00	0.00	
TOTAL		528.35	0.00	11,533.21	0.00	0.00	12,061.56	3,202.06	614.66	3,404.29	682.23	5,312.29	1,728.78	344.55	33.17	15,322.03	27,383.59

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2009 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL PRIMARIAS	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO ENERGETIC O	TOTAL SECUNDARIA	TOTAL	
ACTIVIDAD		CARBÓN	HIDROENERGÍA	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGETALES		ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE				CARB VEG
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	2,642.19	12,109.88	2,172.07	296.00	17,220.14	4,262.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.09	0.00	4265	17,220.14
	IMPORTACIÓN	32.94		0.00	0.00	0.00	32.94	0.48	3,115.64	3,399.45	536.25	4,653.34	6,093.92	550.64	0.00	47.00	18,396.72	18,429.66
	EXPORTACIÓN	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	32.19	2,415.86	0.00	0.00	0.24	6.79	0.00	0.00	8.71	2,463.79	2,463.79
	INVENTARIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		-125.55	16197	17129	556.23	110.52	2.12	0.00	42.49	919.07	919.07
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	32.94	2,642.19	12,109.88	2,172.07	296.00	17,253.08	4,043.17	614.66	3,404.29	682.24	5,543.65	7,290.56	344.55	2.09	80.78	21,117.00	34,105.08
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,642.19		-351.39		-2,993.58	4,064.98				-178.00	-4,908.58				4064.98	-4015.18
	AUTO PRODUCTORES	0.00	0.00	0.00	-527.09	-296.44	-823.09	197.93				0.00	0.00		0.00		197.93	-625.16
	CARBONERAS			-7.68										2.09			2.09	-5.59
	TOTAL	0.00	-2,642.19	-7.68	-878.48	-296.44	3,816.67	0.00	0.00	0.00	0.00	-231.37	-5,561.78	0.00	0.00		-5,086.58	-4,645.93
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	145.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		145.27	145.27
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	910.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		910.17	910.17
	AJUSTE	0.00	0.00	0.00	0.97	0.00	0.97	52.66	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00		52.68	53.65
	TRANSPORTE	0.00		755.24		0.00	755.24	0.00	0.00	3,256.83	306.62	3,774.26	0.00	0.00		0.00	7,337.71	8,092.95
	INDUSTRIA	32.94	0.00		1292.62	0.00	1,325.56	769.36	183.75	65.21	32.57	56160	1177.53	552.76	2.09	0.00	3,344.87	4,670.43
	RESIDENCIAL	0.00		11346.96		0.00	11,346.96	1329.60	172.27	0.00	247.07	0.00	0.00			0.00	1,748.94	13,095.90
	COMERCIAL,SER,PUB						0.00	1024.14	218.20	104		4.22					1,247.60	1,247.60
	AGRO,PESCA,MINER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN,OTR	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	238.34	12127	69125	11154			80.78	1,243.18	1,243.18
	ENERGÉTICO	32.94	0.00	12,102.20	13,427.76	0.00	13,427.76	3,123.10	574.22	3,561.42	707.53	5,031.33	1,289.07	552.76	2.09	0.00	14,841.60	28,269.28
NO ENERGÉTICO			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		80.78	80.78	80.78	
TOTAL		32.94	0.00	12,102.20	1,292.62	0.00	13,427.76	3,123.10	574.22	3,561.42	707.53	5,031.33	1,289.07	552.76	2.09	80.78	14,922.30	28,350.06

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2010 (miles de BEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS					TOTAL PRIMARIAS	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO ENERGETICO	TOTAL SECUNDARIA
ACTIVIDAD		CARBÓN	HIDROENERGÍA	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGETALES		ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE	CARB VEG	
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	0.00	12,715.37	0.00	295.72	13,011.09	4,345.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.31	4,347.96
	IMPORTACIÓN	0.00		0.00	798.45	0.00	798.45	13.69	2,938.86	3,625.34	654.37	5,155.97	6,151.30	654.65	0.00	19,253.15
	EXPORTACIÓN	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	8.24	2,719.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,735.19
	INVENTARIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		354.78	-63.92	53.17	52.82	46.35	-100.02	0.00	343.18
	NO APROVECHADO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL	0.00	0.00	12,715.37	798.45	295.72	13,809.54	4,351.10	574.23	3,561.42	707.54	5,208.79	6,197.65	554.63	2.31	21,209.10
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,910.12		-319.25		-3,229.37	4,160.92				-178.00	-4,908.58			4,160.92
	AUTO PRODUCTORES	0.00	0.00	0.00	-479.20	-295.72	-774.92	184.73				0.00	0.00		0.00	184.73
	CARBONERAS			-8.46		0.00	-8.46								2.31	2.31
	TOTAL	0.00	-2,910.12	-8.46	-798.45	-295.72	-4,012.75	0.00	0.00	0.00	0.00	-178.00	-4,908.58	0.00	0.00	-5,086.58
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	PÉRDIDAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,195.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,195.50
	AJUSTE	0.00	-2,910.12	-0.01	0.00	0.00	-2,910.13	-4.03	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	-29.35	-33.36
	TRANSPORTE	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	3,256.83	4.77	3,773.72	5.27	0.00	0.00	7,040.59
	INDUSTRIA	0.00	0.00	792.70	0.00	0.00	792.70	785.10	183.75	65.21	455.69	561.60	1,172.26	554.63	0.00	3,778.24
	RESIDENCIAL	0.00		11,914.22		0.00	11,914.22	1,345.70	172.27	0.00	247.07	0.00	0.00		2.31	1,767.35
	COMERCIAL,SER,PUB						0.00	1,028.83	218.20	104	0.00	4.22				1,252.29
	AGRO,PESCA,MINER.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CONSTRUCCIÓN,OTR.	0.00		0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	238.34	0.00	691.25	111.54		0.00	1,121.91
	ENERGÉTICO	0.00	0.00	12,706.92	0.00	0.00	12,706.92	3,159.63	574.22	3,561.42	707.53	5,030.79	1,289.07	554.63	2.31	14,960.38
	NO ENERGÉTICO			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	12,706.92	0.00	0.00	12,706.92	3,159.63	574.22	3,561.42	707.53	5,030.79	1,289.07	554.63	2.31	14,960.38

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL, Honduras 2011 (KBEP)

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS						TOTAL PRIMARIAS	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							
ACTIVIDAD		CARBÓN	HIDROENERGÍA	EOLICO	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGETALES		ELECTRICIDAD	LPG	GASOLINAS	PROSENE + AV.	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE	CARB VEG
OFERTA	PRODUCCIÓN	0.00	2,146.75	180.77	13,686.27	1,916.41	31.13	17,961.32	4,555.27							3.08
	IMPORTACIÓN	563.97						563.97	120.96	2,871.62	3,815.04	663.83	5,171.33	6,604.02	658.64	0.15
	EXPORTACIÓN	0.00							92.39	2,326.86						0.78
	INVENTARIO	0.00								88.83	-33.62	48.85	242.84	412.91	100.02	
	NO APROVECHADO	0.00														
	TOTAL	563.97	2,146.75	180.77	13,686.27	1,916.41	31.13	18,525.29	4,583.84	633.58	3,781.42	712.68	5,414.16	7,016.93	758.66	2.45
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,146.75	-180.77				-2,327.51	4,255.72				-326.29	-5,520.84		
	AUTO PRODUCTORES	-196.86				-309.33	-4.50	-510.69	299.56				0.00			
	CARBONERAS				-11.48			-11.48								3.08
	TOTAL	-196.86	-2,146.75	-180.77	-11.48	-309.33	-4.50	-2,849.69	4,555.27	0.00	0.00	0.00	-326.29	-5,520.84	0.00	3.08
CONSUMO FINAL	CONS. PROPIO								8.85							
	PÉRDIDAS								1,198.62							
	AJUSTE															
	TRANSPORTE									3.75	3,492.62	394.86	3,741.12	4.28		
	INDUSTRIA	367.11			1,193.14	1,607.08	26.63	3,193.96	985.35	201.53	75.43	17.22	744.98	1,466.39	758.66	
	RESIDENCIAL				12,481.65			12,481.65	1,343.00	189.00		238.64				2.45
	COMERCIAL,SER,PUB								1,048.02	239.30	0.71		184	0.02		
	AGRO,PESCA,MINER.															
	CONSTRUCCIÓN,OTR.										212.67	6196	599.94	25.39		
	ENERGÉTICO	367.11			13,674.79	1,607.08	26.63	15,675.61	3,376.37	633.58	3,781.42	712.68	5,087.88	1,496.09	758.66	2.45
	NO ENERGÉTICO															
TOTAL		367.11			13,674.79	1,607.08	26.63	15,675.61	3,376.37	633.58	3,781.42	712.68	5,087.88	1,496.09	758.66	2.45

ANEXO II

OBSERVACIONES Y AJUSTES AL BALANCE ENERGÉTICO DE
HONDURAS 2011

ANEXO II

A.1. Revisión del Balance Energético de Honduras 2011 realizado por la Fundación Bariloche

En este punto se realiza una memoria descriptiva de la revisión del Balance Energético Nacional (BEN) 2011 y su reelaboración a los fines del presente estudio. Se partió del BEN 2011 elaborado por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, SERNA, y de información obtenida de organismos públicos de Honduras, entrevistas con especialistas energéticos y de diversos estudios energéticos realizados en el país.

Se realizan también algunas recomendaciones (indicadas con el símbolo *) a fin de mejorar la información contenida en el BEN.

Tanto los cálculos realizados en este punto como las recomendaciones para la elaboración del BEN deben ser revisados por especialistas locales dado que pueden existir faltantes de información o desconocimiento de aspectos del sistema energético hondureño.

Los factores de conversión de las unidades corrientes de cada fuente energética a kBep son los utilizados por la SERNA.

a. Carbón Mineral

Importación: La SERNA releva la información de importaciones mensuales de ENVASA, pero no así las de CELSUR. En el caso de CELSUR, el Carbón Mineral se destina a generación eléctrica y sus consumos se calcularon a partir de la generación de electricidad, cuyo detalle se explica en el apartado de Electricidad. La importación total es la suma.

Tabla A.1. Carbón Mineral ENVASA y CELSUR

Concepto	kBep	Fuente:
Importación ENVASA	406.09	SERNA
Importación CELSUR	157.87	Cálculo a partir de la generación
Importación Total	563.97	
Consumo en generación	-196.86	Cálculo a partir de la generación
Industria	367.11	Por diferencia

*Ver la posibilidad de obtener los registros de importación de entidades como el Banco Central o Aduanas.

Consumo en Centrales Eléctricas: El mismo se obtiene a partir de la información disponible de generación de Electricidad de ENVASA y CELSUR, asumiendo rendimientos estándar para este tipo de plantas. No se tiene conocimiento de consumo de Carbón Mineral en Autoprodutores.

Consumo en Industria: El consumo detectado corresponde a la generación de vapor en ENVASA y distribuido a la industria. Su valor se obtiene por diferencia entre la importación de esta empresa y lo consumido para generar electricidad.

*Es importante poder relevar los inventarios de Carbón Mineral a fin de cada año, dado que suelen tener valores significativos y modificar apreciablemente el cálculo del consumo en Industria.

b. Hidroenergía

Consumo en Centrales Eléctricas: Se obtiene como el cociente entre la generación en centrales hidroeléctricas proporcionada por la ENEE y el rendimiento medio de las centrales, y arrojó un valor de 2,146.75 kBep.

El rendimiento medio se obtuvo como cociente entre el factor de conversión de la electricidad y el de la Hidroenergía, y resultó de 81.65%.

Producción: Es igual numéricamente al Consumo en Centrales.

c. Eólico

Consumo en Centrales Eléctricas: Se obtiene como el cociente entre la generación en la central eólica de Mesoamérica, información proporcionada por la ENEE y un rendimiento adoptado del 40%. Dicho consumo fue de 188.77 kBep.

Producción: Es igual numéricamente al Consumo en Centrales.

d. Leña

A fin de poder estimar el consumo final de Leña en el país se analizaron dos trabajos:

- “Consumo de Leña en Honduras”. CEPAL, Escuela Agrícola Panamericana El Zamorano y SERNA, Abril de 2011.
- “Uso doméstico de la leña e comunidades rurales y urbanas en los municipio de Candelaria y Gualcince, en el sur de Lempira, Honduras”. O. Ferreira Catrileo, M. A. Rondón y J. Pérez. Revista Técnica Científica de la Escuela Nacional de Ciencias Forestales. Vol. 22 N° 1. Junio 2010.

De ambos estudios no se pudo hacer una expansión a nivel nacional de los consumos de Leña en los distintos sectores. Por ello se optó por mantener el cálculo realizado por la SERNA para el BEN 2011.

*Dada la importancia que tiene la Leña en Honduras, debería analizarse en profundidad los estudios realizados para ver si se pueden expandir sus resultados a nivel nacional y/o la realización de una encuesta nacional sobre consumo y usos de la Leña y el Carbón Vegetal, con adecuados parámetros de confianza y error estadístico, abarcando todos los sectores de consumo.

Consumo Residencial: 12,481.65 kBep (*Fuente*: SERNA)

Consumo Industria: 1,193.14 kBep (*Fuente*: SERNA)

Consumo en Carboneras: Obtenido a partir de la producción de Carbón Vegetal, dividiendo por un rendimiento de 26.8%. Este rendimiento es el considerado por la SERNA en la elaboración del BEN. El consumo en Carboneras fue de 11.48 kBep.

Producción: es la suma de los consumos Residencial + Industria + Carboneras = 13,686.27 kBep.

e. Bagazo

Producción: Obtenida a partir de las toneladas de caña molida (*Fuente:* SERNA, obtenida de los ingenios azucareros), aplicando un factor de 0.264 ton Bagazo / ton caña molida. Su valor en 2011 fue de 1,916.41 kBep.

Consumo en Autoprodutores: Con un valor de 309.33 kBep, el mismo se obtiene a partir la generación total de Electricidad por los Autoprodutores considerando rendimientos estándar de las plantas eléctricas normalmente utilizadas en estos sectores (ingenios azucareros y otras industrias manufactureras).

Consumo en Industria: Se calcula por diferencia entre la Producción y el consumo en autoproducción, y fue de 1,607.08 kBep.

f. Combustibles Vegetales

En esta fuente se incluyen tanto residuos de biomasa como cultivos energéticos. Para esta versión del BEN 2011, se ha considerado sólo el consumo de desechos forestales en el aserradero Yodeco al tenerse información sobre su generación de Electricidad y su demanda total de estos residuos. Si bien se sabe que existe en Honduras el uso energético de otros residuos, como los de la palma africana, cáscara de café, cáscara de arroz, etc., no se dispuso de información a fin de poder calcular las cantidades consumidas ni el uso.

Producción: Fue de 31.13 kBep (*Fuente:* Unidad Técnica de Biocombustibles, y corresponde sólo a la demanda de Yodeco).

Consumo en Autoprodutores: Calculado a partir de la generación de Electricidad.

Consumo en Industria: Diferencia entre la Producción y el consumo en Autoproducción, y fue de 26.83 kBep.

g. Electricidad

Producción: Es la suma de la Electricidad generada en Centrales Eléctricas más en los Autoprodutores, más el Consumo Propio. El valor de producción fue 4,557.27 kBep.

En principio, la generación consignada es la generación neta, o sea que no incluye el consumo propio de las centrales.

En el siguiente cuadro se presentan los valores de generación de electricidad y consumo de combustible de cada una de las plantas generadoras del país registradas por la ENEE y la SERNA.

Tabla. A.2. Generación Neta y Consumo de Combustibles por Central

Central	Tipo	Potencia (MW)	Generación (GWh)			Factor de Utilización	Fuente	Consumo (kBep)			Rendim.
			SP	AP	Total			SP	AP	Total	
Interconectado Nacional											
Cañaveral	Hidro	29.00	188.9		188.9	74%	HE	143.34		143.34	
Río Lindo	Hidro	80.00	577.5		577.5	82%	HE	438.21		438.21	
El Nispero	Hidro	22.50	79.3		79.3	40%	HE	60.17		60.17	
El Cajón	Hidro	300.00	1,564.0		1,564.0	60%	HE	1,186.76		1,186.76	
Santa María del Real	Hidro	1.20	0.8		0.8	8%	HE	0.61		0.61	
El Coyolar	Hidro	1.70	0.0		0.0	0%	HE	0.00		0.00	
Nacaome	Hidro	30.00	58.0		58.0	22%	HE	44.01		44.01	
Santa Fe	MDMV	5.00	0.2		0.2	0%	DO	0.41		0.41	
La Ceiba	MDMV	26.60	24.5		24.5	11%	DO	3.03		3.03	
							FO	42.56		42.56	
La Puerta	T. Gas	18.00	0.6		0.6	0%	DO	1.59		1.59	
La Puerta - MEX	T. Gas	15.00	0.2		0.2	0%	DO	0.64		0.64	
Energía comprada											
Coronado	Hidro	6.00	61.0		61.0	116%	HE	46.29		46.29	
Cuyamapa	Hidro	12.20	41.1		41.1	38%	HE	31.19		31.19	
Río Blanco	Hidro	5.00	36.2		36.2	83%	HE	27.47		27.47	
Las Glorias	Hidro	5.80	28.5		28.5	56%	HE	21.63		21.63	
San Carlos	Hidro	2.30	26.5		26.5	132%	HE	20.11		20.11	
Babilonia	Hidro	4.00	26.3		26.3	75%	HE	19.96		19.96	
Cuyamel	Hidro	7.80	23.1		23.1	34%	HE	17.53		17.53	
Cortecito	Hidro	3.20	18.5		18.5	66%	HE	14.04		14.04	
Cececapa	Hidro	2.90	17.8		17.8	70%	HE	13.51		13.51	
Mangungo I	Hidro	1.20	8.4		8.4	80%	HE	6.37		6.37	
Yojoa	Hidro	0.60	2.3		2.3	44%	HE	1.75		1.75	
El Cisne	Hidro	7.00	1.8		1.8	3%	HE	1.37		1.37	
La Esperanza	Hidro	12.80	50.9		50.9	45%	HE	38.62		38.62	
Zacapa	Hidro	0.50	2.9		2.9	66%	HE	2.20		2.20	
La Nieve	Hidro	0.48	1.1		1.1	26%	HE	0.83		0.83	
Lufussa Convenio ENEE	T. Gas	39.50	101.5		101.5	29%	DO	261.82		261.82	
Nacional de Ing. CTE	MDAV	20.00	34.8		34.8	20%	DO	58.79		58.79	
Lufussa III	MDMV	267.00	1,626.7		1,626.7	70%	FO	2,369.58		2,369.58	
Enersa	MDMV	246.00	1,528.7		1,528.7	71%	FO	2,226.83		2,226.83	
Enersa (Exceso de 30 MWh)	MDMV	30.00	131.1		131.1	50%	FO	190.97		190.97	
Green Valley (ParkDale)	MDMV	10.00	17.3		17.3	20%	FO	25.20		25.20	
Elcatex	MDMV	21.80	0.0		0.0	0%	FO	0.00		0.00	
Elcosa	MDMV	80.00	181.3		181.3	26%	FO	264.10		264.10	
Emce Choloma	MDMV	55.00	150.8		150.8	31%	FO	219.67		219.67	
Lufussa II	MDMV	80.00	124.9		124.9	18%	FO	181.94		181.94	
Ampac	MDMV	10.10	0.0		0.0	0%	FO	0.00		0.00	
Mesoamerica	Eolica	102.00	116.7		116.7	13%	EO	180.77		180.77	
Autoprodutores											
Envasa (Maquila Carbon)	T. Vapor	21.00	40.9		40.9	22%	CM	38.99		38.99	65.0%
Celsur	T. Vapor	18.75	63.7		63.7	39%	CM	157.87		157.87	25.0%
Celsur	T. Vapor	18.75	49.3	9.8	59.1	36%	BZ	40.84	8.14	48.98	74.8%
Cahsa (Azucarera Hondureña)	T. Vapor	30.00	40.1	34.8	74.9	28%	BZ	33.22	28.80	62.02	74.8%
Tres Valles (CATV)	T. Vapor	12.30	18.8	24.4	43.2	40%	BZ	15.57	20.19	35.76	74.8%
Azunosa (Inver. Hondureñas)	T. Vapor	14.00	18.2	11.1	29.3	24%	BZ	15.08	9.22	24.30	74.8%
Chumbagua	T. Vapor	20.00	8.6	12.2	20.8	12%	BZ	7.12	10.07	17.19	74.8%
Ecopalsa	T. Vapor	4.60	8.0	8.1	16.1	40%	BZ	6.63	6.72	13.35	74.8%
Aceydosa	T. Vapor	1.10	3.2	0.7	3.9	40%	BZ	2.65	0.54	3.19	74.8%
Yodeco	T. Vapor	1.00	0.7	4.7	5.4	62%	RB	0.58	3.92	4.50	74.8%
La Grecia	T. Vapor	25.50	17.7	66.5	84.2	38%	BZ	14.66	55.10	69.76	74.8%
Aguan	T. Vapor	0.50	0.0	1.8	1.8	40%	BZ	0.00	1.45	1.45	74.8%
Aysa	T. Vapor	8.00	0.0	28.0	28.0	40%	BZ	0.00	23.22	23.22	74.8%
Eda	T. Vapor	1.20	0.0	4.2	4.2	40%	BZ	0.00	3.48	3.48	74.8%
Lean	T. Vapor	0.50	0.0	1.8	1.8	40%	BZ	0.00	1.45	1.45	74.8%
ACHSA	T. Vapor	4.50		6.2	6.2	16%	BZ	0.00	5.17	5.17	74.8%
TOTAL		1,743.88	7,123.4	214.3	7,337.7			8,497.05	177.49	8,674.53	

SP: energía entregada a la red del servicio público; AP: energía consumida en los establecimientos de los Autoprodutores.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la ENEE y SERNA.

Para los Autoprodutores se ha fijado un rendimiento de las plantas a fin de obtener el consumo de combustibles. En todos los casos, excepto la generación con Carbón Mineral en CELSUR, se han

puesto los rendimientos correspondientes a equipos de cogeneración quedando por verificar si ello es así en todos ellos.

*Se considera importante el mantenimiento de una base de datos mensual con información completa y consistente de los principales datos de operación de todas las centrales eléctricas del país, de la ENEE y de los generadores privados.

*Dada la importancia que tienen los Autoprodutores en el país, debería implementarse una encuesta anual a los principales que se tenga identificados y que generan en forma programada (o sea, no para casos de emergencia), entreguen o no energía a la red.

Importación: 120.96 kBep (*Fuente*: balance de electricidad proporcionado por la SERNA).

Exportación: 92.39 kBep (*Fuente*: balance de electricidad proporcionado por la SERNA).

Consumo Propio: 8.85 kBep (*Fuente*: balance de electricidad proporcionado por la SERNA).

Consumo Residencial: Los consumos sectoriales se obtienen a partir de las ventas facturadas por la ENEE. En el Residencial fue de 1,343.00 kBep.

Tabla. A.3 Facturación ENEE 2011

Ventas	MWh
Residencial	2,167,524
Comercial	1,297,714
Industrial	591,649
Altos Consumos	784,383
Alumbrado Público	124,601
Gobierno	108,305
Entes Autónomos	109,938
Municipal	49,793
Internacionales	1,099
TOTAL GENERAL	5,235,005

Fuente: ENEE.

Consumo Comercial, Servicios y Público: Comprende los conceptos de Comercial, Alumbrado Público, Gobierno, Entes Autónomos, Municipal e Internacionales de la facturación de la ENEE. Este total fue de 1,048.02 kBep.

Consumo Industria: Es la suma de Industrial y Altos Consumos de la ENEE, más la autoproducción no entregada a la red. El valor total del sector fue de 985.35 kBep.

Pérdidas: Sale por cálculo aplicando la ecuación de balance a los conceptos anteriores. Las pérdidas totales fueron de 1,198.62 kBep, valor que incluye las pérdidas no técnicas.

h. LPG, Gasolinas y Kerosene-Av Jet

Importación: La fuente de información es la Comisión Administradora del Petróleo (CAP), cuyo reporte se encuentra resumido en el siguiente cuadro. En el caso de las Gasolinas incluye Superior, Regular y Av-Gas.

Tabla A.4. Importación de Derivados del Petróleo 2011

(Barriles)

PRODUCTOS	TOTAL
GASOLINA SUPERIOR	2,479,693
GASOLINA REGULAR	1,881,982
DIESEL	5,126,726
KEROSINA	374,010
AV-JET	318,703
FUEL OIL	6,312,386
AV-GAS	17,890
LPG	4,285,356
ASFALTO*	0
TOTAL	20,796,746

(*) No disponible.

Fuente: CAP.

Exportación: Sólo de GLP, y su valor fue de 2,326.86 kBep (*Fuente:* SERNA)

Consumo por Sectores: Los valores son proporcionados por la CAP, cuya información se muestra en el siguiente cuadro. Se asignan de la siguiente manera:

LPG:

- Transporte: Gasolineras (E/S) + Transporte
- Industria, Residencial y Comercial: se distribuye el resto en estos tres sectores en forma proporcional al consumo en 2008 del trabajo “Prospectiva Energética de Honduras”, SERNA. Dic. 2009.

Tabla A.5. Consumo Total por Sector Económico 2011. (Barriles)

SECTOR	GASOLINA SUPERIOR	GASOLINA REGULAR	DIESEL	KEROSINA	AV JET	FUEL OIL	AV GAS	LPG	ASFALTO	TOTAL
Energía	215	357	185,317	0	0	5,447,586	0	0	0	5,633,476
Gasolineras (E/S)	2,309,658	1,622,444	3,566,454	241,964	0	0	0	5,586	0	7,746,106
Gobierno y Defensa	810	3	1,820	0	0	24	0	0	0	2,657
Industria	29,258	57,331	738,558	17,971	144,230	1,231,088	0	352,448	840	2,571,725
Otros	93,864	150,272	594,761	64,653	150,914	24,269	0	587,461	135,365	1,801,559
Transporte	12,369	46,500	280,558	7,060	116,898	4,093	0	5	0	467,482
TOTAL	2,446,175	1,876,907	5,367,467	331,647	412,042	6,707,060	0	945,499	136,205	18,223,004

Fuente: CAP.

Gasolinas:

- Industria: el mismo ítem de la CAP
- Comercial, Serv. y Público: Gobierno y Defensa de la CAP
- Construcción, Otros: Otros de la CAP
- Transporte: la diferencia entre el total y los tres sectores anteriores. En el caso de Av Gas, que no figuran consumos, se toman las importaciones.

Kerosene-Av Jet:

- Transporte: el total de Av Jet de la CAP
- Industria: la Kerosina en Industria de la CAP
- Construcción, Otros: la Kerosina en Otros de la CAP
- Residencial: el total de Kerosina de la CAP menos lo asignado a los sectores anteriores.

Inventario: Se calcula a partir de la ecuación de balance como resultado de los conceptos anteriores.

*Se considera importante que la SERNA mantenga una base de datos con los inventarios de los derivados del Petróleo, relevando información de las principales plantas de almacenaje existentes en el país. Disponer de esta información mejorará la calidad del balance de estas fuentes.

Diesel Oil y Fuel Oil

Importación: La fuente de información es la Comisión Administradora del Petróleo (CAP), cuya información se mostró en cuadro anterior.

Consumo en Centrales Eléctricas: Se obtiene a partir de información de la ENEE y la generación de Electricidad, cuadro presentado anteriormente.

Consumo por Sectores: Los valores son proporcionados por la CAP, cuya información se muestra en el cuadro precedente. Se asignan de la siguiente manera:

Diesel Oil:

- Industria: el mismo ítem de la CAP
- Comercial, Serv. y Público: Gobierno y Defensa de la CAP
- Construcción, Otros: Otros de la CAP
- Transporte: por diferencia entre el total de la CAP menos los consumos de los otros sectores y menos el consumo en centrales eléctricas

Fuel Oil:

- Transporte: el mismo ítem de la CAP
- Comercial, Serv. y Público: Gobierno y Defensa de la CAP
- Construcción, Otros: Otros de la CAP
- Industria: por diferencia entre el total de la CAP menos los consumos de los otros sectores y menos el consumo en centrales eléctricas

Inventario: Se calcula a partir de la ecuación de balance como resultado de los conceptos anteriores.

*Se considera importante que la SERNA mantenga una base de datos con los inventarios de los derivados del Petróleo, relevando información de las principales plantas de almacenaje existentes en el país y en las centrales eléctricas. Disponer de esta información mejorará la calidad del balance de estas fuentes.

*Se recomienda estimar el consumo de Diesel Oil en el sector Agropecuario dado que normalmente es el segundo consumidor de esta fuente después del Transporte. El mismo puede hacerse con información secundaria a partir de las cuentas culturales o costos operativos según el tipo de cultivo.

Coque

Corresponde al coque de petróleo consumido en la industria del cemento.

Importación: 658.64 kBep (*Fuente:* SERNA)

Consumo en Industria: 758.66 kBep (*Fuente:* SERNA)

Inventario: Se calcula a partir de la ecuación de balance como resultado de los conceptos anteriores.

Carbón Vegetal

Importación: 0.15 kBep (*Fuente*: Anuario Estadístico Forestal 2011 – Instituto de Conservación Forestal).

Exportación: 0.78 kBep (*Fuente*: Anuario Estadístico Forestal 2011 – Instituto de Conservación Forestal).

Consumo Residencial: 2.45 kBep. Se asignó la totalidad del concepto “Aprovechamiento” (*Fuente*: Anuario Estadístico Forestal 2011 – Instituto de Conservación Forestal).

Producción: se calcula como Exportación – Importación + Consumo Residencial.

*Se destaca la importancia de poder obtener información sobre el consumo de Carbón Vegetal a partir de información primaria.

No Energético

Consumo No Energético = Importación: corresponde a los consumos de Asfaltos informados por la CAP.

*Debería incorporarse la información de importación y consumo de otros No Energéticos de importancia como aceites, grasas lubricantes, solventes, etc. Para ello debería coordinarse con la CAP y/o el BCH.

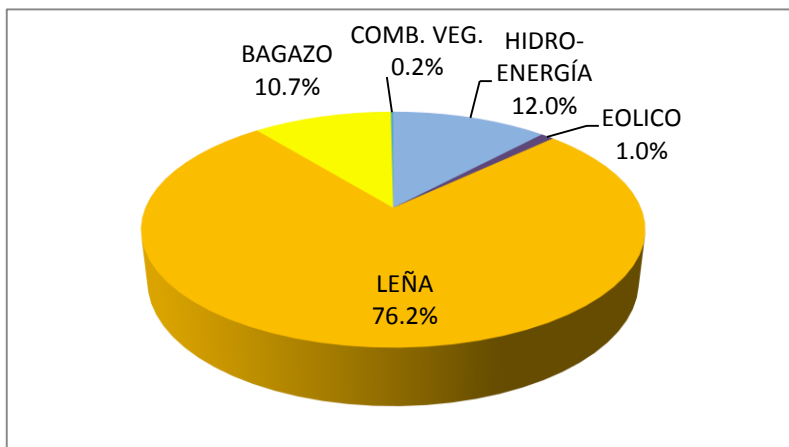
*Finalmente, se considera que Honduras debiera destinar recursos para el mejoramiento de su sistema de información energética, tanto en lo referente al abastecimiento como al consumo de energía, para poder realizar una adecuada prospectiva y planificación de su sistema energético.

A.2 Sistema Energético de Hondureño en el Año Base 2011

En el siguiente cuadro se presenta la matriz general del Balance Energético Nacional de Honduras para el año 2011, re-elaborado, a partir del cual se describirán los rasgos más generales del sistema energético hondureño. A partir de este Balance es que se configura el año base del modelo LEAP para realizar la prospectiva energética del país.

En 2011, la producción total de energía primaria de Honduras fue de 17,961 kBep, y en su totalidad estuvo compuesta por recursos renovables. La Leña es la principal fuente, con el 76.2% del total; le sigue la Hidroenergía con el 12.0%; y luego el Bagazo con el 10.7%.

Figura A.1. Estructura de la Producción de Energía Primaria – Honduras 2011. Elaboración propia



La producción primaria de Honduras representa el 49% de la oferta interna bruta (OIB). La OIB es la cantidad de energía necesaria para el funcionamiento del país y depende de los requerimientos de su sistema socioeconómico y teniendo en cuenta la composición de los centros de transformación que dispone el país y las pérdidas de transformación, transporte y distribución de la energía.

La OIB en 2011 fue de 37,007 kBep, la diferencia con la producción primaria es aportada fundamentalmente por las importaciones. Las importaciones netas de energía (importación – exportación), de fuentes primarias y secundarias, fue de 18,186 kBep, y representaron también el 49% de la OIB. El 2% restante fue aportado por la disminución de inventarios.

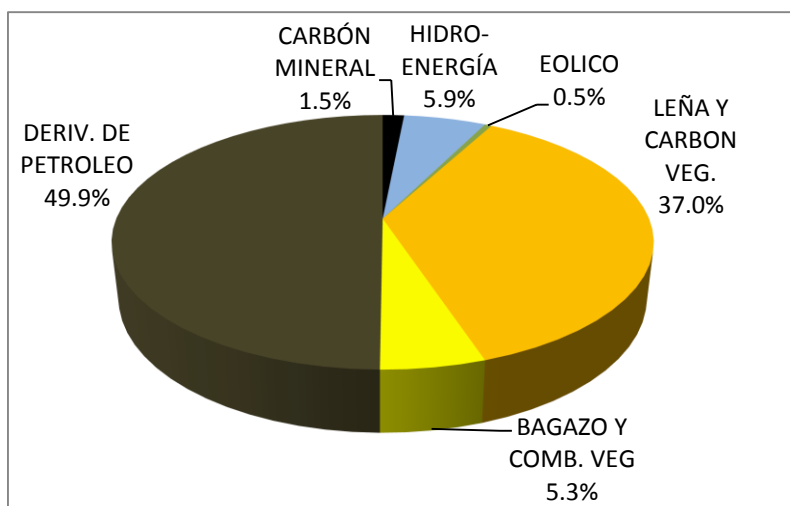
Tabla A.6. Matriz General del Balance Energético de Honduras Año 2011 (kBep). Re-elaborado

		ENERGÉTICOS PRIMARIOS						TOTAL PRIMARIAS	ENERGÉTICOS SECUNDARIOS							NO ENER-GETICO	TOTAL SECUN-DARIA	TOTAL	
ACTIVIDAD		CARBÓN MINERAL	HIDRO-ENERGÍA	EOLICO	LEÑA	BAGAZO	COMB. VEGETALES		ELECTRI-CIDAD	LPG	GASO-LINAS	KEROSENE AV JET	DIESEL OIL	FUEL OIL	COQUE				CARBON VEGETAL
OFERTA	PRODUCCIÓN		2,146.75	180.77	13,686.27	1,916.41	31.13	17,961.32	4,555.27							3.08		4,558.35	17,961.32
	IMPORTACIÓN	563.97						563.97	120.96	2,871.62	3,815.04	663.83	5,171.33	6,604.02	658.64	0.15	136.41	20,042.00	20,605.96
	EXPORTACIÓN								92.39	2,326.86						0.78		2,420.04	2,420.04
	INVENTARIO									88.83	-33.62	48.85	242.84	412.91	100.02			859.82	859.82
	NO APROVECHADO																		
	TOTAL	563.97	2,146.75	180.77	13,686.27	1,916.41	31.13	18,525.29	4,583.84	633.58	3,781.42	712.68	5,414.16	7,016.93	758.66	2.45	136.41	23,040.13	37,007.08
TRANSF.	CENTRALES ELÉCTRICAS		-2,146.75	-180.77				-2,327.51	4,255.72				-326.29	-5,520.84				-1,591.41	-3,918.92
	AUTO PRODUCTORES	-196.86				-309.33	-4.50	-510.69	299.56									299.56	-211.14
	CARBONERAS				-11.48			-11.48								3.08		3.08	-8.41
	TOTAL	-196.86	-2,146.75	-180.77	-11.48	-309.33	-4.50	-2,849.69	4,555.27				-326.29	-5,520.84		3.08		-1,288.78	-4,138.46
	CONS. PROPIO								8.85									8.85	8.85
	PÉRDIDAS								1,198.62									1,198.62	1,198.62
	AJUSTE																		
CONSUMO FINAL	TRANSPORTE									3.75	3,492.62	394.86	3,741.12	4.28				7,636.63	7,636.63
	INDUSTRIA	367.11			1,193.14	1,607.08	26.63	3,193.96	985.35	201.53	75.43	17.22	744.98	1,466.39	758.66			4,249.56	7,443.52
	RESIDENCIAL				12,481.65			12,481.65	1,343.00	189.00		238.64				2.45		1,773.09	14,254.74
	COMERCIAL,SER,PUB								1,048.02	239.30	0.71		1.84	0.02				1,289.89	1,289.89
	AGRO,PESCA,MINER.																		
	CONSTRUCCIÓN,OTR.										212.67	61.96	599.94	25.39				899.95	899.95
	ENERGÉTICO	367.11			13,674.79	1,607.08	26.63	15,675.61	3,376.37	633.58	3,781.42	712.68	5,087.88	1,496.09	758.66	2.45		15,849.12	31,524.73
	NO ENERGÉTICO																136.41	136.41	136.41
TOTAL	367.11			13,674.79	1,607.08	26.63	15,675.61	3,376.37	633.58	3,781.42	712.68	5,087.88	1,496.09	758.66	2.45	136.41	15,985.53	31,661.14	

Fuente: elaboración propia a partir del BEN 2011 de la SERNA, información de la ENEE, CAP e ICF.

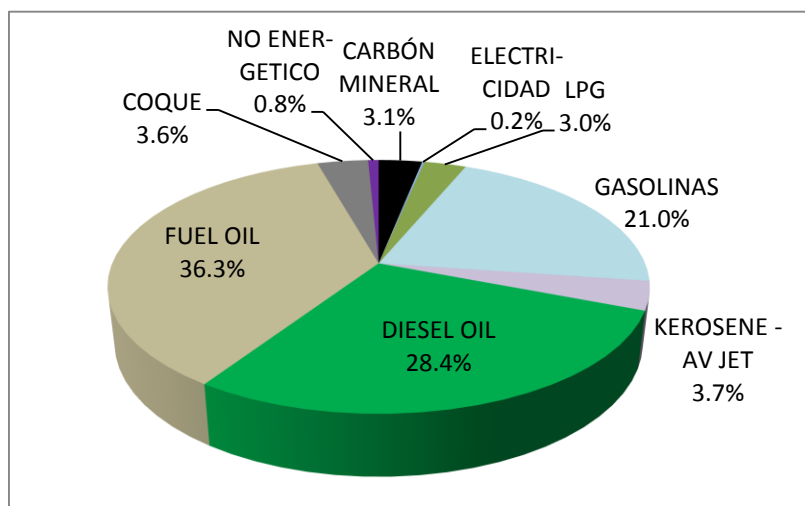
En el siguiente gráfico se presenta la composición de la OIB por fuente, donde los Derivados de Petróleo en conjunto representaron el 49.9%; luego la Leña y el Carbón Vegetal el 37.0%; le siguen la Hidroenergía con el 5.9% y el Bagazo y los Combustibles Vegetales con el 5.3%.

Fig. A.2. Estructura de la Oferta Interna Bruta – Honduras 2011. Re-elaborado



En cuanto a la composición de la importación de energía, en términos netos, los Derivados de Petróleo representan el 93% de la importación; dentro de ellos el Fuel Oil es el más importante con el 36.3%, seguido del Diesel Oil (28.4%) y las Gasolinas (21.0%). Las restantes fuentes importadas son en cantidades mucho menores como se muestra en el siguiente gráfico.

Fig.A.3. Estructura de la Importación Neta – Honduras 2011. Re-elaborado

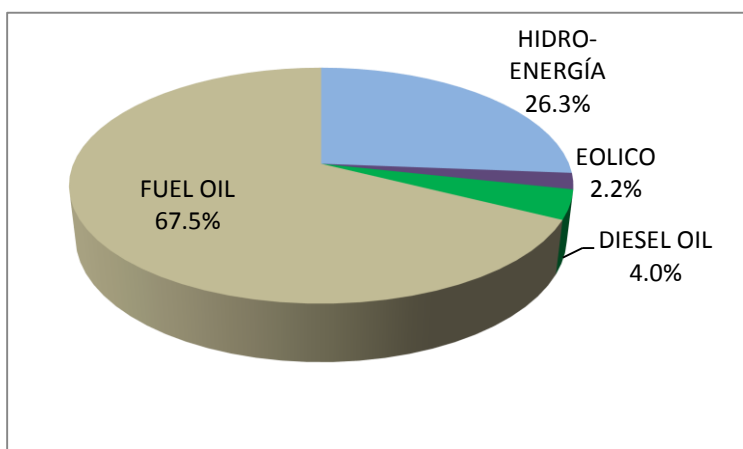


Prácticamente existe un sólo tipo de centros de transformación en Honduras, que son las centrales eléctricas. Estas se dividen en Centrales Eléctricas propiamente dichas y en Autoprodutores. El otro centro existente son las Carboneras, pero la información disponible indica que sus niveles de producción son poco significativos en términos energéticos.

Se generaron en 2011 unos 4,555 kBep de Electricidad (unos 7,352 GWh). El 93% fue en Centrales Eléctricas y el 7% restante por los Autoprodutores.

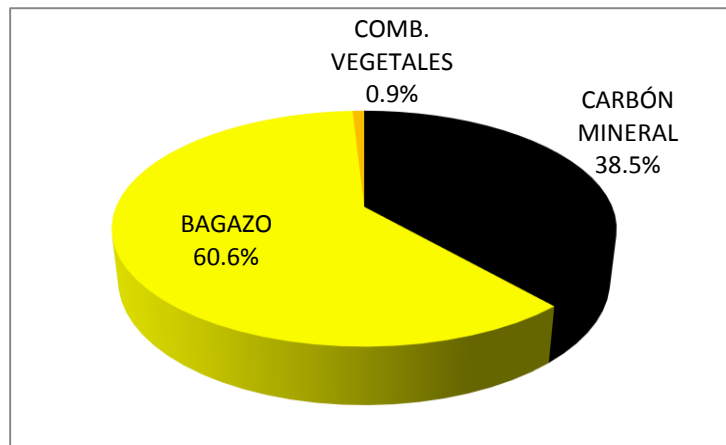
Las Centrales Eléctricas tuvieron un consumo intermedio de 8,175 kBep para generar 4,256 kBep de Electricidad (6,868 GWh), lo que significa un rendimiento promedio de 52.2%. La composición del consumo intermedio se muestra en el siguiente gráfico donde se observa que la principal fuente fue el Fuei Oil con el 67.5%, seguido de la Hidroenergía con el 26.3%. Es de mencionar que la generación de Electricidad mediante Hidroenergía representará un porcentaje mayor en virtud del mayor rendimiento de estas centrales.

Fig. A.4. Consumo en Centrales Eléctricas – Honduras 2011. Re-elaborado



Po su parte, los Autoprodutores consumieron 511 kBep para generar 300 kBep de Electricidad (483 GWh), con un rendimiento medio de 59%. Este alto rendimiento es debido a la existencia de sistemas de cogeneración.

Fig. A.5. Consumo en Autoprodutores – Honduras 2011. Re-elaborado



El consumo final total de energía neta fue de 31,661 kBep, y la Leña fue la principal fuente consumida con el 43.2% del total. La Leña se consume en un 91% en el sector Residencial (y el resto en Industria), donde los rendimientos de los fogones y estufas son muy bajos, lo que hace necesaria grandes cantidades de toneladas o energía neta⁷ para satisfacer las necesidades de los hogares.

La segunda fuente en importancia en el consumo final es el Diesel Oil con el 16.1%, seguido de las Gasolinas con 11.9%, y en cuarto lugar aparece la Electricidad con el 10.7%. En la siguiente Tabla se muestra el consumo final discriminado por fuente.

Tabla A.7. Consumo Final por Fuentes - Honduras Año 2011 (kBep). Re-elaborado

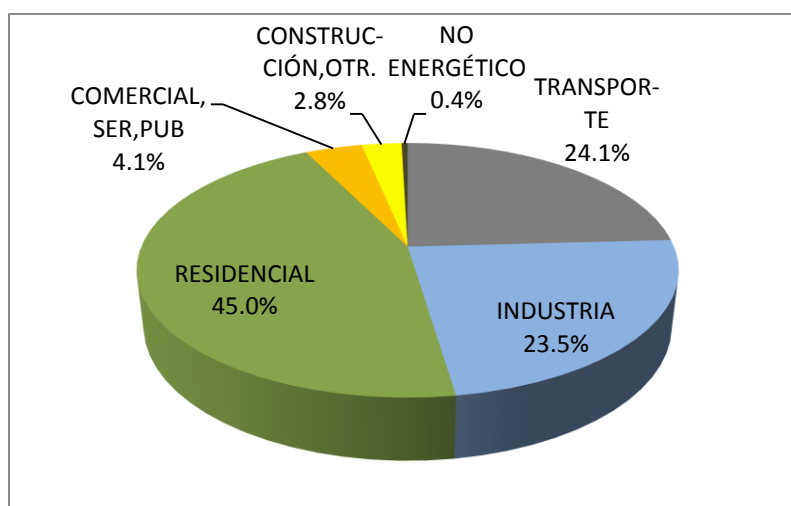
Fuente	kBep	%
LEÑA	13,674.8	43.2%
DIESEL OIL	5,087.9	16.1%
GASOLINAS	3,781.4	11.9%
ELECTRICIDAD	3,376.4	10.7%
BAGAZO	1,607.1	5.1%
FUEL OIL	1,496.1	4.7%
COQUE	758.7	2.4%
KEROSENE - AV JET	712.7	2.3%
LPG	633.6	2.0%
CARBÓN MINERAL	367.1	1.2%
NO ENERGÉTICO	136.4	0.4%
COMB. VEGETALES	26.6	0.1%
CARBON VEGETAL	2.4	0.01%
Total	31,661.1	100.0%

En el consumo final por sectores, el Residencial representa el 45.0%. Este alto consumo se debe principalmente a la Leña de muy baja eficiencia de utilización en el sector, como se mencionó anteriormente.

En el siguiente gráfico se muestra la participación de todos los sectores en el consumo final. El segundo lugar del consumo final corresponde al sector Transporte con el 24.1% del total y en tercer lugar la Industria con el 23.5%.

⁷ Energía neta o final es el contenido energético de las cantidades que ingresan a la unidad de consumo, mientras que energía útil es la energía neta a la que se le restan las pérdidas en los artefactos de utilización.

Fig. A.6. Estructura del Consumo Final por Sectores – Honduras 2011. Re-elaborado



En la siguiente tabla se presentan las estructuras del consumo final por fuentes en cada uno de los sectores socioeconómicos de Honduras para el año 2011.

Tabla A.8. Estructura del Consumo Final por Fuentes y Sectores - Honduras Año 2011. Re-elaborado

Fuente	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL	COM, SER, PUB	CONSTR., OTR.	Total
CARBÓN MINERAL		4.9%				1.2%
LEÑA		16.0%	87.6%			43.4%
BAGAZO		21.6%				5.1%
COMB. VEGETALES		0.4%				0.1%
ELECTRICIDAD		13.2%	9.4%	81.2%		10.7%
LPG	0.0%	2.7%	1.3%	18.6%		2.0%
GASOLINAS	45.7%	1.0%		0.1%	23.6%	12.0%
KEROSENE - AV JET	5.2%	0.2%	1.7%		6.9%	2.3%
DIESEL OIL	49.0%	10.0%		0.1%	66.7%	16.1%
FUEL OIL	0.1%	19.7%		0.0%	2.8%	4.7%
COQUE		10.2%				2.4%
CARBON VEGETAL			0.02%			0.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

En Transporte las principales fuentes son Diesel Oil (49.0% del total del sector) y Gasolinas (45.7%).

Industria es el sector que consume mayor diversidad de fuentes, consume todas las fuentes excepto Carbón Vegetal. Seis fuentes tienen consumos significativos, en orden de importancia: Bagazo (21.6%), Fuel Oil (19.7%), Leña (16.0%), Electricidad (13.2%), Coque (10.2%) y Diesel Oil (10.0%).

En Residencial la Leña representa el 87.6% del consumo neto del sector, y en segundo término aparece la Electricidad con el 9.4%.

En el sector Comercial, Servicios y Público la Electricidad aporta el 81.2% del consumo final, seguida del GLP con el 18.6%.

Finalmente, en Construcción y Otros consumos no identificados la principal fuente es el Diesel Oil (66.7% del consumo sectorial), seguido de las Gasolinas 23.6% y el Kerosene con 6.9%.

ANEXO III

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE HONDURAS

2014-2028

Adición de plantas al sistema (MW)																
Planta	Combustible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
VETASA	Bunker		35													
VETASA	Carbón						60									
BECOSA	Carbón/Coque		60													
Quilo II	Hidro	0.9														
Matarras I	Hidro	1														
Mangungo II	Hidro	1.3														
Los Laureles	Hidro	4.8														
San Martin	Hidro	4.7														
Aurora II	Hidro	6.8														
Matarras II	Hidro		2.3													
Las Ventanas	Hidro		8.5													
Cangel	Hidro		2.6													
Rio Molo	Hidro			4												
San Antonio	Hidro			2												
Las Piedras	Hidro			2												
Rio Plátano	Hidro			3.5												
Petacon	Hidro						11.89									
Agua Verde	Hidro						0.81									
San José de las Brisas	Hidro						10.57									
Unión Rio Frio	Hidro						8.52									
Ampliación Mesoamerica	Eólico	24														
Vientos de San Marcos	Eólico	61.5														
Chinchayote	Eólico		45													
Cololaca	Eólico			112.5												
Aerowind	Eólico			40												
Qulio (privado)	Hidro	0.7														
Vegona	Hidro	38.5														
La Aurora	Hidro	9.4														
Purinlga Sazagua	Hidro	7.3														
Pencaligue	Hidro	13.6														
Mezapa	Hidro	9.4														
Rio Betulia	Hidro		3.6													
Platanares 1era Etapa	Geotermia			12												
Hidro Xacbal	Hidro			45												
Quaca	Hidro				12.6											
Platanares 2da Etapa	Geotermia					23										
El Tornillito	Hidro						160.2									
Caracol Knits	Biomasa	18.6														
Biomasa Merendón	Biomasa	18														
Rio Dulce	Biomasa	5.8														
Jaramar	Biomasa		0.48													
HGPC	Biomasa		35													
Ampliación Tres Valles	Biomasa		7.5													
Proyectos solares	Solar		280													
Piedras Amarillas	Hidro				100											
Llanitos	Hidro							98								
Jicatuyo	Hidro								173							
Tablón	Hidro							20								
La Tarrrosa	Hidro										150					
Valencia	Hidro										270					
Biomasa Genérica	Biomasa					100										
Turbinas de Gas	Diesel					250										
Ciclo Combinado (Diesel)	Diesel						150									
Ciclo Combinado (Gas Natural)	GNL							150								
Carbón	Carbón							50							100	
Total		226	480	221	113	373	402	318	173	0	420	0	0	0	100	0

Retiro de plantas al sistema (MW)																
Planta	Combustible	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Lufussa 1*	Diesel	40														
Nacional de Ingenieros*	Diesel			20												
Elcosa	Bunker			80												
Ampliación Lufussa 1*	Bunker			30.5												
Park Dale*	Bunker			21.8												
Envasa*	Carbón			19.4												
Celsur Carbon	Carbón			18.8												
Elcatex	Bunker			21												
Ceiba	Bunker			26.6												
Santa Fe	Diesel			5												
La Puerta Hitachi	Diesel			18												
La Puerta General	Diesel			15												
Lufussa 3**	Bunker					210										
Enersa**	Bunker					200										
Ampliación ENERSA**	Bunker					30										
VETASA	Bunker						55									
EMCE 2**	Bunker						60									
Lufussa 2**	Bunker						80									
Total		40		276		440	195									

*Vencimiento de contrato en enero 2014, extendidos por dos años, exceptuando Lufussa I. **Vencimiento de contrato

Fuente: ENEE

ANEXO IV

COMUNICADO: EL CIMEQH Y LA SOLICITUD DEL CAMBIO DEL
CÁLCULO DEL PRECIO DE LAS GASOLINAS EN NUESTRO MERCADO
INTERNO

Es de conocimiento público, que durante el mes de Julio pasado, el Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras y Ramas Afines (CIMEQH) mantuvo importantes conversaciones con el señor Ministro de Inversiones y Desarrollo, Ing. Alden Rivera. El propósito de ellas, fue discutir, examinar, evaluar, y tomar la posible decisión de modificar la manera de calcular el precio FOB de la gasolina “superior” de 95 RON de octanaje, que actualmente usa el gobierno, y que provoca un sobreprecio de ese producto castigando, de esa manera, la economía del consumidor hondureño. En esa oportunidad, el CIMEQH presentó los siguientes argumentos técnicos:

1. El empleo de la fórmula **RON** (Número de Octanaje de Investigación), ya se considera obsoleta por lo que se ha ido sustituyendo por la fórmula **AKI** (Anti Knock Index) Costa del Golfo de EE.UU.
2. Precisamente, en la práctica, el gobierno de Honduras ejecuta los cálculos de los precios, llamados FOB, de las gasolinas empleando la publicación Platts Costa del Golfo que ofrece los valores diarios, mínimos y máximos, de las gasolinas con octanajes AKI, y no RON, de 87, 89 y 93.
3. El problema del sobreprecio que hemos mencionado, surge del hecho que el gobierno usa una fórmula de su invento que no vincula correcta y en forma directa el precio de la gasolina 95 RON al precio de su octanaje equivalente, Costa del Golfo, que es la gasolina 89 AKI.
4. En su argumentación, el CIMEQH se apoya en los fundamentos siguientes: en el informe final, entregado al gobierno de ese entonces, de la **“Comisión del Decreto N°279-2005”** coordinada por el Cardenal Oscar Andrés Rodríguez, se dice que las pruebas que la gasolina superior pueden **“vincularse al índice de octanaje 89...del golfo americano (nueva fórmula de octanaje...) pueden visualizarse en los resultados de las pruebas de laboratorio... obtenidos por la empresa...Saybolt, Inc...tal como fue solicitado por la Comisión...”**; más importante aún, es el hecho de que en el **“Reglamento Técnico Centroamericano”**, que regula las especificaciones de los diferentes derivados del petróleo, claramente se indica que **la gasolina Superior 95 RON equivale a la gasolina 89 Octanos Costa del Golfo EEUU.**
5. En consecuencia con lo anterior, el CIMEQH reitera su posición de que la fórmula que usa el gobierno, para el cálculo del precio de la gasolina superior, y que produce su sobreprecio, debe ser eliminada y ser sustituida por la vinculación directa de 95 RON al precio del Octanaje 89 AKI Costa del Golfo. Esta decisión, desde el punto de vista económico, provocará una reducción en el precio del galón de la gasolina superior.
Precisamente, antes del congelamiento de los precios por parte del gobierno y en donde el CIMEQH tuvo su influencia, mostramos al señor Ministro Rivera que la eliminación de la actual fórmula de cálculo y el uso del vínculo directo al octanaje 89 AKI hubiese provocado una rebaja real de Lps. 1.61 por galón de combustible y no un aumento de 0.41 centavos de lempira por galón si se hubiera usado la aún vigente fórmula de cálculo. Este hecho, consideramos nosotros, obligó al gobierno a tomar la decisión política de congelar los precios de las gasolinas.

6. El caso de la gasolina regular, de 88 octanos RON, es más complicada ya que su octanaje equivalente Costa del Golfo sería el precio de la gasolina 82-83 octanos AKI cuyos precios no existen en la publicación Platts. Por esta razón, el gobierno vincula el precio de la gasolina regular 88 RON con el precio de la gasolina 87 AKI Costa del Golfo que equivale a una gasolina 91 RON. En consecuencia, en la práctica, el consumidor hondureño paga por una gasolina 87 AKI=91 RON más cara y que no recibe. Por ello, el CIMEQH plantea que el gobierno debe exigir a los importadores que traiga, sin aumento de precios ya que la estamos pagando, la gasolina de 87 AKI, de mayor calidad, en sustitución de la gasolina regular 88 RON de actual consumo.
7. En conclusión, hacemos un respetuoso llamado al Sr. Ministro Alden Rivera para el reinicio de las conversaciones entre todos los involucrados en el tema —gobierno, importadores, gasolineros, transportistas de combustibles y CIMEQH—antes de que se venza el período de la congelación de los precios de los combustibles.