



INFORME GENERAL

**MODELOS DE MERCADO, REGULACIÓN
ECONÓMICA Y TARIFAS DEL SECTOR
ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
– HONDURAS**

Consultoría:

Estudio Sobre "Modelos de Mercado y Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras"

**Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría
CPSC 090/2012 - CIDA 13/2012**

Informe Final: Recopilación de todos los Productos de la Consultoría

Organismo Contratante:

OLADE

Organización Latinoamericana de Energía
Contratación Consultores 2012

Consultor:

Grupo de Consultores - Plus Energy

Abril de 2013
Latinoamérica

Contenido

Producto N°1: Análisis del modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras

1	Presentación del Producto N°1	15
2	Introducción del Producto N°1	16
3	Objeto y Alcance del Producto N° 1	18
4	Resumen Ejecutivo del Producto N°1	19
5	Introducción al Sector Energético de Honduras	22
	5.1 Organización Político-Institucional del Sector Energético	22
	5.2 Datos del Sector Energético	26
	5.3 Impacto Económico del Sector Energético	29
6	El Sub-Sector Eléctrico de Honduras y Marco Regulatorio	31
	6.1 Organización político-institucional del Sub-Sector Eléctrico	31
	6.2 Datos técnicos del Sub-Sector Eléctrico de Honduras	32
	6.2.1 Generación.....	32
	6.2.2 Capacidad Instalada.....	33
	6.2.3 Generación Neta de Energía Eléctrica.....	34
	6.2.4 Productores Privados de Energía Eléctrica.....	36
	6.2.5 Demanda Máxima y Consumo de Energía Eléctrica.....	37
	6.2.6 Pérdidas de Energía Eléctrica	39
	6.2.7 La Transmisión	39
	6.2.8 Distribución y Comercialización	40
	6.2.9 Los Grandes Consumidores.....	41
	6.2.10 Perspectiva de la Energía Renovable.....	42
	6.2.11 El Mercado Eléctrico Regional.....	44
	6.3 Marco Regulatorio del Sub-Sector Eléctrico y su Reglamentación	45
	6.3.1 El Marco Referencia Legal.....	45
	6.3.2 El Ente Regulador.....	47
	6.4 Estructura del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras	49
7	Análisis del Modelo de Mercado y Marco Regulatorio Vigente del Sub-sector Eléctrico en Honduras	54
	7.1 Modelo del Mercado Eléctrico Nacional.....	54
	7.2 Marco Regulatorio.....	55
8	Bibliografía del Producto N°1	58

Producto N°2: Examinación y Análisis del Sistema para la Determinación de Costos y Tarifas Vigentes en Honduras, teniendo en cuenta los Sistemas Aislados e Interconectados, así como la Estructura Tarifaria por Sector de la Sociedad

1	Presentación del Producto N°2.....	61
2	Introducción del Producto N°2.....	62
3	Objeto y Alcance del Producto N° 2	63
4	Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N°2	64
5	Sistema para la determinación de Costos y Tarifas Vigentes.....	67
	5.1 Régimen Legal	67
	5.1.1 Definiciones de la Ley Marco Útiles a los fines del Producto N°2	69

5.1.2	Artículos de la Ley Marco relativos al Régimen Tarifario	70
5.2	Principios Tarifarios	71
5.2.1	Salud Financiera	72
5.2.2	Eficiencia - Suministro Eficiente.....	72
5.2.3	Equidad.....	73
5.3	Régimen Compra de Energía y Potencia por Distribuidores	74
5.4	Composición de Costos que Conforman la Estructura Tarifaria	75
5.4.1	Costo Marginal de Corto Plazo de Generación de Energía Eléctrica	76
5.4.2	Costos de Transmisión.....	78
5.4.3	Valor Agregado de la Distribución, VAD	79
5.4.4	Determinación de la Tarifa en Barra.....	81
5.4.5	Determinación de la Tarifa al Usuario Final.....	82
5.5	Estructura Tarifaria por Sector de la Sociedad	84
5.5.1	Sector Residencial	84
5.5.2	Sector Comercial	85
5.5.3	Sector Industrial Pequeño	85
5.5.4	Sector Industrial Grande	86
5.5.5	Sector Gobierno	87
5.5.6	Sector Municipalidades y Otros	87
5.5.7	Sector Municipalidades y Otros, Bombeo de Agua.....	87
5.5.8	Zonas de Inversión y Empleo	88
5.5.9	Tarifas Interrumpibles.....	89
5.6	Régimen Aprobación de Tarifas	89
5.6.1	Principios de Cálculo y Fijación de Tarifas Eléctricas según la Ley Marco	90
5.7	Mecanismos de Ajustes Tarifarios	90
5.7.1	Ajuste en la Tarifa de Barra	90
5.7.2	Ajuste al Consumidor Final.....	91
5.8	Sistemas Aislados	92
6	Análisis del Sistema para la Determinación de las Tarifas	96
6.1	Modificaciones de la Estructura tarifaria vigente, respecto a la del 2000.....	96
6.2	Precios Promedio de la Energía Eléctrica en Honduras, por Sectores	96
6.3	Debilidades del Esquema Tarifario	103
7	Bibliografía del Producto N°2.....	108
8	Anexos del Producto N°2.....	109
8.1	ANEXO A: Ley Marco del Subsector Eléctrico. Capítulo IX - Del Régimen Tarifario	109
8.2	ANEXO B: Parte de los Cuadros Reportados en el Informe Estadístico de la ENEE [1].....	115
8.3	ANEXO C: Tasas de Cambio Históricas (L\$/US\$)	116

Producto N°3: Identificación de los Métodos de Establecimiento de Tarifas de Ayuda Social, Subsidios y Tasas, dirigidos a Sectores Vulnerables de la Sociedad

1	Presentación del Producto N° 3.....	118
2	Introducción del Producto N° 3.....	119
3	Objeto y Alcance del Producto N° 3	121
4	Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N° 3	122
5	Métodos de Establecimiento de Tarifas de Ayuda Social, Subsidios y Tasas, dirigidos a Sectores Vulnerables de la Sociedad.....	126

5.1	Conceptos básicos sobre Subsidios	126
5.2	Subsidios Directos	133
5.3	Subsidios Cruzados	134
5.4	Exenciones de Impuestos	137
5.4.1	Exención de Impuesto a los Combustibles para Generación Eléctrica	138
5.4.2	Exención del Impuesto sobre Ventas de Potencia y de Energía Eléctrica	138
5.4.3	Exenciones de Impuestos a Centrales de Generación con Recursos Renovables 139	
5.4.4	Subsidio Indirecto: Pago de las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica	139
5.5	Focalización de los Subsidios en Honduras	141
6	Bibliografía del Producto N° 3	144

Producto N°4: Análisis de costos de las Etapas de Generación, Transmisión y Distribución de Energía y su Influencia en las Tarifas Aplicadas al Consumidor Final

1	Presentación del Producto N° 4	147
2	Introducción del Producto N° 4	148
3	Objeto y Alcance del Producto N° 4	150
4	Resumen Ejecutivo del Producto N° 4	151
5	Determinación de costos y estructuración de tarifas en Honduras	154
5.1	Modelo de Mercado Eléctrico	154
5.2	Marco Regulatorio.....	158
5.3	Breve Descripción de la Metodología de Cálculo de Tarifas	159
5.4	Fases de Cálculo de las Tarifas.....	160
5.4.1	Cálculo de la Tarifa en Barra	160
5.4.2	Cálculo de los Costos de Distribución y Comercialización	163
5.4.3	Cálculo de Precios Finales y Aplicación de la Política de Subsidios Cruzados 164	
5.4.4	Formulas de Ajuste Automático de la Tarifa	164
6	Análisis de costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final	167
6.1	Costos de Generación	167
6.2	Costos de Transmisión.....	170
6.3	Costos de Distribución y Comercialización	171
6.4	Principales Conclusiones y Recomendaciones.....	174
7	Bibliografía del Producto N° 4.....	176

Producto N°5: Propuesta de Metodología Dirigida al Mejoramiento Tarifario y de Regulación Económica para el Sector Eléctrico de Honduras

1	Presentación del Producto N° 5	178
2	Introducción del Producto N° 5	179
3	Objeto y Alcance del Producto N° 5	181
4	Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N° 5	182
5	Análisis Comparativo del Sector Eléctrico de Honduras respecto de Otros Países Latinoamericanos	187
5.1	Modelos de Mercado y Métodos de Regulación	188

5.1.1	Colombia	188
5.1.2	Perú.....	195
5.1.3	Honduras.....	201
5.1.4	Análisis Comparativo	211
5.2	Esquemas Tarifarios	215
5.2.1	Colombia	215
5.2.2	Perú.....	221
5.2.3	Honduras.....	228
5.2.4	Resumen de los Esquemas Tarifarios de Honduras - Colombia –Perú	233
5.3	Deficiencias del Esquema Tarifario y de subsidios Vigente Honduras	234
5.4	Análisis del Ingreso Medio por Venta de Energía	239
6	Propuesta de Modificaciones dirigidas al Sistema Tarifario y Mejora al Marco Regulatorio Hondureño	247
6.1	Modificaciones en el Esquema Tarifario	247
6.1.1	Mejoras en la Estructura Tarifaria	247
6.1.2	Mejoras en los Mecanismos de Subsidios a la Energía Eléctrica.....	257
6.2	Propuestas para Mejora al Marco Regulatorio	263
7	Bibliografía del Producto N° 5	268
8	Anexos del Producto N° 5	271
8.1	Anexo A. Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad – Lima Norte – EDELNOR. Vigencia al 4 de marzo de 2013.....	271
8.2	Anexo B. Cuadro Tarifario en Colombia.	274
8.3	Anexo D. Cuadros Tarifarios Vigentes en Honduras, por Sectores de la Sociedad.	275

Lista de Figuras del Producto N°1

Figura 1. Organización de la Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) en Honduras.	22
Figura 2. Organización Político-Institucional del Sector Energético de Honduras.	25
Figura 3 Composición de la Oferta Energética Nacional – Año 2010.	26
Figura 4. Consumo Final de Electricidad por Sector – Año 2010.	27
Figura 5. Fuentes Energéticas para el Sector Doméstico – Año 2010.	27
Figura 6. Consumo de Hidrocarburos por Sector – Año 2010.	28
Figura 7. Parque de Generación de Energía Eléctrica en Términos de Capacidad Instalada (MW) por Tecnología – Año 2011. Fuente ENEE.	28
Figura 8. Organización Político-Institucional del Sub-Sector Eléctrico de Honduras.	32
Figura 9. Composición de la Matriz de Generación en Términos de Capacidad Instalada, Honduras 2011.	34
Figura 10. Composición de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).	36
Figura 11. Composición Porcentual de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).	36
Figura 12. Evolución de la Demanda Máxima del SIN Honduras.	38
Figura 13. Consumo Total de Energía Eléctrica en GWh.	38
Figura 14. Composición por Sector del Consumo de Energía Eléctrica.	39
Figura 15. Red de Transmisión en Diferentes Niveles de Tensión en Honduras.	40
Figura 16. Organización del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras.	50

Lista de Tablas del Producto N°1

Tabla 1 . Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional – 2011.....	33
Tabla 2. Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional 2001– 2011....	34
Tabla 3. Generación de Energía Eléctrica, Periodo 2010-2011. Fuente ENEE.	34
Tabla 4. Evolución Mensual de la Energía Año 2011 – Valores en GWh.....	35
Tabla 5. Generación de Energía Eléctrica (GWh) por Año periodo 2001-2011. Fuente ENEE.	35
Tabla 6. Características Generales Productores Privados de Energía Eléctrica.....	37

Lista de Figuras del Producto N°2

Figura 1. Esquema tarifario y de costos, según la ley Marco. CMCP, es el Costo Marginal de Corto Plazo.....	76
Figura 2. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2011	97
Figura 3. Porcentaje de participación en los ingresos por ventas de energía por sector, durante el año 2011	97
Figura 4. Porcentaje de participación en números de abonados por sector, durante el año 2011	97
Figura 5. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 - 2011.....	99
Figura 6. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 – 2011. Vista.....	99
Figura 7. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 – 2011. Vista lateral de la figura 5.	100
Figura 8. Precios internos de los derivados en Honduras (US\$/galón). Período 2004-2011.....	101
Figura 9. Tasas de Cambio Promedio Mensual; Período Enero de 2000 a Noviembre de 2012	101
Figura 10. Comparación de los precios promedios de la energía registrados para el 2011 con respecto a los acumulados durante el 2012, por sectores.....	102

Lista de Tablas del Producto N°2

Tabla 1. Valores de CMCP promedio por estación y por bloque horario para el 2012.....	78
Tabla 2. Bloques Horarios por Tipo de Día de la Semana	78
Tabla 3. Costo Marginal de la Potencia	78
Tabla.4. Total de energía distribuida por los sistemas operados por la ENEE.....	80
Tabla.5. Pliego Tarifario Tipo	84
Tabla 6. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial	84
Tabla 7. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial	85
Tabla 8. Cuadro Tarifario. Tarifa C, Sector Industrial Pequeño.....	86
Tabla 9. Cuadro Tarifario. Tarifa D, Sector Industrial Grande.....	86
Tabla 10. Cuadro Tarifario. Tarifa E, Sector Gobierno	87
Tabla 11. Cuadro Tarifario. Tarifa F, Sector Municipalidades y otros	87
Tabla 12. Cuadro Tarifario. Tarifa G, Sector Municipalidades y otros	88
Tabla 13. Cuadro Tarifario. Tarifa H, Zonas de Inversión y Empleo.....	88
Tabla 14. Cuadro Tarifario. Tarifa I, Tarifas Interrumpibles	89
Tabla 15. Precio medio del kWh por sector de la sociedad (2002 – 2011). Todos los precios medios fueron calculados como la relación entre importes netos y consumo de energía.....	98
Tabla 16. Precios internos de los derivados en Honduras (US\$/galón). Período 2004-2011	100
Tabla 17. Precio medio mensual del kWh por sector de la sociedad durante el 2012. Todos los precios medios fueron calculados como la relación entre ingresos por ventas y la energía vendida a cada sector.....	102

Lista de Figuras del Producto N°3

Figura 1. Precio de la Energía Eléctrica para Consumidores Residenciales, según el actual Pliego Tarifario.....	136
Figura 2. Precio Promedio de la Energía Eléctrica, en L\$/kWh, para Consumidores Residenciales, según el actual Pliego Tarifario.....	136
Figura 3. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2011	137

Lista de Tablas del Producto N°3

Tabla 1. Montos abonados en concepto de subsidio directo, mes a mes de 2012.....	134
Tabla 2. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial (Tabla 6 en Informe MMH-002).....	135
Tabla 3. Cuadro Tarifario. Tarifa A.....	135
Tabla 4. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial	137
Tabla 5. Promedio anual total de exenciones de impuestos	141
Tabla 6. Distribución de Subsidios en Julio de 2006	142
Tabla 7. Distribución de Subsidios en Noviembre de 2009	142
Tabla 8. Distribución de Subsidios en Diciembre de 2012	143

Lista de Figuras del Producto N°4

Figura 1. Composición Porcentual de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).	156
Figura 2. Evolución de la Demanda Máxima del SIN Honduras.....	156
Figura 3. Consumo Total de Energía Eléctrica en GWh.	157
Figura 4. Composición por Sector del Consumo de Energía Eléctrica.....	157
Figura 5. Esquema tarifario general del servicio eléctrico en Honduras.	166
Figura 6. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.....	168
Figura 7. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores térmicos, Año 2012. Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE..	169
Figura 8. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores renovables, Año 2012. Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE.	170

Lista de Tablas del Producto N°4

Tabla 1 . Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional – 2011....	155
Tabla 2. Costo Marginal de Corto Plazo en US\$/MWh, Año 2012	161
Tabla 3. Costo total del Suministro para Consumidores Residenciales	164
Tabla 4. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.	167
Tabla 5. Resumen Programa de Inversiones ENEE período 2008-2011.....	171
Tabla 6. Estimación del VAD para el pliego tarifario vigente 2009-2013.	172
Tabla 7. Costo de suministro para diferentes usuarios del Pliego Tarifario vigente ENEE 2009-2013.	172
Tabla 8. Análisis comparativo del costo de suministro para el periodo 2009 a 2012.	173
Tabla 9. Composición Porcentual de la tarifa del consumidor final, Año 2009 a 2012.....	173

Lista de Figuras del Producto N°5

Figura 1. Esquema de Organización Político-Institucional que gobierna el Sector Eléctrico de Colombia.....	189
Figura 2. Estructura del Mercado Eléctrico de Colombia.....	190
Figura 3. Esquema de Organización Político-Institucional que gobierna el Sector Eléctrico de Perú.	197
Figura 4. Estructura del Mercado Eléctrico del Perú.	198
Figura 5. Estructura del Mercado Eléctrico de Honduras.	207
Figura 6. Variación del Costo Marginal de Corto Plazo y el Costo Medio de Generación	242
Figura 7. Ingresos Medios por Venta de Energía – Lps./kWh	245
Figura 8. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2012	250
Figura 9. Porcentaje de participación en números de abonados por sector, durante el año 2012....	250
Figura 10. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.....	253
Figura 11. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores térmicos, Año 2012.	254
Figura 12. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores renovables, Año 2012.....	254
Figura 13. Porcentaje de participación en los ingresos por ventas de energía por sector, durante el año 2012.....	255
Figura 14. Precios promedio de la Energía Eléctrica para los sectores residencial, comercial, e industrial, 2011; valores en dólares/kWh.....	256
Figura 15. Cuadro Tarifario Empresa Públicas de Medellin. 2011.....	275

Lista de Tablas del Producto N°5

Tabla 1. Características Básicas del Subsector eléctrico de Colombia, Perú y Honduras. _____	179
Tabla 2. Cuadro comparativo de modelos de mercados eléctricos, actividades y marcos regulatorios. _____	211
Tabla 3. Opciones Tarifarias para los Usuarios conectados en Media Tensión _____	225
Tabla 4. Opciones Tarifarias para los Usuarios conectados en Baja Tensión _____	226
Tabla 5. Asignación de los recursos del FOSE (Subsidio cruzado) _____	228
Tabla 6. Resumen de los Esquemas Tarifarios de los países Analizados en el Documento _____	233
Tabla 7. Composición Porcentual Cantidad de Clientes y Consumo Promedio – Año Base 2008	241
Tabla 8. Costo de Suministro Considerando el Costo Marginal de Corto Plazo – Valores en US\$/MWh _____	241
Tabla 9. Costo de Suministro Considerando el Costo Medio de Generación – Valores en US\$/MWh _____	242
Tabla 10. Composición de Clientes por Tipo de Tarifa – Cantidad de Clientes _____	243

Tabla 11. Consumo Promedio de Clientes por Tipo de Tarifa – kWh/Abonado _____	244
Tabla 12. Ingreso Medio por Venta Energía – Lps. ⁽⁴⁾ /kWh _____	244
Tabla 13. Estimación de Pérdidas por Reducción de Ingresos de la ENEE _____	245
Tabla 14. Total de energía distribuida por los sistemas operados por la ENEE _____	251
Tabla 15. Precio medio del kWh por sector de la sociedad (2011 y 2012). Los precios medios fueron calculados como la relación entre importes netos y consumo de energía. _____	255
Tabla 16. Pliego Tarifario del Servicio de Electricidad - Lima Norte -EDELNOR _____	271
Tabla 17. Cuadro Tarifario Tipo _____	274
Tabla 18. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial _____	276
Tabla 19. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial _____	276
Tabla 20. Cuadro Tarifario. Tarifa C, Sector Industrial Pequeño _____	277
Tabla 21. Cuadro Tarifario. Tarifa D, Sector Industrial Grande _____	277
Tabla 22. Cuadro Tarifario. Tarifa E, Sector Gobierno _____	278
Tabla 23. Cuadro Tarifario. Tarifa F, Sector Municipalidades y otros _____	278
Tabla 24. Cuadro Tarifario. Tarifa G, Sector Municipalidades y otros _____	278
Tabla 25. Cuadro Tarifario. Tarifa H, Zonas de Inversión y Empleo _____	279
Tabla 26. Cuadro Tarifario. Tarifa I, Tarifas Interrumpibles _____	279

Lista de Acrónimos

ARECA: Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centro América y Panamá
BCIE: Banco Centroamericano de Integración Económica
BCH: Banco Central de Honduras
CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CD-MER: Consejo Directivo del Mercado Regional
CAP: Comisión Administradora del Petróleo
COHEP: Consejo Hondureño de la Empresa Privada
CNSSP: Comisión Nacional de Supervisora de Servicios Públicos
CNE: Comisión Nacional de Energía
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNBS: Comisión Nacional de Bancas y Seguros
DGT: Dirección General de Transito
DEI: Dirección General de Ingresos
DGE: Dirección General de Energía
EOR: Ente Operador Regional
EPR: Empresa Propietaria de la Red
ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica
HFO: Heavy Fuel Oil
LFO: Light Fuel Oil
SERNA: Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIC: Secretaría de Industria y Comercio
SIN: Sistema Interconectado Nacional
SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
SEFIN: Secretaría de Finanzas
SEPLAN: Secretaría de Planificación y Cooperación Externa
SOPTRAVI: Secretaría de Obras Públicas y Transporte
SEMEH: Servicios de Medición Eléctrica de Honduras
PPA: Power Purchase Agreement
PIB: Producto Interno Bruto
SAG: Secretaría de Agricultura y Ganadería
MER: Mercado Eléctrico Regional
MEN: Mercado Eléctrico Nacional
R-MER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía
UTB: Unidad Técnica de Biocombustibles:
kV: kilovolt
kW: kilowatt
MW: Megawatt
GWh: Gigawatt-hora
kWh: kilowatt-hora

Producto N°1:

“Análisis del modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras”

1 Presentación del Producto N°1

El presente documento constituye el producto N°1 elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

Este documento se presenta a consideración de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, como segundo producto del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.

El documento se estructuró considerando:

- a. Dar cumplimiento parcial al Objeto y Alcance establecido en la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.
- b. Recopilar la información en relación del modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras, para después realizar un análisis del mismo y de sus implicaciones.

Este documento se encuentra dividido de la siguiente manera:

En la sección 2 se presenta la introducción acerca del modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras.

En la sección 3 se presentan los objetivos y el alcance relativos al desarrollo de este producto, tal y como ha sido comprometido en el esquema de trabajo, documento MMH-001, presentado por el Grupo Consultor - PLUS ENERGY y aceptado para su ejecución por la OLADE.

En la sección 4 se presenta el resumen ejecutivo del documento y se adelantan las conclusiones del análisis sobre el modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras.

En la sección 5 se presenta una descripción de la organización político-institucional del sector energético de Honduras, datos relevantes del sector y problemas a los cuales se enfrenta el país en materia de energía.

En la sección 6 se presenta una amplia descripción sobre la organización y actividades del Sub-Sector eléctrico de Honduras y su marco regulatorio.

En la sección 7 se realiza el análisis del modelo de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras y se dan las principales conclusiones.

Finalmente se referencia en la sección 8 la bibliografía empleada para la elaboración del documento.

2 Introducción del Producto N°1

Satisfacer en todo momento y todo lugar las necesidades de energía eléctrica de los consumidores es el principal objetivo de toda la estructura de un sector eléctrico en un país. Esta estructura está compuesta por diferentes actividades o agentes en negocios tales como la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. La satisfacción de las necesidades de energía eléctrica debe cumplir con las disposiciones del ente que norma, supervisa y controla o regula este sector en particular.

Las actividades del negocio del sector eléctrico son el elemento fundamental de la organización y funcionamiento del mercado eléctrico que asegura su viabilidad en un marco de eficiencia e idealmente en un ámbito de competencia. Los agentes del mercado eléctrico deberán entregar su producto a satisfacción del consumidor y dentro de parámetros de calidad establecidos que aseguren confiabilidad, seguridad y economía en los servicios de electricidad, bajo aspectos contractuales y regulatorios, con índices adecuados de gestión y desempeño, y todo esto en armonía con el ambiente. Bajo este último aspecto considerado, se debe tomar muy en cuenta toda iniciativa que incluya políticas de conservación y uso racional de la energía y para el fomento y desarrollo de las fuentes de energía con recursos renovables.

También se debe tomar en cuenta el restablecimiento y fortalecimiento de las capacidades técnicas del sector político-institucional para la gestión estratégica, efectiva y eficiente del Sub-Sector eléctrico y sector energético. Además, se debe fortalecer los marcos regulatorios (seguridad jurídica) como norma esencial para facilitar y concretar los procesos de inversión y desarrollo en materia energética. Por otra parte, la reglamentación y normalización se vuelve indispensable para que las tecnologías de generación a base de recursos naturales renovables (energía renovable) se vuelvan sin mayores impedimentos comercializables y operacionales, promoviendo reglas claras para incentivar el clima de inversión en el sector eléctrico. Con lo anterior se buscaría facilitar los procedimientos de competencia técnica, comercial y de seguridad ambiental de manera que el desarrollo sostenible en el sector energético se alcance.

El Sub-Sector eléctrico en Honduras, se rige en base a lo establecido en el marco legal del Decreto Legislativo 158-94 conocido como la *Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico*, su *Reglamento*, Acuerdo Ejecutivo 934-97 y para el mercado de la energía renovable lo establecido en el Decreto Legislativo 70-2007, *Ley de Promoción para la Generación de Energía eléctrica con Recursos Renovables*.

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico hondureño define una estructura político-institucional y una organización de la industria o mercado eléctrico promoviendo el desarrollo sostenible de un suministro de energía eléctrica en forma eficiente, económica y de adecuada calidad para satisfacer la demanda esperada. Indica además, que en todo caso el servicio debe prestarse preservando la salud financiera del sector y con estricto apego a las disposiciones para la protección y conservación del medio ambiente tal como se mencionó antes.

En este sentido, en el presente documento se realiza un levantamiento de información, descripción y análisis del mercado eléctrico hondureño y su marco regulatorio vigente, y de todos los aspectos y conceptos teóricos y técnicos que se derivan de ambos temas.

Del análisis realizado por el grupo consultor surgen una serie de conclusiones que permiten realizar un diagnóstico del modelo de mercado eléctrico, e identificar los impactos que genera el modelo en los distintos actores que conforman el Sub-Sector eléctrico en Honduras, es decir, en los generadores, transportistas, distribuidores y consumidores finales.

Partiendo de las conclusiones alcanzadas con el desarrollo de este producto, se podrán proponer recomendaciones para acercarse más al objetivo específico de preservar la salud financiera de Sub-Sector eléctrico, y en ese camino estar más cerca de lograr el objetivo principal de todo Sistema de Suministro de Energía Eléctrica, para que de esa forma se pueda contribuir al desarrollo socio-económico del País de manera sostenible.

3 Objeto y Alcance del Producto N° 1

De acuerdo a lo indicado en la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012 el Objeto y Alcance del estudio de Consultoría es el siguiente:

Objetivo General:

“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios, y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Honduras, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad.”

Para lograr el objetivo general de la consultoría se ha planificado la elaboración de cinco productos, de los cuales el N° 1 es motivo del presente y consiste en:

“Elaborar un documento con un levantamiento y estudio de los modelos de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico vigente en Honduras, tomando en cuenta su estructura y mecanismos de regulación”.

Según el esquema de trabajo (documento MMH-001) presentado por el grupo consultor y aprobado por la OLADE para su ejecución, se indica que dentro de los objetivos específicos de la consultoría, el que se involucra parcialmente dentro del alcance de este producto es:

Objetivo Específico:

- Analizar el modelo de mercado eléctrico mayorista y marco regulatorio vigente en Honduras.

Y el alcance relacionado es:

- *Realizar una descripción detallada del modelo de mercado eléctrico mayorista vigente en Honduras; incluyendo la modalidad de transacciones físicas, comerciales y demás aspectos necesarios para caracterizar adecuadamente el mercado eléctrico.*

4 Resumen Ejecutivo del Producto N°1

Este documento, constituye el producto N° 1 del estudio sobre "Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras", del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012 - CIDA 13/2012.

En este documento se presenta una amplia recopilación de información del sector energético en general, y del subsector eléctrico en particular. Si bien el sector energético se describe en términos generales, esta recopilación de información se centra principalmente en el sub-sector eléctrico de Honduras mostrando en términos cuantitativos sus características más distintivas. Adicionalmente, se presente una amplia discusión de los aspectos más importantes del Marco Regulatorio vigente del sub-sector eléctrico hondureño.

Por otra parte, también se presenta información relevante sobre la estructura del Mercado Eléctrico Nacional y su forma de operación. Es importante también mencionar que las principales relaciones entre actores o participantes en el Mercado Eléctrico Nacional son discutidas con suficiente detalle desde la perspectiva del marco regulatorio vigente.

Finalmente, se presenta un completo análisis de los aspectos más significativos en torno del Modelo de Mercado y Marco Regulatorio Vigente del Sub-Sector Eléctrico en Honduras, de lo cual se menciona lo siguiente.

Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho y a la vez administra el mercado.

En el Mercado Eléctrico Nacional se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales. El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Lo anterior brinda una gran seguridad de participación y rentabilidad a los poseedores de este tipo de contratos en donde la ENEE básicamente absorbe gran parte del riesgo de esta actividad en beneficio de ellos. Por otra parte, el mercado de ofertas ocasionales está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación.

Se puede decir que se tiene un mercado basado en costos. El modelo de despacho del mercado es del tipo centralizado asimismo el modelo de planificación. La ENEE es la responsable de la planificación del sistema.

Para el Sector Energía de Honduras, se identifican tres sub-sectores: i) sub-sector eléctrico; ii) sub-sector hidrocarburos; y iii) sub-sector leña. Dentro de los roles institucionales en el sector energético, la coordinación y ejecución de política energética está a cargo de la Secretaría de Estado en los despachos de Recursos Naturales y Ambiente pero esta integra un Gabinete de Política Energética con otras Secretarías de Estado, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica y el ente regulador del sub-sector eléctrico la Comisión Nacional de Energía.

Un asunto para resaltar en el aspecto político-institucional, es que en el sector energético de Honduras se traslapan atribuciones de diferentes instituciones, donde lo ideal sería concentrar funciones y que sean coordinadas dentro de una Secretaría de Estado de Energía ó Ministerio de Energía para una mayor eficiencia y efectividad para el sector.

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, Decreto Legislativo 158-97, de noviembre de 1994 es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco tiene como objetivo fundamental regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualquiera de las actividades mencionadas.

El Decreto Legislativo 70-2007, de octubre del año 2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” es el instrumento dentro del marco legal del sub-sector eléctrico hondureño, que tiene como objetivo fomentar o incentivar las producción de energía eléctrica utilizando sus recursos renovables. Con el Decreto 70-2007 se viene a reformar la exclusividad que tenía la ENEE como agente exportador e importador, otorgando también esta opción a los demás agentes de mercado, tanto a los grandes consumidores como generadores, a la compra y venta respectivamente, de energía eléctrica con los países vecinos de la región mediante la infraestructura SIEPAC, posibilitando a transacciones propias de un mercado mayorista mediante contratos entre agentes de mercado definidos que cumplan los requisitos el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (R-MER).

En cuanto a la reglamentación se tiene el Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, del año 1999, “Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico”, esto como instrumento para una mejor implementación de la Ley Marco. Sin embargo una gran debilidad del marco regulatorio hondureño, es la inexistencia de reglamentos y normativa específica del sector, lo que marca una componente de riesgo para los inversionistas.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica ejerce un poder dominante en el mercado, desempeñando una función simultánea de administrador del mercado lo que representa incompatibilidades para el establecimiento de un verdadero mercado eléctrico abierto a la competencia. Es decir, esto es contradictorio con parte de los objetivos específicos de la Ley marco que establece *impedir prácticas desleales o abuso de posición dominante en el mercado y regular aquellas actividades cuya naturaleza impida o restrinja la libre competencia.*

Otro tema interesante, es que la Ley Marco contempla un grado de liberalización del mercado, además de la generación, en las actividades de red como la transmisión y distribución, y también contempla la figura del Gran Consumidor, no obstante, la ley no es explícita en cuanto a definir propiamente a los agentes de mercado. De acuerdo a la Ley, se faculta a las empresas generadoras para vender su producto directamente a un Gran Consumidor o a una empresa distribuidora, es decir, estos agentes pueden hacer transacciones de forma desregulada. La ley hace también referencia a la actividad de comercialización pero no es lo suficientemente clara en la definición de este agente como es propio en lo que se denominan mercados mayoristas de electricidad. Hasta la fecha no se conoce en Honduras empresa que se dedique a esta actividad de comercialización para realizar transacciones físicas ó financieras propias de un mercado mayorista.

La Ley Marco define a la Comisión Nacional de Energía (CNE), como el “organismo Asesor Técnico” pero no propiamente dicho pero así se entiende, como el ente regulador del sector. No obstante para confirmar el papel de regulador, la Ley Marco faculta a la CNE para “Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del Sub-

Sector Eléctrico”. Hasta la fecha, una de las funciones más importantes de regulación que desempeña la CNE en el sector, es la revisión y aprobación del pliego tarifario para los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

La estructura de tarifas para los usuarios finales se compone de una tarifa en barra, el costo de transmisión y el valor agregado de la distribución basado en el concepto de “empresa modelo eficiente”, sin embargo el marco regulatorio no define el concepto de “empresa modelo eficiente”, y únicamente se tiene como criterio de eficiencia es en el aspecto de las pérdidas que no podrán sobrepasar el 15%. El modelo de regulación generalmente es aquel denominado por incentivos con un precio tope de tarifas (*price-cap*), donde a la empresa distribuidora no le queda otra opción que hacerse más eficiente en costo para maximizar sus utilidades.

5 Introducción al Sector Energético de Honduras

5.1 Organización Político-Institucional del Sector Energético

En Honduras, la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) es el ente estatal que rectora y administra las políticas relacionadas con la gestión de los recursos naturales y ambiente. La Ley constitutiva faculta a la SERNA para impulsar el desarrollo sostenible de Honduras, mediante la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de políticas concernientes a los recursos naturales renovables y no renovables, por ejemplo, es el caso de la actividad minera y la exploración y explotación de hidrocarburos (*Upstream*), así como coordinar y evaluar políticas relacionadas al ambiente, ecosistemas, el sistema nacional de áreas naturales protegidas y parques nacionales, la protección de la flora y fauna, así mismo los servicios de investigación y control (regulación) de la contaminación [1]. Dentro de esta estructura ministerial, se tienen dos sub-secretarías o vice ministerios: i) Sub-Secretaría de Ambiente y, ii) Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía.

Dentro de la Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía, se tiene la Dirección General de Energía (DGE), y dentro de esta dirección como se muestra en la Figura 1, se cuenta con varias unidades o dependencias relacionadas estrechamente con el ámbito ó el quehacer energético del país.

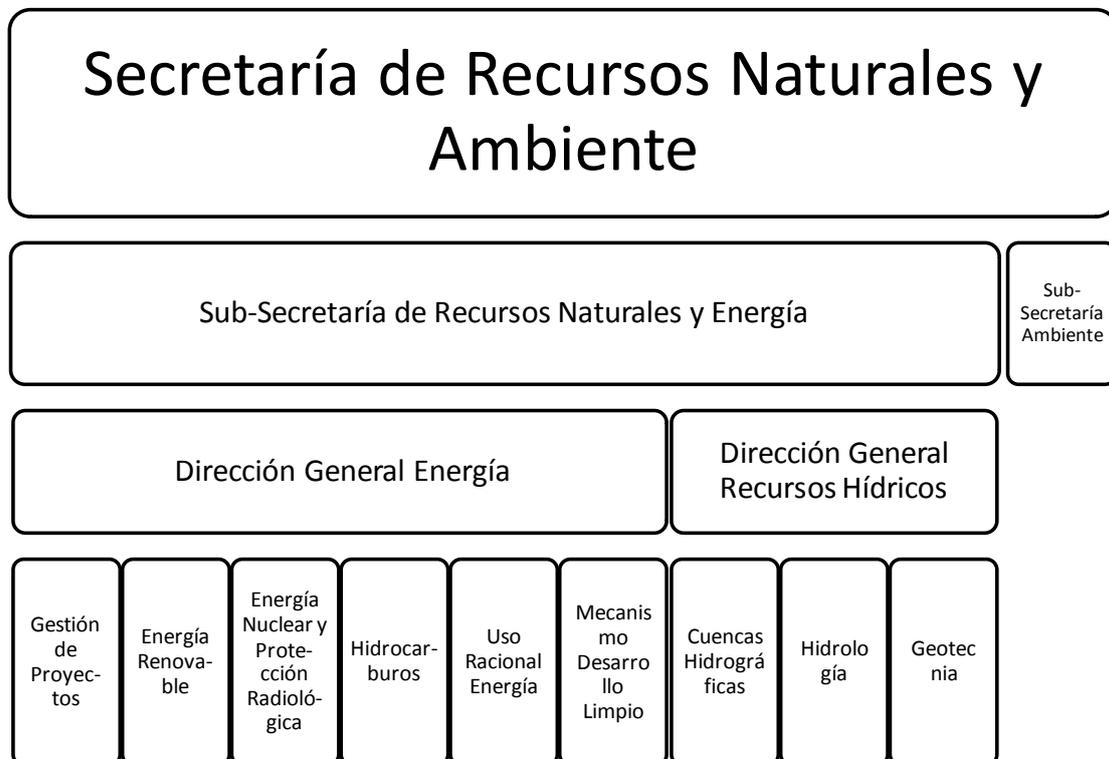


Figura 1. Organización de la Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) en Honduras.

En cuanto a la operación y la prestación de los servicios de energía eléctrica en Honduras, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del mercado eléctrico nacional de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva, Decreto N° 48 del 20 de Febrero de 1957, mandato de ley que le otorgó a la ENEE la facultad de hacer estudios, de operar y administrar todo proyecto de electrificación que pertenezca al estado. No obstante, se

cuenta en la actualidad con sistemas eléctricos aislados, principalmente en el departamento insular (Islas de la Bahía) de Honduras.

Las atribuciones de la ENEE también están enmarcadas en parte, en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, marco legal que fue creado 37 años después junto con el ente regulador. La ENEE es un organismo autónomo que funciona actualmente en una estructura verticalmente integrada, es decir, la ENEE ejerce las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la crítica función de la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

Dentro del concepto del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la ENEE está sujeta a regulación y fiscalización por parte del ente regulador, actualmente conocido como la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo la ENEE hace una función simultánea de administrador del MEN que representa incompatibilidades para un mercado eléctrico competitivo, tal como coordinar las actividades de las empresas generadoras públicas o privadas que son abiertas a competencia de acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, por lo que se supone únicamente aquí un mercado mayorista de venta de energía. Por otro lado, el control de las actividades de transmisión y distribución están a cargo también de la ENEE, aparte de la exclusividad que la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico le otorga como operador del SIN mediante el CND [1].

En cuanto a la actividad de regulación del sub-sector eléctrico, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el Artículo 7, literal b) faculta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente regulador y fiscalizador de las actividades del Sub-Sector Eléctrico, para proponer las normas y reglamentos necesarios para la aplicación de la Ley Marco y sin hacer referencia explícitamente al término “Agentes” del mercado eléctrico, sino a todas las personas naturales o jurídicas y entes públicos, privados ó mixtos que participen en cualesquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país [1]. No obstante, también la Ley Marco se refiere a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como se define en el artículo 6 del decreto legislativo original del año 1997, pero este artículo fue reformado mediante el Decreto Legislativo No. 131-98 en el año 1998 y pasó a crearse la Comisión Nacional de Energía (CNE). A continuación el artículo 6 reformado [2]:

ARTICULO 6. *Crear la Comisión Nacional de Energía (CNE) como un organismo desconcentrado de la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).*

La Comisión Nacional de Energía asumirá todas las atribuciones relacionadas con el sector energético en sustitución de la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP) y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) que dependía de Secretaria de Comunicaciones Obras Públicas y Transporte.

La Comisión estará integrada por tres miembros propietarios y dos suplentes, nombrados por el Presidente de la República a propuesta del Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente.

Los miembros de la Comisión tendrán el carácter de funcionarios públicos, durarán cuatro años en el ejercicio de sus funciones y podrán ser nombrados para nuevos períodos; desempeñarán sus funciones a tiempo completo y no podrán ocupar otro cargo remunerado o ad-honorem excepto los de carácter docente.

Dentro de la estructura político-institucional puede notarse que la CNE es un organismo desconcentrado de la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), como órgano desconcentrado tiene funciones específicas e independencia funcional y administrativa, sin embargo

la CNE como institución del gobierno, tiene una asignación financiera del Presupuesto Nacional de Ingresos y Egresos de la República y sin posibilidad por el momento de su independencia financiera con ingresos por cargos ó cánones del servicio de regulación como es lo usual, lo cual requeriría de una nueva reforma a la Ley Marco.

Dentro de los roles institucionales en el sector energético, la coordinación y ejecución de política energética está a cargo de la SERNA pero esta integra un Gabinete Energético dirigido por el Presidente de la República y dicha institucionalidad es definida originalmente en el capítulo II de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el cual la estructura de este rector de política orientada a la industria eléctrica lo describe el artículo 4 así:

ARTICULO 4. *Créase el Gabinete Energético como el órgano de Dirección Superior y de definición y formulación de las políticas del Sub-Sector Eléctrico, el cual se integrará de la manera siguiente: a) El Presidente de la República quien lo presidirá, b) El Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, c) El Secretario de Estado en los Despachos de Industria y Comercio, ch) El Secretario de Estado en el Despacho de Finanzas, d) El Secretario de Estado en los Despachos de Obras Públicas, Transporte y Vivienda.*

El Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, será el Secretario del Gabinete y coordinará sus actividades.

El Gabinete Energético sesionará cuando lo convoque el Presidente y sus decisiones se tomarán por simple mayoría. La asistencia de los Secretarios de Estado será de obligatoriedad, salvo caso fortuito.

Sin embargo, el Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 publicado el 17 de marzo de 2010, viene a cambiar la estructura del Gabinete Energético definido por la Ley Marco, por una nueva estructura funcional denominada Gabinete de Política Energética y que lo integran varias Secretarías de Estado incluyendo a la Comisión Nacional de Energía (CNE) representada por su Comisionado Presidente y también participando la ENEE representada por el Gerente General con este último con voz pero sin voto, y a la vez se le faculta a la ENEE la secretaría ejecutiva de este nuevo Gabinete. También dicho Gabinete es conducido por el Presidente de la República mediante la Secretaría de Estado en el Despacho de la Presidencia [3]:

ARTICULO 1. *Crear el Gabinete de Política Energética., con el objeto de asesorar a la Presidencia de la República en la formulación y definición de las políticas energéticas y coordinar las acciones institucionales para la ejecución de dichas políticas.*

El artículo 3 del Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 define las funciones del *Gabinete de Política Energética*, las cuales difieren a las funciones del *Gabinete Energético* definidos en el artículo 5 del Decreto Legislativo 158-94, Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

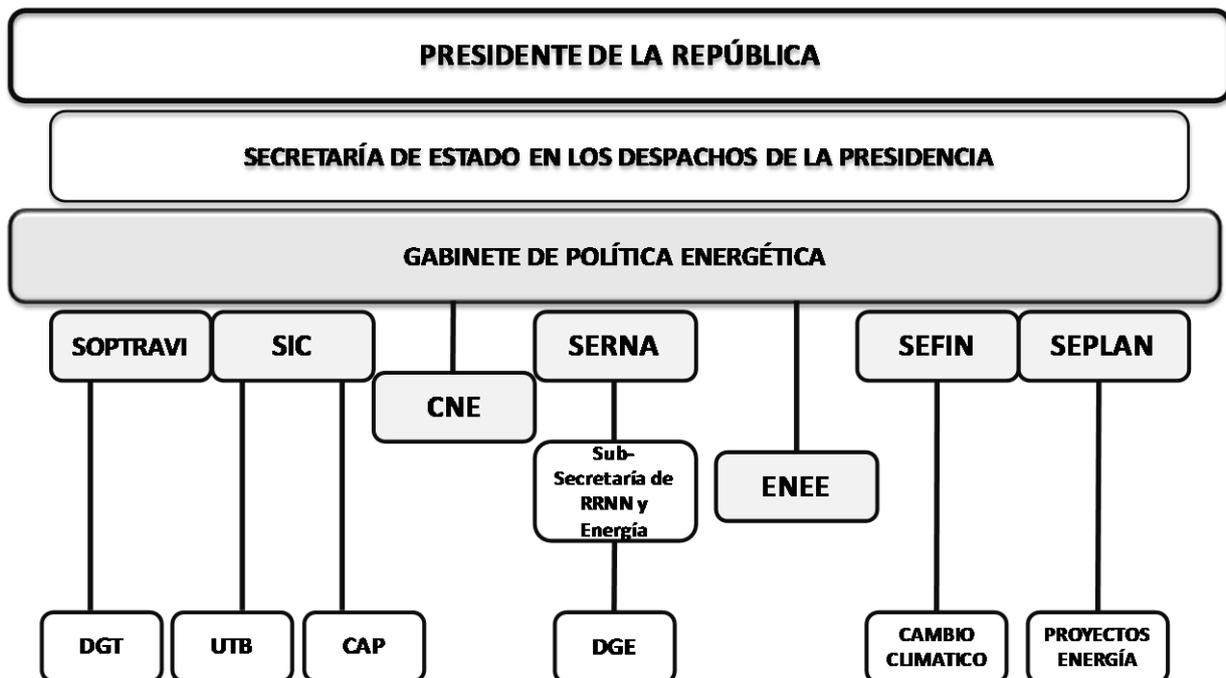
Del sub-sector hidrocarburos, se tiene en la parte de exploración y producción (*Upstream*) a cargo de la SERNA directamente por medio de su Dirección de Hidrocarburos como se describe en la Figura 1, y la parte de la regulación y fiscalización de la importación, almacenamiento, procesos de refinamiento, transporte, distribución y comercialización (*Midstream/Downstream*) a cargo de la Comisión Administradora de Petróleo (CAP), unidad técnica a cargo de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SIC).

También la SIC tiene a cargo la Unidad Técnica de Biocombustibles (UTB) creada por Decreto Legislativo 144-2007 “Ley para la Producción y Consumo de Biocombustibles” que establece el marco legal para la producción de materia prima, fabricación, distribución, comercialización y uso

de los biocombustibles, y la SIC es la encargada de la aplicación de este marco jurídico en todo lo relativo al fomento, promoción, comercialización, distribución y almacenaje de los biocombustibles, creando para tal efecto la UTB [5]. Dicha unidad técnica en materia de bioenergía, estará integrada por un representante de la SIC, quien la presidirá, uno de la Secretaría de Estado de Agricultura y Ganadería (SAG), uno de SERNA y un representante del Consejo Hondureño de la Empresa Privada (COHEP) [4].

Como se puede ver en el sector energético de Honduras, se disgregan en diferentes instituciones funciones y actividades relacionadas al ámbito energético del país, para la coordinación de política energética se deben considerar tres sub-sectores: i) sub-sector eléctrico; ii) sub-sector hidrocarburos; y iii) sub-sector leña; este último identificado como un sub-sector importante y como se verá más adelante, debido al hecho que la leña constituye el principal fuente tradicional de energía, que además de satisfacer el necesidades energéticas en los hogares, también es un importante energético para pequeñas y medianas industrias donde se requiere energía térmica. En la siguiente sección también se presentan datos específicos del sector transporte, hidrocarburos, electricidad, consumo de leña, y potencial energético de Honduras.

Pero en términos generales, se puede decir que es a la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente de Honduras (SERNA), a través de la Dirección General de Energía (DGE), que le corresponde el título de rector del sector energía en Honduras. Otras Secretarías de Estado como la encargada de Obras Públicas y Transporte (SOPTRAVI), Secretaría de Finanzas (SEFIN), Secretaría de Planificación y Cooperación Externa (SEPLAN) tienen a cargo unidades ó dependencias relacionadas en cierta medida con el sector energía y son parte del Gabinete de Política Energética creado por el Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 mencionado anteriormente. En la Figura 2, se puede ver un esquema resumido de la organización político-institucional del sector energético de Honduras.



DGT: Dirección General de Transporte
UTB: Unidad Técnica de Biocombustibles
CAP: Comisión Administradora de Petróleo
DGE: Dirección General de Energía

Figura 2. Organización Político-Institucional del Sector Energético de Honduras.

5.2 Datos del Sector Energético

La matriz energética de Honduras está constituida casi exclusivamente por el consumo de combustibles fósiles y el uso de la biomasa. De acuerdo al Balance Energético Nacional 2010 [5], elaborado por la Dirección General de Energía (DGE) de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), el sector energético hondureño presenta un alta dependencia del recurso de leña (sub-sector leña), especialmente recurso energético de los hogares, el cual se estima en un 46,1 % del uso final de la energía.

Se estima que un 40,5% del consumo final de energía está constituido por combustibles derivados del petróleo totalmente importado y si a esto último se agrega el componente del uso de diesel y bunker para la generación de energía eléctrica, de esta forma se tienen los principales componentes de la matriz energética del país [5].

Por otra parte, se puede observar que la energía eléctrica solamente cubre el 11,5% del consumo energético nacional mientras que el 86,6% se hace con derivados del petróleo y leña. Lo anterior se ilustra en la siguiente figura.

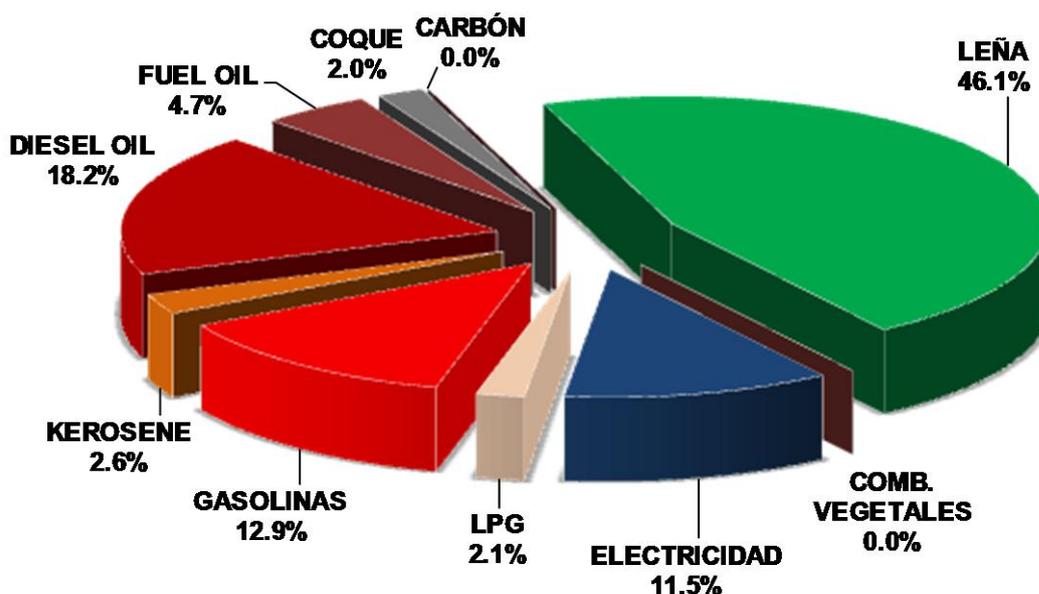


Figura 3 Composición de la Oferta Energética Nacional – Año 2010.

Lo anterior se puede considerar como una prueba contundente de la gran dependencia de la sociedad hondureña a fuentes energéticas no sostenibles. Además, al ser esta dependencia tan significativa, las oscilaciones y volatilidad del precio internacional de los hidrocarburos afectan enormemente la economía nacional reduciendo las posibilidades en el corto y mediano plazo de sentar las bases sólidas para lograr un desarrollo sostenible.

Según datos del Balance Energético del año 2010, 30,9% del consumo de energía eléctrica es del sector residencial, 23,6% son del sector comercial y servicio público, y un 18% son del sector industrial; ver Figura 4. Las pérdidas para el año 2011 son estimadas en un 27,5% según información declarada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) [6].

También se identifica que el consumo de leña es significativo en el sector doméstico en comparación de otras alternativas energéticas más adecuadas y eficientes, además se tienen las

implicaciones sobre los recursos naturales del país, el impacto negativo en aspectos socio-económicos de la población principalmente en el sector rural, por otro lado el detrimento del cambio climático global. De acuerdo al Balance Energético del año 2010 un 87,5 % del consumo residencial de energía es satisfecho por el uso de leña [5].

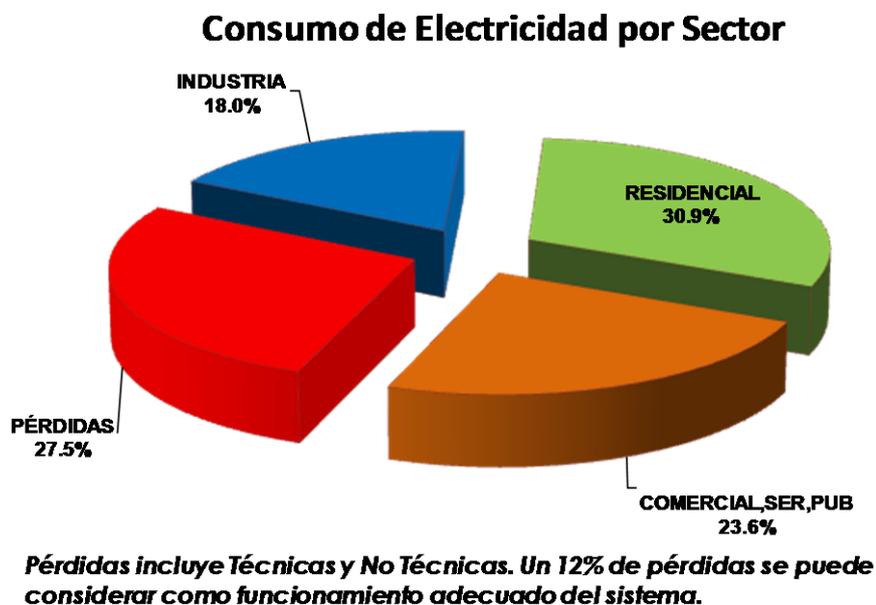


Figura 4. Consumo Final de Electricidad por Sector – Año 2010.

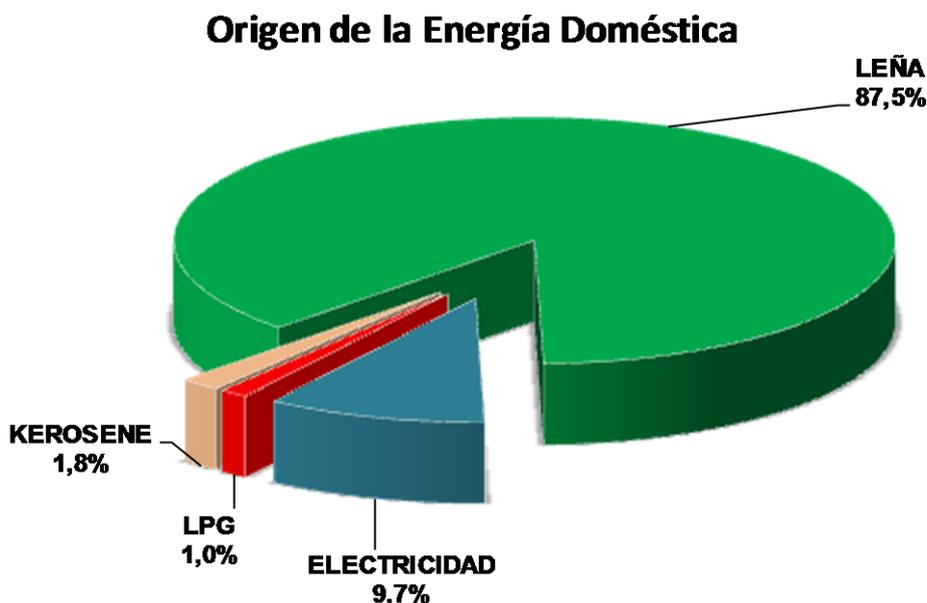


Figura 5. Fuentes Energéticas para el Sector Doméstico – Año 2010.

Otro gran problema en el consumo de hidrocarburos es el sector transporte, de acuerdo a la Dirección Ejecutiva de Ingresos (DEI) (www.dei.gob.hn), se tiene actualmente un parque vehicular importante. La estadística para el año 2011 indica que el parque automotor total en Honduras es de alrededor de 1 079 924 vehículos y de acuerdo al Balance Energético Nacional del año 2010 un 43% del consumo de hidrocarburos lo representa el sector transporte [5], [7]. El sector de

electricidad (sub-sector eléctrico) consume alrededor del 31% de los hidrocarburos importantes en el país, ver Figura 6.

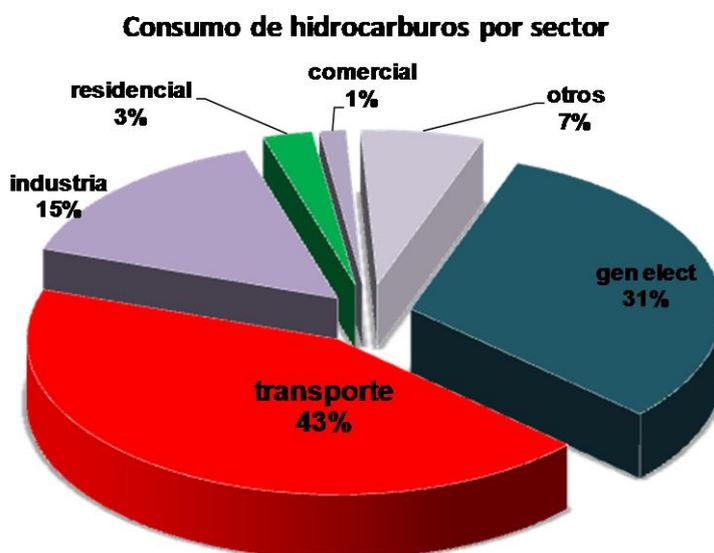


Figura 6. Consumo de Hidrocarburos por Sector – Año 2010.

En cuanto al sub-sector eléctrico y de acuerdo a datos estadísticos publicados por la ENEE, la matriz energética del sub-sector está compuesta principalmente de fuentes termoeléctricas a base de combustibles derivados del petróleo (*Heavy Fuel Oil (HFO): bunker / Light Fuel Oil (LFO): diesel*), el resto de la energía eléctrica se produce de centrales hidroeléctricas, fuentes de biomasa y un parque de energía eólica, estas última consideradas en Honduras como fuentes de energía renovable. En términos de capacidad instalada, la siguiente figura presenta las principales tecnologías que constituye el parque de generación (matriz de generación) para el año 2011 del sistema eléctrico de Honduras [6].

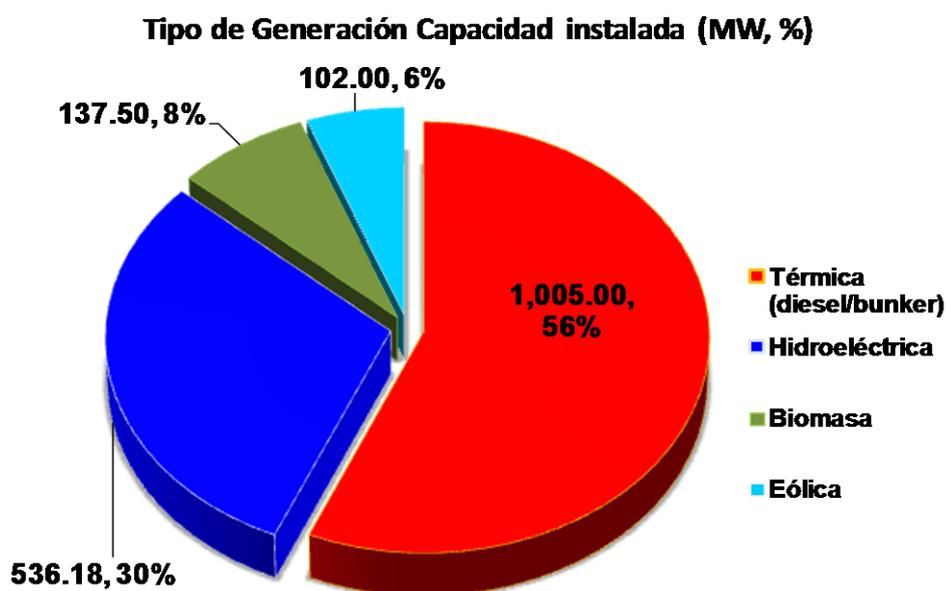


Figura 7. Parque de Generación de Energía Eléctrica en Términos de Capacidad Instalada (MW) por Tecnología – Año 2011. Fuente ENEE.

En términos porcentuales el crecimiento de la participación de las fuentes de energías renovables en la generación de energía eléctrica ha evolucionado de manera esperanzadora entre los años 2007 y 2011. Como se verá más adelante, en el año 2007 la generación de energía eléctrica con hidrocarburos fue de 63% con respecto al 57% en el 2011. Esta reducción se derivó del aumento de la participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica. Por ejemplo, las fuentes renovables hidráulicas aumentaron su participación en la generación de energía eléctrica de 35% en el 2007 a 39% en el 2011. Algo importante de resaltar es que las fuentes eólicas aportaron el 2% de la generación total, igual porcentaje que la biomasa.

A manera de resumen, se puede decir que la situación energética de Honduras se caracteriza en la actualidad por:

- Marcada dependencia de los derivados del petróleo para atender las necesidades energéticas nacionales.
- Dependencia del uso de leña para atender las necesidades energéticas principalmente a nivel de doméstico.
- Alrededor del 57% de la energía eléctrica es producida en centrales térmicas que usan derivados de petróleo.

Actualmente, estas condiciones generan un impacto negativo importante en la economía del país y socaban las perspectivas optimistas de un futuro mejor para una economía emergente con características de sostenibilidad. Es necesario impulsar programas efectivos de uso racional y eficiente de la energía en todos los sectores de consumo especialmente en el sector transporte y sub-sector eléctrico. Dentro de una Política Energética, el uso en gran escala de fuentes de generación a base de recursos renovables es de gran importancia para el futuro de Honduras debido a que disminuiría significativamente la dependencia con respecto a los combustibles derivados del petróleo, para combatir los efectos negativos del calentamiento global y para mejorar la calidad de vida de la población.

5.3 Impacto Económico del Sector Energético

Honduras con una extensión territorial de 112,492 km² se encuentra ubicada geográficamente en el en la parte central de Centroamérica, limítrofe con costas del mar Caribe y el océano pacífico, y con fronteras entre tres países: Guatemala, Nicaragua y El Salvador. El país que es el tercero más extenso de Centroamérica cuenta con una población aproximada de 8.2153 Millones de habitantes (Año 2012); una densidad de población de 73 hab./ km²; donde el 48% sector de la población se encuentra en el sector rural. La tasa de crecimiento poblacional es del 2%. Honduras posee un PIB per cápita alrededor de USD \$ 2 120 (año 2011) y un PIB anual de aproximadamente de USD \$, 16 690 Millones [8], siendo el segundo país más pobre de Centroamérica.

De acuerdo a un informe de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) “Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2011” y con datos de referencia del reporte “Honduras en Cifras 2011” publicado por el Banco Central de Honduras (www.bch.hn), en Honduras la relación de la factura petrolera con respecto al PIB es del orden del 13,36% para el año 2011, seguido del país vecino Nicaragua que la importación de combustibles representa un alrededor de un 16% del PIB, donde la media es de casi 6% en el resto de países centroamericanos [8], [9].

A pesar de su situación económica, Honduras es poseedor de recursos naturales para generación de energía, se estima que el país tiene recursos para un potencial teórico de 5000 MW para hidroelectricidad, y un significativo potencial para energía solar y energía eólica, esto debido a su

estacionalidad del clima por su posición geográfica. En menor medida pero no menos importantes para una diversificación de la matriz energética se tienen como opciones la energía geotérmica y la bioenergía (biomasa, biogás, etc.). Otra alternativa de acceso a fuentes de energía es por medio del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), donde se establece un séptimo mercado de electricidad (mercado regional) en el cual los cinco países de Centroamericanos y Panamá, es decir 6 países en total se interconectan eléctricamente y con el cual cada país puede aprovechar e integrar recursos energéticos de una forma optimizada de acuerdo a las características de la región.

No obstante, el desarrollo económico del país está muy condicionado a una matriz energética mal configurada e ineficiente como se pudo visualizar en la sección anterior, por tanto se tiene una gran vulnerabilidad de pérdida de condiciones favorables para un desarrollo económico sostenible para el país, debido a la gran dependencia de energéticos importados que dada la naturaleza de estos recursos están muy correlacionadas a crisis económicas y políticas ajenas, sin dejar de lado los problemas internos de orden político y económico que dan además señales de riesgo alarmantes para la inversión en el país.

6 El Sub-Sector Eléctrico de Honduras y Marco Regulatorio

6.1 Organización político-institucional del Sub-Sector Eléctrico

Como se mencionó antes, la operación y la prestación de los servicios de energía eléctrica en Honduras están a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el mayor agente del mercado eléctrico nacional. La ENEE es un organismo autónomo del gobierno que funciona actualmente en una estructura de integración vertical, es decir, la ENEE ejerce sus funciones como un monopolio de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND). La ENEE funciona en la actualidad como único comprador (monopsonio) y único vendedor (venta minorista). A lo largo del territorio nacional, la ENEE tiene la responsabilidad de la operación y funcionamiento del SIN segmentado en tres regiones: Noroccidental, Litoral Atlántico, y la Zona Centro-Sur, que constituyen las tres subgerencias de sistemas de distribución (distribuidoras) en el país.

Dentro del concepto del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la ENEE está sujeta a regulación y fiscalización por parte del ente regulador la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo la ENEE hace una función simultánea de administrar el MEN lo cual representa incompatibilidades para un mercado eléctrico competitivo, tal como coordinar las actividades de las empresas generadoras públicas ó privadas que son abiertas a competencia de acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, tales empresas generadoras que constituyen un mercado mayorista de venta de energía. Por otro lado, a pesar de que la Ley Marco propone un grado de liberalización, el control de las actividades de transmisión y distribución actualmente están a cargo también de la ENEE, eliminando la posibilidad de que otras agentes generadores puedan vender energía eléctrica directamente a los consumidores finales, además, la Ley Marco también le reserva a la ENEE la operación del SIN mediante el CND [1].

La regulación y fiscalización de las actividades del sub-sector eléctrico están a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de acuerdo a las facultades otorgadas por la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el Artículo 7, literal b), además este organismo regulador que es parte del gobierno, tiene la función de proponer las normas y reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la Ley Marco de electricidad. Es interesante resaltar que la Ley Marco se refería a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como se define en el artículo 6 del decreto legislativo original, pero este artículo fue reformado parcialmente mediante Decreto Legislativo 131-98 y pasó a crearse en el año 1998 la Comisión Nacional de Energía (CNE), asumiendo funciones que se habían otorgado a una Comisión Supervisora de los Servicios Públicos (CSSP) tanto como las de CNEE. Asimismo, este decreto legislativo reformó la estructura de las autoridades que conforman la CNE, otorgando la facultad al Presidente de la República para el nombramiento directo de sus autoridades [2].

La coordinación y ejecución de política energética en el sub-sector eléctrico primero estaría a cargo de la SERNA integrando un Gabinete Energético el cual estaría dirigido por el Presidente de la República, de acuerdo a lo que se establece en el capítulo II de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94).

Sin embargo, el Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 publicado el 17 de marzo de 2010, cambió la estructura del Gabinete Energético definido por la Ley Marco, por una nueva estructura funcional denominada Gabinete de Política Energética y que lo integran actualmente varias Secretarías de

Estado entre ellas la Comisión Nacional de Energía (CNE) representada por su Comisionado Presidente y también participando la ENEE representada por el Gerente General con voz pero sin voto, y a la vez se le faculta a la ENEE la secretaría de este Gabinete. También dicho Gabinete es conducido por el Presidente de la República mediante la Secretaría de Estado en el Despacho de la Presidencia [3], tal como se explicó en la sección 5.1 de este trabajo.

Considerando este esquema, se tiene una organización político-institucional del sub-sector eléctrico de Honduras como se muestra en la siguiente figura.

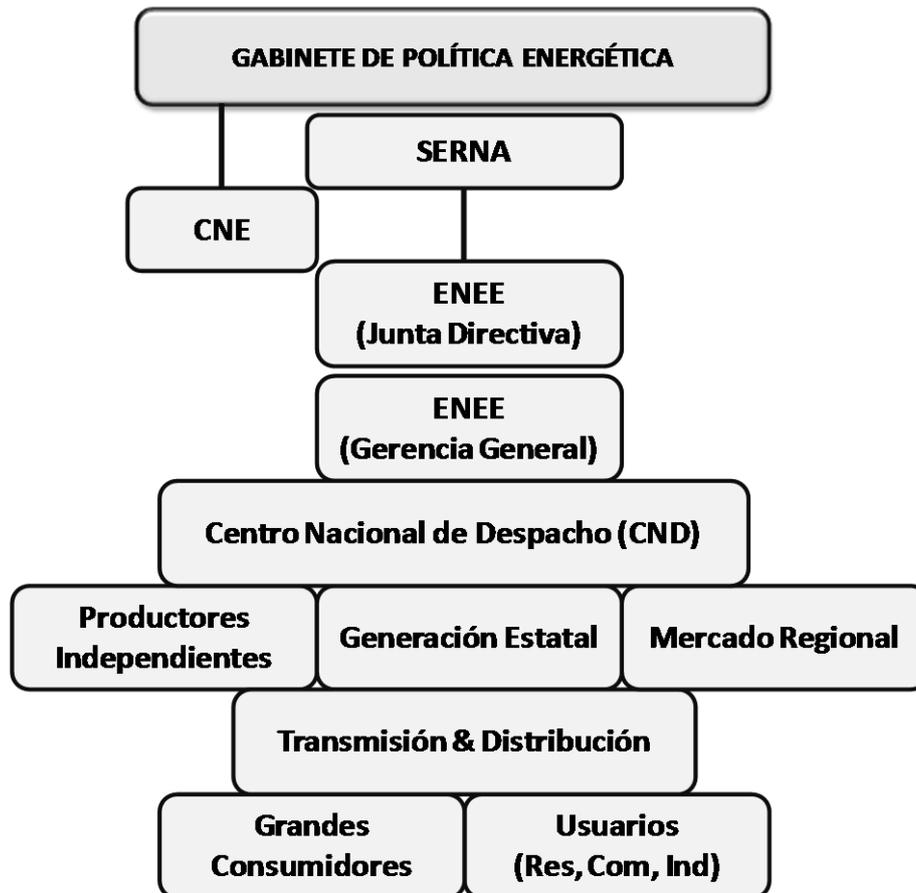


Figura 8. Organización Político-Institucional del Sub-Sector Eléctrico de Honduras.

6.2 Datos técnicos del Sub-Sector Eléctrico de Honduras

A continuación se dan una serie de datos estadísticos del sub-sector eléctrico de Honduras, a partir de la información obtenida desde las unidades y dependencias encargadas de operar, administrar y supervisar el sub-sector eléctrico.

6.2.1 Generación

En la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el capítulo IV, los artículos 10 al 14 se estableció la regulación de la actividad de la generación ó producción de energía eléctrica por cualquier medio. A continuación los artículos 11 y 12 de la Ley Marco:

ARTICULO 11. *Se permite la producción de energía, mediante la construcción o arrendamiento de centrales o unidades generadoras o por cualquier medio, conforme a esta Ley.*

ARTICULO 12. *Las empresas públicas, privadas y mixtas acogidas a la presente Ley, para vender su producto, tendrán las opciones siguientes: a) Vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora en estos casos, deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y b) Vender su producto a ENEE. En este caso, si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se le vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compra-venta es promovida por ENEE, entonces la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación y los términos del contrato los incluidos en los documentos de aquélla.*

Se identifica el propósito de la Ley Marco en la apertura de la actividad de generación con empresas privadas dentro del funcionamiento de un mercado eléctrico nacional, así mismo la modalidad de venta de energía directamente a agentes de un mercado mayorista tales como la figura de los grandes consumidores tanto como empresas distribuidoras. Hasta la fecha, la ENEE opera bajo el esquema de un comprador único (monopsonio). La ENEE, con el objetivo de para satisfacer las necesidades nacionales de energía eléctrica, administra una serie de contratos de suministro de potencia y su energía asociada (*PPA: Power Purchase Agreement*) con empresas generadoras del sector privado, donde estas empresas privadas suministran una gran parte de la demanda del sistema y como veremos adelante, principalmente con centrales eléctricas a base de combustibles derivados del petróleo.

6.2.2 Capacidad Instalada

El parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesto según se muestra en la siguiente tabla (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2011) [6].

Tabla 1 . Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional – 2011.

Tipo de Central	Propiedad	Capacidad (MW)	Porcentaje
Hidroeléctrica	Estatad	464,40	26,08%
Térmica Diesel		91,60	5,14%
Térmica Gas		33,00	1,85%
Hidroeléctrica	Privada	71,78	4,03%
Térmica Diesel		840,90	47,22%
Térmica Gas		39,50	2,22%
Biomasa		137,50	7,72%
Eólica		102,00	5,73%
	Total	1 780,68	

De la tabla anterior se pueden observar los siguientes puntos:

La propiedad del parque de generación de energía eléctrica está compuesto por 33,07% y 66,92% estatal y privada, respectivamente. Lo que indica una marcada superioridad de la participación de empresas privadas en actividades de generación de energía eléctrica.

La capacidad instalada por tipo de fuente está compuesta por 43,56% y 56,43% renovable y no renovable, respectivamente. Las fuentes renovables que se destacan son la hidroeléctrica, biomasa, y eólica. Las fuentes no renovables en el caso particular de Honduras son tecnologías de generación a base de derivados del petróleo.

En términos de capacidad instalada a continuación la Figura 9, muestra la composición del parque generador del sistema eléctrico interconectado en Honduras.

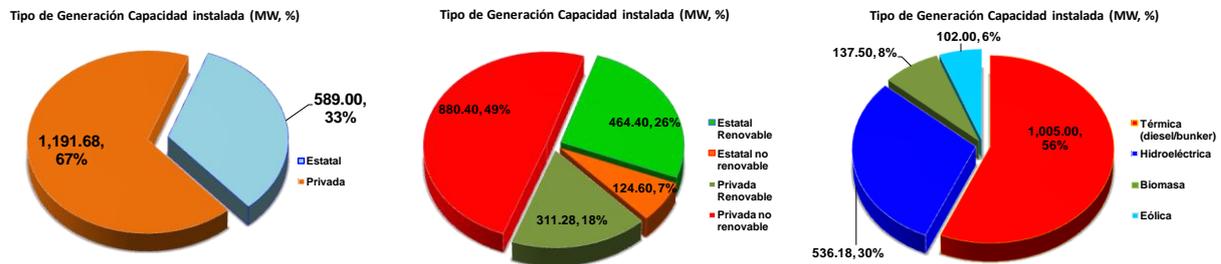


Figura 9. Composición de la Matriz de Generación en Términos de Capacidad Instalada, Honduras 2011.

La siguiente tabla muestra la evolución de la capacidad instalada de generación en el sistema desde el año 2001 al 2011.

Un dato importante, es que del total de capacidad instalada 5.7% del parque de generación corresponde a una central de energía eólica, 102 MW.

Tabla 2. Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional 2001– 2011.

Tecnología	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hidráulica	435	466	467	476	479	503	520	522	522	526	536
Térmica	486	561	561	774	988	985	981	989	993	993	1,005
Biomasa	2	17	17	30	60	60	68	82	91	91	138
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102
Total	923	1 044	1 045	1 280	1 527	1 548	1 568	1 593	1 606	1 610	1 781

6.2.3 Generación Neta de Energía Eléctrica

En términos de energía eléctrica, la tabla presenta la comparación de la producción de energía eléctrica, para el periodo de 2010 y 2011.

Tabla 3. Generación de Energía Eléctrica, Periodo 2010-2011. Fuente ENEE.

	2010		2011		Variación	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Generación ENEE	2 730,90	40,37	2 494,00	34,79	-236,90	-8,67
Energía Comprada	4 020,80	59,43	4 673,70	65,19	652,90	16,24
Energía Inadvertida	0,20	0,00	0,90	0,01	0,70	350,00
Venta Energía Internacional	13,30	0,20	1,10	0,02	-12,20	-91,73
Total	6 765,20	100,00	7 169,70	100,00	404,50	5,98

La siguiente tabla muestra la evolución de la composición de la generación de energía eléctrica por fuente por mes para todo el año 2011 (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2011). Se puede apreciar que la generación a base de combustibles fósiles es mayor respecto a los otros tipos de fuentes utilizadas. También se puede notar que la energía a base de biomasa se reduce a partir del mes de mayo hasta diciembre, esto debido a que un gran componente de la energía por biomasa

proviene de ingenios azucares y su mayor generación es en el periodo de zafra comprendida entre los meses de diciembre a mayo.

Tabla 4. Evolución Mensual de la Energía Año 2011 – Valores en GWh.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic	Total
Hidráulica Estatal	195	157	176	183	197	205	253	258	254	222	182	187	2,469
Térmica Estatal	1	1	2	2	4	3	3	4	3	2	1	1	25
Energía Comprada	354	371	414	412	450	417	373	392	361	371	390	370	4 676
Hidráulica	27	27	22	14	16	23	35	34	32	43	38	34	347
Térmica	298	311	355	369	418	389	336	356	313	287	302	267	4 002
Biomasa	29	30	36	30	16	5	1	1	2	1	2	10	165
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	41	56	117
Compra Internacional	0	2	2	0	0	0	0	0	11	20	6	2	44
(Exportación - Importación)	0	0	-1	-1	0	0	0	0	3	0	0	2	1
Ventas Internacional	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Total Energía (GWh)	550	529	591	598	651	625	629	654	618	596	573	558	7 170

La Tabla 5 muestra la evolución de la composición de la generación de energía eléctrica por fuente en el período entre los años 2001 y 2011 (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2011).

Tabla 5. Generación de Energía Eléctrica (GWh) por Año periodo 2001-2011. Fuente ENEE.

Tecnología	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hidráulica Estatal	1 903	1 610	1 738	1 371	1 647	1 938	2 022	2 006	2 540	2 708	2 469
Térmica Estatal	14	10	33	13	6	64	52	3	29	23	24
Energía Comprada	2 267	2 875	3 081	3 839	3 901	3 945	4 201	4 527	3 993	4 021	4 674
(Exportación-Importaciones)					1	12	7	-11	6	0	1
Energía Vendida e Inadvertida	0	-4	11	15	-4	-11	-26	12	46	14	2
Total Energía Disponible (GWH)	4 183	4 491	4 863	5 237	5 551	5 948	6 256	6 537	6 613	6 765	7 170

En la siguiente Figura muestra la evolución de la composición de la generación de energía eléctrica por fuente en el período entre los años 2007 y 2011 (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2011). Se puede apreciar que la generación en base a los hidrocarburos siempre ha sido mayor componente en la matriz energética de generación respecto a los otros tipos de fuentes. Sin embargo, se puede observar un crecimiento constante de la participación de la producción de energía eléctrica partiendo de las fuentes renovables, como ser la energía hidráulica, biomasa, y eólica.

En términos porcentuales el crecimiento de la participación de las fuentes de energías renovables en la generación de energía eléctrica ha evolucionado de manera esperanzadora entre los años 2007 y 2011.

En el año 2007 la generación de energía eléctrica con hidrocarburos fue de 63% con respecto al 57% en el 2011. Esta reducción se derivó del aumento de la participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica como se ve en la Figura 10.

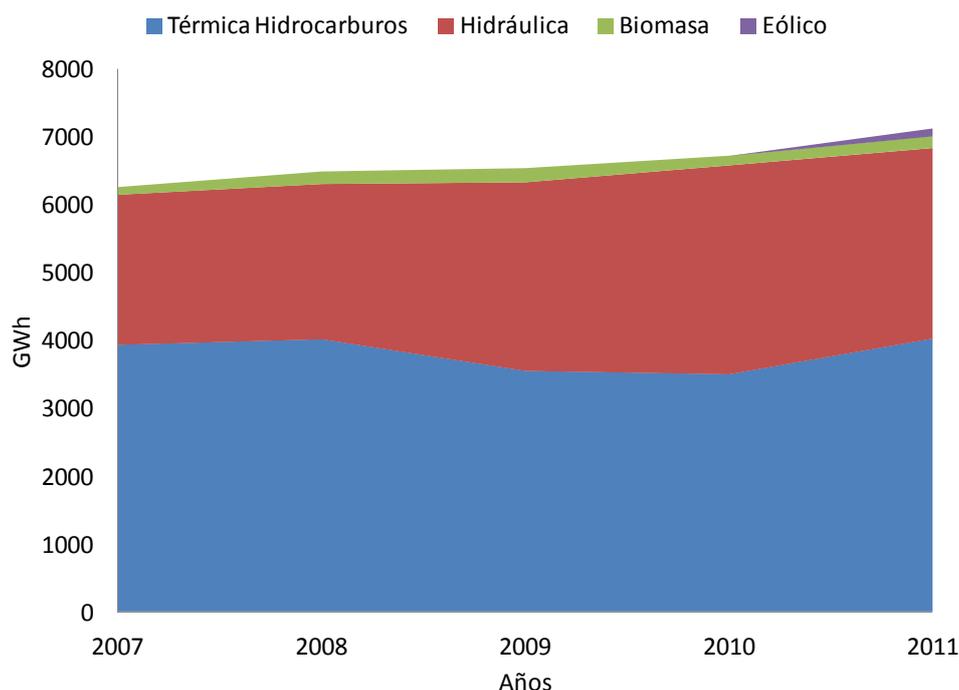


Figura 10. Composición de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).

Por ejemplo, las fuentes renovables hidráulicas aumentaron su participación en la generación de energía eléctrica de 35% en el 2007 a 39% en el 2011. Algo importante de resaltar es que las fuentes eólicas aportaron el 2% de la generación total, igual porcentaje que la biomasa.

En conclusión, en el año 2011 las energías renovables aportaron a la generación de electricidad en Honduras el 43% del total. Lo anterior se ilustra en la siguiente figura [6].

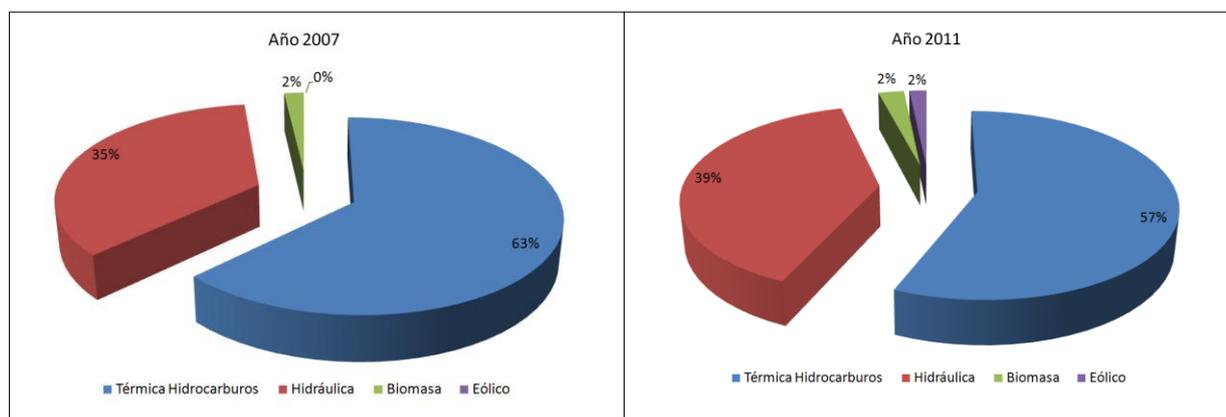


Figura 11. Composición Porcentual de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).

6.2.4 Productores Privados de Energía Eléctrica

Los productores con carácter de empresa privada son 41, los cuales gestionan centrales de generación del tipo hidroeléctricas, biomasa, eólicas, y térmicas de derivados del petróleo.

La capacidad total instalada en centrales de generación privadas totaliza 1,191.68 MW de los cuales el 26.12% utiliza fuentes renovables. En contraste a lo anterior, el 73.88% de la capacidad total instalada utiliza derivados del petróleo para la generación de energía eléctrica [6].

En la siguiente tabla se presenta brevemente la composición por tipo de fuente de los productores privados de energía eléctrica en Honduras.

Tabla 6. Características Generales Productores Privados de Energía Eléctrica.

Tipo Central	Empresas	Capacidad Instalada (MW)		
		Mínima	Máxima	Total
Hidroeléctricas	15	0 ,48	12 ,80	71 ,78
Biomasa	13	0 ,50	30 ,00	137 ,50
Eólico	1	102 ,00	102 ,00	102 ,00
Térmica	12	10 ,00	267 ,00	880 ,40

De la tabla anterior se puede apreciar la notoria diferencia de capacidad instalada entre las centrales que utilizan fuentes renovables y las centrales térmicas que utilizan combustibles derivados del petróleo. También se puede apreciar que entre las centrales renovables, las centrales hidroeléctricas representan relativamente menos proporción de la capacidad instalada que las centrales de biomasa y eólicas.

La contratación de empresas de generación privada por parte de la ENEE comprende generalmente la obligación de la totalidad de la producción actuando la ENEE como único comprador del mercado eléctrico nacional en la actualidad, por un lado que las empresas aseguran una disponibilidad con un pago por capacidad firme y por otro lado que no se ha dado una liberalización del mercado para grandes consumidores, empresas distribuidoras y comercializadores a pesar de la que la misma Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico considera un grado de liberalización, manteniendo la ENEE su posición de una gran monopolio administrado por el gobierno.

6.2.5 Demanda Máxima y Consumo de Energía Eléctrica

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha presentado una menor tasa de crecimiento durante los últimos tres años en comparación con el crecimiento que se dio durante el periodo entre los años 2000 y 2008 [6]. Lo anterior se ilustra en las siguientes gráficas.

La demanda máxima registrada durante el año 2011 fue de 1 240 MW, lo que representó un 0,4% menos que el valor registrado en el año 2010 que fue 1 245 MW.

Por otra parte, el consumo de energía eléctrica total durante los años 2002 al 2011 ha tenido un comportamiento como se muestra en la Figura 13. De manera similar al comportamiento de la demanda máxima, se puede inferir que el consumo de energía eléctrica entre los años 2002 y 2008 presento un mayor tasa de crecimiento que durante los últimos tres años, siendo en promedio un crecimiento del 6,54% con respecto al año anterior [6]. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica del año 2011 fue 5 235 GWh, lo que representa alrededor de 2,39% superior al del año 2010.

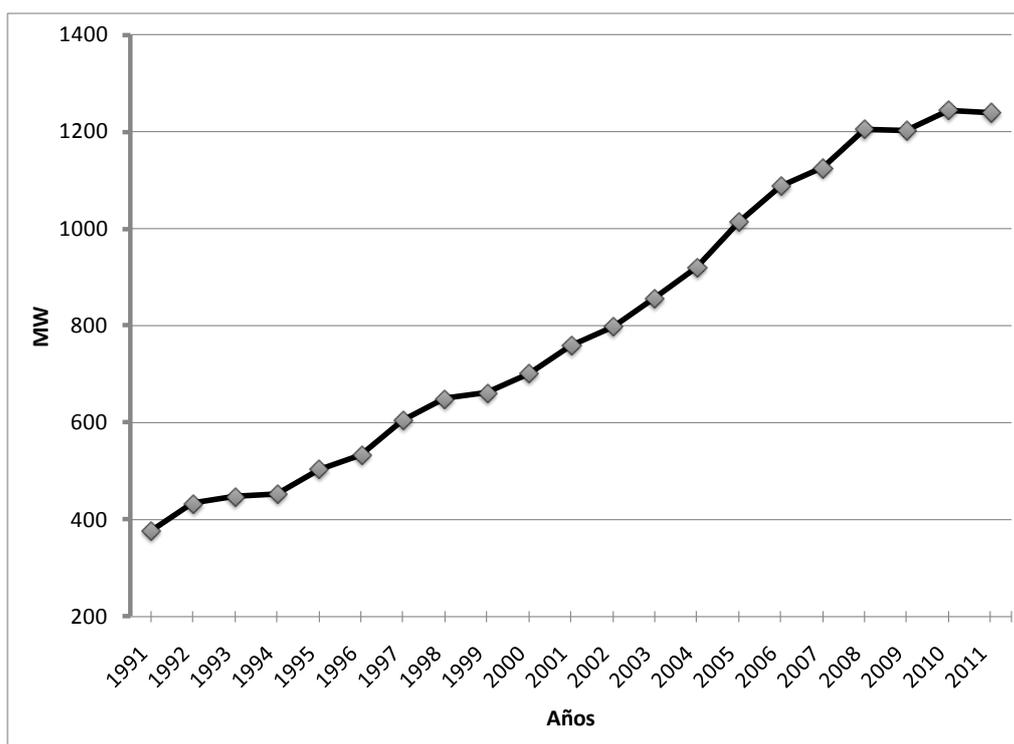


Figura 12. Evolución de la Demanda Máxima del SIN Honduras.

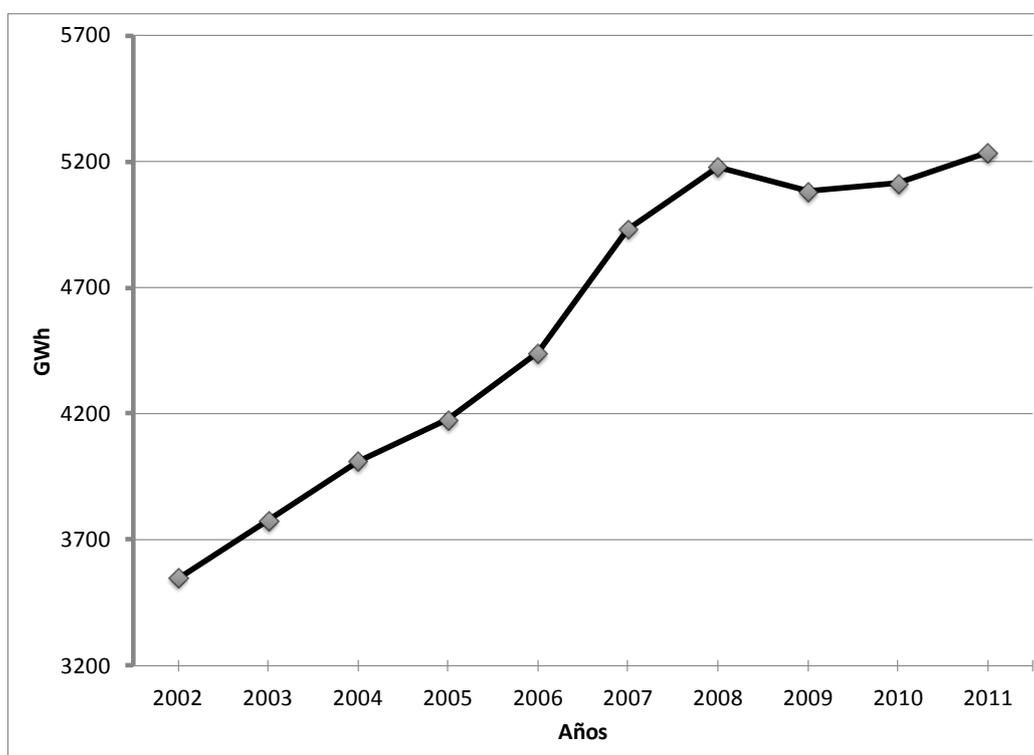


Figura 13. Consumo Total de Energía Eléctrica en GWh.

Por otra parte, desde el punto de vista de la composición por sector del consumo de energía se puede ver que el sector que más consume energía eléctrica es el sector residencial. Se puede decir que el consumo sector residencial representa alrededor del 40% del total. Además, este comportamiento se ve casi de manera constante en el periodo comprendido desde el año 2002 al 2011.

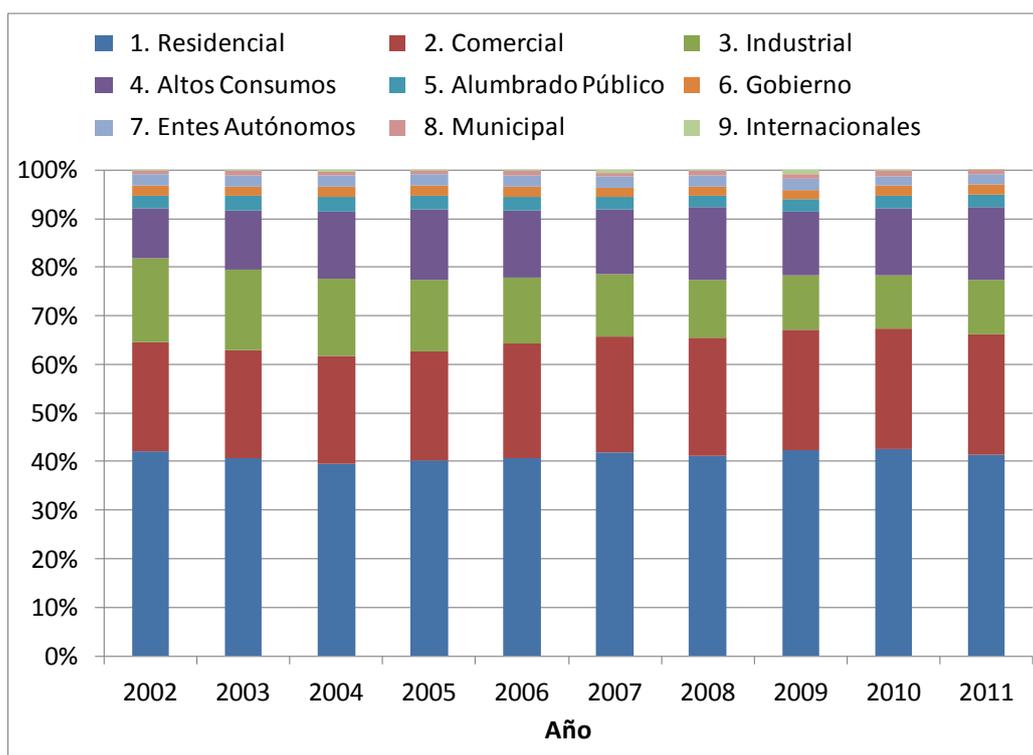


Figura 14. Composición por Sector del Consumo de Energía Eléctrica.

Mientras que entre el sector comercial, industrial y alto consumidor componen alrededor del 50% del consumo total de energía eléctrica, que igualmente al consumo del sector residencial, reflejan aproximadamente el mismo comportamiento en el periodo comprendido entre el año 2002 y 2011. En resumen, cuatros sectores; residencial, comercial, industrial, y altos consumidores, representan más del 90% del consumo total de energía eléctrica en Honduras.

6.2.6 Pérdidas de Energía Eléctrica

De acuerdo a la información oficial y pública de la ENEE [6], las pérdidas de energía eléctrica registradas para el año 2010 representaron el 24,3% de la energía eléctrica total generada, es decir 1 639 GWh.

Por otra parte, las pérdidas de energía eléctrica registradas para el año 2011 significan el 27% de la energía eléctrica total generada, es decir 1 935 GWh. Lo anterior representó en términos brutos un aumento de alrededor de 300 GWh en pérdidas de energía con respecto al valor del año 2010.

6.2.7 La Transmisión

Actualmente las redes de transmisión y subestaciones son propiedad de la ENEE que tiene a su cargo los servicios de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el país, también la empresa estatal está a cargo del planeamiento de la expansión, la construcción de ampliaciones y refuerzos de las redes. El SIN consta con alrededor de 1 949 km de líneas de transmisión, entre tres niveles de alta tensión de la siguiente forma: 694 km de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV, 838 km de líneas de 138 kV y 417 km de líneas de 69 kV [6]. Además, el sistema de transmisión cuenta con 57 subestaciones eléctricas. En relación a la transmisión, el capítulo V, los artículos 15 al 19 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, se reserva al Estado a través de la ENEE, la operación del sistema de transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND).

El sistema de redes de transmisión se describe como un sistema débilmente mallado, es decir, como un componente de radialidad importante. Se tiene entendido que las pérdidas del sistema de

transmisión oscilan entre 4 y 5 % de la generación total. Por otra parte, se presentan en la actualidad algunos déficits de energía asociados a problemas de congestión en la red de transmisión y problemas de regulación de tensión. En la siguiente figura se presenta un esquema de las redes de transmisión en Honduras.

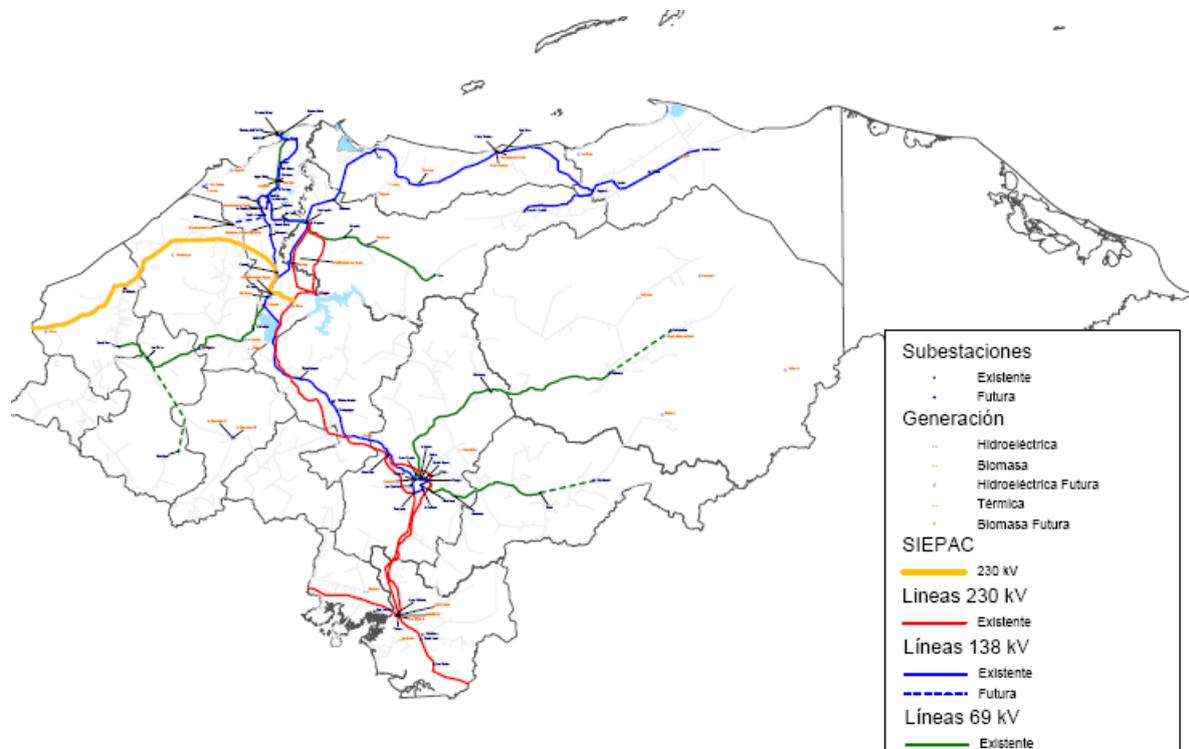


Figura 15. Red de Transmisión en Diferentes Niveles de Tensión en Honduras.

Dada las restricciones y limitaciones de infraestructura de redes de transmisión, y problemas financieros de la ENEE, la empresa estatal tiene la necesidad de obtener financiamiento para la ejecución de proyectos de reforzamiento de transmisión, construcción de subestaciones y líneas de transmisión en todo el territorio nacional. Estos proyectos financiados podrían ser llevados a cabo de acuerdo al artículo 17 reformado de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico. También se puede considerar el esquema de una Asociación Público-Privada, de la cual se tiene un marco legal establecido para esto.

6.2.8 Distribución y Comercialización

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de redes de distribución en tres regiones del país: norte-occidente, litoral atlántico y centro-sur. El sistema comprende líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones iguales ó menores a 34,5 kV; en zona urbana el nivel de operación en media tensión es de 13,8 kV, y en zonas semi-urbanas ó rurales en nivel de 34,5 kV. En el año 2011 se distribuyeron en el sistema 7 169 GWh. En la distribución participa únicamente el ENEE permaneciendo un monopolio natural en la actividad de distribución. No obstante la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico en su capítulo VI, da la posibilidad de la participación al sector privado en la actividad de la distribución, hasta la fecha no existen comercializadores independientes y la actividad de los grandes consumidores es prácticamente inexistente. Sin embargo, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico faculta que, para ejercer la actividad de distribución, las empresas eléctricas distribuidoras deberán suscribir contratos de suministro de energía (PPA) con empresas generadoras del mercado eléctrico, por términos de plazo de al menos cinco (5) años, y que las empresas distribuidoras podrán contar con facilidades de

generación, solamente cuando esta sea la única manera de prestar el servicio, ósea la forma más económica de hacerlo a criterios de la CNE.

Las empresas eléctricas distribuidoras deberán operar ó explotar la actividad bajo la licencia de concesión en forma de un Contrato de Operación el cual debe ser suscrito con la SERNA, dictaminado por CNE y aprobado por el Congreso Nacional de la República, como establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, en el capítulo XI, artículo 66 y su reglamentación respectiva. La duración de un contrato de operación podrá ser entre 10 y 50 años y pueden ser renovados [1].

Las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se basaran en el concepto de Tarifa de Barra. Para el cálculo de la misma se tomará el promedio de los costos marginales sobre un período de cinco (5) años. Las ventas de energía y potencia estarán exentas del pago de impuesto sobre ventas. Para las tarifas de distribución se calculan en base al valor agregado de la distribución (VAD), adecuadamente distribuido entre las diferentes categorías de usuarios con el correspondiente valor de tarifa en barra. La regulación de Honduras, se basa en un esquema eficiente o empresa modelo, es decir, es una regulación por incentivos, donde el precio o tarifa de referencia se mantiene constante (mecanismo de estabilidad) en términos reales por un periodo regulatorio de 5 años, pero con posibilidad de revisión anual y mecanismos de ajustes establecidos en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico y sus disposiciones reglamentarias. De acuerdo a la Ley Marco, la tarifa al consumidor final deberá reflejar *el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.*

En la distribución, desde el año 1997 la ENEE tercerizó a una empresa denominada Servicios de Medición Eléctrica de Honduras (SEMEH) las labores de lectura, facturación, manejo de bases de datos, parte de atención al cliente y otras tareas asociadas con los abonados de la empresa estatal.

El contrato de estos servicios de tercerización desde que llegó a su plazo de término a mediados del año 2012 y se ha estado prorrogando durante el resto del año. También cabe mencionar que el mismo contrato se ha modificado en años anteriores, no obstante, este contrato y sus modificaciones han sido aprobadas por el Congreso Nacional de la República, dado el hecho de que el término ó plazo del contrato sobrepasa el período presidencial de 4 años.

Sin embargo, la CNE como ente regulador no ha tenido injerencia relevante en esta contratación ni en la fiscalización de normas de calidad comercial. La ENEE está en la actualidad preparando las bases de una licitación para tercerizar de nuevo estos servicios pese a la oposición del sindicato de trabajadores de la ENEE.

6.2.9 Los Grandes Consumidores

De acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, en el Capítulo I, del Artículo 1 (Definiciones), se considera al Gran Consumidor: *“aquel que sea servido como mínimo a un voltaje de 34.5 kV y cuya demanda máxima sea de por lo menos 1,000 kW”*. También define las categorías de usuarios con tarifa regulada, tales como “Consumidor Residencial” y “Pequeños Consumidores Residenciales”, esto último como aquellos usuarios residenciales cuyo consumo mensual es inferior a 300 kWh.

La CNE tiene la facultad de revisar anualmente los requisitos para clasificar a un usuario como Gran Consumidor, si un usuario considera que cumple con los requisitos técnicos y legales para ser considerado como Gran Consumidor de acuerdo al Artículo 11, del Capítulo II, del Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Acuerdo 934-97) [10].

No obstante, la ENEE tiene dependencias administrativas ó unidades de Altos Consumidores en las diferentes subgerencias regionales de distribución a su cargo. Estas unidades especializadas han clasificado como Altos Consumidores aquellos usuarios que registran un consumo mensual promedio de energía igual ó mayor 15,000 kWh. Esta clasificación por parte de la ENEE es independiente del nivel de tensión, tipo de tarifa (residencial, comercial ó industrial) y demanda de potencia y corresponde más para efectos administrativos y de control de abonados y no a una regulación emitida por el ente regulador (CNE).

Por otro lado, el 27 de julio de 2009, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta, la Resolución No. 0018-2009 emitida por la CNE el día 2 de junio de ese mismo año, estableciendo con dicha resolución nuevos parámetros para clasificar a usuarios como Grandes Consumidores. La resolución clasifica como Grandes Consumidores, aquellos usuarios que estén servidos en una tensión igual o mayor a 13,8 kV, y que la demanda máxima de potencia sea de al menos 750 kW. También el acuerdo resuelve solicitar a la ENEE un listado de usuarios que cumple con estos parámetros, publicar el listado y emitir las certificaciones correspondientes [11] .

De acuerdo con el artículo 12 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, las empresas del sector generación ya sean públicas, privadas y mixtas bajo el amparo de la Ley Marco, podrán vender su energía eléctrica, bajo las opciones siguientes: a) Vender directamente a un gran consumidor ó a una empresa distribuidora en estos casos, deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y b) Vender su producto a ENEE.

Hasta la fecha se tiene conocimiento que al menos dos usuarios de la ENEE han obtenido su clasificación de Gran Consumidor por parte de la CNE sin embargo estos usuarios ya desregulados por habilitación del ente regulador, no ejercen su derecho de compras directas (transacciones libres) a empresas generadoras, y permanecen como usuarios con tarifa regulada de la ENEE.

6.2.10 Perspectiva de la Energía Renovable

De acuerdo a un reporte denominado “Análisis del Mercado Honduras de Energía Renovable” del año 2009 y difundido por el Banco Centro Americano de Integración Económica (BCIE), documento que fue resultado del Proyecto “Acelerando Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA)” señala que la tasa de retorno sobre capital accionario estimada para inversiones en la industria eléctrica en Honduras es alrededor del 17,7%, situando a Honduras en un país de rango medio de la región [12]. Se explica en este reporte que el riesgo es menor para quienes aportan instrumentos de deuda, debido a que el pago de intereses es una obligación establecida en un contrato de suministro (PPA) y además en caso de quiebra, los propietarios de la deuda tendrán un derecho en prioridad sobre los activos de la empresa ó proyecto de energía renovable. La tasa de interés usual para instrumentos de deuda en la banca comercial hondureña se sitúa entre un 11% y un 12% [12]. El esquema de financiamiento empleado es generalmente un aporte mínimo del 30% en patrimonio de los desarrolladores (*equity*) y un 70% estructurado como el servicio de deuda [12]. La práctica normal en cuanto al tiempo para el financiamiento, es conceder un término de plazo de 8 a 10 años, el cual incluye un período de gracia. El análisis ó modelo financiero del proyecto por lo general contempla un horizonte de tiempo de 15 años. Es usual suscribir con la ENEE contratos de suministro (PPA) entre 20 a 25 años.

También se describe en el reporte citado, que la banca hondureña ha mostrado un interés en el sub-sector eléctrico, esto debido a la experiencia de participación en el pasado en proyectos tanto de generación termoeléctrica como de proyectos de energía renovable en la actualidad. La participación en el financiamiento ha sido llevada a cabo generalmente por los bancos más grandes, sin embargo, se cuenta con participación de bancos de menor capacidad ó de menor experiencia

pero soportada con la participación en conjunto con organismos multilaterales y de desarrollo como el BCIE entre otras instituciones. No obstante también se marca una preferencia por proyectos respaldados por contratos de construcción suscritos con empresas de reconocida experiencia, capacidad técnica y financiera, por la suscripción formal de contratos de suministro de energía (PPA) con la ENEE, y por un esquema robusto de garantías [12].

Aun con la existencia de señales de riesgo, de los efectos negativos de las crisis tanto externas como internas, de los problemas financieros, y de la fragilidad política del país, un importante desarrollo de proyectos se está dando en Honduras por inversionistas locales incentivados también con un paquete de incentivos especiales para la energía renovable de pequeña y mediana escala por medio del Decreto Legislativo 70-2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” [12], [13].

Por medio de Ley 70-2007, las centrales eléctricas usando recursos renovables gozarán de los siguientes beneficios entre otros: a) Exoneración del pago de aranceles y gravámenes de importación, durante el período de estudio y construcción, b) Exoneración del impuesto de ventas de equipos, accesorios y repuestos, durante el período de estudio y construcción, c) Exoneración del pago del impuesto sobre la renta, aportación solidaria temporal, impuesto al activo neto, y todos aquellos impuestos conexos a la renta, durante un plazo de 10 años, contados a partir de inicio de operación comercial, para los proyectos con capacidad instalada de hasta 50 MW, d) Dispensa del pago de impuestos por importación temporal, e) preferencia en el despacho, f) venta a terceros en el mercado local ó regional. Las plantas de energía renovables recibirán de la ENEE un contrato y una tarifa 10 % mayor que el costo marginal de corto plazo utilizado como precio de mercado en la generación de energía eléctrica que también es este costo económico sirve como señal de precio para diseñar los pliegos tarifarios de los usuarios finales [1]. Para las centrales renovables de hasta 50 MW, el incremento (incentivo de precio) de 10% en la tarifa de generación será por 15 años [13].

El precio de las fuentes de generación con recursos renovables se basa en el costo marginal del corto plazo publicado por la SERNA en el diario Oficial La Gaceta a inicios del mes de enero de cada año. El incentivo que forma parte del precio total será el valor equivalente al 10% del precio base vigente al momento de la firma del contrato y dicho incentivo se aplicará únicamente durante los primeros 15 años a partir de inicio de operación comercial para los proyectos menores a 50 MW. El precio base será indexado anualmente en función del Índice de Inflación de Estados Unidos (*CPI: Consumer Price Index for All Urban Consumers*). Las señales de precios para generadores con fuentes renovables están en el orden de 105.0 a 143.0 USD \$/MWh, lo que resulta un precio atractivo para el desarrollo de proyectos en el país; que asociado a los términos contractuales de plazos de tiempo conveniente, contribuye a un ambiente positivo desde la perspectiva de estabilidad y conveniencia tarifaria para los consumidores finales.

Con los resultados del proceso de Licitación Pública Internacional No. 100-1293/2009 “Compra de Potencia y su Energía Asociada Generada Con Recursos Renovables” (Meta: 250 MW), realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), se espera contar en el sistema con unos 700 MW distribuidos en alrededor de 50 proyectos para ser construidos en los próximos 10 años. Por otro lado, se espera que para el 2013 se incorporen 24.0 MW al SIN con la ampliación del Proyecto de Energía Eólica en el Cerro de Hula de 100 MW desarrollado por la Empresa Eólica de Honduras S.A (EEHSA).

Además, con el impulso que está dando el gobierno de Honduras para obtener financiamiento para el desarrollo de proyectos de gran y mediana capacidad (>20 MW), por ejemplo: Patuca I, II, III (524 MW), Los Llanitos (98 MW), Jicatuyo (173 MW), El Tablón (20 MW), se espera agregar unos 815 MW al sistema eléctrico nacional.

Bajo las perspectivas de las condiciones de financiamiento, los mecanismos legales de incentivos a la inversión en el desarrollo de energía renovable, y de los esfuerzos del gobierno enmarcados dentro de una política energética que responde a una “Visión de País y Plan de Nación”, se tiene un panorama ambicioso en planes de inversión en materia de energía renovable, persiguiendo efectos positivos en la reversión y diversificación de la matriz energética de Honduras que tanto lo necesita para potenciar sus posibilidades de desarrollo socio-económico de forma sostenible.

6.2.11 El Mercado Eléctrico Regional

Todo lo relacionado a la estructuración y funcionamiento de un mercado regional de electricidad para los cinco países de Centroamérica incluyendo a Panamá, este séptimo mercado superpuesto a los mercados nacionales denominado el Mercado Eléctrico Regional (MER), está fundamentado en lo que es el “*Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*” (TM-MER), sus dos protocolos y demás disposiciones reglamentarias. La instrumentación regulatoria del MER, que es el “*Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*” (R-MER) comprende entre otros aspectos todo lo relacionado con la definición y habilitación de agentes de mercado que lo integran, la operación y remuneración del sistema de transmisión regional (RTR), los precios de generación, y todo aspecto relacionado a la programación y coordinación de la operación, servicios complementarios y los procedimientos comerciales del MER [14], [15].

Los entes regionales que impulsan el MER son: la Comisión de Interconexión Eléctrica Regional (CRIE) como ente regulador del MER; como coordinador de la operación del MER se tiene al Ente Operador Regional (EOR), y el Consejo Director del MER (CD-MER) donde este último su función principal es la coordinación de políticas de implementación del MER [15], [16], [17].

Como columna vertebral del MER, se tiene la construcción del primer sistema de transmisión eléctrica regional que viene a reforzar la red eléctrica e interconectores existentes de América Central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), conocido como “*Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*” (SIEPAC). El proyecto de línea SIEPAC se describe a continuación: líneas de transmisión eléctrica a un nivel de tensión de operación de 230 kV con un circuito, con torres previstas para un segundo circuito en el futuro, la capacidad inicial de transmisión es de 300 MW y 600 MW si se llega a construir la segunda terna, de las siguientes longitudes estimadas en este proyecto se tiene: Guatemala con 281 km de línea; El Salvador 286 km; Honduras 270 km; Nicaragua 310 km; Costa Rica 493 km; y Panamá con 150 km. Además en el proyecto se incluyen equipos de compensación reactiva y cables de guarda tipo OPGW. La línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en diferentes subestaciones plenamente identificadas en cada país [14].

El componente de esta infraestructura física del MER, está bajo responsabilidad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), a cargo del diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1800 kilómetros (km) de líneas de transmisión de 230 kV con distancias asignadas a cada país como se describió anteriormente [14].

En Honduras se está construyendo varios tramos de líneas, además de la nueva Subestación San Buenaventura y ampliando la Subestación de Agua Caliente, esto incluye también la instalación de capacidad reactiva para evitar los problemas de sobretensiones que provocará la entrada en operación de la línea SIEPAC.

De acuerdo al dato de referencia, el costo vigente del proyecto y aprobado por la Junta Directiva de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por el Consejo Director y por el EOR, asciende a cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (USD \$ 494 000 000,00) [14].

No obstante el marco regulatorio de Honduras contempla aunque no de una forma explícita, las transacciones propias de un mercado mayorista de electricidad, es decir, la venta directa de energía eléctrica entre generadores y distribuidores ó entre generadores y usuarios desregulados como los Grandes Consumidores, además el marco regulatorio hondureño define una participación dominante del agente mayoritario con interacción vertical de actividades como es la ENEE que la Ley Marco le otorga exclusividad de la operación del sistema por medio de su Centro Nacional de Despacho (CND). Ya se ha analizado y recomendado en otros estudios del sector, que se vuelve necesaria una normativa regulatoria de interfaces en primera instancia, además de una reestructuración más profunda del sub-sector eléctrico de Honduras pasando esto por su marco legal, de manera que el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) se acople e integre al MER bajo disposiciones conformes con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (R-MER) vigente. De acuerdo a información obtenida en el ente regulador (CNE), se espera que la integración gradual de los mercados nacionales se formalice en enero del año 2013 [18].

La incorporación de Honduras al MER es estratégica en la diversificación de la matriz energética, esto permitirá acceso a mayor capacidad de generación de energía eléctrica y opciones de precios más favorables, dado los actuales parámetros desfavorables en cuanto a fuentes de generación de energía eléctrica en Honduras.

6.3 Marco Regulatorio del Sub-Sector Eléctrico y su Reglamentación

Hasta el año 1994 las actividades del sub-sector eléctrico eran responsabilidades exclusivamente del Estado a través de la ENEE, empresa de servicios de electricidad sin fines de lucro constituida en 1957 con el objetivo de promover el desarrollo de los servicios de electricidad a nivel nacional, surgiendo con esto una empresa eléctrica estatal con integración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. La reforma del sector eléctrico se suscitó en noviembre de 1994 con la Ley Marco del Subsector Eléctrico (LMSE) mediante el Decreto Legislativo 158-94. La Ley Marco del Subsector Eléctrico, es la Ley Marco vigente que rige el sub-sector eléctrico y a continuación, una descripción de los aspectos más relevantes.

6.3.1 El Marco Referencia Legal

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, de noviembre de 1994 antes citada, es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco, de acuerdo al capítulo II, artículo 2, tiene como objetivo fundamental: *regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas.*

Este marco legal procura la participación de la empresa en las actividades de generación y fomentarla en la distribución. Asimismo alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Es decir, particularmente pretende promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.

A continuación se listan las principales leyes y reglamentos que rigen el sub-sector eléctrico hondureño:

- Decreto Legislativo No. 158-94 de noviembre de 1994. Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

- Decreto Legislativo No. 131-98, publicado en mayo de 1998. Mediante el artículo 35, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) reformando el artículo 6 del Decreto Legislativo No. 158-94.
- Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, de septiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.
- Decreto Legislativo No. 85-98, de abril de 1998. Ley de Incentivos con Fuentes Renovables.
- Decreto Legislativo No. 267-98 de diciembre de 1998. Reforma a Ley de Incentivos Decreto Legislativo No. 85-98.
- Decreto Legislativo No. 45-2000, de mayo del 2000. Reforma Artículo 12 Decreto Legislativo No. 267-98.
- Decreto Legislativo No. 70-2007, Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre de 2007, el cual consolida los decretos anteriores desde Legislativo No. 85-98 y a la vez reforma algunos artículos del Decreto Legislativo No. 158-94, Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

El Decreto 70-2007, “*Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*” es el instrumento legal que tiene como objetivo fomentar ó incentivar las producción de energía eléctrica en Honduras utilizando sus recursos renovables, esto supone un marco legal atractivo con grandes beneficios desde el punto de vista de inversión privada, generación de empleos, mejora de calidad de vida de las comunidades donde se desarrollan los proyectos de energía renovable, y sobretodo incentivar la competitividad del mercado eléctrico procurando precios más razonables y justos de la energía eléctrica para los usuarios producto del ambiente liberalizado de acuerdo a lo que establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico. Este marco legal para la energía renovable comprende un paquete de incentivos fiscales además de un incentivo en precio a la energía eléctrica (*precio Premium*), esto se dirige a aquellos proyectos que utilicen fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, bio-carburantes, residuos sólidos urbanos, y fuentes vegetales [13].

No obstante este marco legal está más estructurado y orientado al desarrollo de centrales del tipo hidroeléctrico de mediana y gran capacidad de potencia (pocos kW hasta 50 MW) y deja por fuera elementos precisos para incentivos a tecnologías consideradas no convencionales como los sistemas fotovoltaicos (SFV) a pesar de que se menciona la energía solar en el decreto 70-2007 [13], [18].

Si bien en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico se estableció la venta parcial de activos de los sistemas de distribución de la ENEE, esto nunca sucedió en la realidad por diversas razones entendiéndose más que todo de orden político. Adicionalmente y como se mencionó antes, la Ley Marco creó la Figura de Gran Consumidor a quien se le otorga el derecho como usuario desregulado para comprar directamente energía eléctrica a las empresas generadoras, creando el contexto de un mercado mayorista con posibilidad de más transacciones de energía eléctrica considerando que el sector de generación está abierto a la competencia. Las actividades con características de un monopolio natural tales como la transmisión y distribución, están sujetas a una regulación de precios basados en los costos económicos de acuerdo a un modelo teórico de empresa eficiente en correspondencia de lo que establece la Ley Marco.

En cuanto a la reglamentación se tiene el Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, “*Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico*”, sin embargo se carecen de reglamentos específicos que la misma ley indica, tales como:

- Reglamento Eléctrico Nacional (código eléctrico),
- Reglamento del Servicio Eléctrico,
- Reglamento de Extensión de Líneas,

- Reglamentos de Calidad del Servicio Eléctrico,
- Reglamento de Operación del SIN,
- Reglamento de Peajes, Reglamento de Sanciones,
- Reglamento de Generación Distribuida, entre otros.

También se carece hasta la fecha de la reglamentación del Decreto 70-2007, “*Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*”, pese a que existe un mandato para la SERNA de elaborar este reglamento.

Es importante resaltar que los marcos legales aquí descritos señalan términos de plazo e instituciones responsables para elaborar, proponer y aprobar la normativa reglamentaria.

6.3.2 El Ente Regulador

Como se describió anteriormente, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico estableció una institucionalidad de la organización de este sector, incluyendo a la misma ENEE como un agente dominante del mercado eléctrico nacional, también dentro de la institucionalidad se crea un ente rector de la política del sub-sector eléctrico (Gabinete Energético) que luego sería reemplazado mediante un decreto del poder ejecutivo por un “Gabinete de Política Energética”, y dentro del marco institucional se tiene la figura o el rol del regulador del sub-sector eléctrico, la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente desconcentrado de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA). Si bien en 1994 la Ley Marco creó en un inicio la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la Ley Marco sufre una reforma parcial mediante decreto (Decreto Legislativo 131-98) y en el año 1998 se crea la CNE y su estructura de dirección diferente a la de CNEE. Se puede decir, que la ENEE como empresa regulada surge antes del ente regulador y como empresa eléctrica estatal creada en el año 1957 asume un papel también de regulador del sub-sector eléctrica hasta el año 1998 donde se crea propiamente la CNE. Para entender la CNE como un ente regulador del sub-sector eléctrico se enuncia su definición de acuerdo al artículo 1 y facultades mediante el artículo 7 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

ARTICULO 1... *COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE): Es el organismo Asesor Técnico para la aplicación de esta Ley.*

ARTICULO 7. *Son facultades de la Comisión Nacional de Energía (CNE), las siguientes:*

- a) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del Sub-Sector Eléctrico.*
- b) Proponer al Poder Ejecutivo, por medio de SERNA, los reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley.*
- c) Emitir los dictámenes que prevé esta Ley y los que le sean requeridos por autoridades competentes.*
- ch) Establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, la cual deberá basarse en el costo de oportunidad del capital en Honduras.*
- d) Aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y al consumidor final, así como las correspondientes fórmulas de ajuste automático, informando a los usuarios según establece esta Ley.*
- e) Presentar para aprobación del Gabinete Energético los programas de expansión preparados por CNE en lo referente al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y por la correspondiente empresa operadora, en lo referente a los sistemas no interconectados.*

- f) Proponer para aprobación por SERNA los contratos de compra de energía que se proponga firmar la ENEE con otras empresas generadoras ubicadas en el país, así como sobre los respectivos cálculos de costo marginal de corto plazo.*
- g) Aprobar sobre las solicitudes de los abonados para su clasificación como gran consumidor.*
- h) Dictaminar sobre los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras para la aprobación por SERNA.*
- i) Aprobar las normas de calidad, confiabilidad y seguridad para ser incorporadas en la operación y planes de expansión del sistema.*
- j) Aprobar las normas para la planificación de los sistemas de distribución en los cuales el Estado tenga una participación mayoritaria.*
- k) Comprobar sumariamente a solicitud de las empresas generadoras, que las empresas distribuidoras han incurrido en mora en sus pagos a aquellas.*
- l) Aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público.*
- ll) Proponer a consideración del Gabinete Energético una mayor liberación del mercado, incluyendo la posibilidad de ventas directas entre empresas generadoras y grandes consumidores por medio del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la desregulación de tarifas entre empresas generadoras y entre éstas y las empresas distribuidoras.*
- m) Dictar las normas necesarias en cuanto a las especificaciones de los equipos que se requieran para una buena operación de los sistemas eléctricos.*
- n) Proponer para aprobación por parte del Gabinete Energético la concesión para el uso de los recursos naturales renovables para la generación eléctrica.*
- ñ) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios.*
- o) Publicar los principios generales que deberán aplicar las empresas de transmisión y distribución en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios.*
- p) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de distribución y generación de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen.*
- q) Llamar a participar en procedimientos de selección y efectuar las adjudicaciones correspondientes para que el Secretario de Recursos Naturales y Ambiente firme el contrato de cesión.*
- r) Propiciar ante SERNA, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones.*
- s) Velar por la protección de la propiedad, medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de las empresas de generación, de transmisión, de distribución y usuarios, previa notificación, a efecto de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas.*
- t) Recomendar a SERNA promover ante los tribunales competentes, acciones civiles y penales, incluyendo medidas cautelares para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta Ley, su reglamento y los contratos de concesión.*
- u) Proponer a SERNA los proyectos para reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso.*
- v) Asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas.*
- w) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe sobre las actividades del año y sugerencias de las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica; y*

x) Las demás que le sean confiadas por el Gabinete Energético o que le correspondan en virtud de esta Ley.

Como se puede notar, la Ley Marco no lo define como el ente regulador de forma explícita, pero si como un “*organismo Asesor Técnico*” pero la misma Ley Marco faculta a la CNE para “*Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del Sub-Sector Eléctrico*”, además de proponer para aprobación de reglamentación, regulación tarifaria, normas de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación y expansión del sistema eléctrica, normativa de equipos, liberalización del mercado eléctrico, clasificación de agentes de mercado como grandes consumidores, normativa para la planificación de la distribución, autorización, permisos y concesiones dentro del sector, etc.

Por tanto, la CNE se la adjudica las actividades propias de un ente regulador. En la actualidad una de las funciones más importantes que desempeña en el sector, es la regulación de tarifas de los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro (*PPA: Power Purchase Agreement*) y incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

Para el caso de los contratos de operación y de suministro, dentro de las facultades de la CNE, una vez revisados y dictaminados esta, se someten a aprobación por la SERNA y luego es el Congreso Nacional de la República quien aprueba mediante decreto estos contratos, siempre y cuando sobrepasen un periodo presidencial de 4 años.

6.4 Estructura del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras

Con base en lo expuesto anteriormente en apartados y secciones de este trabajo, se ha planteado en la siguiente figura un esquema de la organización general del sub-sector eléctrico de Honduras, es decir, el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

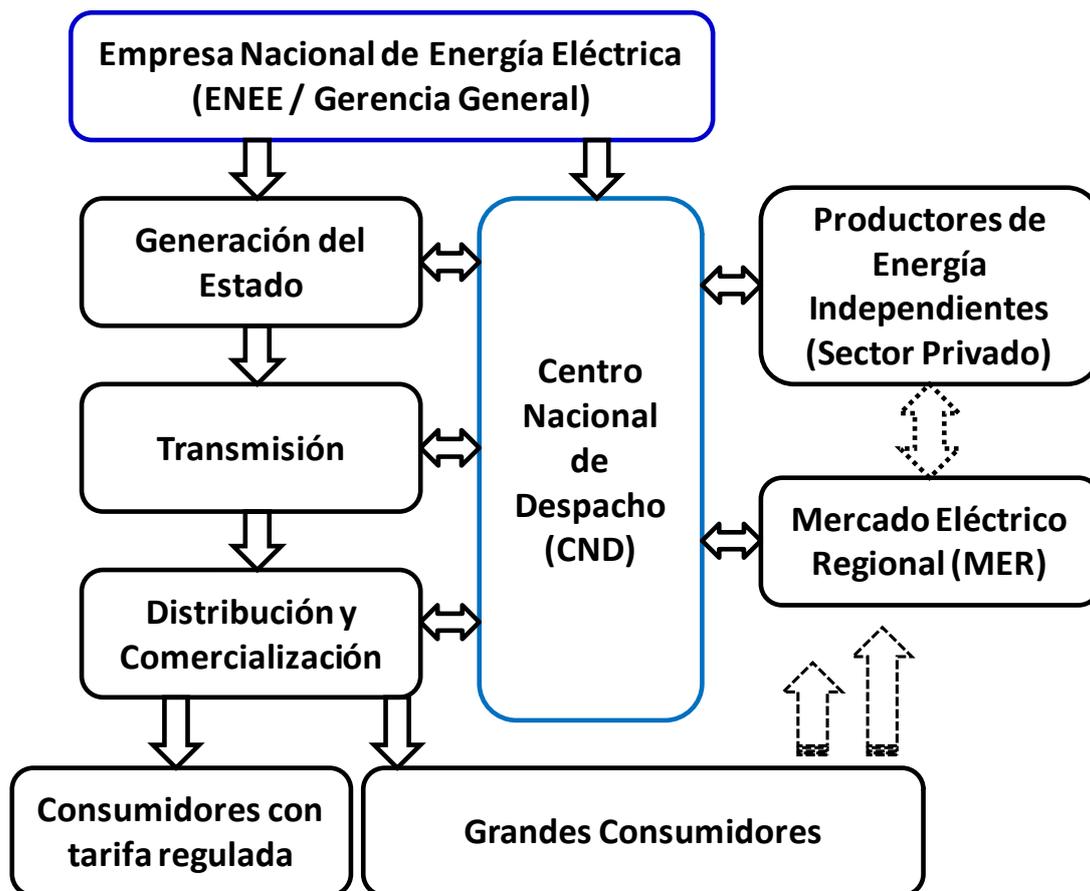


Figura 16. Organización del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras.

De acuerdo a un trabajo de investigación complementaria del equipo consultor con la ENEE y otras instituciones del sector, en la estructura del MEN descrita en la figura anterior, se ha identificado las siguientes características más relevantes:

- Integración vertical en una sola entidad, la cual en representación del estado ejerce el control de las actividades de generación, transmisión, centro de despacho (operación del sistema), distribución y comercialización de energía eléctrica. Esta entidad es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), cuyas funciones las regula la Comisión Nacional de Energía (CNE). Es decir, el Estado mantiene a través del gobierno su papel de empresa pública de los servicios de electricidad y a la vez regulador del sector.
- En la actualidad, la ENEE tiene el control absoluto de las actividades de transmisión, distribución y comercialización a pesar que en la “Ley Marco del Sub-sector Eléctrico” se contempla la posibilidad de que actores interesados puedan participar de manera regulada. La distribución y transmisión como segmentos monopólicos se regulan de acuerdo a costos económicos.
- A diferencia de lo anterior, la actividad de generación es la única en la cual hay más actores además de la ENEE. En la actualidad existen cuarenta y un (41) productores privados de energía eléctrica en el MEN, entre los cuales suman 1 191,68 MW de capacidad instalada. Lo anterior representa que el 66,91% de la capacidad instalada en el MEN está en manos de productores privados.

- La existencia básicamente de un mercado de contratos y se tiene un mercado de ofertas ocasionales (*spot*) pero poco significativo en margen como para optimizar la compra-venta de energía. Es decir, en el MEN el 66,91% de la capacidad instalada está basado en contratos de largo plazo (PPA), con precios fijados por contrataciones directas por el gobierno y productos de algunos procesos de licitación llevados a cabo en años anteriores. La ENEE asume todos los riesgos en estos contratos.
- En cada contrato de suministro (PPA) se tiene una estructura de precios, definiendo costos fijos y costos variables de producción y términos de la operación entre otras condiciones. Los cargos variables de los contratos de centrales termoeléctricas están indexados al precio de referencia internacional de los combustibles derivados del petróleo, principalmente Bunker (HFO); el productor traslada el riesgo de la volatilidad del combustible a la ENEE y estos a su vez a la tarifa de los consumidores finales (ajuste por combustible).
- Para la opción de un mercado de ofertas ocasionales (*spot*), los generadores con contratos (PPA) realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho (CND) antes una determinada hora (generalmente a las 10:00 a.m.) de un día hábil anterior a la operación, es decir, se proponen ofertas con precios fuera de contrato a determinadas horas por bloques de potencia. El CND se encarga de validar y aceptar las ofertas, y se acepta la oferta únicamente si el precio ofertado es menor o igual al valor de precios pactados en el contrato. No existe transparencia e información de estos costos para los agentes generadores.
- La señal de precio de mercado para el costo de generación y que sirve también para determinar la tarifa en barra del esquema tarifario en distribución, consiste en un valor denominado Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP). La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico define el CMCP como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años. Todos los generadores de energía renovable determinan el precio de su contrato de suministro en base al CMCP de energía más un incentivo del 10% sobre este costo y por un periodo de 15 años de acuerdo a la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”.
- Para la programación de la operación a corto plazo (el despacho es centralizado), se consideran los cargos variables de las plantas térmicas de acuerdo a los términos del contrato. El compromiso de unidades (pre despacho) es realizado por orden de mérito en el costo variable. Se consideran cargos variables cero para el despacho de las centrales hidroeléctricas del estado. El modelo de despacho es uninodal, no se consideran factores de nodo de acuerdo a la ubicación eléctrica de las centrales de generación ni las demandas ó centros de carga. Las centrales de energía renovable tienen preferencia en el despacho, esto en concordancia con del Decreto Legislativo 70-2007 “*Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*”. Es decir, la generación requerida para satisfacer la demanda no se establece en una función óptima del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- No se considera ningún cargo por los servicios de transmisión. Las pérdidas de transmisión son agregadas a la demanda uninodal y se calculan en base a mediciones posterior a la operación. Estos cargos son internalizados por la administración de la ENEE y no se trasladan a la demanda. No se cuenta con contabilidades separadas dentro de la empresa para la identificación de costos en transmisión, distribución y actividad de producción.

- No se tiene Reglamentación de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a pesar de que la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico lo señala. El pronóstico de demanda se basa en comportamientos típicos de días y horas, y datos históricos, no existe normativa establezca una metodología para un modelo de pronóstico de demanda y de aplicación general.
- Al no contar con un Reglamento de Operación del SIN, los contratos de suministro (PPA) deben definir normas operativas las cuales son particulares en cada modelo de contrato que administra la ENEE. No se tienen modelos normalizados de contratos de suministro por tecnología de generación, esto influyen negativamente en la coordinación y operación del sistema limitando criterios de optimización del sistema eléctrico.
- Ante la falta de un Reglamento de Operación del SIN, no se tiene normativa que identifique márgenes de reserva y servicios de regulación para el control de potencia y frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria) o control de tensión y compensación reactiva. La central hidroeléctrica “Francisco Morazán” (El Cajón) de 300 MW propiedad de la ENEE se hace cargo de los servicios de regulación en el sistema eléctrico.
- La contratación de generación privada comprende generalmente la obligación de entregar la totalidad de la producción a la ENEE, la cual actúa como único comprador del MEN (monopsonio). Aunque, la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” concede la posibilidad que los productores privados vendan parte de su generación a terceros, lo anterior no ha sucedido posiblemente porque los grandes consumidores existentes no consideran que les ofrecen mejores condiciones de precio de energía que las que ya tienen siendo usuarios de la ENEE.
- Los consumidores de energía eléctrica se clasifican en el MEN como consumidor con tarifa regulada o gran consumidor. A pesar que la “Ley Marco del Sub-sector Eléctrico” ya contempla o permite un cierto grado de liberalización de los llamados “Grandes Consumidores”, esto no ha sucedido en la práctica por múltiples razones.
- De la Figura 16 se puede observar que en esta estructura existe un actor, el cual sirve de interface entre todos los demás actores del MEN. El Centro Nacional de Despacho (CND) es, según lo indica el Capítulo VII de la “Ley Marco del Sub-sector Eléctrico” de Honduras, el encargado de planificar, coordinar, supervisar, y controlar las operaciones de todas las centrales de generación (estatal y privada), líneas de transmisión, subestaciones de transmisión y distribución, e interconexiones internacionales. El despacho se realiza de forma centralizada igual que la planificación económica del sistema.
- Con el Decreto 70-2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, se reforma la exclusividad a la ENEE como agente exportador e importador, por tanto el MEN de Honduras se abre al intercambio de energía eléctrica con los países vecinos de la región mediante la infraestructura SIEPAC, posibilitando la exportación o importación de energía, transacciones propias de un mercado mayorista mediante contratos entre agentes de mercado definidos que cumplan los requisitos el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (R-MER) y en armonía con las regulaciones nacionales vigentes.
- La regulación de Honduras, se basa en un esquema eficiente o empresa modelo, es decir, es una regulación por incentivos, donde el precio o tarifa de referencia se mantiene constante como mecanismo de estabilidad y con valor tope (*price-cap*) en términos reales

por un periodo regulatorio de 5 años, pero con posibilidad de revisión anual y mecanismos de ajustes establecidos en la Ley Marco y sus disposiciones reglamentarias. De acuerdo a la Ley Marco, la tarifa al consumidor final deberá reflejar el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.

7 Análisis del Modelo de Mercado y Marco Regulatorio Vigente del Sub-sector Eléctrico en Honduras

A continuación, se presenta de manera conveniente el análisis respectivo de los aspectos tratados sobre el modelo de mercado y el marco regulatorio vigente en Honduras.

7.1 Modelo del Mercado Eléctrico Nacional

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) básicamente de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva.

Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la ENEE en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho y a la vez administra el mercado.

En el MEN se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales.

El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Lo anterior brinda una gran seguridad de participación y rentabilidad a los poseedores de este tipo de contratos en donde la ENEE básicamente absorbe gran parte del riesgo de esta actividad en beneficio de ellos.

El mercado de ofertas ocasionales está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación.

El despacho en el MEN se realiza por orden de mérito en base a los costos variables de los generadores disponibles. Este despacho es realizado considerando un solo nodo, sin considerar la red de transmisión, y no es optimizado. Tampoco se cuenta con modelos o herramientas de optimización de corto plazo para el despacho económico de las centrales.

Adicionalmente, según lo concede la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, es obligatorio para la ENEE el despacho y recepción de la energía eléctrica producida por generadores de energía eléctrica con fuentes renovables. Esto sumado con lo mencionado en el párrafo anterior hace difícil optimizar el despacho.

Considerando lo dicho en los párrafos anteriores se puede decir que para satisfacer la demanda en el MEN, realizar el despacho de la generación, no se optimiza el costo económico de operación del Sistema Interconectado Nacional.

Adicionalmente, ningún generador en el MEN debe pagar costos por los servicios de transmisión, regulación de tensión y frecuencia eléctrica, monitoreo, control, y supervisión de la operación que brinda la ENEE por medio del Centro Nacional de Despacho y toda la infraestructura definida para tal fin.

De todas las actividades que ejerce la ENEE dentro del MEN, solamente la generación tiene varios actores los cuales son requeridos vender toda su producción a la ENEE mediante una relación contractual de Compra-Venta de energía eléctrica con duraciones de largo plazo.

El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único de la energía eléctrica generada por los productores locales o importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.

En la actualidad, en el MEN no se ejecutan transacciones del tipo puramente financiero en vista que es la misma ENEE que ejerce funciones dentro del MEN como único distribuidor y comercializador de energía eléctrica a pesar que en la regulación vigente se contempla la posibilidad que puedan operar actores distintos a la ENEE en el MEN.

Una actividad que es necesario realizar en el corto a mediano plazo es definir un reglamento de operación del MEN. Es de gran importancia que este reglamento sea claro, transparente, y de aplicación general a todos los actores que interactúan en el MEN.

7.2 Marco Regulatorio

Para el Sector Energía de Honduras, se identifican tres sub-sectores: i) sub-sector eléctrico; ii) sub-sector hidrocarburos; y iii) sub-sector leña. Dentro de los roles institucionales en el sector energético, la coordinación y ejecución de política energética está a cargo de la Secretaría de Estado en los despachos de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) pero esta integra un Gabinete de Política Energética con otras Secretarías de Estado, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y el ente regulador del sub-sector eléctrico la Comisión Nacional de Energía (CNE). El sector de los servicios eléctricos en Honduras, funcionan en base a lo establecido en el marco legal del Decreto Legislativo 158-94 conocido como la “Ley Marco del Subsector Eléctrico”, su Reglamento, Acuerdo Ejecutivo 934-97, y lo establecido en el Decreto Legislativo 70-2007, “Ley de Promoción para la Generación de Energía eléctrica con Recursos Renovables”. La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico define una estructura institucional y una organización de la industria de la energía eléctrica. Un asunto para resaltar en el aspecto político-institucional, es que en el sector energético de Honduras se traslapan atribuciones de diferentes instituciones, donde lo ideal sería concentrar funciones y que sean coordinadas dentro de una Secretaría de Estado de Energía ó Ministerio de Energía para una mayor eficiencia y efectividad para el sector.

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, Decreto Legislativo 158-97, de noviembre de 1994 es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco tiene como objetivo fundamental regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados ó mixtos que participen en cualquiera de las actividades mencionadas. Antes de la promulgación de la reforma del sub-sector eléctrico a través de la Ley Marco, las actividades del subsector eléctrico eran responsabilidad únicamente del Estado a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) constituida en el año 1957 con integración vertical de las actividades.

Este marco legal pretendía la participación del sector privado en las actividades de generación y fomentarla en la distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Particularmente pretendía promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de

electricidad para asegurar el suministro a largo plazo. En la realidad, únicamente la actividad de generación surgieron varios actores, y a pesar de que la Ley Marco consideró la venta parcial de los sistemas de distribución esto no se llevó a cabo por diversas razones. En la actualidad, la ENEE mantiene el control absoluto de las actividades de transmisión, distribución y comercialización. También la misma ley le reserva al Estado la coordinación y operación del sistema interconectado nacional, actividad que se ejerce a través del Centro Nacional de Despacho (CND), como parte de la División de Operación, dependencia de la subgerencia técnica de la ENEE. En este último aspecto, la ENEE ejerce un poder dominante en el mercado, desempeñando una función simultánea de administrador del mercado lo que representa incompatibilidades para el establecimiento de un verdadero mercado eléctrico abierto a la competencia. Es decir, esto es contradictorio con parte de los objetivos específicos de la Ley marco que establece *impedir prácticas desleales o abuso de posición dominante en el mercado y regular aquellas actividades cuya naturaleza impida o restrinja la libre competencia.*

Otro tema interesante, es que la Ley Marco contempla un grado de liberalización del mercado, además de la generación, en las actividades de red como la transmisión y distribución, y también contempla la figura del Gran Consumidor, no obstante, la ley no es explícita en cuanto a definir propiamente a los agentes de mercado. De acuerdo a la Ley, se faculta a las empresas generadoras para vender su producto directamente a un Gran Consumidor o a una empresa distribuidora, es decir, estos agentes pueden hacer transacciones de forma desregulada. La ley hace también referencia a la actividad de comercialización pero no es lo suficientemente clara en la definición de este agente como es propio en lo que se denominan mercados mayoristas de electricidad. Hasta la fecha no se conoce en Honduras empresa que se dedique a esta actividad de comercialización para realizar transacciones físicas o financieras propias de un mercado mayorista.

En cuanto a la reglamentación se tiene el Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, del año 1999, “Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico”, esto como instrumento para una mejor implementación de la Ley Marco. Sin embargo una gran debilidad del marco regulatorio hondureño, es la inexistencia de reglamentos y normativa específica, tales como: Reglamento Eléctrico Nacional (código eléctrico), Reglamento del Servicio Eléctrico, Reglamento de Extensión de Líneas, Reglamentos de Calidad del Servicio Eléctrico, Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), Reglamento de Peajes, Reglamento de Sanciones, Reglamento de Generación Distribuida, entre otros. El principal reglamento que se requiere es el de Operación del SIN lo que representa una gran barrera en la operación del mercado eléctrico.

El Decreto Legislativo 70-2007, de octubre del año 2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” es el instrumento dentro del marco legal del sub-sector eléctrico hondureño, que tiene como objetivo fomentar o incentivar las producción de energía eléctrica utilizando sus recursos renovables. Con el Decreto 70-2007 se viene a reformar la exclusividad que tenía la ENEE como agente exportador e importador, otorgando también esta opción a los demás agentes de mercado, tanto a los grandes consumidores como generadores, a la compra y venta respectivamente, de energía eléctrica con los países vecinos de la región mediante la infraestructura SIEPAC, posibilitando a transacciones propias de un mercado mayorista mediante contratos entre agentes de mercado definidos que cumplan los requisitos el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (R-MER) y en armonía con las regulaciones nacionales vigentes.

De acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, las tarifas de las empresas eléctricas distribuidoras reflejarán el costo marginal del suministro y el valor agregado de distribución (VAD) y se estructurará de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica. La estructura de tarifas para los usuarios finales se compone de una tarifa en barra, el costo de transmisión y el VAD basado en el concepto de “empresa modelo eficiente”, sin embargo el marco regulatorio no define el concepto de “empresa modelo eficiente”, y únicamente s

se tiene como criterio de eficiencia es en el aspecto de las pérdidas que no podrán sobrepasar el 15%. El modelo de regulación generalmente es aquel denominado por incentivos con un precio tope de tarifas (*price-cap*), donde a la empresa distribuidora no le queda otra opción que hacerse más eficiente en costo para maximizar sus utilidades. En la actualidad la ENEE reporta pérdidas de energía con valores alarmantes alrededor del 27%, lo que la aleja de cualquier modelo de empresa eficiente a la cual se refiere la Ley Marco.

La Ley Marco define a la Comisión Nacional de Energía (CNE), como el “organismo Asesor Técnico” pero no propiamente dicho pero así se entiende, como el ente regulador del sector. No obstante para confirmar el papel de regulador, la Ley Marco faculta a la CNE para “Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del Sub-Sector Eléctrico”. Hasta la fecha, una de las funciones más importantes que desempeña la CNE en el sector, es la revisión y aprobación del pliego tarifario para los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

8 Bibliografía del Producto N°1

- [1]“Ley Marco del Sub-sector Eléctrico”, Decreto Legislativo No. 158-94, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 27,511, Noviembre 1994.
- [2]“Ley de Estímulo a la Producción, a la Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano”, Decreto Legislativo No. 131-98, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 28,566, Mayo 1998.
- [3]Decreto Ejecutivo No. PCM-004-2010, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 32,166, Marzo 2010.
- [4]“Ley para la Producción y Consumo de Biocombustibles”, Decreto Legislativo No. 144-2007, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 31,496, Diciembre 2007.
- [5]Balance Energético – Honduras 2010, disponible en línea (online) en www.serna.gob.hn.
- [6]Informe Estadístico Año 2011 – Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Disponible en línea (online) en: http://204.249.98.211/Pagina_Web/Estadisticas2011/index.html
- [7]Estadística “Parque Vehicular al 29 de Agosto 2012”, Dirección Ejecutiva de Ingresos (DEI), Honduras, disponible en línea (online) en www.dei.gob.hn
- [8]Reporte “Honduras en Cifras 2011”, Banco Central de Honduras (BCH), disponible en línea (online) en www.bch.hn
- [9]Reporte “Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2011”, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), noviembre de 2012, México.
- [10] “Reglamento de la Ley Marco del Sub-sector Eléctrico”, Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 28,837, Abril 1999.
- [11] Resolución No.0018-2009, Comisión Nacional de Energía (CNE), La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 31,972, Julio 2009.
- [12] Informe “Análisis del Mercado Hondureño de Energía Renovable”, PAMPAGRASS S.A., Tegucigalpa, 2009.
- [13] “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, Decreto Legislativo No. 70-2007, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 31,422, Octubre 2007.
- [14] Sitio Web Oficial de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) /Proyecto SIEPAC, información disponible en línea (online) en www.eprsiepac.com.
- [15] Sitio Web Oficial de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), información disponible en línea (online) en www.crie.org.gt
- [16] Sitio Web Oficial del Ente Operador Regional (EOR) del Mercado Eléctrico Regional, información disponible en línea (online) en www.enteoperador.org

[17] Sitio Web Oficial del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), información disponible en línea (online) en www.ceaconline.org

[18] Informe Final “Interfaces del Mercado Eléctrico de Honduras”, por Ing. Gerardo Salgado, abril 2010.

Producto N°2:

Examinación y Análisis del Sistema para la Determinación de Costos y Tarifas Vigentes en Honduras, teniendo en cuenta los Sistemas Aislados e Interconectados, así como la Estructura Tarifaria por Sector de la Sociedad.

1 Presentación del Producto N°2

El presente documento constituye el producto N°2 elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

Este documento se presenta a consideración de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, como tercer producto del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.

El documento se estructuró considerando:

- a. Dar cumplimiento parcial al Objeto y Alcance establecido en el la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.
- b. Recopilar la información en relación al régimen tarifario en actual vigencia en Honduras, para después realizar un análisis del mismo y de sus implicaciones.

Este documento se encuentra dividido de la siguiente manera:

En la sección 2 se presenta la introducción y la descripción básica del esquema tarifario vigente en Honduras.

En la sección 3 se presentan los objetivos y el alcance relativos al desarrollo de este producto, tal y como ha sido comprometido en el esquema de trabajo, documento MMH-001, presentado por el Grupo Consultor - Plus Energy y aceptado para su ejecución por la OLADE.

En la sección 4 se presenta el resumen ejecutivo del documento y se adelantan las conclusiones del análisis del esquema tarifario.

En la sección 5 se presenta el régimen tarifario vigente en Honduras, describiendo en detalle aspectos relacionados, como el régimen legal, los principios tarifarios, la composición de costos que componen la tarifa, la estructura tarifaria, el régimen de aprobación de tarifas, los mecanismos de ajuste, tratamiento de impuestos y subsidios y aspectos relacionados con los sistemas interconectados y aislados.

En la sección 6 se realiza el análisis del esquema tarifario actual y sus implicaciones económicas, políticas y sociales.

Finalmente se referencia la bibliografía empleada para la elaboración del documento y se incluyen los anexos que sirven como complementos del producto.

2 Introducción del Producto N°2

La energía eléctrica es un producto de esencial importancia para el progreso de la sociedad moderna. Por su parte, un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica (SSEE) es el medio que permite generar, transformar y transmitir tal producto para finalmente distribuirlo y entregarlo a los consumidores finales.

Todos los esfuerzos e inversiones de la sociedad (en recursos humanos, bienes físicos, investigación y desarrollo, etc.) en un SSEE tienen como objetivo común «garantizar energía eléctrica en cantidad suficiente en tiempo y lugar, con la calidad adecuada al menor costo posible y controlando que el impacto ambiental este dentro de límites aceptables».

Para lograr el objetivo formulado, el sistema tarifario implementado en cada SSEE es de fundamental importancia, ya que representa el medio para garantizar en términos económicos la sostenibilidad en el presente y la sustentabilidad en el futuro del sistema.

El sector de los servicios eléctricos en Honduras, se rige en base a lo establecido en el marco legal del Decreto Legislativo 158-94 conocido como la *Ley Marco del Subsector Eléctrico, su Reglamento*, Acuerdo Ejecutivo 934-97 y lo establecido en el Decreto Legislativo 70-2007, Ley de Promoción para la Generación de Energía eléctrica con Recursos Renovables. En particular, la Ley Marco del Subsector Eléctrico define una estructura político-institucional y una organización de la industria o mercado de los servicios de energía eléctrica promoviendo el desarrollo sostenible de un suministro de energía eficiente, económica y de adecuada calidad para satisfacer la demanda esperada e indica además que en todo caso el servicio debe prestarse *preservando la salud financiera del Sub-Sector* y con estricto apego a las disposiciones para la protección y conservación del medio ambiente.

Para preservar la salud financiera del Subsector, la ley prevé en su capítulo XI el régimen tarifario. En este sentido, en el presente documento se realiza un levantamiento de información, descripción y análisis del régimen tarifario, vigente actualmente en la Republica de Honduras, y de todos los aspectos y conceptos teóricos y técnicos que se derivan de mismo régimen.

Del análisis realizado por el grupo consultor surgen una serie de conclusiones que permiten realizar un diagnóstico del actual esquema tarifario, e identificar los impactos que genera tal esquema en los distintos actores que conforman del subsector eléctrico en Honduras, es decir, en los generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores finales.

Partiendo de las conclusiones alcanzadas con el desarrollo de este producto, se podrán proponer soluciones para acercarse más al objetivo específico de preservar la salud financiera de sub- sector eléctrico, y en ese camino estar más cerca de lograr el objetivo principal de todo SSEE, y de esa forma contribuir al desarrollo socio-económico del País.

3 Objeto y Alcance del Producto N° 2

De acuerdo a lo indicado en la Clausula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012 el Objeto y Alcance del estudio de Consultoría es el siguiente:

Objetivo General:

“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios, y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Honduras, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad.”

Para lograr el objetivo general de la consultoría se ha planificado la elaboración de cinco productos, de los cuales el N° 2 es motivo del presente y consiste en:

Documento conteniendo la examinación y análisis del sistema para la determinación de costos y tarifas vigentes, teniendo en cuenta los sistemas aislados e interconectados, así como la estructura tarifaria por sector de la sociedad.

Según el esquema de trabajo (documento MMH-001) presentado por el grupo consultor y aprobado por la OLADE para su ejecución, se indica que dentro de los objetivos específicos de la consultoría, el que se involucra parcialmente dentro del alcance de este producto es:

Objetivo Específico:

- *Analizar el método utilizado para la determinación de tarifas en Honduras y evaluarlo desde el punto de vista económico-financiero.*

Y el alcance relacionado es:

- *Realizar un levantamiento del método de determinación de los diferentes cargos tarifarios para las categorías de usuarios existentes.*

4 Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N°2

Este documento, constituye el producto N° 2 del estudio sobre "Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras", del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012 - CIDA 13/2012. Entre los varios objetivos de la consultoría se plantea *Analizar el método utilizado para la determinación de tarifas en Honduras y evaluarlo desde el punto de vista económico - financiero*. Esto con el propósito de identificar los principales problemas del esquema tarifario hondureño que demandan atención en el sector eléctrico y hacerles frente mediante la formulación de estrategias claras y factibles. La importancia del análisis e identificación de las problemáticas del actual esquema tarifario es que constituye un primer paso para luego direccionar los esfuerzos a la solución de los mismos, en esta instancia es importante considerar que la no solución de los problemas podría desestabilizar no solo la industria eléctrica sino todo el conjunto macroeconómico del país, con potenciales perjuicios a su competitividad y a sus posibilidades de reducir la pobreza.

En los años 90, el sector eléctrico sufrió una severa crisis financiera causada por la falta de ajuste de las tarifas de la electricidad y el deficiente funcionamiento de la ENEE, esto último evidenciado en pérdidas de energía del 28 por ciento o más, un número innecesario de empleados, y prácticas inadecuadas en el mantenimiento de las centrales térmicas. La crisis financiera produjo una crisis energética cuando una fuerte sequía coincidió con una capacidad insuficiente de reserva de generación térmica. Surgió entonces la necesidad de acudir al financiamiento privado para expandir la capacidad de generación-transmisión y mejorar el desempeño de la ENEE.

Como resultado de esta situación caótica, se aprueba en 1994 La Ley Marco del Subsector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), la cual define una estructura institucional y una organización de la industria de la energía eléctrica, con el propósito principal de promover el desarrollo sostenible de un suministro eficiente y adecuado de energía para satisfacer la demanda.

En esta ley se reconocen cuatro actividades como parte de la industria de la energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización. El modelo introducía competencia en los segmentos de la industria donde era posible; la regulación económica de los segmentos que son monopolios naturales; la separación de los papeles de formulación de políticas, regulación y provisión del servicio; y el suministro de servicios de electricidad por agentes privados. No obstante, la misma Ley deja a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como una empresa verticalmente integrada, con exclusividad de la operación de las redes de transmisión y del centro nacional de despacho de carga.

La legislación establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de enviar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de obtener un adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos. Se definen tres grandes principios que deben guiar el cálculo y estructuración de las tarifas del servicio eléctrico: un principio de salud financiera de las empresas, un principio de eficiencia y un principio de equidad.

La Ley establece un sistema en el cual los siguientes precios son sujetos a regulación:

- El precio de venta de los generadores a las empresas distribuidoras, a través del Operador del Sistema, que se denomina como Tarifa de Barra.
- El precio de venta de las distribuidoras a los usuarios finales, que se denomina como Tarifa al usuario final.
- El precio por el uso de las redes de transmisión y de distribución.

El objetivo principal del sistema de regulación de precios cuando la compra-venta de energía al por mayor se hace en un régimen de competencia es asegurar que los costos de comprar la energía a los generadores se traslade a los consumidores finales por medio de precios regulados, es decir, que los costos se recuperen por medio de las tarifas.

El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como "Tarifa en Barra", es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión. La Ley indica que la deben calcular anualmente "las empresas generadoras" y proponerla a la Comisión Nacional de Energía para su aprobación. No es claro como las empresas generadoras procederán para realizar este cálculo, el cual requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La única suposición razonable es que tendrían que haberlo hecho a través del Operador del Sistema.

En retrospectiva el modelo de mercado y las premisas adoptadas para el cambio de enfoque administrativo del sector eléctrico resultaron ser ambiciosos para Honduras. Las causas podrían resumirse y no restringirse a las siguientes:

- Un país con un sistema eléctrico pequeño para atraer la inversión privada sobre todo externa,
- Una cultura de gran influencia política en la aplicación de leyes y normas, así como en la designación de funcionarios técnicos,
- La Ley se aprobó durante una situación crítica de racionamiento eléctrico, pero al cesar tal situación, faltó la voluntad política para continuar con el proceso,
- La ENEE continuó operando como monopolio estatal integrado verticalmente y como comprador único pues se frustró su reestructuración institucional y la privatización de las distribuidoras,
- No surgieron empresas de transmisión privadas, que solo podían haber aparecido si la ENEE hubiese licitado la construcción y operación de nuevas obras,
- La separación de los papeles del Gobierno no fue efectiva: SERNA y el Gabinete Energético carecían del soporte técnico y de la experiencia para las tareas de planificación energética y de formulación de políticas y la ENEE continuó jugando un papel preponderante en esas tareas. El nuevo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), tuvo un papel marginal debido tanto a la falta de apoyo político para implementar las nuevas regulaciones, como a su falta de recursos, aunada al papel dominante de la ENEE en el sector,
- El principio de que las tarifas debían recuperar los costos del suministro y de que los subsidios debían ser focalizados no se aplicaron debido a un inadecuado compromiso político, pero también por la dependencia del petróleo importado para la generación eléctrica, que resultó en precios elevados y volátiles de la generación que no se trasladaron a las tarifas.

El modelo actual, en el cual ENEE actúa como comprador único ha atraído inversiones privadas para expandir la capacidad de generación basada en contratos de compra de energía de largo plazo (en inglés, Power Purchase Agreements, o PPAs) con generadores térmicos y pequeños proyectos de energía renovable. La combinación de los PPAs, respaldados por garantías de pago del Gobierno, y la selección de plantas diesel, con costos bajos de inversión y períodos de construcción cortos, se han constituido en soluciones de corto plazo y no en soluciones estructurales que permitan el desarrollo adecuado del sistema eléctrico hondureño. Este mecanismo redujo los riesgos de

mercado y de proyecto para los inversionistas privados, pero traslado tal riesgo para ENEE y en consecuencia para el Gobierno.

Desde 1994, los empresarios han invertido cerca de US\$600 millones para el desarrollo de aproximadamente 800 megavatios (MW) de capacidad generadora en motores diesel de media velocidad y turbina de gas. Además, se han invertido cerca de US\$70 millones en 110 MW de capacidad en pequeñas centrales hidroeléctricas y en plantas térmicas de bagazo de caña, que aprovecharon incentivos tanto fiscales como de precio de compra de la energía. El financiamiento privado se ha convertido así en la norma para la expansión de la capacidad de generación. El sistema de generación predominantemente hidroeléctrico de mediados de los 1990s se ha convertido en un sistema predominantemente termoeléctrico, de hecho durante el 2011 Honduras dependió de combustibles importados para cerca del 57 por ciento de su generación eléctrica, [1], (casi toda generación térmica bajo contratos tipo PPA). Los resultados previsibles de esta situación son: una nueva crisis energética que puede afectar a Honduras en los próximos años, y la crisis financiera de la ENEE, que actualmente opera a pérdida mes a mes, [2].

La ENEE ha venido incurriendo en pérdidas financieras de aproximadamente el 2 por ciento de su PBI. Su flujo interno de caja ha sido negativo, y la ENEE ha tenido que posponer inversiones necesarias en distribución y transmisión y financiar el faltante con préstamos costosos de la banca local. Para el área de transmisión de energía se debe señalar que existe una significativa acumulación de inversiones de transmisión y sub transmisión que no pudieron ser ejecutadas como se planearon debido a restricciones financieras. La ENEE ha tenido que instalar generación diesel costosa en algunas áreas industriales debido a congestión de las líneas de transmisión en el norte y degradar los criterios de confiabilidad en la planificación de transmisión de esa zona. Atrasos adicionales en el reforzamiento de las redes de transmisión incrementarán la probabilidad de apagones, harán aumentar los costos de operación y las pérdidas eléctricas, y contribuirán a empeorar la calidad del servicio.

La crisis financiera que afecta al ENEE, y como consecuencia al sector eléctrico hondureño, se explica por una combinación de factores, a saber:

- El deficiente desempeño de la ENEE (altas pérdidas eléctricas del sistema);
- La vulnerabilidad de los costos de generación, de un sistema predominantemente térmico, a los altos y volátiles precios internacionales del petróleo;
- Los altos costos de los PPAs contratados, los cuales reflejan altos riesgos de mercado y soluciones de emergencia costosas; y
- El precio de electricidad al consumidor que en promedio cubre sólo el 81 por ciento del costo eficiente de suministro (suponiendo pérdidas del 15 por ciento)

Un escenario en el cual no se toma ninguna acción para reducir las pérdidas comerciales y los subsidios no es sostenible en el corto plazo.

El Gobierno de Honduras tiene que alcanzar su objetivo principal de asegurar un suministro de energía confiable, eficiente y sostenible bajo circunstancias difíciles. El sector eléctrico está en crisis: altos niveles de pérdidas, tarifas que no cubren los costos, flujo de caja negativo, descapitalización de la ENEE, alta dependencia de combustibles líquidos importados para la generación, un margen estrecho entre oferta y demanda y una acumulación de inversiones retrasadas en transmisión. La crisis se profundizará en el corto plazo si no se toman medidas correctivas sustanciales e inmediatas. No hay espacio fiscal para financiar al sector eléctrico o incrementar los subsidios al consumo eléctrico.

5 Sistema para la determinación de Costos y Tarifas Vigentes

5.1 Régimen Legal

Esta sección buscar describir el entorno legal y regulatorio que rige el establecimiento de las tarifas del Sector de Energía Eléctrica de Honduras y a partir de esto establecer la composición de costos y la estructura tarifaria.

El sector de los servicios eléctricos en Honduras, funciona en base a lo establecido en el marco legal del Decreto Legislativo 158-94 conocido como la *Ley Marco del Subsector Eléctrico, su Reglamento*, Acuerdo Ejecutivo 934-97 y lo establecido en el Decreto Legislativo 70-2007, Ley de Promoción para la Generación de Energía eléctrica con Recursos Renovables, la cual a su vez regula el mercado de energía renovable y realizó varias reformas a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico. La Ley Marco del Subsector Eléctrico define una estructura político-institucional y una organización de la industria o mercado de los servicios de energía eléctrica promoviendo el desarrollo sostenible de un suministro de energía eficiente, económica y de adecuada calidad para satisfacer la demanda esperada. En este sentido, textualmente el objetivo esencial de la ley es:

“regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas”

Y los objetivos específicos de la misma son:

- a) Establecer las condiciones para suplir la demanda eléctrica del país al mínimo costo económico*
- b) Promover la operación económica, segura y confiable del sistema eléctrico y el uso eficiente de la electricidad por parte de los usuarios*
- c) Racionalizar la utilización de los recursos de energía eléctrica del país*
- ch) Proteger los derechos de los usuarios, incluyendo la aplicación de criterios de igualdad y equidad de tal manera que consumidores de una misma categoría sean tratados de la misma manera, salvo los pequeños consumidores residenciales que podrán recibir un tratamiento preferencial*
- d) Asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los usuarios*
- e) Facilitar la participación de la empresa privada en las actividades de generación y fomentarla en la distribución*
- f) Impedir prácticas desleales o abuso de posición dominante en el mercado y regular aquellas actividades cuya naturaleza impida o restrinja la libre competencia*
- g) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo*
- h) Alentar la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible*
- i) Velar por el respeto a las disposiciones para la protección y conservación del medio ambiente*
- j) Los demás que sean compatibles con la Ley*

Se indica además que en todo caso el servicio debe prestarse preservando la salud financiera del Sub-Sector y con estricto apego a las disposiciones para la protección y conservación del medio ambiente.

La Ley Marco del Subsector Eléctrico establece los siguientes aspectos principales:

- La Ley plantea la necesidad de reformar la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la cual ha estado en vigencia desde 1957.
- Tiene como objetivo esencial regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y se aplica a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualquiera de esas actividades.
- Son objetivos fundamentales de la Ley el facilitar la participación de la empresa en las actividades de generación y fomentar la distribución. También alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Específicamente, pretende promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.
- Crea el Gabinete Energético como órgano de dirección superior y de definición y formulación de políticas del sub-sector eléctrico.
- Crea además la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a la cual le confiere independencia funcional, y le asigna tareas típicas de ente regulador, entre otras la de establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y proponer las tarifas para el consumidor final. Mediante la reforma de 1998, estas funciones, así como las de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP), se asignan a la Comisión Nacional de Energía (CNE), un órgano descentralizado de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).
- Le asigna a la ENEE la responsabilidad de llevar a cabo la operación económica y el despacho de la energía, la celebración de contratos de importación y exportación y la preparación los programas de expansión del SIN.
- Autoriza a que las empresas públicas, privadas y mixtas vendan su energía directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. Los generadores también pueden tomar la iniciativa de su producto a ENEE, en cuyo caso la ENEE garantiza la compra si el precio es igual o menor al costo marginal de corto plazo. Por otro lado, la ENEE puede promover compras en las cuales la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación.
- En cuanto a las exportaciones de excedentes, la ley señala que se pueden realizar una vez que queden satisfechas las necesidades nacionales. En estos casos, corresponde pagar a ENEE únicamente el peaje por uso de sus instalaciones y gastos administrativos.
- Reserva para el Estado la conducción de la operación del sistema de transmisión y el centro de despacho. Sin embargo, permite la participación de empresas públicas, privadas o mixtas en la transmisión y distribución, señalando que deben permitir la conexión a sus instalaciones de cualquier empresa eléctrica o gran consumidor que la solicite.
- Las empresas distribuidoras deberán suscribir con las empresas generadoras contratos de suministro de energía por plazos que no sean inferiores a cinco años.
- En caso de sistemas aislados, la empresa distribuidora contará con facilidades de generación.
- Establece un régimen tarifario bajo los siguientes lineamientos: a) a todos los clientes, con excepción de los residenciales, deberá cobrarseles entre 100% y 120% del

costo total del suministro. b) para el sector residencial establece que para el consumo que supere los 500 kWh debe cobrarse un 110% del costo, para el consumo entre 301 y 500 kWh establece un cobro no menor al 100%; entre 101 y 300 kWh no menor al 80%, y entre cero y 100 kWh, un cobro no menor al 45%.

- Las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se basarán en el concepto de Tarifa de Barra. Para su cálculo se tomará el promedio de los costos marginales sobre un período de cinco años.
- Las ventas de energía y potencia estarán exentas del pago de impuesto sobre ventas.
- Como condición para que las empresas de generación o distribución participen en el sector, establece el requisito de un contrato de operación celebrado con la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte, cuya duración podrá ser de entre 10 y 50 años. Estos contratos pueden ser renovados.

El Decreto 70-2007, Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables de octubre del 2007, consolida y actualiza los incentivos establecidos en el Decreto 85-98. Estos estímulos están enfocados a proyectos que generen con fuentes renovables como: hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos y fuentes vegetales. Para garantizar el fomento de proyectos basados en recursos renovables, se considera que la contratación de electricidad de fuentes renovables tendrá prioridad de despacho sobre otras de fuentes no renovables.

Antes de describir con mayor detalle los artículos de la Ley Marco y su Reglamento que involucran los aspectos legales en relación al régimen tarifario, se van presentar algunos términos y definiciones útiles para la comprensión la ley misma y del esquema tarifario que se examina a través de este producto.

5.1.1 Definiciones de la Ley Marco Útiles a los fines del Producto N°2

Centro de Despacho: Es la dependencia de la ENEE responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Comisión Nacional de Energía (CNE): Es el organismo Asesor Técnico para la aplicación de esta Ley.

Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP): Es el organismo creado mediante Decreto Ley 85-91.

Consumidor Residencial: Es el consumidor que usa la energía eléctrica para satisfacer únicamente las necesidades propias de su hogar.

Costo Económico: Es el costo de proveer un bien o servicio, excluyendo los derechos de importación, las transferencias y rectificando las distorsiones en los precios.

Costo Marginal De Corto Plazo: Es el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años.

Costo Total: Es la suma de la Tarifa en Barra más el Valor Agregado de distribución.

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE): Es la empresa estatal creada por Decreto Número 48 del 20 de febrero de 1957.

Gabinete Energético: Es el organismo sectorial superior de definición y formulación de las políticas del sector energía.

Gran Consumidor: Será definido periódicamente por la CNE. Inicialmente es aquel que sea servido como mínimo a un voltaje de 34.5 kV y cuya demanda máxima sea de por lo menos 1,000 kW.

Pequeños Consumidores Residenciales: Son los usuarios residenciales cuyo consumo mensual es inferior a 300 kWh.

Servicio de Transmisión: Consiste en el transporte de energía, a través de la red eléctrica nacional, de las centrales generadoras a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores, en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad.

Sistema Nacional de Sub-transmisión: Consiste en una o varias redes integradas por todas las líneas y subestaciones a niveles de voltaje superiores a 34,5 kV, así como aquellas líneas de 34,5 kV que alimentan de manera exclusiva a grandes usuarios o a empresas distribuidoras.

Sistema de Distribución: Es el conformado por las líneas y subestaciones a niveles de voltaje iguales o inferiores a 34.5 kV, junto con sus transformadores y equipos asociados para conectarlas al sistema de transmisión.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el compuesto por las centrales generadoras, los sistemas de distribución y el subconjunto de elementos del sistema nacional de transmisión y de su sub-transmisión que los unen físicamente sin interrupción.

Sistemas Regionales Interconectados: Son los compuestos por las centrales generadoras, sistemas de distribución y el subconjunto de elementos del sistema nacional de subtransmisión que los unen físicamente sin interrupción y que no forman parte del SIN.

Sistemas No Interconectados: Son aquellos que cuentan con sólo una central generadora y que sirven a un gran consumidor o a un sistema de distribución y que no forman parte del SIN.

Tarifa de Barra: Es el promedio de los costos marginales de corto plazo estimados en la etapa de generación, incluyendo los costos de transmisión y las pérdidas técnicas normales en una gestión eficiente.

5.1.2 Artículos de la Ley Marco relativos al Régimen Tarifario

En particular el capítulo IX de la Ley Marco y su Reglamento, es el que trata todo lo referente al régimen legal del esquema tarifario. Este capítulo se adjunta en el ANEXO A.

Adicionalmente, el artículo 7 de la Ley Marco, no incluido en el capítulo XI, en sus incisos *ch*, *d* y *e* da facultades a la Comisión Nacional de Energía (CNE) para:

ch) establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, indicando que debe basarse en el costo de oportunidad del capital en el país,

d) aprobar y poner en vigencia las **tarifas en barra y al consumidor final**, así como las correspondientes fórmulas de ajuste automático, e informar a los usuarios,

f) proponer para aprobación por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, SERNA, los contratos de compra de energía que se proponga firmar la Empresa Nacional de Energía

Eléctrica, ENEE, con otras empresas generadoras ubicadas en el país, así como sobre los respectivos cálculos de costo marginal de corto plazo.

g) aprobar sobre las solicitudes de los abonados para su clasificación como gran consumidor.

h) dictaminar sobre los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras para la aprobación por SERNA

ll) proponer a consideración del Gabinete Energético una mayor liberación del mercado, incluyendo la posibilidad de ventas directas entre empresas generadoras y grandes consumidores por medio del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la desregulación de tarifas entre empresas generadoras y entre éstas y las empresas distribuidoras.

De igual forma el artículo 7 del reglamento de la ley marco dispone el tiempo límite de 30 días calendario para la publicación de la fecha en que entra en vigencia la **tarifa en barra** (ver arriba inciso *d*) y la forma en que la misma deberá ser publicada. Además reglamenta que los cálculos para fijar la tarifa se deben realizar aplicando los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo IX de la Ley (ANEXO A).

Por otro lado, el artículo 8, también del reglamento, dicta que las **tarifas para el consumidor final** serán aprobadas por la CNE en base a los estudios que preparen las empresas distribuidoras, las cuales deberán remitir dichos estudios a la CNE para su revisión y posterior remisión a la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos, CNSSP, por intermedio de la SERNA. El mismo procedimiento debe observarse con respecto a la fórmula de ajuste automático. En caso de discrepancia entre la CNEE y la CNSSP el Gabinete Energético toma la decisión final, la cual es inapelable. Las tarifas al consumidor final, una vez aprobadas deben ser publicadas al igual que la tarifa en barra.

Finalmente, el artículo 12 de la ley indica que las empresas públicas, privadas y mixtas, para vender energía eléctrica, tienen como opciones:

a) vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. En estos casos, deben construir las líneas necesarias para hacerlo, y

b) vender a la ENEE. En este caso, si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE debe garantizar la compra de la producción si ésta se le vende a un precio igual o menor al **costo marginal de corto plazo**. Si la compra-venta es promovida por ENEE, entonces la tarifa es la que resulta de la respectiva licitación y en los términos del contrato.

Al respecto, el artículo 23 del reglamento de la ley dicta que las empresas de distribución deben firmar un contrato con las empresas generadoras. La SERNA definirá el contenido del contrato, pero el mismo debe, entre otras cosas, incluir la capacidad y energía a suplir mensualmente durante los cinco años de duración del contrato, las tarifas aplicables y su fórmula de ajuste automático, las modalidades para el despacho de lo contratado, la forma de pago, los depósitos y garantías a presentar por la empresa distribuidora, las especificaciones de calidad y los puntos de entrega, la coordinación de la operación y el mantenimiento de las instalaciones, los procedimientos a seguir durante emergencias, incluyendo un programa de desconexión automática de carga, entre otros.

5.2 Principios Tarifarios

La Ley Marco del Subsector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94) aprobada en 1994 define una estructura institucional y una organización de la industria de la energía eléctrica, con el propósito principal de promover el desarrollo sostenible de un suministro de energía eficiente y adecuado para satisfacer la demanda presente y futura.

En esta ley se reconocen cuatro actividades como parte de la industria de la energía eléctrica, a saber: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. El modelo introdujo la competencia en los segmentos de la industria donde era posible; la regulación económica de los segmentos que son monopolios naturales; la separación de los papeles de formulación de políticas, regulación y provisión del servicio; y el suministro de servicios de electricidad por agentes privados. La Ley Marco promueve la competencia en el mercado mayorista de energía mediante la separación vertical de la generación, la transmisión y la distribución; la libertad de entrada a todas las actividades del sector; el libre acceso a las redes de transmisión y de distribución, y la libertad de los grandes consumidores de escoger a su proveedor de energía, así como transacciones de energía en un mercado mayorista. Los segmentos monopolísticos, transmisión y distribución, quedaron sujetos a una regulación de precios basada en los costos económicos. No obstante, la misma Ley deja a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como una empresa verticalmente integrada, con exclusividad de la operación de las redes de transmisión y del centro nacional de despacho de carga. La Ley no contiene referencias a empresas comercializadoras independientes.

En la Ley Marco, la función de formulación de políticas fue asignada a un Gabinete Energético presidido por el Presidente de la República y a la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) como Secretario y Coordinador del Gabinete. La ley creó además una nueva agencia reguladora, la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de enviar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de obtener un adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos. De aquí se definen tres grandes principios que deben guiar el cálculo y estructuración de las tarifas del servicio eléctrico: un principio de salud financiera de las empresas, un principio de eficiencia y un principio de equidad. Estos principios se detallan a continuación.

5.2.1 Salud Financiera

El artículo 3 de la Ley Marco decreto 158-94 establece que en todo caso, el servicio deberá prestarse preservando la salud financiera del Subsector y con estricto apego a las disposiciones para la protección y conservación del medio ambiente.

De allí que, por salud financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

5.2.2 Eficiencia - Suministro Eficiente

La Ley Marco establece en su artículo 46 que: “En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector, sean estas de generación, transmisión o distribución.”

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, además que las fórmulas tarifarias deban tener

en cuenta no sólo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y finalmente que estos costos deben distribuirse entre las empresas y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; es decir, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

Por lo tanto, el principio de eficiencia obliga a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a costo mínimo. Esta declaración queda complementada en otras partes de la Ley por las disposiciones siguientes:

- Los costos de generación para las tarifas son calculados como costos marginales de corto plazo, estimados con base en un despacho óptimo basado en costos económicos (artículos 1 y 27).
- Los costos de transmisión son “calculados con base en una gestión eficiente” (artículo 48).
- El valor agregado de distribución está basado “en el concepto de empresa modelo eficiente” (artículo 51).

Este principio, por lo tanto, limita al de salud financiera. Únicamente una empresa administrada eficientemente es la que tiene derecho a recuperar todos sus costos. Aquellos costos producto de eventuales ineficiencias la empresa tendrá que absorberlos ella misma.

En teoría, la aplicación de este principio en el cálculo de las tarifas es un incentivo a la empresa real para que reduzca sus costos. De esta manera, si el entorno económico se mantuviera, las tarifas para el siguiente período tarifario serían inferiores — en términos reales — a las actuales, ya que la empresa debería haber realizado una ganancia de eficiencia en el curso de los cinco años.

En este sentido, el reglamento de la ley marco observa y reconoce, en el artículo 45 (ver anexo A), que la pérdidas totales reales son superiores a las del modelo de una empresa eficiente y manifiesta textualmente “la imposibilidad de llevarlas a un nivel consistente con la sana práctica empresarial de un año para el otro”¹. Por lo tanto dispone como objetivo de mediano plazo alcanzar un nivel de pérdidas totales iguales al 15%; tal objetivo debe ser alcanzado gradual y continuamente.

5.2.3 Equidad

La Ley Marco, en el artículo 3 literal ch, establece que los consumidores de una misma categoría deben ser tratados de la misma manera por las empresas suministradoras. La palabra “categoría” se entiende en el sentido que tradicionalmente se le ha dado en la industria eléctrica del país, es decir, el de un conjunto de usuarios servidos al mismo nivel de tensión y con patrones de consumo similares, lo cual se traduce en costos unitarios del servicio que son similares. En consecuencia, el principio de equidad requiere que la empresa aplique la misma tarifa a todos los usuarios servidos en condiciones semejantes y que le causan los mismos costos unitarios.

El mismo literal citado establece una excepción a este principio. Con el propósito de contribuir a aliviar las dificultades económicas de los hogares de bajos ingresos, dispone que los pequeños

¹ La adopción de un objetivo de pérdidas del 15%, que se debe lograr gradualmente, manifiesta que el contexto actual se da mayor peso al principio de Salud Financiera de la Empresa, que al principio de Eficiencia y de Suministro

consumidores residenciales “podrán recibir un tratamiento preferencial”. Más adelante, el artículo 46 de la Ley indica los rangos en que las tarifas a los pequeños consumidores residenciales, definidos como aquellos cuyo consumo mensual es inferior a 300 kWh, podrán ser rebajadas, lo cual debe ser compensado, por una parte, con un aumento a los consumidores residenciales con consumos mayores de 500 kWh por mes, y por otra, con un aumento de las tarifas a las clases no residenciales.

Con relación a estas rebajas e incrementos, que son una evidente excepción al principio de equidad, se debe puntualizar que en el principio de eficiencia en el uso se requiere que las desviaciones en las tarifas se limiten a lo estrictamente necesario para cumplir con los objetivos socio-económicos que se hayan establecido, a fin de minimizar la distorsión de las señales económicas a los usuarios. Si el subsidio a los que consumen menos de 300 kWh/mes no es adecuadamente valorado, se puede dar una señal al consumidor para un uso excesivo e ineficiente de la energía eléctrica. También, en ese caso, los aumentos de precio a los demás usuarios se incrementarían proporcionalmente, con un efecto negativo sobre la actividad económica del país.

5.3 Régimen Compra de Energía y Potencia por Distribuidores

El régimen de compra de energía por parte de las distribuidoras se fundamenta en la firma de contratos, de cinco años de duración, entre los generadores y los distribuidores. Con este respecto en el artículo 7 - inciso *h*, de la ley Marco del subsector eléctrico, se dan facultades al CNE para dictaminar sobre los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras, los cuales deben ser aprobados previamente por la SERNA.

La SERNA, para la aprobación, es la encargada de definir el contenido del contrato, el cual debe incluir la capacidad y energía a suplir mensualmente durante los cinco años de duración del contrato, las tarifas aplicables y su fórmula de ajuste automático, las modalidades para el despacho de lo contratado, la forma de pago, los depósitos y garantías a presentar por la empresa distribuidora, las especificaciones de calidad y los puntos de entrega, la coordinación de la operación y el mantenimiento de las instalaciones, los procedimientos a seguir durante emergencias, incluyendo un programa de desconexión automática de carga, entre otros.

En cuanto a la tarifa de la energía aplicada a la venta a un distribuidor, el artículo 47 de la ley indica claramente que las misma se basa en el concepto de *Tarifa de Barra* (ver definición en la sección 5.1.1). Para el cálculo de esta tarifa se toma el *Promedio de los Costos Marginales* sobre un período de cinco años².

Por su parte en el artículo 49 se designa el cálculo de las tarifas de barra a las empresas generadoras, quienes deben realizar tal cálculo anualmente y además deben presentar una fórmula de ajuste automático. Ambas, la tarifa en barra y la formula de ajuste deben ser aprobadas por CNE (ver inciso *d* del artículo 7).

Sin embargo debe observarse que aunque el cálculo de las tarifas de barra está a cargo de las empresas generadoras, el procedimiento de cálculo detallado es establecido por la CNE.

² El cálculo puede ser simplificado en el caso de empresas con una capacidad instalada inferior a los 1,000 KW.

5.4 Composición de Costos que Conforman la Estructura Tarifaria

La Ley Marco establece un sistema en el cual los siguientes precios quedan sujetos a regulación:

- El precio de venta de los generadores a las empresas distribuidoras, a través del Operador del Sistema;
- El precio de venta de las distribuidoras a los usuarios finales;
- El precio por el uso de las redes de transmisión y de distribución.

Un objetivo principal del sistema de regulación de precios cuando la compraventa de energía al por mayor se hace en un régimen de competencia es asegurar que los costos de comprarle energía a los generadores se trasladen a los consumidores finales vía precios regulados, es decir, que los costos se recuperen por medio de las tarifas.

El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como "Tarifa en Barra", es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión; y la Ley indica que la deben calcular anualmente "las empresas generadoras" y proponerla a la Comisión Nacional de Energía para su aprobación. No es claro como las empresas generadoras procederán para realizar este cálculo, el cual requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La única suposición razonable es que tendrían que haberlo hecho a través del Operador del Sistema.

Las distribuidoras también pueden adquirir directamente de generadores independientes mediante contratos de largo plazo, con lo cual tendrían mayor certeza de precio. La Ley las autoriza a trasladar a los usuarios finales en sus tarifas el costo de sus compras de capacidad y energía valoradas precisamente a la Tarifa en Barra, de modo que la volatilidad que esta tarifa pueda experimentar no representa un riesgo comercial para ellas.

Las distribuidoras suman a sus costos de compra de capacidad y energía sus propios costos de distribución y de comercialización, conjunto que la Ley denomina "Valor Agregado de Distribución" para obtener las tarifas al usuario final.

Tanto la tarifa en barra, como la tarifa a los usuarios finales van acompañadas de fórmulas de ajuste automático, para permitir a las empresas modificar las tarifas a medida que sus costos se alteran por efecto de la variación de parámetros económicos externos especificados en la Ley. En el caso de la fórmula de ajuste de la tarifa en barra esos parámetros son: el precio de los combustibles y la tasa de cambio del lempira con respecto al dólar de los Estados Unidos. En el caso de la fórmula de ajuste de la tarifa a los usuarios finales: la tasa de cambio y la tarifa en barra, esta última por ser el precio al que el distribuidor compra su potencia y energía.

El esquema tarifario general, según la ley Marco, se muestra en la siguiente figura:

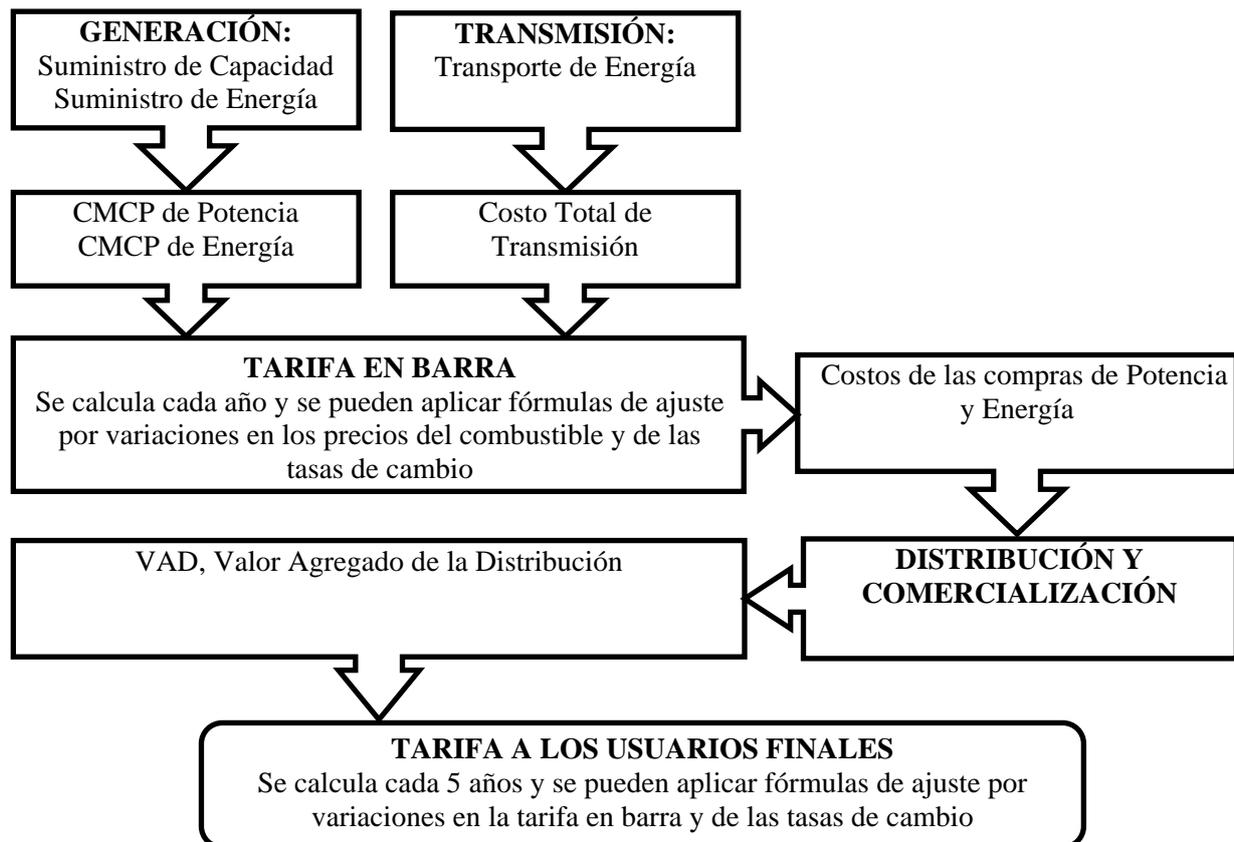


Figura 1. Esquema tarifario y de costos, según la ley Marco. CMCP, es el Costo Marginal de Corto Plazo

En función del esquema tarifario de la figura 1, se desarrollan a continuación los costos que conforman la estructura tarifaria en Honduras.

5.4.1 Costo Marginal de Corto Plazo de Generación de Energía Eléctrica

El costo marginal de corto plazo (CMCP) de un sistema de suministro de energía eléctrica, para un período, escalón de la curva de carga y secuencia hidrológica, se define como la derivada del costo total de operación con relación a la carga de este escalón en este sistema. En consecuencia, para calcularlo, se debe conocer lo que sucedería al sistema si ocurriese un aumento infinitesimal en la carga del sistema en el período, escalón y secuencia en cuestión.

Un aumento infinitesimal de carga puede ser atendido de una de las maneras siguientes (desde el punto de vista teórico):

- Aumento de generación térmica: En este caso, el CMCP de operación es el costo unitario de generación térmica.
- Desembalse: En este caso, el CMCP se considera igual al valor marginal del agua al final del período para la serie en cuestión en el sistema. El valor del agua está asociado a la consecuencia que el desembalse provoca en el sistema, puesto que cualquier desembalse resultará, eventualmente, en una reducción del vertimiento, variación de la generación térmica o variación del déficit.
- Aumento del déficit: En este caso, el CMCP es el costo del déficit en el escalón de demanda correspondiente.
- Reducción del vertimiento: En este caso, el CMCP es cero.

La Tarifa en Barra incorpora los costos de generación bajo la forma del costo marginal de corto plazo promedio de la energía y del costo marginal de corto plazo de la capacidad o potencia. La Ley indica que el costo marginal de la energía se debe calcular como un promedio de los costos marginales horarios sobre un periodo futuro de cinco años.

Como se indicó, la Tarifa en Barra tiene una validez de un año, que corresponde al primero del periodo de estudio sobre el cual se calcula el costo marginal de corto plazo promedio de la energía. Si el costo marginal promedio calculado sobre los cinco años resulta menor que el costo marginal promedio sobre el primer año, esto significaría que no se puede recuperar vía tarifas el costo total de la generación en el primer año. A la inversa, si el costo marginal promedio de la energía sobre los cinco años resulta mayor que el costo marginal promedio sobre el primer año, las tarifas resultantes recuperarían más del costo de la generación en ese primer año. Estos problemas se podrían reducir al limitar el periodo sobre el cual se calcula el promedio y posiblemente también al incluir un año pasado, con lo cual el año durante el cual se aplicara la nueva tarifa calculada queda en el medio, y no en un extremo, del periodo de estudio.

En cuanto al costo marginal de la potencia, su valor es el costo fijo por kW-año correspondiente a la tecnología de generación de punta. Generalmente, para los propósitos del cálculo de los precios regulados, se establece que esa tecnología es la de la turbina de gas. El costo de inversión anual y costo fijo de operación y mantenimiento anual por kW instalado y conectado a la red de transmisión se incrementa multiplicándolo por un factor que refleja el margen de capacidad de reserva necesario para asegurar la confiabilidad del suministro para cada kW de demanda adicional en la punta.

Este método debe permitirle a los generadores recuperar todos sus costos. Ello implica que la tasa de actualización utilizada para calcular el costo anual de inversión debe tener en cuenta el nivel del riesgo de país. Si el regulador no puede ajustar la tasa de actualización al nivel requerido, debe al menos determinar y autorizar un costo por kW de tecnología de punta instalada y conectada que dé como resultado un costo marginal de potencia adecuado para atraer inversión en nueva capacidad. Si las licitaciones se diseñan y conducen de manera que se alcancen niveles satisfactorios de competencia, los cargos fijos resultantes pueden tomarse como base para determinar el valor que debe tener el costo marginal de corto plazo de la potencia a fin de remunerar adecuadamente la inversión en generación.

En este sentido y de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 inciso *f*, el 18 de febrero de 2012, la SERNA publicó en el Diario Oficial de la Republica de Honduras, [3], el Costo Marginal de Corto Plazo de Generación de Energía Eléctrica. Tal publicación corresponde al valor obtenido del estudio de Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) que para el año 2012 realizó la ENEE, utilizando los programas el SUPER/OLADE-BID versión 5.1 y el SDDP versión 10.2.2.b, [4], y que posteriormente remitió a la CNE donde fue objeto de dictamen favorable.

El valor del CMCP de Generación aprobado para el año 2012, está conformado por el Costo Marginal de Potencia, cuyo valor es de OCHO CON 68/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA POR KILOVATIO-MES (8,68 US\$ kW/mes) y el Costo Marginal de la Energía, cuyo valor es de CIENTO VEINTICUATRO CON 45/100 DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA POR MEGAVATIOHORA (124,45 US\$/MWh).

Los valores de CMCP promedio por estación y por bloque horario para el 2012, son:

Bloque Horario	COSTO MARGINAL EN US\$ MWh		
	Estación Seca	Estación Lluviosa	Promedio
Punta	134,39	133,26	133,83
Intermedio	129,19	123,98	126,59
Valle	121,36	121,36	115,87
Promedio	127,62	121,26	124,45

Tabla 1. Valores de CMCP promedio por estación y por bloque horario para el 2012

Tanto el CMCP promedio como los aplicados para la estación lluviosa y seca en los bloques horarios, son los valores mínimos que deben aplicarse. La estación seca comprende los meses de enero a mayo y el mes de diciembre, y la estación lluviosa comprende los meses de junio a noviembre.

Los bloques horarios varían entre día laborable, sábado y domingo. Tales bloques se presentan en la tabla 2.

Bloque Horario	Horarios comprendidos		
	Día Laborable	Sábado	Domingo
Punta	11:00 A.M. - 01:00 P.M. 06:00 P.M. - 08:00 P.M.	--	--
Intermedio	08:00 A.M. - 11:00 A.M. 01:00 P.M. - 06:00 P.M. 08:00 P.M. - 10:00 P.M.	08:00 A.M. - 10:00 P.M.	11:00 A.M. - 01:00 P.M. 06:00 P.M. - 10:00 P.M.
Valle	00:00 A.M. - 08:00 A.M. 10:00 P.M. - 12:00 P.M.	00:00 A.M. - 08:00 A.M. 10:00 P.M. - 12:00 P.M.	00:00 A.M. - 11:00 A.M. 01:00 P.M. - 06:00 P.M. 10:00 P.M. - 12:00 P.M.

Tabla 2. Bloques Horarios por Tipo de Día de la Semana

El costo marginal de la potencia es:

Costo Marginal de Potencia de Corto Plazo	US\$ kW/año	104,14
Costo Marginal de Potencia de Corto Plazo	US\$ kW/mes	8,68
Tasa de Cambio (Lempira- Dólar)	L\$/US\$	19,06

Tabla 3. Costo Marginal de la Potencia

5.4.2 Costos de Transmisión

En el Reglamento (Acuerdo Ejecutivo 934-97) de la Ley Marco se indica en el artículo 43 que: “En tanto se produzca la liberación del mercado, se establecerá uno o varios costos marginales (si se escoge la opción de tarifas horarias) a nivel nacional. Sin embargo, el costo de transmisión y el valor agregado de distribución podrán ser diferentes para cada zona y empresa de distribución”.

En el artículo 44 se dice que: “Para determinar lo que corresponde cobrar a cada zona y empresa de distribución, por costo de transmisión, la ENEE preparará flujos de carga para el mismo período de cinco años y para las mismas horas y condiciones mencionadas en los Artículos precedentes. Con base en esta información, se identificarán las líneas utilizadas por cada zona y empresa de distribución, así como el uso porcentual que se haga de la capacidad de las diferentes líneas. Con base en esto, considerando la anualidad de la inversión, es decir, el resultado de aplicar un factor de

recuperación de capital al valor neto revaluado de las diferentes líneas y subestaciones que sirven una zona o empresa de distribución y tomando en cuenta el uso que cada empresa de distribución haga de las líneas y subestaciones que la alimentan, se calculará el costo anual de transmisión y éste será convertido en un cargo por capacidad y por energía, utilizando para ello la demanda proyectada para cada zona y empresa”.

En resumen el costo de la transmisión que se traslada a tarifas se calcula como el valor presente sobre un período de cinco años futuros de las anualidades correspondientes a:

- los costos de pérdidas de energía y de potencia en la red,
- los costos de inversión,
- y los costos de operación y mantenimiento de la red,

Este conjunto la Ley lo denomina como: “Costo Total de Transmisión”.

En cuanto al precio por el uso de las redes, existe un método, emitido por la CNE en 2000, para el cálculo caso por caso del precio aplicable a transacciones bilaterales entre particulares. Este método no produce precios eficientes porque carga todos los costos a las transacciones individuales. Para el caso de servicios como el de transmisión de energía, cuyos costos son mayormente costos fijos, si dichos costos fijos se le asignan a las transacciones individuales, se desalientan esas transacciones. Sería más adecuado cobrar un cargo anual por acceso, que recupera los costos fijos, y un cargo variable por transacción, igual al costo marginal de la transmisión entre los nodos involucrados.

5.4.3 Valor Agregado de la Distribución, VAD

El primer artículo del capítulo IX (Del Régimen Tarifario - artículo 46) de la ley marco, inicia decretando que: “Las tarifas reflejarán el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución (VAD)”.

En general, el VAD se define como el conjunto de costos que la empresa de distribución de energía eléctrica agrega, en concepto de su actividad, al valor de la energía que recibe de las empresas de generación y, si corresponde, de las de transmisión.

En este sentido en el artículo 51, se define el VAD, para el contexto de Honduras, en función del concepto de empresa modelo eficiente, el cual debe incluir:

a) Costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía.

Según el artículo 45 del reglamento de la ley, estos costos incluyen la lectura del medidor, la facturación, la recaudación del servicio y parte de los gastos administrativos generales de la empresa de distribución. Para calcular estos gastos, la CNE establece parámetros de eficiencia para cada empresa distribuidora, tomando en cuenta las características de la zona, tales como densidad de abonados, distribución geográfica de los mismos, distancias y vías de acceso y otros factores pertinentes. A estos fines, se debe obtener información de otras empresas de servicio público o empresas que sirvan y facturen a un número de clientes similar o comparable.

Los costos de comercialización son independientes de la demanda de cada consumidor y se Determinan mediante un análisis de costos históricos de la Empresa. La CNE indica que los costos a considerar son: alquiler del medidor, lectura periódica del medidor, facturación y distribución de facturas mensualmente, recaudación y manejo de la cuenta del cliente, verificaciones periódicas reglamentarias del medidor y mantenimiento de la base de datos.

b) *Pérdidas medias de distribución en potencia y energía nuevamente basadas en el concepto de empresa eficiente.*

Como se mencionó en la sección 5.2.2, el reglamento de ley reconoce una situación imperante de altas pérdidas eléctricas y la imposibilidad de llevarlas a un nivel consistente con la sana práctica empresarial de un año para el otro. Por lo que se prevé una transición gradual, pero continua, hasta alcanzar un nivel de eficiencia que se base en un 15% para las pérdidas totales.

A pesar de este objetivo prefijado en la ley, en la actualidad y según el reporte estadístico del informe anual de operación 2011 de la ENEE, [1], las pérdidas en distribución fueron del 27,0%, siendo mayores con respecto al 24,3% registrado en el 2010.

Concepto	2010		2011	
	Energía GWh	Porcentaje %	Energía GWh	Porcentaje %
Total Energía Distribuida				
Energía Vendida	5 112,8	75,7	5 235,0	73,0
Pérdidas de Energía	1 639,1	24,3	1 934,7	27,0
Total	6 751,9	100,0	7 169,7	100,0

Tabla.4. Total de energía distribuida por los sistemas operados por la ENEE

Para determinar el costo de las pérdidas eléctricas es necesario primero determinar los porcentajes de pérdidas. Al respecto, la CNE propone estimar el porcentaje de pérdidas por tipo de red de distribución y por bloque horario, de esta manera se define una tasa de pérdidas de la red tipo³, *twr*, dado por:

$$twr = w_{anual} / W_{anual} \quad (1)$$

donde, W_{anual} es la energía total anual suministrada por la red tipo y w_{anual} son las pérdidas anuales de energía y se obtienen a través de:

$$w_{anual} = 8760 \cdot P_{max} \cdot Fp \quad (2)$$

con, P_{max} como la potencia de pérdidas para la demanda máxima de la red tipo, y Fp como el factor de pérdidas expresado como:

$$Fp = x \cdot Fc + (1 - x) \cdot Fc \quad (3)$$

donde Fc es el factor de carga y x es igual 0,186 para Honduras.

Adicionalmente, el manual de la CNE para el cálculo de tarifas desarrolla las fórmulas para estimar las pérdidas de energía anual, w_{ab} , y de potencia, p_b , por bloque horario b , en función de las demandas máximas de cada bloque, como sigue:

$$p_b = kr \cdot P_b^2 \quad (4)$$

$$w_{ab} = kr \cdot P_b^2 \cdot T_b \quad (5)$$

$$kr = twr / P_b \quad (6)$$

³ Las redes tipo se definen por los niveles de tensión como: red tipo de alta tensión, AT, (red de transmisión y subestaciones); red tipo de media tensión, MT, (red primaria); y red tipo de baja tensión, BT, (transformadores de distribución y red secundaria).

donde, P_b^2 es la potencia del bloque horario b al cuadrado; T_b la duración del bloque horario b ; y kr es la constante de proporcionalidad en la red tipo. Los bloques horarios son los mismos reportados en la Tabla 2, empleados para el cálculo del costo marginal de corto plazo.

c) La anualidad de la inversión

Este ítem supone los costos de inversión normales (estimados mediante la metodología de la cantidad de obras), mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada (incluyen las tareas típicas y los costos de los insumos necesarios, como: mano de obra calificada, equipos, herramientas, repuestos, materiales, etc.) y considera el valor neto revaluado de las instalaciones correspondientes, su vida útil y la tasa de actualización (obtenidos a partir de los registros históricos de la empresa).

Finalmente, la ley en el artículo 52 encarga el cálculo del VAD a cada empresa distribuidora, tomando en cuenta las características de la zona donde distribuye⁴. Además dicta que la CNE debe preparar factores de ponderación (o factores de peso) de acuerdo con las características de cada sistema, para calcular finalmente el VAD para cada empresa. Con base en lo anterior, las distribuidoras someten a la aprobación de CNE un conjunto de precios básicos.

5.4.4 Determinación de la Tarifa en Barra

De acuerdo con la definición presentada en la sección 5.1.1 (dada en la Ley Marco del Subsector Eléctrico), la tarifa en barra es el promedio de los costos marginales de corto plazo estimados en la etapa de generación, incluyendo los costos de transmisión y las pérdidas técnicas normales en una gestión eficiente.

En resumen, la tarifa en barra fija el precio al que se debería vender la energía desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a las empresas distribuidoras⁵. Para el cálculo se considera un horizonte de cinco años, un año base (referencia) y cuatro años a futuro, y requiere de la previa determinación de:

- a. Costo de marginal de corto plazo de generación, como se describió en la sección 5.4.1, partiendo de valores estándar del costo de generación de cada central y considera los criterios de la teoría marginalista.
- b. Costo total de transmisión, correspondiente al flujo de caja por la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculados considerando una gestión eficiente. Para el flujo de caja correspondiente a las inversiones se emplea el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización.

Además se deben observar las potencias horarias en los diferentes nodos de la red, en especial, en aquellos próximos a la frontera entre la Generación–Transmisión y la Distribución del SSEE. La demanda total de energía en tal frontera se compone de:

⁴ ENEE es la única distribuidora que calcula el VAD, ya que es en actualidad la única empresa. Sin embargo el artículo 43 del reglamento de ley dispone que el costo de transmisión y el valor agregado de distribución podrán ser diferentes para cada zona y empresa de distribución.

⁵ Al momento sólo existe una empresa de distribución dentro del SIN, y es la ENEE.

- a. las potencias horarias que son satisfechas por la generación inyectada directamente en las redes de media tensión,
- b. las potencias horarias del conjunto de los clientes servidos en alta tensión, (p. ej. conectados a la red de 138 kV), y
- c. las potencias horarias a la entrada del conjunto de los transformadores de alta tensión (230 kV, 138 kV y 69 kV) a media tensión⁶.

5.4.5 Determinación de la Tarifa al Usuario Final

La estructura de las tarifas eléctricas está asociada a una determinada estructura de los consumos de los usuarios. Para propósitos del cálculo y aplicación de los precios de la electricidad, las empresas eléctricas agrupan a sus clientes en “categorías” o “clases”, tomada esta palabra en su sentido de “conjunto”. La pertenencia a una clase la determina en primer lugar el punto de la red desde donde se alimenta al usuario:

- directamente de la red de media tensión;
- del lado de baja tensión de un transformador MT/BT exclusivo; o
- de la red de baja tensión.

El punto de la red desde el cual se alimenta al usuario determina los costos de capacidad y la tasa de pérdidas en que la empresa debe incurrir para servirlo, y, por lo tanto, el precio que el usuario debe pagar para restituir esos costos, por ejemplo:

- Un usuario servido en media tensión sólo es responsable por costos de inversión y pérdidas en la red de media tensión, no por las inversiones y pérdidas en transformadores MT/BT ni en las redes de baja tensión.
- Un usuario servido desde la red de baja tensión contribuye a causar inversiones y pérdidas en todas esas partes de la red de distribución.

Un criterio adicional para la clasificación de los usuarios es el patrón temporal de demanda de los clientes individuales. Este factor determina el costo promedio del kWh de energía consumida, teniendo en cuenta cuándo ocurre la demanda máxima del cliente en relación con los períodos de alta carga del sistema en su conjunto, así como las tasas de pérdidas aplicables a sus consumos, las cuales varían también de unas horas a otras. Así pues, la clasificación de los usuarios corresponde a unos escalones o niveles de costo que determinan precios promedio uniformes para los respectivos grupos de clientes. Debido a la similitud de los costos para los miembros de esos grupos, los precios promedio reflejan con una precisión adecuada los costos unitarios del servicio a cualquier cliente individual miembro de la clase. Esta clasificación responde así al principio de “equidad” que establece la Ley Marco del Subsector Eléctrico, según el cual las empresas suministradoras deben cobrar precios iguales a “clientes de una misma categoría”.

En suma, los escalones o niveles de costo posibles permiten la agrupación de los usuarios en clases y definen la estructura de la tarifa. La tarifa aplicable a una clase está compuesta en el caso general por tres precios:

- Un cargo fijo por usuario por mes, que recupera los costos comerciales;

⁶ Es la mayor de las tres componentes, equivaliendo en términos de energía al 80% del total.

- Un precio de la potencia en Lps/kW-mes que recupera los costos de las redes;
- y un precio de la energía en Lps/kWh que recupera el costo de la compra de energía a la generación y las pérdidas de energía en la red.

La tarifa aplicable a la clase “*c*” es así un vector de precios con tres componentes:

$$T_c = (p_{c0}, p_{c1}, p_{c2}) \quad (7)$$

Donde:

p_{c0} es el cargo fijo por abonado por mes.

p_{c1} es el precio de la potencia, en L\$ por kW-mes.

p_{c2} es el precio de la energía en L\$ por kWh.

De manera correspondiente, el consumo mensual de cada clase de usuarios que será objeto de facturación es un vector con tres componentes: el número de usuarios de la clase, la suma de las demandas máximas mensuales de los usuarios de la clase, y el consumo total de energía de los usuarios de la clase durante el mes.

$$C_{cm} = (N_{cm}, D_{cm}, W_{cm}) \quad (8)$$

Aquí se ha usado el subíndice *m* para identificar el mes al cual corresponde el consumo. En efecto, el vector consumo corresponde a un mes dado, que es el período normal del ciclo de medición, facturación y cobro. Todas las componentes del vector consumo varían de un mes a otro.

El pliego tarifario es una matriz cuyas filas son los vectores T_c para las diferentes clases de consumo. Su elaboración es el objetivo del estudio tarifario.

Salvo en casos especiales, a los consumos servidos en baja tensión sólo se les mide y se les cobra la energía. Para esas clases, el costo de la potencia se incorpora dentro del precio por kWh, de modo que el precio de la potencia, p_{c1} en el pliego tarifario arriba mostrado, se hace igual a cero.)

El consumo total servido por la empresa durante un mes dado es también una matriz, cuyas filas son los consumos C_{cm} .

La factura F_{cm} por el consumo de la clase *c* en el mes *m* es el producto punto de los vectores precio y consumo correspondientes:

$$F_{cm} = T_c \cdot C_{cm} = p_{c0} \cdot N_{cm} + p_{c1} \cdot D_{cm} + p_{c2} \cdot W_{cm} \quad (9)$$

Además de reflejar los costos unitarios del servicio, los precios deben, por disposición de la Ley Marco, incorporar un subsidio cruzado a favor de los “pequeños consumidores residenciales”, definidos como aquellos cuyo consumo mensual es inferior a 300 kWh. La clasificación de los usuarios residenciales por rangos de consumo mensual que se muestra en la Tabla 5 es la que propone la Ley Marco en su artículo 46 para los propósitos de la definición del subsidio cruzado.

El cálculo de las tarifas, cuyo objetivo final es la elaboración del pliego tarifario para el conjunto de los clientes de la empresa suministradora agrupados en clases, requiere que se determinen los costos unitarios globales del servicio a cada clase de usuarios, es decir, los costos unitarios de satisfacer la demanda global de potencia y de energía de cada clase; que se determinen enseguida los costos unitarios del servicio a los clientes individuales de cada clase; y que se incorporen, finalmente, rebajas y recargos con respecto a los costos unitarios para introducir el subsidio cruzado.

En Honduras, la incompleta implementación de la reforma ha llevado al dominio de la industria por la empresa estatal. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, que actúa como "Comprador Único" ante las empresas generadoras privadas, es el único distribuidor de energía eléctrica alimentado partir de la red de transmisión nacional, y es el intermediario obligado para transacciones en el incipiente mercado eléctrico centroamericano, que actualmente funciona en su etapa provisional. Sin embargo, el financiamiento de la expansión del sistema eléctrico, a que obliga el continuo crecimiento de la demanda, es predominantemente privado.

Clase	Descripción	Precios		
		Cargo fijo L\$/usuario-mes	De la potencia L\$/kW-mes	De la Energía L\$/kWh
1	Servicio en Media Tensión	P_{10}	P_{11}	P_{12}
2	Servicio en Baja Tensión, con Transformador Exclusivo	P_{20}	P_{21}	P_{22}
3	Servicio en Baja Tensión, Uso Comercial e Industrial	P_{30}	P_{31}	P_{32}
4	Servicio en Baja Tensión, Uso Residencial, 0 -100 kWh/mes	P_{40}	P_{41}	P_{42}
5	Servicio en Baja Tensión, Uso Residencial, 101 -300 kWh/mes	P_{50}	P_{51}	P_{52}
6	Servicio en Baja Tensión, Uso Residencial, 301 -500 kWh/mes	P_{60}	P_{61}	P_{62}
7	Servicio en Baja Tensión, Uso Residencial, >500 kWh/mes	P_{70}	P_{71}	P_{72}
8	Alumbrado Público	P_{80}	P_{81}	P_{82}

Tabla.5. Pliego Tarifario Tipo

5.5 Estructura Tarifaria por Sector de la Sociedad

El pliego tarifario vigente fue publicado por la CNE el 31 de enero de 2009, en cumplimiento a la Ley Marco del Sub Sector Eléctrico, las tarifas de energía eléctrica publicadas son aplicables para el período 2009 – 2013. En particular, se presentan cuadros tarifarios para nueve (9) sectores de la sociedad diferenciados como sigue:

5.5.1 Sector Residencial

Tarifa A: Servicio Residencial

Corresponde a todos los clientes denominados como residenciales por la ENEE. En este caso no se aplican los cargos diferenciados por potencia ni por energía reactiva, que integran el precio de la energía. Los segmentos del cuadro tarifario son:

Segmento	Precio
Los primeros 100 kWh	1,4037 L\$/kWh
Los siguientes 50 kWh	2,4955 L\$/kWh
Los siguientes 150 kWh	2,4955 L\$/kWh
Los siguientes 200 kWh	3,1193 L\$/kWh
El exceso de 500 kWh	3,4313 L\$/kWh

Tabla 6. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial

5.5.2 Sector Comercial

Tarifa B: Servicio General en Baja Tensión

Corresponde a todos los clientes que no son denominados residenciales por la ENEE y se conectan en la red de baja tensión. En el pliego vigente se indica que este sector ha sido afectado por una innovación tarifaria que permite a los usuarios, con consumos menores o iguales a 500 kWh por mes, acceder a tarifas adecuadas y orientadas a permitir que la mayoría de los clientes puedan desarrollar la actividad comercial, resultando en mejoras a la economía nacional.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Los primeros 500 kWh	3,5872 L\$/kWh
Los siguientes 500 kWh	3,7432 L\$/kWh
El exceso de 1000 kWh	3,7432 L\$/kWh

Tabla 7. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial

En este caso no se aplica el cargo diferenciado por potencia, pero sí por energía reactiva, indicándose que el usuario se debe comprometer a mantener un factor de potencia no inferior al 90%⁷.

5.5.3 Sector Industrial Pequeño

Tarifa C: Servicio en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Circuito Primario de Distribución, Tensiones de 13,8 kV y 34,5 kV

Corresponde a todos los clientes que tienen un único punto de conexión por centro, y la medición de consumo se realiza en media /alta tensión. Estos clientes tienen que suscribir un contrato con la ENEE de al menos un año de duración. Además deben tener una demanda máxima mensual de al menos 250 kW.

La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se compara con los 11 meses anteriores al mes facturado. Esto último supone una innovación en la *tarifa C*, cuyo objetivo es incentivar a los clientes a desarrollar proyectos de eficiencia energética al pagar la demanda máxima del mes, sin comparar con las demandas máximas de los once (11) meses anteriores.

Se indica también en el pliego tarifario, que a los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 250 kW, se les factura un cargo adicional de L\$ 70 724,97 más los correspondientes cargos por energía y potencia consumida⁸.

El cuadro tarifario de este sector es:

⁷ En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total sería incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

⁸ Salvo lo dispuesto en los contratos respectivos en atención a las características del servicio, y de acuerdo a las normas y regulaciones establecidas por la ENEE a este respecto.

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	111,4554 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	2,3541 L\$/kWh
Cargo mínimo por los 250 kW de demanda	27 863,84 L\$

Tabla 8. Cuadro Tarifario. Tarifa C, Sector Industrial Pequeño

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho (CND) ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.⁹

5.5.4 Sector Industrial Grande

Tarifa D: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Tensión Primaria, Tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV o Mayor

Corresponde a todos los clientes que tienen un único punto de conexión por centro, y la medición de consumo se realiza en media /alta tensión. Estos clientes tienen que suscribir un contrato con la ENEE de al menos un año de duración. Además deben tener una demanda máxima mensual de al menos 2 500 kW.

La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se compara con los 11 meses anteriores al mes facturado. Esto último supone una innovación en la *tarifa D*, cuyo objetivo es incentivar a los clientes a desarrollar proyectos de eficiencia energética al pagar la demanda máxima del mes, sin comparar con las demandas máximas de los once (11) meses anteriores.

A los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 2500 kW, se les factura un cargo adicional de L\$ 114 127,61 más los correspondientes cargos por energía y potencia consumida.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	146,7549 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	2,1955 L\$/kWh
Cargo mínimo por los 250 kW de demanda	366 887,28 L\$

Tabla 9. Cuadro Tarifario. Tarifa D, Sector Industrial Grande

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.¹⁰

⁹ En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

¹⁰ En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

5.5.5 Sector Gobierno

Tarifa E: Servicio Público: Gobierno Central, Poderes: Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye Entes Autónomos y Semiautónomos y otros

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, tanto del Poder Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye entes autónomos y semiautónomos y otros.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Servicio Monofásico, por kWh	3,7432 L\$/kWh
Servicio Trifásico, por kWh	3,7432 L\$/kWh

Tabla 10. Cuadro Tarifario. Tarifa E, Sector Gobierno

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

5.5.6 Sector Municipalidades y Otros

Tarifa F: Servicio Público: Municipalidades

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público que comprenden las Municipalidades, Patronatos, Juntas de Agua, Plantas de Tratamiento de Agua y de Aguas Negras de Servicios Comunitarios con consumos inferiores a 2500 kWh/mes. Esto último supone una innovación tarifaria que permite que más usuarios puedan incluirse en esta tarifa.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Servicio Monofásico, por kWh	3,431 3 L\$/kWh
Servicio Trifásico, por kWh	3,431 3 L\$/kWh

Tabla 11. Cuadro Tarifario. Tarifa F, Sector Municipalidades y otros

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.¹¹

5.5.7 Sector Municipalidades y Otros, Bombeo de Agua

Tarifa G: Servicio Público: Servicio Público, Bombeo de Agua

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, patronatos, juntas de agua, plantas de tratamiento de agua y de aguas negras de servicios comunitarios, que utilizan bombeo de agua, cuyos consumos son superiores a 2 500 kWh/mes. Esta tarifa al ser horaria

¹¹ En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que más usuarios puedan incluirse en esta tarifa y que puedan tener menores costos al operar en las horas de demanda mínima en donde los costos de producción de la ENEE son menores.

El cuadro tarifario horario de este sector es:

Segmento	Precio
PUNTA Día de semana: de 9 am a 12 pm y de 5 pm a 7 pm	4,409 9 L\$/kWh
SEMIVALLE Día de semana: de 5 am a 9 am; de 12 pm a 5 pm y de 7 pm a 10 pm Sábado: de 6 am a 10 pm Domingos y Feriados: de 10 am a 12 pm y de 4 pm a 9 pm	3,544 2 L\$/kWh
VALLE Día de semana de 0 am a 5 am y de 10 pm a 12 pm Sábado: de 0 am a 6 am y de 10 pm a 0 am Domingos y Feriados: de 0 am a 10 am ;12 pm a 4 pm y de 9 pm a 0 am	3,079 1 L\$/kWh

Tabla 12. Cuadro Tarifario. Tarifa G, Sector Municipalidades y otros

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

5.5.8 Zonas de Inversión y Empleo

Tarifa H: Servicio Industrial Alta, Media Y Baja Tensión

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, que han firmado contrato para suplirse del servicio acogiéndose a esta tarifa por un mínimo de cuatro años y cuyas proyecciones de demanda máxima determinan que, en ese tiempo, tendrán una demanda máxima igual o superior a 2 500 kW/mes. La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se comparara con los 11 meses anteriores al mes facturado.

Esta tarifa presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que las empresas industriales que se adhieran al decreto PCM-43-2006, puedan desarrollar su actividad económica en distintas zonas del país y con ello generar empleo, lo que contribuye al desarrollo nacional, en las diferentes actividades de la economía.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	122,295 8 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	1,829 6 L\$/kWh

Tabla 13. Cuadro Tarifario. Tarifa H, Zonas de Inversión y Empleo

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho (CND) ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.¹²

¹² En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

5.5.9 Tarifas Interrumpibles

Tarifa I: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición único en Tensión Primaria (69 kV, 138 kV y 230 kV o mayor)

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, que han firmado contrato para suplirse del servicio y mediante el cual, se permite interrumpirles el servicio, a petición del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de ENEE, con la ventaja de tener acceso a esta tarifa.

Esta tarifa presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que empresas con demandas mayores de 2500 kW/mes, y conectadas en alta tensión, puedan obtener mejoras en las tarifas a cambio de tener que, a solicitud del CNDC, desconectar parte de su demanda, de acuerdo al contrato establecido con la ENEE, respetando la ley marco del subsector eléctrico.

El cuadro tarifario de este sector es:

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	122,295 8 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	1,829 6 L\$/kWh

Tabla 14. Cuadro Tarifario. Tarifa I, Tarifas Interrumpibles

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el CNDC ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.¹³

5.6 Régimen Aprobación de Tarifas

La Ley establece dos clases de precios regulados de la energía: la Tarifa en Barra, para ventas a las distribuidoras, y las Tarifas a los Usuarios Finales para ventas a estos últimos. Ambas van acompañadas de fórmulas de ajuste automático para permitir a las empresas modificar sus tarifas cuando cambien costos externos. El Artículo 47 dice que para el cálculo de la tarifa en barra "se tomara el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco años." El Artículo 49 dice que "Las tarifas en barra serán calculadas anualmente por las empresas generadoras, quienes deberán además presentar una fórmula de ajuste automático. Ambas deberán ser aprobadas por CNE."

El Artículo 53 dice que "Las tarifas a los usuarios finales, así como su fórmula de ajuste automático, serán aprobadas por CNE a solicitud de las empresas distribuidoras."

Los costos de inversión entran en el cálculo de las tarifas en forma de anualidades calculadas usando una tasa de actualización aprobada por la CNE. El Artículo 7, letra (ch) establece entre las facultades de CNE "Establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, la cual deberá basarse en el costo de oportunidad del capital en Honduras."

¹³ En el caso que el factor de potencia promedio del usuario sea inferior al 90%, la factura total será incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE podrá exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

5.6.1 Principios de Cálculo y Fijación de Tarifas Eléctricas según la Ley Marco

Los distribuidores podrían comprar potencia y energía a un precio regulado, designado como la “Tarifa en Barra”, que reflejaría los costos de generación y transmisión. Esta tarifa sería calculada anualmente por los generadores y aprobada por el regulador junto con fórmulas de ajuste que permitirían su modificación a lo largo del año cada vez que los costos cambiaran en más de un 5 por ciento debido a variaciones del precio de los combustibles y de la tasa de cambio. La tarifa y sus eventuales modificaciones en caso de ajustes, entrarían en vigencia al ser publicadas en el diario oficial la Gaceta. Los distribuidores presentarían cada cinco años las tarifas a usuarios finales y sus fórmulas de ajuste para aprobación del regulador. (Las tarifas podían calcularse nuevamente antes del final de los cinco años si el ajuste indicado por las fórmulas llegaba a exceder el valor de la tarifa original). Estas tarifas reflejarían el costo de las compras al por mayor de potencia y energía a la Tarifa en Barra, más el “Valor Agregado de Distribución” basado en los costos de una “empresa modelo eficiente.” Las tarifas se ajustarían al variar los costos en más del 5 por ciento debido a variaciones de la Tarifa en Barra y de la tasa de cambio.

Al calcular el valor agregado de distribución, los costos de distribución se promedian sobre los diferentes tipos de zonas, lo que implica un subsidio de las áreas urbanas a las rurales. Además, la Ley permite, pero no manda, un subsidio cruzado explícito a favor de los “Pequeños Consumidores Residenciales”, definidos como aquellos que usan menos de 300 kWh por mes, estableciendo límites para ese subsidio. Actualmente, el Gobierno provee un subsidio directo adicional a los pequeños consumidores residenciales, equivalente en promedio a US\$1.90 por cliente por mes, que ENEE deduce de la factura eléctrica y que el Gobierno le reembolsa a la ENEE.

5.7 Mecanismos de Ajustes Tarifarios

La tarifa puede ser modificada en función de dos mecanismos de ajuste vigentes y previstos por la ley marco del subsector eléctrico y su reglamento, en particular:

5.7.1 Ajuste en la Tarifa de Barra

Según el artículo 49 de la ley y 35 del reglamento (ver anexo A), las empresas generadoras además de calcular anualmente las tarifas en barra deben además presentar una fórmula de ajuste automático, que debe ser aprobada por la CNE.

El objetivo de la fórmula de ajuste automático es permitir a las empresas modificar sus tarifas, cuando los *precios de los combustibles* o la *tasa oficial de cambio* varíen de manera tal, que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en un cinco (5%) por ciento o más. Cuando tenga lugar realizar un ajuste de la Tarifa de Barra, se reglamenta que las tarifas sólo pueden aplicarse una vez publicadas por la CNE como lo indica el artículo 7 del reglamento de la ley.

De acuerdo con estipulado en la ley las dos variables externas que influyen en el ajuste de la Tarifa en Barra son los precios de los combustibles, que se resumen en el indicador PC , y la tasa de cambio, en el indicador TC . En el actual pliego tarifario estas variables se consideran matemáticamente dentro de la fórmula de ajuste dada en [6], y que corresponde a:

$$AJUSTE\ TARIFA\ EN\ BARRA = 0,3646 \cdot \frac{PC}{PC_0} \cdot \frac{TC}{TC_0} + 0,0911 \cdot \frac{PC}{PC_0} + 0,4124 \cdot \frac{TC}{TC_0} + 0,1319 \quad (10)$$

Donde,

PC : precio promedio ponderado mensual de los combustibles utilizados en la generación térmica en US\$/bbl.

PC_0 : precio promedio ponderado de los combustibles utilizados en la generación térmica en US\$/bbl del 1° de septiembre al 20 de diciembre de 2008. Valor de Referencia, $PC_0=55,66$ US\$/bbl.

TC : promedio mensual de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos, publicada por el banco central de Honduras en L\$/US\$.

TC_0 : promedio de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos, del 1° de septiembre al 20 de diciembre de 2008, en L\$/US\$. Valor de Referencia, $TC_0=19,03$ L\$/US\$.

La fórmula para calcular PC es la siguiente:

$$PC = 0,0264 \cdot PC_{ENEE} + 0,1040 \cdot PC_{ELCOSA} + 0,0070 \cdot PC_{EMCE1} + 0,0196 \cdot PC_{EMCE2} + 0,4426 \cdot PC_{ENERSA} + 0,0002 \cdot PC_{LUFUSSA1} + 0,0470 \cdot PC_{LUFUSSA2} + 0,3531 \cdot PC_{LUFUSSA3} \quad (11)$$

Donde:

PC_{ENEE} : Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de las plantas de ENEE y del arrendamiento.

PC_{ELCOSA} : Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de ELCOSA.

PC_{EMCE1} : Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de EMCE1 (Ceiba).

PC_{EMCE2} : Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de EMCE2.

PC_{ENERSA} : Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de ENERSA.

$PC_{LUFUSSA1}$: Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de LUFUSSA1.

$PC_{LUFUSSA2}$: Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de LUFUSSA2.

$PC_{LUFUSSA3}$: Precio promedio mensual en US\$/bbl del combustible utilizado en la generación de LUFUSSA3.

5.7.2 Ajuste al Consumidor Final

Los artículos de la ley marco del subsector eléctrico que reglamentan este mecanismo de ajuste son los artículos 53 y 54. En estos artículos se indica que las fórmulas de ajuste automático para la tarifa del consumidor final deben ser preparadas por las empresas distribuidoras, para luego pasar a consideración y aprobación por parte de la CNE.

El objetivo de la fórmula de ajuste automático es permitir a las empresas modificar sus tarifas, cuando las tarifas en barra o la tasa oficial de cambio varíen de manera tal que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en cinco (5%) por ciento

o más. Es este sentido este mecanismo considera como variables las tarifas en barra (cuyo ajuste se describe en sección anterior) y la tasa de cambio oficial, TC . En el actual pliego tarifario estas variables se consideran matemáticamente dentro de la fórmula de ajuste dada en [6], y que corresponde a:

$$AJUSTE\ CONS.\ FINAL = 0,8274 \cdot AJUSTE\ TARIFA\ EN\ BARRA + 0,0863 \cdot \frac{TC}{TC_0} + 0,0863 \quad (12)$$

Donde,

TC : promedio mensual de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos, publicada por el banco central de Honduras en L\$/US\$.

TC_0 : promedio de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos, del 1° de septiembre al 20 de diciembre de 2008, en L\$/US\$. Valor de Referencia, $TC_0=19,03$ L\$/US\$.

Las tarifas al consumidor final tienen una vigencia de cinco años, y los ajustes, si los hay, sólo podrán aplicarse una vez publicadas como lo exige la ley¹⁴.

5.8 Sistemas Aislados

En Honduras, ENEE es el único distribuidor cuyas redes de distribución son alimentadas desde la red de transmisión. Adicionalmente, hay cinco sistemas de distribución aislados, es decir, no conectados a la red de transmisión; cuatro son privados: UPCO en Utila, RECO en Roatan, BELCO en Guanaja, e INELEM en Puerto Lempira, y uno es de propiedad municipal: ELEE, también en Puerto Lempira.

La electrificación social es una componente importante de la estrategia para la reducción de la pobreza del Gobierno, particularmente en áreas rurales donde la cobertura del servicio eléctrico alcanza únicamente el 45 por ciento, comparada con el 94 por ciento en las áreas urbanas en el 2006. Los programas de electrificación fueron establecidos bajo la Ley Marco de 1994 con la creación del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) diseñado para apoyar la electrificación tanto en las zonas rurales como en áreas marginales de las zonas urbanas. La administración del FOSODE se le asignó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), quien la realiza por medio de la Oficina de Electrificación Social creada con ese fin.

La ENEE ha venido gestionando la cooperación de gobiernos de países amigos y de organismos nacionales e internacionales de cooperación para el impulso a la electrificación del país, especialmente en el sector rural. Mediante el esfuerzo de recursos nacionales y de fondos externos, la inversión en proyectos de electrificación social mediante la extensión de la red ha sido de USD \$ 463 millones en el período 1999-2010. Como un resultado de toda esta gestión, a diciembre del año 2010 la cobertura eléctrica de la red alcanzó un 81,27%, siendo el 99,94% en el área urbana y de 63,36% en el área rural.

La Ley Marco no se ocupa específicamente del cálculo de las tarifas para los sistemas aislados, excepto por una disposición que se refiere al cálculo de las tarifas en barra. Esa disposición se encuentra en el artículo 47 y dice: “El cálculo podrá ser simplificado en el caso de empresas con una capacidad instalada inferior a los 1000 kW.” Además, el Artículo 21 de la Ley dice que las distribuidoras cuyas redes estén conectadas a la red de transmisión, no podrán poseer centrales

¹⁴ En el Diario Oficial La Gaceta y por lo menos uno de los diarios de mayor circulación en el país

generadoras, a menos que esta sea la única manera de prestar el servicio, o sea la forma más económica de hacerlo a criterio de la CNE. Luego, añade que “En el caso de sistemas aislados la empresa de distribución tendrá derecho a contar con facilidades de generación”. El Artículo 57 dice que “Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia están obligadas a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación y de distribución”.

El cálculo de la tarifa en barra para los sistemas aislados se diferencia del de los sistemas interconectados debido principalmente a dos características de estos sistemas que se encuentran aun cuando la capacidad instalada es mayor de 1 000 kW:

- Que no hay red de transmisión,
- Que la tecnología de generación suele ser única, es decir, no se encuentra en los sistemas aislados la diferenciación de tecnologías de generación para servir carga base, intermedia y de punta que es normal en los sistemas interconectados grandes.

Como consecuencia de esto, en el caso de los sistemas aislados, por una parte, el costo de la potencia y energía entregadas a la red de distribución es sólo el costo de generación, y, por otra, ese costo varía normalmente muy poco a lo largo del tiempo. No se observan mayores diferencias de costo entre las horas de punta y las horas de valle.

El CNE elaboro un instructivo para el Cálculo de Tarifas para el caso particular de los sistemas aislados en los cuales se cumplan las siguientes condiciones:

- Puede o no haber instalaciones de transmisión; la generación está conectada directamente a la red de distribución;
- Hay sólo una empresa distribuidora, la cual es dueña de la generación;
- No hay diferenciación de las tecnologías de generación para servir carga base, intermedia y de punta.

En tales sistemas, entonces, la tarifa en barra no incluye costos de transmisión, sino sólo de generación. Además, a diferencia del sistema interconectado, la recuperación de los costos fijos de generación se hace exclusivamente mediante el costo marginal de corto plazo de la potencia. Ello se debe a que, como el costo marginal de corto plazo de la energía varía muy poco de una hora a otra, la remuneración de la energía a su costo marginal de corto plazo recupera prácticamente solo los costos variables.

En un sistema interconectado, la remuneración a los generadores de su energía al costo marginal de corto plazo les permitiría recuperar todos sus costos variables y una parte de sus costos fijos. Esto tiene su base teórica en el conocido “Teorema de la Recuperación de Costos”. Sin embargo, la premisa fundamental de dicho teorema, es decir, la diferenciación de tecnologías de generación para carga base, intermedia y de punta que es característica de los sistemas interconectados grandes, no se da en un sistema pequeño.

En el año 2010 la CNE emitió un instructivo titulado “MÉTODO DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO ELÉCTRICO (CASO DE LOS SISTEMAS AISLADOS)”. Este instructivo propone estimar el costo marginal de corto plazo de la potencia con base en los costos de inversión y en los costos fijos de operación y mantenimiento de una secuencia de pequeñas unidades diesel o de una turbina de gas, dependiendo del tamaño del sistema.

A pesar de que, como se ha dicho, en el pequeño sistema aislado típico el costo marginal de corto plazo de la generación de energía suele variar muy poco de un período a otro, el instructivo indica que en determinados casos la forma en que se calcularían costos distintos para los diferentes

bloques horarios y las diferentes estaciones o temporadas. Se argumenta que esto se hizo por las razones siguientes:

- el hecho de que los planes de expansión podrían introducir en el período de estudio unidades generadoras con costos diferentes;
- el hecho de que las tasas de pérdidas en la red varían con la demanda; y
- la posibilidad de que la demanda presente variaciones estacionales o de temporada muy marcadas, lo cual podría acarrear diferencias que no se pudieran ignorar en los costos.

La empresa distribuidora aislada debe ver la Tarifa en Barra como el precio de venta de energía y potencia de la generación a la distribución, en consonancia con el artículo 57 de la Ley Marco que establece que “Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, están obligadas a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación y de distribución” y también con el artículo 48 de la misma Ley, que dice que: “Las tarifas aplicables a las ventas a una empresa distribuidora se basarán en el concepto de Tarifa en Barra.”

A la fecha, virtualmente todos los proyectos de electrificación rural patrocinados por el Gobierno se han centrado en la extensión de la red. Sin embargo, esta opción técnica no es económicamente viable para muchas comunidades aisladas y dispersas que están más alejadas del sistema interconectado. Muchas de las nuevas conexiones serán más complejas que las llevadas a cabo por la ENEE durante los primeros años del programa y, si las nuevas conexiones han de ser eficientes, deberían usar tecnologías alternativas basadas en energía renovable para sistemas aislados en lugar de extensiones de la red. Por lo tanto es necesario revisar el proyecto de Ley de Energía Renovable para promover los sistemas aislados usando fuentes de energía renovables. Una alternativa podría ser transformar al FOSODE en un fondo autónomo y unificado para promover tanto la extensión de la red como los sistemas aislados.

El problema de proveer el servicio eléctrico a las áreas rurales no es de naturaleza estrictamente financiera, considerando que la mera inyección de fondos – sin cambio en la estructura actual – no sería suficiente para mejorar la entrega del servicio. Este déficit de financiamiento agrava las otras deficiencias asociadas con la falta de partes responsables por el servicio y la escasez de competencias técnicas y administrativas. Aunque las comunidades han participado en la provisión del servicio en ocasiones anteriores, se necesita un marco general para estimular su participación, como ser apoyo y capacitación, para adaptar las organizaciones relevantes, con el beneficio adicional de crear una fuente de empleo para las comunidades. Por lo tanto, uno de los mayores retos que confronta el Gobierno de Honduras es diseñar modelos de negocios para la provisión del servicio a ser usados en proyectos de electrificación de áreas rurales distintos de las extensiones de red. Existen actualmente múltiples tecnologías disponibles para sistemas autónomos que son más económicas y flexibles para satisfacer la demanda que las extensiones de red y hay experiencias internacionales positivas con los diferentes modelos de negocios. Sin embargo, ciertos obstáculos deben ser superados a fin de permitir la introducción de proyectos de electrificación basados en tecnologías alternativas y modelos de negocios diferentes.

El primero de estos obstáculos tiene que ver con que no existe actualmente un mecanismo institucional para asignar subsidios a proyectos de energía renovable aislados de la red. El segundo obstáculo es que, debido a las características técnicas y a los diferentes tipos de propiedad de la prestación del servicio en áreas rurales, es necesario adaptar las regulaciones existentes a los diferentes tipos de modelos de negocios para las energías renovables. El proceso no es sencillo y, en ocasiones, requiere de delegación de responsabilidad, control, y tareas de supervisión a organizaciones especializadas.

Finalmente, es esencial trabajar sobre la capacitación técnica del personal de FOSODE para que se puedan llevar a cabo en el corto plazo proyectos de electrificación en comunidades aisladas de la red. La falta de los conocimiento y habilidades necesarios sobre tecnologías para electrificación aislada, y los inadecuados modelos de negocios, son algunas de las barreras para implementar estos proyectos.

6 Análisis del Sistema para la Determinación de las Tarifas

6.1 Modificaciones de la Estructura tarifaria vigente, respecto a la del 2000

En la sección 5.5 se describió la estructura tarifaria vigente en honduras, por sector de la sociedad, tal y como fue publicada por la ENEE en el 2009. Se observan algunas modificaciones que se introdujeron en la estructura tarifaria, con respecto a la previa del 2000. Tales modificaciones son puntualmente:

1. Se eliminó, en la facturación de la demanda máxima de las Tarifas C y D, la comparación de demanda de los once (11) meses anteriores. De esta forma la demanda facturada cada mes corresponde con la demanda máxima registrada en el mes, sin que se tengan en cuenta las demandas máximas registradas en los meses anteriores.
2. Las tarifas F y G que se aplican a las Municipalidades con consumos menores y mayores de 2500 kWh/mes, respectivamente, han sido ampliadas para incluir a los clientes del servicio eléctrico del sector público como son los Patronatos, Juntas de Agua, Plantas de Tratamiento de Aguas y Aguas Negras de Servicio Comunitarios, que utilizan Bombeos de Agua. Además la tarifa G es ahora una tarifa horaria y busca incentivar el consumo en horas de demanda mínima.
3. La Tarifa H, para zonas de inversión y empleo, aplica lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Número PCM-43-2006, que se refiere a la generación de empleos en los distintos sectores de la economía, y tiene como propósito que la empresas alcanzadas por esta tarifa puedan desarrollar su actividad económica en distintas zonas del país y con ello generar empleo, lo que contribuye al desarrollo nacional, en las diferentes actividades de la economía.
4. Tarifa I, Interrumpible, que permite mejorar el factor de carga del SIN, mediante la desconexión, establecida por un Contrato con ENEE y a solicitud del CNDC, de empresas con demandas mayores de 2500 kW/mes y conectadas en alta tensión, a cambio de mejoras en las tarifas.

6.2 Precios Promedio de la Energía Eléctrica en Honduras, por Sectores

En esta sección se hace un análisis de algunos de los datos reportados en el informe estadístico del 2011 presentado por la ENEE, [6]. En particular en el anexo B se presentan parte de los cuadros:

- a) Cuadro No.10 - Energía Vendida en los Sistemas Operados por ENEE, por Sectores de Consumo (GWh); Período 2002 – 2011;
- b) Cuadro No.16 - Ingresos por Ventas de Energía por Sectores de Consumo (Miles de Lempiras) período 2002 – 2011; y
- c) Cuadro No.20 - Número Promedio de Clientes en la ENEE - Período 2002 – 2011.

De los anteriores tres cuadros se han graficado, para el año 2011, la composición porcentual de la energía vendida, los ingreso por tales ventas y el número de clientes abonados por cada uno de los sectores de la sociedad. Tales gráficas se presentan a continuación.

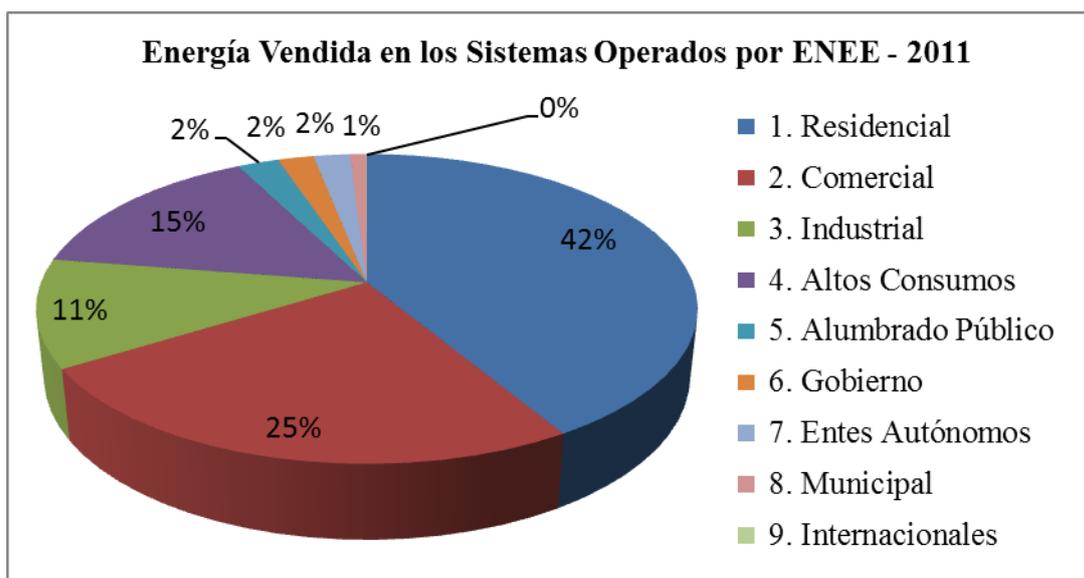


Figura 2. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2011

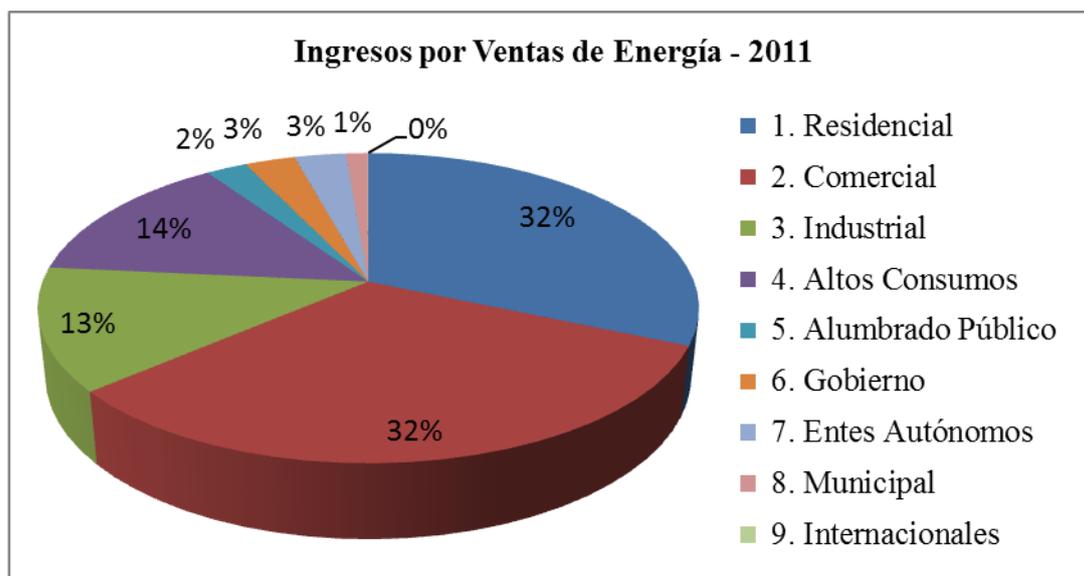


Figura 3. Porcentaje de participación en los ingresos por ventas de energía por sector, durante el año 2011

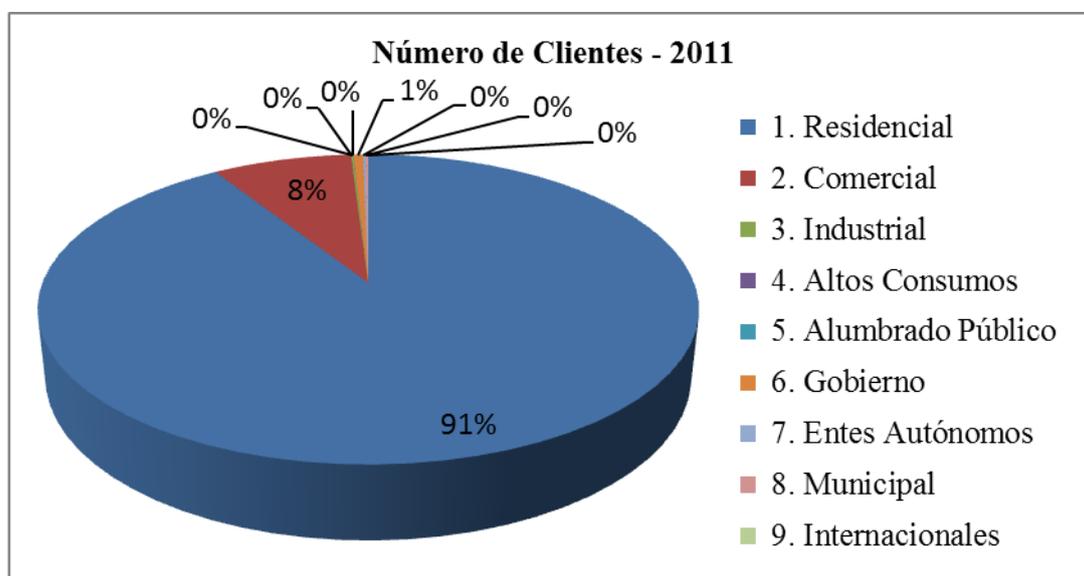


Figura 4. Porcentaje de participación en números de abonados por sector, durante el año 2011

De las gráficas anteriores se observa que el 91% de los clientes de la ENEE corresponden al sector residencial. Además, tal 91% consume el 42% de la energía eléctrica vendida en el país, más sin embargo sólo contribuye con un 32% de los ingresos de la empresa. Por otro lado, la ENEE percibe un 59% de sus ingresos de los clientes comerciales e industriales (los ingresos fueron 32%, 13% y 14%, para los sectores comercial, industrial y altos consumos respectivamente).

Continuando el análisis y según los datos reportados en los cuadros arriba mencionados (ver Anexo B), los precios medios pagados por los clientes abonados en cada tarifa durante el período 2002 – 2011 son los que se reportan en la siguiente tabla.

CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. Residencial	1,16	1,28	1,44	1,52	1,62	1,62	2,00	2,05	2,26	2,60
2. Comercial	1,77	1,99	2,23	2,34	2,46	2,46	3,28	3,36	3,73	4,43
3. Industrial	1,63	1,81	2,03	2,14	2,47	2,31	3,20	2,90	3,22	3,87
4. Altos Consumos	1,25	1,40	1,59	1,66	1,78	1,78	2,31	2,49	2,70	3,17
5. Alumbrado Público	1,42	1,66	1,75	1,86	2,01	2,00	2,54	2,67	2,86	3,37
6. Gobierno	1,90	2,09	2,35	2,50	2,63	2,64	3,59	3,62	3,98	4,81
7. Entes Autónomos	1,89	2,09	2,41	2,51	2,66	2,65	3,55	3,67	4,01	4,82
8. Municipal	1,95	2,10	2,14	1,83	1,91	1,90	2,55	3,32	3,73	4,52
9. Internacionales	0,85	0,48	0,56	4,41	5,29	3,10	2,80	2,46	3,10	4,08

Tabla 15. Precio medio del kWh por sector de la sociedad (2002 – 2011). Todos los precios medios fueron calculados como la relación entre importes netos y consumo de energía.

Como se puede observar el precio medio pagado por el sector residencial en el 2011 fue de 2,6 L\$/kWh, mientras que el precio pagado por el sector comercial fue de 4,43 L\$/kWh (abonados de tarifa B) y de 3,87 y 3,17 L\$/kWh para los sectores industriales pequeños y grandes respectivamente (Tarifas C y D).

Considerando que casi el 100% de los clientes abonados como residenciales se conectan en la red de baja tensión, al igual que un amplio porcentaje de los clientes comerciales y que abonan en la tarifa B, se debe observar que los costos de la ENEE para suministrar energía eléctrica a estos dos grupos de usuarios son del mismo orden, sin embargo el precio del kWh de la tarifa B es un 70% mayor al de tarifa A. Inclusive en el caso en que los clientes Comerciales o Industriales se conecten en la red de media tensión, se presenta una situación en la que los costos en que incurre la ENEE para suministrar energía son aún menores que los de los clientes residenciales conectados en la red de baja; sin embargo las tarifa de estos últimos es mucho menor.

El desequilibrio entre tarifas descrito, se debe principalmente a la política de subsidios (que será analizada con mayor detalle y profundidad en el producto N° 3 de esta consultoría), la cual traslada los costos del sector residencial a los demás sectores. A pesar de que esta política puede tener una connotación de tipo social, en la práctica termina desincentivando el consumo de energía eléctrica para las actividades productivas y económicas, premiando el consumo para uso residencial; el que además en ausencia de claras señales que incentiven el uso racional y eficiente de la energía, puede estar atentando contra el desarrollo económico del país y contra la estabilidad financiera del sector eléctrico.

En la siguiente figura se registran los datos de los precios medios de energía por sectores, para el periodo 2002 – 2011. Se observa como en casi todos los sectores los precios medios han venido aumentando gradualmente año tras año.¹⁵

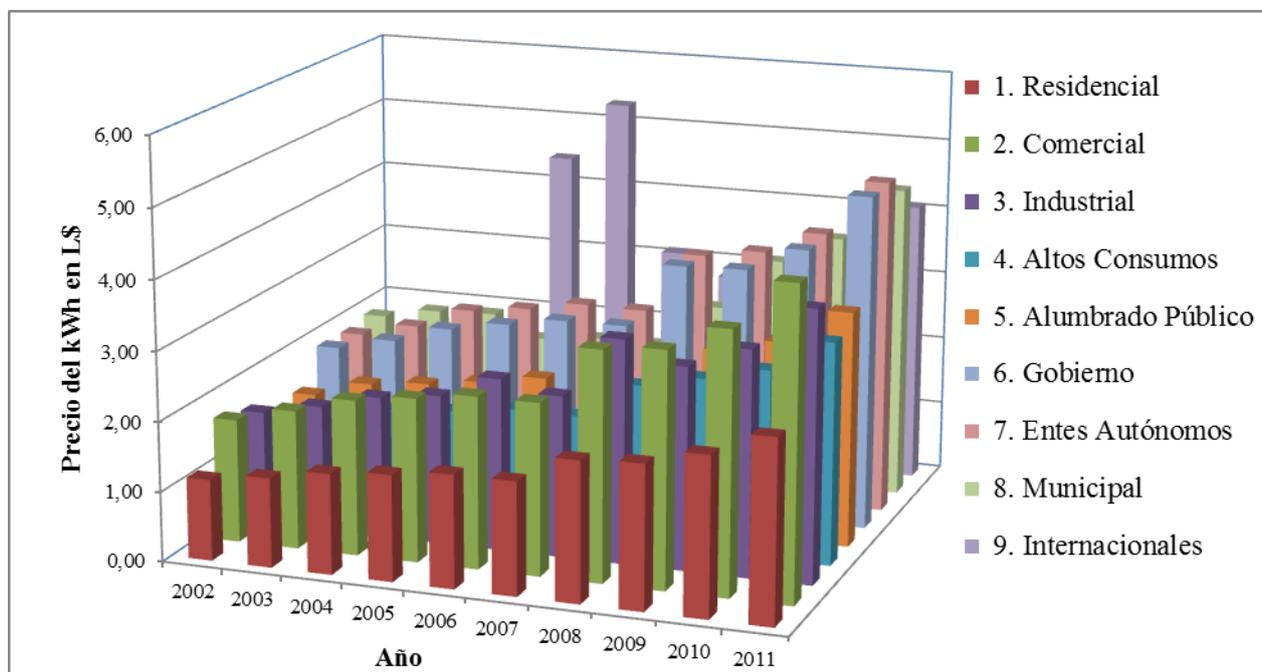


Figura 5. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 - 2011

Esta última observación es más clara en la siguiente vista frontal de la figura 5.

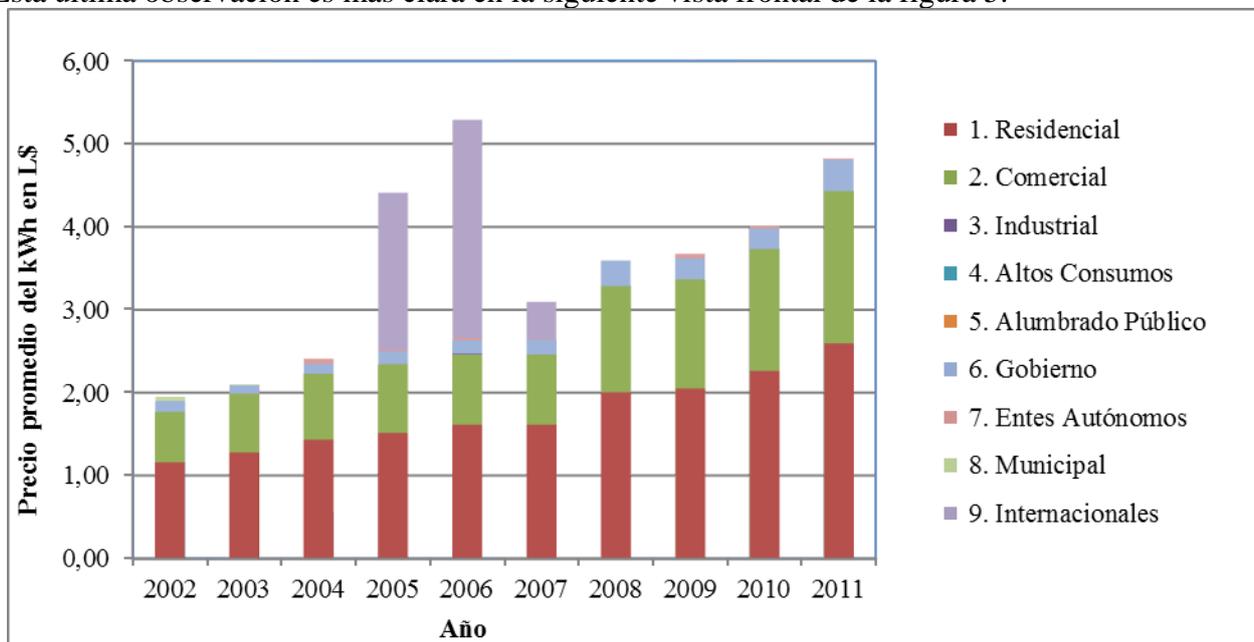


Figura 6. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 – 2011. Vista frontal de la figura 5.

¹⁵ Exceptuando las ventas internacionales que han reportado aumentos y disminuciones en los precios promedio interanuales (precios volátiles); sin embargo debe observarse que este sector representa menos del 1% de los ingresos por ventas de energía de la ENEE; de hecho Honduras no es un País exportador de energía Eléctrica.

Finalmente, en la figura 7 se presenta una vista lateral de la figura 5, es decir se presentan los máximos precios promedios de la energía reportados durante el período 2001 – 2011. Todos, exceptuando el sector internacional, corresponden a los registrados durante el año 2011.

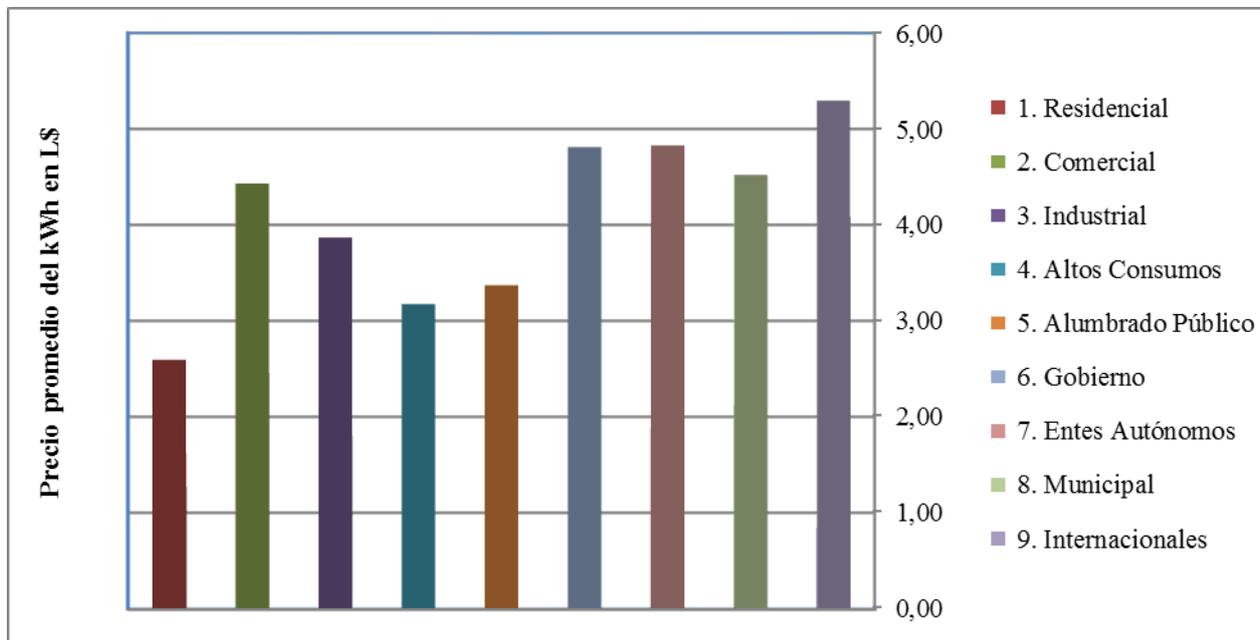


Figura 7. Precios promedio de la Energía Eléctrica vendida por la ENEE por sector, 2002 – 2011. Vista lateral de la figura 5.

El aumento interanual de los precios promedios de la energía se puede analizar considerando histórico de los precios de los hidrocarburos en Honduras. Para tal propósito se utiliza el informe estadístico sobre hidrocarburos en Centroamérica publicado por la CEPAL, [7]. En particular del cuadro 3 del informe se obtiene la siguiente información:

Año	Producto		
	Diesel	Gasolina premium sin plomo	Gasolina regular sin plomo
2004	2,18	2,94	2,87
2005	2,68	3,33	3,19
2006	2,87	3,57	3,20
2007	2,90	3,52	3,31
2008	3,61	4,00	3,60
2009	2,63	3,18	2,98
2010	3,19	3,75	3,50
2011	4,06	4,57	4,31

Tabla 16. Precios internos de los derivados en Honduras (US\$/galón). Período 2004-2011

Los valores de la anterior tabla son también presentados en la figura 8, para una mejor interpretación.

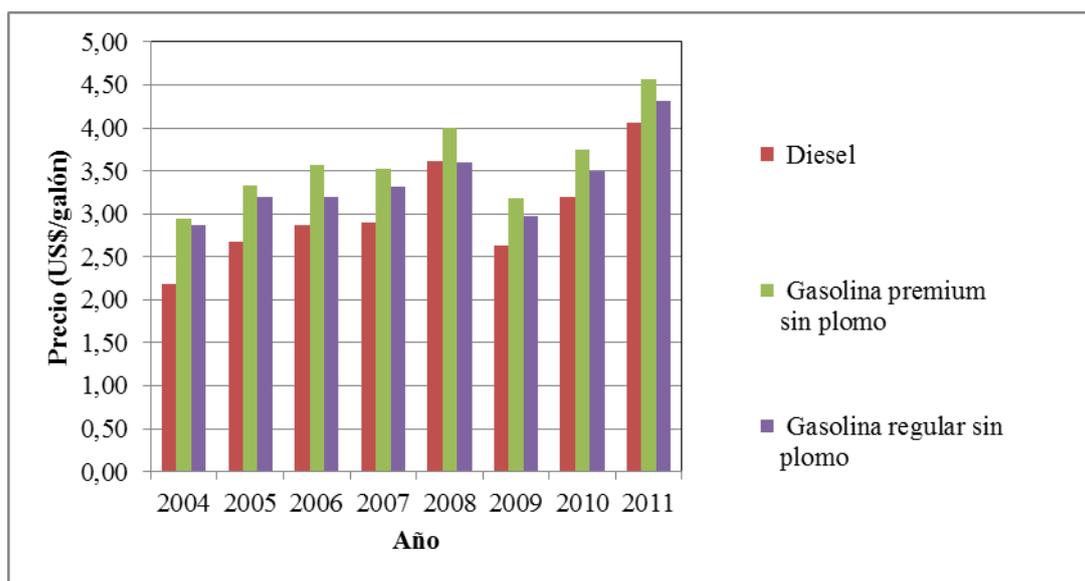


Figura 8. Precios internos de los derivados en Honduras (US\$/galón). Período 2004-2011

Es interesante observar como en la figura 8, los precios de los combustibles crecen año tras año, exceptuando aquellos reportados en el 2009. Entre el 2008 y 2009 tuvo lugar la crisis económica mundial, en donde los precios internacionales del petróleo disminuyeron abruptamente. Al observar el precio medio de la energía en Honduras, reportado en la figura 6, y en la tabla 15, se nota que este permaneció casi constante durante estos dos años, e incluso reporto una leve disminución para el caso de sector industrial, en donde paso de 3,20 L\$/kWh en 2008 a 2,90 L\$/kWh para el 2009; siguiendo así el comportamiento del precio de los combustibles.

Otro parámetro a analizar en torno al aumento de los precios de la energía promedio vendida, es justamente el tipo de cambio de la Lempira (L\$) frente al dólar de los Estados Unidos de América (US\$). En este sentido, en el anexo C se reportan los datos de las tasas de cambio promedio mensual, que son reportados en el sitio web del Banco Central Hondureño, para el periodo 2000-2012, [8]. Estos datos son además graficados en la siguiente figura.

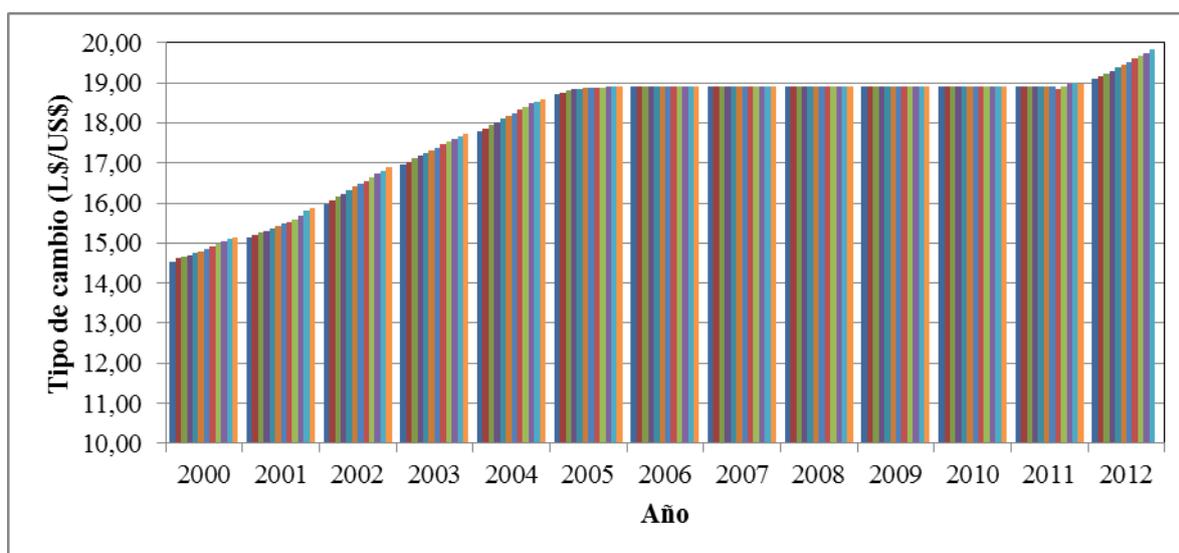


Figura 9. Tasas de Cambio Promedio Mensual; Período Enero de 2000 a Noviembre de 2012

De estos datos se observa que la tasa de cambio permaneció constante durante un largo período de tiempo, desde mediados del 2005 hasta casi finales del 2011. Por lo que se supone que la variable

que más influyó en las variaciones de los precios de la energía eléctrica fue la de los precios de los derivados del petróleo.

De igual forma a continuación se analizan los valores del precio medio la energía por sectores, para lo que va corrido del 2012. Estos valores se presentan mes a mes en la siguiente tabla.

CONCEPTO	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Prom.
1. Residencial	2,70	2,74	2,73	3,00	2,96	2,90	2,70	2,68	2,86	2,87	2,81
2. Comercial	4,55	4,66	4,72	4,99	4,86	4,77	4,48	4,40	4,69	4,79	4,69
3. Industrial	3,97	4,08	4,07	4,63	4,01	4,19	3,82	3,77	3,96	3,97	4,04
4. Altos Consumos	3,38	3,34	3,22	3,59	3,57	3,42	3,22	3,23	3,35	3,46	3,38
5. Alumbrado Público	3,68	3,55	3,64	3,61	3,86	3,68	3,65	3,41	3,41	3,66	3,61
6. Gobierno	4,89	4,99	5,00	5,26	5,24	5,20	4,77	4,78	5,04	5,15	5,04
7. Entes Autónomos	4,99	5,06	4,97	5,43	5,34	5,18	4,85	4,79	5,11	5,18	5,09
8. Municipal	4,61	4,67	4,69	5,00	5,90	4,58	4,69	4,58	4,17	4,66	4,75
Tarifa Promedio	3,51	3,60	3,60	3,89	3,81	3,73	3,48	3,45	3,63	3,69	3,64

Tabla 17. Precio medio mensual del kWh por sector de la sociedad durante el 2012. Todos los precios medios fueron calculados como la relación entre ingresos por ventas y la energía vendida a cada sector.

Al comparar el promedio acumulado en lo que va corrido del año 2012 con los valores registrados para el año 2011, una vez más se observa que el precio de la energía eléctrica continúa aumentando en todos los sectores, ver figura 10.

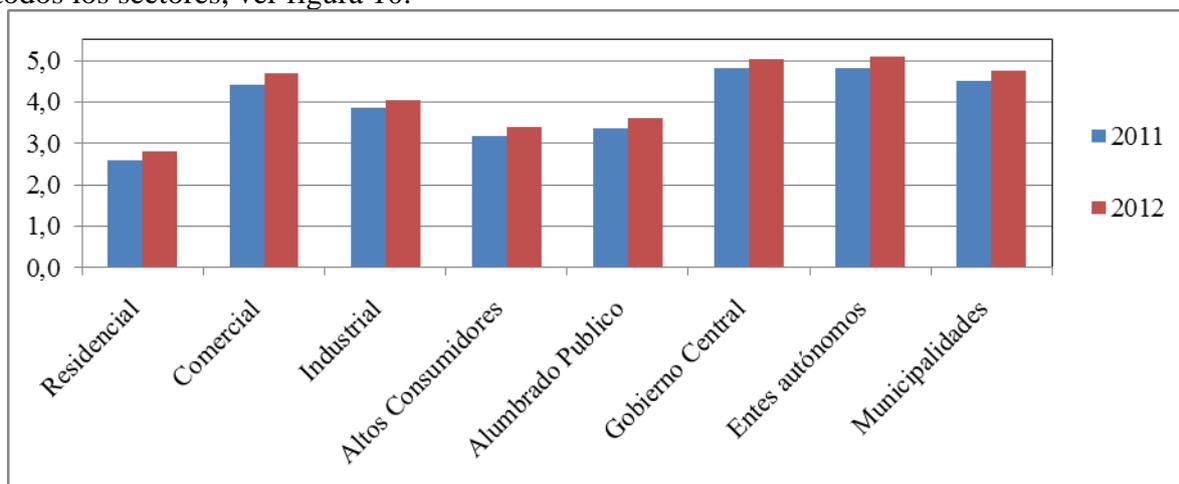


Figura 10. Comparación de los precios promedios de la energía registrados para el 2011 con respecto a los acumulados durante el 2012, por sectores.

De la comparación se registra que el mayor aumento se presenta en el sector residencial, casi un 8% respecto del precio en el 2011 (el precio paso de 2,6 L\$/kWh a 2,81 L\$/kWh). Debe observarse también que la Lempira se ha devaluado respecto al dólar durante el año 2012 (ver figura 9), habiendo aumentado la tasa de cambio un 4,4% de diciembre de 2011 a noviembre de 2012 (19,98 L\$/US\$ y 19,83 L\$/US\$, respectivamente), esta situación sumada al aumento de los precios de los combustibles explica en aumento del precio de la energía que se viene registrado durante el 2012.

El precio medio de la energía abonado por el sector residencial, en promedio para el 2012, ha sido de 2,81 L\$/kWh. Considerando que el Costo Marginal de la Energía para el 2012, publicado por la SERNA en [3], es de 124,45 US\$/MWh, que a la tasa de cambio actual (19,83 L\$/US\$) equivale a 2,46 L\$/kWh, se infiere que el sector residencial que consume el 42% de la energía del país, escasamente cubre los costos de generación, y en consecuencia no contribuye al mantenimiento de los sistemas de transmisión ni distribución. En conclusión, se entiende que no es factible recargar

sobre los restantes abonados los costos de generación no cubiertos más los costos de transmisión, distribución, pérdidas y mora.

6.3 Debilidades del Esquema Tarifario

El análisis realizado muestra que, aunque el marco legal actual para el sector eléctrico hondureño provee bases que permitirían organizar un mercado eléctrico competitivo en el país, tiene también muchas limitaciones por ciertos errores en aspectos clave, como por ejemplo la definición del costo marginal de corto plazo de generación, por la deficiente redacción en general de la ley, y por la falta de reglamentación específica en aspectos claves para el desarrollo del mercado eléctrico. Luego, el país necesita de una reforma del marco legal que modernice la industria nacional de la energía eléctrica y que facilite su integración en el mercado eléctrico regional.

El Congreso de Honduras aprobó la Ley Marco mientras se producía un racionamiento del servicio de energía eléctrica, pero al cesar esta situación, faltó la voluntad política para continuar con el proceso. La ENEE continuó operando como monopolio estatal integrado verticalmente y como comprador único pues se frustró su reestructuración institucional y la privatización de las distribuidoras. No surgieron empresas de transmisión privadas, que sólo podían haber aparecido si la ENEE hubiese licitado la construcción y operación de nuevas obras. La empresa privada ha invertido mayormente en generación, compitiendo “por el mercado” en las licitaciones de suministro de energía a largo plazo que ENEE lanza periódicamente. Aunque debido a su estructura de comprador único, el mercado hondureño carece de un esquema regulador de corto plazo o “mercado spot” de energía eléctrica.

El costo marginal de corto plazo estimado anualmente por la ENEE es relevante ya que muchos proyectos de generación entran en operación bajo un sistema de contratación mediante el cual el mismo constituye una base para la determinación del precio percibido por estos últimos. Por ende, en el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el Costo Marginal de Corto Plazo funciona como una señal económica para los generadores para promover el suministro. En otras palabras, es el precio al cual los generadores están dispuestos a garantizar el suministro a los distribuidores. Sin embargo, con tarifas inferiores al costo, ENEE le hace una competencia desleal a los generadores independientes. Por otro lado la ENEE solo puede trasladar al consumidor final una tarifa en barra que no remunera en forma completa los costos de compra de energía, y tiene que absorber la pérdida financiera con la renta de su generación hidroeléctrica que tiene costos variables muy bajos.

ENEE también contrata con base en decretos de incentivos a la energía renovable pagando el costo marginal de corto plazo promedio del sistema vigente a la firma del contrato, más el 10%. El costo marginal lo calcula la misma ENEE, en un claro conflicto de interés. Los precios de los contratos con centrales térmicas grandes tienen dos partes: un cargo fijo por capacidad y un cargo variable por MWh producido. El contrato no garantiza el despacho, por lo que el generador está expuesto a la competencia. De la capacidad instalada actual, porcentualmente hablando, el Estado posee el 37%; las grandes generadoras privadas el 52%, y 22 generadores pequeños el 11 %.

En las condiciones actuales, las reglas de la Ley para el despacho, así como la compra de ENEE a generadores que oferten su producción al costo marginal de corto plazo, permitirían organizar un mercado spot, sin embargo, se observa un gran inconveniente introducido en la ley, esto es que la Ley define el costo marginal de corto plazo de generación, que debe ser un valor horario, como un promedio sobre cinco años. La reforma en la Ley para evitar esta distorsión de la definición no debe ser difícil.

ENEE calcula cada año su costo marginal de corto plazo de generación esperado para cinco años futuros y desglosa el promedio global en valores promedio para varios periodos. Esos valores se convierten en el costo marginal oficial vigente durante el siguiente año calendario. Como no aparecieron las distribuidoras privadas que la Ley Marco preveía, ENEE es la responsable de licitar periódicamente la compra de capacidad y energía y de contratar para que se construyan nuevas centrales. Los precios de los contratos han sido sensibles al grado de competencia logrado en el proceso. ELCOSA, una contratación directa, tiene sobrepuestos altos; EMCE 1998, licitación con alguna competencia, sobrepuestos moderados, y LUFUSSA III, una licitación con alto nivel de competencia, no tiene sobrepuesto.

La ENEE debe mejorar sus métodos para la compra de capacidad y energía, con el fin de asegurar mayor competencia y evitar eventuales estrategias de los oferentes, dados los métodos actuales, que podrían resultar en precios altos que terminarían afectando las tarifas, para ello debe contratar asistencia de alto nivel para ayudarla en planificar y ejecutar las licitaciones.

Conviene promover un mercado de “energía verde”, que cree incentivos para el desarrollo de fuentes locales de energía renovable, sin obligaciones financieras para la ENEE, y no como se hace actualmente. El país debe mejorar e independizar la crítica función de operación del sistema. El Operador del Sistema debe ser el encargado de calcular los costos de energía y potencia.

La política de fijación de precios de un mercado eléctrico determina cómo y en qué porcentaje la demanda absorbe del costo de exposición al riesgo. Por ejemplo, un mecanismo de transferencia (pass-through) completo de costos finales a través de las tarifas al usuario final significa que los consumidores asumen el costo de los posibles precios altos del petróleo. Por el contrario, si las tarifas al usuario final se mantienen fijas por un tiempo, mientras que el costo del combustible utilizado para generar electricidad varía, son las compañías eléctricas quienes asumen el costo total. En los países con subsidios generalizados, —que generalmente son países muy pobres— la magnitud del subsidio en relación con los aumentos de costos del combustible determina la distribución de los precios del petróleo entre los usuarios finales y la compañía eléctrica. Dado que las tarifas rara vez cubren los precios altos del combustible, muchos gobiernos realizan transferencias a las compañías eléctricas para cubrir una parte de la brecha entre los ingresos por las tarifas eléctricas y los costos de generación.

Para la mayoría de los países, los consumidores están protegidos en diversos grados por tarifas subsidiadas. Como los aumentos tarifarios son, generalmente, insuficientes para cubrir los crecientes costos de generación, la situación financiera de las compañías eléctricas puede deteriorarse.

Este ha sido el caso de Honduras, donde la estructura tarifaria y de subsidios ha expuesto al gobierno ante la volatilidad de los precios del petróleo. Los mecanismos de fijación de precios utilizados para proteger a los consumidores de dicha variabilidad, incluyendo un fondo de estabilización y el uso de bandas de precios, han afectado directamente el presupuesto, lo que significa que el gobierno asume todo el riesgo de la volatilidad en los precios del petróleo. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), ha tenido problemas para aplicar tarifas que le hagan recuperar los costos y manejar las distorsiones de los subsidios.

En el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el costo marginal de corto plazo es básicamente una señal económica para los generadores para promover el suministro. Como componente de la tarifa en barra – que debía ser propuesta cada año por los generadores a la CNE— es el precio en el cual los generadores están dispuestos a garantizar el suministro a los distribuidores. Por ese motivo, es también el costo de generación trasladado a los consumidores finales en las tarifas. La Ley Marco define el costo marginal de corto plazo como el costo

económico de suministrar un kilovatio y un kilovatio-hora adicionales durante cinco años. La definición se refiere al costo de suministrar potencia o capacidad adicional (un kilovatio) y al costo de suministrar energía adicional (un kilovatio-hora). No obstante, la práctica actual es que cada año la ENEE calcula únicamente el costo marginal de corto plazo de la energía, lo que se convierte en la señal de precio para los generadores.

En la misma línea, pero con relación al consumidor final, la ley marco establece el principio que la tarifa promedio de electricidad debe reflejar el costo marginal de suministro más los costos eficientes de transmisión y distribución y permite aplicar un esquema de subsidios cruzados entre categorías tarifarias que beneficia a los usuarios residenciales con menores consumos. Tal esquema establece un régimen tarifario según el cual se cobra a todos los clientes, salvo a los residenciales, entre 100% y 120% del costo total del suministro. Para el sector residencial, el consumo superior a los 300 kWh se cobra el 100%, para el consumo entre 101 y 300 kWh se establece un cobro no menor al 80% y para el consumo entre 0 y 100 kWh, uno no menor al 45%.

El problema es que, a pesar de que la Ley Marco establece los procedimientos para definir tarifas, la ENEE se ha mantenido verticalmente integrada por lo que no se han aplicado los métodos de cálculo y ajuste de tarifas en Honduras. Además, el esquema de subsidios no funcionó como estaba diseñado. El subsidio cruzado en el pliego original funcionó como un subsidio generalizado ineficiente, que no está enfocado a los pobres, y no se trasladaron a tarifas los aumentos bruscos en el factor de ajuste, ocasionados por el incremento sustancial en los precios de los combustibles a partir de 2004. Se estima que en junio de 2005 la tarifa promedio aplicada cubría solamente 83% del costo estimado de prestación del servicio y 78% del subsidio estaba destinado a población no pobre. A pesar de que las tarifas aumentaron 40% en términos nominales durante los últimos 5 años, disminuyó ligeramente su valor real en lempiras, de forma que las tarifas actuales para los sectores residencial e industrial son competitivas con respecto a las tarifas en otros países de Centroamérica.

Las distorsiones tarifarias no tienen origen en normas legales sino más bien en las dificultades políticas de cobrar el costo de suministro a la mayoría de los usuarios, especialmente cuando estos costos son muy sensibles a variaciones bruscas en los precios internacionales de los combustibles. Las consecuencias son graves: la ENEE no cubre los costos de compra de energía, la tarifa no sirve como señal de precio para la expansión eficiente de la generación, y el subsidio cruzado estimula el despilfarro en el consumo de electricidad. Adicionalmente al subsidio cruzado, desde 1994 existe un subsidio directo de presupuesto nacional para usuarios residenciales con consumos mensuales menores a 300 kWh (86% de los usuarios residenciales) que cubre buena parte del ajuste tarifario aplicado desde ese año. A partir de 2002 el Gobierno ha desmontado parcialmente el subsidio para limitar el aporte presupuestario a 275 millones de lempiras por año, de tal forma que solamente se subsidia a los primeros 135 kWh del consumo de estos usuarios.

Por otro lado, las pérdidas de energía continúan siendo el mayor problema de ineficiencia en el sector. A pesar de que se lograron reducir de 1998 al 2000 de niveles de 24% a 18%, a partir del 2000 se perdió el terreno ganado debido a la falta de inversión en el refuerzo de redes de distribución, falta de atención al control del robo y fraude, y falta de sistemas modernos de información sobre las redes de distribución. Se considera que al menos la mitad de las pérdidas a 2010 de 23.8% son pérdidas comerciales (robo, hurto, falta de medición) que pueden reducirse sin grandes inversiones, pero es una tarea compleja que toma tiempo, una buena organización, sistemas de información, apoyo político e instrumentos legales apropiados.

Las pérdidas comerciales pueden ocurrir por varias razones sociales, económicas y culturales. Tales pérdidas pueden resumirse en: usos ilícitos, errores de medición y facturación o errores administrativos, los cuales pueden ocurrir en un contexto de debilidad de los marcos legales e institucionales con una aplicación deficiente de las leyes. Además, las compañías eléctricas pueden

carecer de las habilidades y recursos técnicos necesarios para identificar y controlar las pérdidas. También se pueden presentar deficiencias en medición, los sistemas de información, y los incentivos para detectar y combatir el robo de la electricidad y auditar los inventarios de energía no medida.

En las áreas con altas concentraciones de pérdidas comerciales, como las zonas con problemas socioeconómicos específicos, el desafío de las compañías eléctricas es la implementación de servicios integrales bien diseñados y un plan de inspección que incluya la instalación de conexiones y medidores. Para ser eficaces, esos esfuerzos deben ser apoyados por las agencias gubernamentales, ofreciendo servicios sociales complementarios y de aplicación de la ley o, simplemente, manteniendo el orden.

En las áreas con pérdidas comerciales (CL) bajas es muy difícil para las compañías eléctricas detectar irregularidades en el servicio, identificar las causas de casos aislados y tomar medidas para corregirlas sobre una base casuística. En algunos casos, los costos de reducir estas pérdidas pueden exceder sus beneficios, con lo que puede ser preferible tolerar un bajo nivel de CL.

La ENEE pierde dinero en su función de comprador único pues en el margen sus ingresos por venta de energía a las tarifas aplicadas no son suficientes para cubrir el costo de la energía comprada, aun cuando redujera las pérdidas de energía a niveles de 15%, (que es la referencia utilizada para regular tarifas). El déficit en el margen de compraventa se ha reducido con los nuevos contratos a precios más competitivos, pero se espera que el déficit continúe en los próximos años si se mantienen las tarifas y los precios actuales de los combustibles.

El déficit financiero de la ENEE en la actividad de compra de energía, combinado con el incremento de las pérdidas de energía y un aumento de la participación de las compras de energía hasta 70% de la energía total, ha llevado a la ENEE a una situación financiera crítica.

En el periodo 2002-2004 la ENEE tuvo una pérdida anual del ejercicio de aproximadamente 3.000 millones de lempiras y un déficit en el flujo de caja operacional de aproximadamente 700 millones de lempiras. La ENEE ha cubierto el déficit en el flujo de caja con una línea de crédito de corto plazo con los bancos locales, que en 2005 llegó a 1 350 millones de lempiras.

En estas condiciones, el mercado de energía no es sostenible con las tarifas aplicadas actualmente. La ENEE no tiene la capacidad financiera para continuar subsidiando la actividad de compraventa de energía y la garantía que otorga la nación para el pago oportuno de la energía contratada es un riesgo fiscal sustancial.

Actualmente se está considerando como medida de corto plazo la separación de la ENEE en unidades de negocio independientes para las distintas actividades que realiza pero con contabilidad separada. Esto posiblemente requiera, adicionalmente, mayor armonización en materia de normativa, sin embargo, si se crean unidades de distribución independientes, es poco probable que los generadores privados asuman el riesgo de venderles energía a la tarifa en barra que se calcula con un procedimiento administrativo fácilmente manipulable. En estas condiciones, la ENEE tendría que mantener su papel de intermediario en la compra de energía para garantizar el suministro a las distribuidoras al precio trasladable a tarifas. Además, dado que los precios del mercado mundial del petróleo tienen un alto componente de variabilidad e incertidumbre, se agrava la situación de precios en el subsector eléctrico hondureño, impactando negativamente en los sectores productivos y la débil economía de los pobladores.

En 2008, el programa de subsidios generó un déficit de US\$72 millones, que creció otros US\$18 millones en 2010. El compromiso del gobierno de apoyar al sector eléctrico por encima de un nivel de precios de US\$79 por barril, produjo US\$2 000 millones en atrasos de pagos a los generadores,

los cuales tuvo que pagar el gobierno en septiembre de 2010. Para hacer frente a la delicada situación financiera de la ENEE, el gobierno aumentó las tarifas eléctricas, excepto para los usuarios residenciales que consumen menos de 150 kWh por mes. En 2010, el incremento tarifario fue de 12 por ciento.

El mercado de grandes consumidores y el mercado eléctrico regional son una oportunidad para desarrollar un mercado de energía más amplio y competitivo que sirva para reducir y estabilizar los costos de suministro. Para aprovechar esa oportunidad es necesario garantizar el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y ofrecer opciones tarifarias a los grandes consumidores, crear unidades de distribución separadas, ajustar las tarifas para que cubran el costo de generación eficiente y eliminar el monopolio actual de la ENEE en las transacciones internacionales.

7 Bibliografía del Producto N°2

- [1]Informe Estadístico Año 2011 – Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Disponible en línea en: http://204.249.98.211/Pagina_Web/Estadisticas2011/index.html
- [2]http://204.249.98.211/Pagina_Web/transparencia/estadosfinancieros.html
- [3]Diario Oficial de la Republica de Honduras, número 32751, Sección A. Febrero 18 de 2012.
- [4]Modelo SDDP, Manual de Metodología – Versión 8.0; Preparado por PSRI; Mayo de 2005
- [5]“ANÁLISIS DEL MERCADO HONDUREÑO DE ENERGÍA RENOVABLE”. Pampagrass S.A. TEGUCIGALPA, 2009. Disponible en: <http://www.ahpper.org/Documentos/estudio.pdf>
- [6]Pliego Tarifario 2009 -2013,; Comisión Nacional de Energía; La Gaceta, Republica de Honduras – Tegucigalpa M. D. C., 31 de Enero del 2009
- [7]Centroamérica: Estadísticas de hidrocarburos, 2011. CEPAL. Disponible en línea. http://www.eclac.cl/mexico/noticias/documentosdetrabajo/9/48319/2012-036_CA-Estad.hidrocarburos_2011-para_web.pdf
- [8]Banco Central de Honduras; <http://www.bch.hn/>

8 Anexos del Producto N°2

8.1 ANEXO A: Ley Marco del Subsector Eléctrico. Capítulo IX - Del Régimen Tarifario

NOTA: En negro los artículos correspondiente a la Ley Marco y en azul y cursiva aquellos correspondientes al reglamento de la ley.

ARTICULO 46. Las tarifas reflejarán el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica. A todos los consumidores, con excepción de los residenciales, deberá cobrarseles entre el cien (100%) y ciento veinte (120%) por ciento del costo total del suministro. En lo referente a la tarifa para el sector residencial el consumo que supere los 500 KWH por mes, deberá ser cobrado el ciento diez (110%) por ciento del costo total, el escalón entre 301 y 500 KWH a no menos de cien (100%) por ciento, el escalón entre 101 y 300 KWH a no menos de ochenta (80%) por ciento y aquel entre 0 y 100 KWH a no menos del cuarenta y cinco (45%) por ciento.

En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del sub-sector, sean éstas de generación, transmisión o distribución.

ARTICULO 47. Las tarifas aplicables a las ventas a una empresa distribuidora se basarán en el concepto de Tarifa en Barra. Para el cálculo de esta tarifa se tomará el promedio de los costos marginales sobre un período de cinco años. El cálculo podrá ser simplificado en el caso de empresas con una capacidad instalada inferior a los 1,000 KW.

ARTICULO 48. Para propósitos de fijación de tarifas, el costo total de transmisión corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculados con base en una gestión eficiente. La anualidad de la inversión se calculará considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización citada anteriormente.

ARTICULO 49. Las tarifas en barra serán calculadas anualmente por las empresas generadoras, quienes deberán además presentar una fórmula de ajuste automático. Ambas deberán ser aprobadas por CNE.

La fórmula de ajuste automático permitirá a las empresas modificar sus tarifas, cuando los precios de los combustibles o la tasa oficial de cambio hubiesen variado de manera tal, que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en un cinco (5%) por ciento o más. Las tarifas sólo podrán aplicarse una vez publicadas en el Diario Oficial y en por lo menos uno de los diarios de mayor circulación en el país.

***ARTICULO 35.** Para modificar las tarifas existentes o aprobar nuevas tarifas, la Comisión Nacional de Energía deberá elaborar y aprobar mediante instructivos todo el procedimiento pertinente a la presentación de estudios y solicitudes de ajuste tarifario. Tales instructivos deberán incluir por lo menos: 1) Los criterios básicos a utilizar; 2) La metodología a emplear; 3) Las formalidades para la presentación a las instancias correspondientes; 4) El período dentro del cual deberán presentarse los estudios y solicitudes; 5) El plazo para el pronunciamiento de las*

mismas instancias, que en ningún caso podrá ser mayor de sesenta (60) días calendario; 6) Las modalidades a emplear para comunicar las resoluciones; 7) Los procedimientos para obtener en su caso, las aprobaciones adicionales; 8) El procedimiento para ordenar la publicidad de las tarifas y el plazo dentro del cual éstas entrarán en vigencia.

ARTICULO 50. El procedimiento detallado para el cálculo de las tarifas en barra, deberá ser establecido por CNE, haciéndolo del conocimiento de todas las empresas del Sub-Sector.

ARTICULO 36. La venta de energía a los consumidores, se hará por medio de las empresas distribuidoras, exceptuando los grandes consumidores, a los que podrá vendérseles directamente de las empresas generadoras, de acuerdo a lo establecido en la Ley Marco y éste Reglamento; los cálculos de las tarifas en barra y la elaboración de sus respectivas fórmulas de ajuste automático, se hará siguiendo las disposiciones contempladas en los Artículos 49 y 50 de la Ley Marco.

ARTICULO 37. Para el cálculo de las tarifas en barra, la ENEE utilizará el concepto de costo marginal de corto plazo. Para calcular el costo marginal durante ese período, la ENEE simulará la operación del sistema, utilizando una metodología previamente aprobada por la CNE. La proyección de demanda a utilizar será el escenario base utilizado en el plan indicativo de expansión, salvo que sea necesaria su actualización para reflejar cambios importantes registrados después de la preparación del plan indicativo.

ARTICULO 38. La simulación del sistema deberá permitir el cálculo del costo marginal año a año durante los cinco años en cuestión, para períodos de verano e invierno (seco y lluvioso), de máxima y baja demanda y para días laborables y no laborables. Para cada uno de los casos antes mencionados, es decir, para día laborable y no laborable, hora de máxima y baja demanda, época seca y lluviosa, deberá calcularse el costo marginal promedio para los cinco años.

ARTICULO 39. Mientras se autoriza el uso de tarifas horarias o estacionales, con la información mencionada en el Artículo precedente, la ENEE calculará el costo marginal promedio para el período de cinco años. Para calcular el promedio, la ENEE ponderará el impacto de los diferentes períodos (horas de máxima demanda, de baja demanda, día laboral o día no laboral, estación seca y húmeda). Este valor promedio será la Tarifa en Barra que se menciona en el Artículo 47 de la Ley.

ARTICULO 40. Para las compras a las empresas que por su propia iniciativa decidan instalar unidades o centrales generadoras y congruente con lo contemplado en el Artículo 12 de la Ley y en el Artículo 7 inciso f, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente autorizará costos marginales de corto plazo que diferencien en cuanto a la hora y el mes en el cual se da el suministro a la ENEE.

ARTICULO 41. Las empresas deberán también estimar el cambio en la tarifa en barra producidos por cambios en los precios de los combustibles y en la tasa de cambio del Lempira con respecto al Dólar de los Estados Unidos de América. La tarifa en barra deberá contar una fórmula de ajuste automático para ajustarla por variaciones en la tasa de cambio del Lempira con respecto al Dólar de los Estados Unidos, y variaciones en los gastos operativos por incrementos en el combustible, a incremento en el consumo de combustible sin incremento en las ventas y a incremento en el precio de compra de energía a generadores privados de acuerdo a los contratos firmados.

ARTICULO 42. La CNE deberá definir y comunicar a la ENEE, los procedimientos de la presentación del cálculo de los costos marginales de corto plazo, así como de la fórmula de ajuste.

ARTICULO 51. Las tarifas a los usuarios finales del servicio deberán incluir las tarifas en barra, el costo de transmisión y el valor agregado por concepto de distribución aplicable a la empresa distribuidora que corresponda. Este valor agregado se basará en el concepto de empresa modelo eficiente e incluirá lo siguiente: **a)** Costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía. **b)** Pérdidas medias de distribución en potencia y energía nuevamente basadas en el concepto de empresa eficiente. Y **c)** La anualidad de la inversión, suponiendo costos de inversión normales, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada y considerando el valor neto revaluado de las instalaciones correspondientes, su vida útil y la tasa de actualización.

ARTICULO 52. El valor agregado de distribución se calculará para cada empresa distribuidora, tomando en cuenta las características de la zona donde distribuye. CNE preparará factores de ponderación de acuerdo con las características de cada sistema, para calcular finalmente el valor agregado de distribución para cada empresa. Con base en lo anterior, las distribuidoras someterán a la aprobación de CNE un conjunto de precios básicos.

ARTICULO 43. En tanto se produzca la liberación del mercado, se establecerá uno o varios costos marginales (si se escoge la opción de tarifas horarias) a nivel nacional. Sin embargo, el costo de transmisión y el valor agregado de distribución podrán ser diferentes para cada zona y empresa de distribución.

ARTICULO 44. Para determinar lo que corresponde cobrar a cada zona y empresa de distribución, por costo de transmisión, la ENEE preparará flujos de carga para el mismo período de cinco años y para las mismas horas y condiciones mencionadas en los Artículos precedentes. Con base en esta información, se identificarán las líneas utilizadas por cada zona y empresa de distribución, así como el uso porcentual que se haga de la capacidad de las diferentes líneas. Con base en esto, considerando la anualidad de la inversión, es decir el resultado de aplicar un factor de recuperación de capital al valor neto revaluado de las diferentes líneas y subestaciones que sirven una zona o empresa de distribución y tomando en cuenta el uso que cada empresa de distribución haga de las líneas y subestaciones que la alimentan, se calculará el costo anual de transmisión y éste será convertido en un cargo por capacidad y por energía, utilizando para ello la demanda proyectada para cada zona y empresa.

ARTICULO 45. Una vez calculadas las tarifas en barra que incluyen el costo total de transmisión para cada zona y empresa, se procederá a calcular el valor agregado de distribución. Este valor, al igual que el costo total de transmisión, será particular para cada zona y empresa distribuidora, tal como se establece en el Artículo 51 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico. El valor agregado de distribución constará de tres componentes: I) Los costos asociados con dar servicio a un cliente y que son independientes de su demanda y consumo. Estos incluyen la lectura del medidor, la facturación, la recaudación del servicio y parte de los gastos administrativos generales de la empresa de distribución. Para calcular estos gastos, la CNE establecerá parámetros de eficiencia para cada empresa distribuidora, tomando en cuenta las características de la zona, tales como densidad de abonados, distribución geográfica de los mismos, distancias y vías de acceso y otros factores pertinentes. A estos fines, se deberá obtener información de otras empresas de servicio público o empresas que sirvan y facturen a un número de clientes similar o comparable; II) Las pérdidas medias de distribución, basadas nuevamente en el modelo de empresa eficiente. En consideración a la situación imperante de altas pérdidas eléctricas y a la imposibilidad de llevarlas a un nivel consistente con la sana práctica empresarial de un año para el otro, se deberá prever una transición gradual, pero continua, hasta alcanzar un nivel de eficiencia que se base en un 15% para las pérdidas totales; y III) La anualidad de la inversión, suponiendo costos de inversión, normales, mantenimiento y operación por unidad de potencia

suministrada, y considerando el valor neto revaluado de las instalaciones correspondientes, su vida útil y la tasa de actualización.

ARTICULO 53. Los estudios necesarios para fijar las tarifas a nivel de consumidor final, serán preparados por las empresas distribuidoras. Las tarifas, así como su fórmula de ajuste automático, serán aprobadas por CNE a solicitud de las empresas distribuidoras. La fórmula de ajuste automático permitirá a las empresas modificar sus tarifas, cuando las tarifas en barra o la tasa oficial de cambio hubiesen variado de manera tal que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en cinco (5%) por ciento o más.

Las tarifas al consumidor final tendrán una vigencia de cinco años, pero podrán ser recalculadas antes si el monto resultante de la fórmula de ajuste llega a ser igual al monto original de las tarifas. Las tarifas sólo podrán aplicarse una vez publicadas en el Diario Oficial La Gaceta y por lo menos uno de los diarios de mayor circulación en el país.

ARTICULO 46. Para determinar la inversión en distribución que debería hacer una empresa para servir adecuadamente a sus clientes, las empresas deberán preparar estudios que calculen la inversión eficiente para cada una de ellas. Para mejor reflejar la situación, el estudio podrá dividir cada zona de distribución en sub-zonas que sean más homogéneas, para luego ponderando el peso que cada una de éstas tenga en la zona, se pueda estimar razonablemente la inversión que en distribución haría una empresa eficiente. No obstante lo anterior, si la inversión realmente hecha, considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, resultase ser menor que la inversión que haría una empresa eficiente, se utilizará la primera para propósitos de calcular la anualidad de la inversión. En tanto se complete el estudio que deberá encomendar la CNE, para los propósitos de la anualidad de la inversión se utilizarán los valores netos revaluados de las instalaciones transferidas por la ENEE a las empresas de distribución.

ARTICULO 47. A fin de ajustar la inversión en distribución, la CNE deberá encomendar estudios, como el mencionado anteriormente, cada cinco años. No obstante lo anterior, la CNE podría requerir que los estudios sean preparados por las empresas de distribución, con base en términos de referencia preparados por la CNE.

ARTICULO 48. Al igual que en lo referente a las tarifas en barra, tanto el costo total de distribución como el valor agregado de distribución, deberán ser revisados por medio de fórmulas de ajuste automático. Las fórmulas deberán contar con varios componentes. Uno de estos será en función de las variaciones en la tasa de cambio del Lempira con respecto al Dólar de los Estados Unidos y el otro será función de la variación en la tarifa barra. A este fin, se deberá calcular que porcentaje de la tarifa es afectada directamente por variaciones en la tasa de cambio y qué porcentaje de la tarifa es afectada por cambio en la tarifa en barra.

ARTICULO 49. Una vez que se dé la liberación del mercado a que se refiere el literal c) del Artículo 5 de la Ley, es decir, cuando las tarifas de venta de las empresas generadoras a las distribuidoras sean el resultado de la libre competencia, el precio resultante de la competencia reemplazará el uso de la tarifa en barra.

ARTICULO 54. CNE deberá establecer el procedimiento para presentar los estudios y las solicitudes para ajustar las tarifas, incluyendo un calendario para su presentación, revisión, aprobación y publicación. En caso que las nuevas tarifas no sean aprobadas antes de la expiración del período de aplicación de las vigentes, las empresas quedan autorizadas para ajustar sus tarifas mensualmente con base en las fórmulas de ajuste automático. CNE reglamentará también el procedimiento para informar a los usuarios cuando se prevea que será necesario recurrir a la fórmula de ajuste automático.

ARTICULO 50. Conforme a lo establecido en los Artículos 54 y 56 de la Ley, la CNE deberá emitir en instructivos todo lo pertinente a la presentación de estudios y solicitudes de ajuste tarifario. Estos deberán incluir los criterios básicos a utilizar, las metodologías a emplear, las formalidades para la presentación. La CNE deberá emitir los instructivos dentro de los sesenta días calendario contados a partir de la publicación de este Reglamento.

ARTICULO 55. La prestación del servicio de alumbrado público corresponde a las empresas de distribución. Estas quedan facultadas para cobrar la energía suministrada por concepto de alumbrado público directamente a los usuarios de la zona correspondiente en forma proporcional a su consumo eléctrico. La energía usada para alumbrado público se facturará a un costo igual al ingreso medio por KWH vendido. Corresponde a CNE el autorizar el total de KWH a ser facturados anualmente por concepto de alumbrado público.

ARTICULO 56. Las empresas del Sub-Sector están obligadas a proporcionar toda la información, modelos matemáticos y cualquier otro material que CNE pueda razonablemente solicitarles para preparar o hacer que se preparen los estudios tarifarios.

ARTICULO 57. Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, están obligadas a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación y de distribución.

ARTICULO 51. Las Empresas del Sub-Sector deberán contar con registros contables y catálogos de cuentas que cumpliendo con lo establecido en el Código de Comercio. Cuando las empresas de distribución cuenten excepcionalmente con facilidades de generación, éstas deberán llevar contabilidades separadas para cada una de las actividades.

ARTICULO 58. En el proceso de revisión y aprobación de tarifas al consumidor final, CNE celebrará audiencias públicas a fin de dar oportunidad a los usuarios a que presenten sus puntos de vista. La frecuencia y los procedimientos de las audiencias serán reglamentados por CNE.

ARTICULO 59. Los servicios prestados por las empresas al amparo de contratos de operación serán remunerados por medio del pago de las tarifas contempladas en esta Ley. Si la empresa no estuviere conforme con el cálculo de las tarifas aprobadas por CNE, podrá pedirle la revisión a CNE y si no accede o si accediendo la empresa no se considerase satisfecha en su derecho, podrá recurrir ante las autoridades competentes.

ARTICULO 60. En aquellos casos en que las empresas distribuidoras no puedan operar con márgenes de rentabilidad razonables, aún después de revisar las tarifas legalmente aprobadas por CNE, éstas no podrán basarse en estas circunstancias para suspender el servicio de su situación informarán a la CNE la cual tendrá un plazo de seis meses para resolver o negociar con otras empresas la distribución de la energía en la zona que corresponda.

ARTICULO 52. Las empresas de distribución deberán llevar un registro de las características de sus mercados al momento en el cual iniciaron sus operaciones y al final de cada año de operación. El registro deberá permitir el análisis de las variaciones en la composición de sus mercados. En particular el registro deberá permitir apreciar cómo el número de grandes consumidores y otros consumidores a quienes se cobra la totalidad o más, del costo del servicio, han crecido o disminuido con el paso del tiempo. Esto será utilizado para demostrar lo establecido en el Artículo 60 de la Ley en cuanto a no poder, por variaciones en la composición del mercado y aun operando en condiciones óptimas de gestión y aplicando las tarifas autorizadas, recuperar el costo económico de gestión, incluyendo una razonable rentabilidad. De

no lograrse una solución satisfactoria para las partes, se procederá según establecen los Artículos 73 y 74 de la Ley Marco.

8.2 ANEXO B: Parte de los Cuadros Reportados en el Informe Estadístico de la ENEE [1]

Cuadro No.10 - Energía Vendida en los Sistemas Operados por ENEE, por Sectores de Consumo (GWh); Período 2002 – 2011.

CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. Residencial	1493,2	1536,4	1583,8	1678,3	1804,9	2063,3	2128,7	2145,9	2171,9	2167,5
2. Comercial	795,1	840,3	891,4	943,6	1052,9	1182,5	1268,7	1261,8	1277,3	1297,7
3. Industrial	614,9	626,0	639,3	613,4	606,2	625,8	613,0	577,8	558,0	591,6
4. Altos Consumos	368,6	458,4	549,3	597,9	606,9	660,4	775,3	663,9	709,2	784,4
5. Alumbrado Público	88,5	111,9	128,9	124,3	123,7	124,9	124,5	124,9	124,7	124,6
6. Gobierno	72,0	76,5	82,2	85,7	90,7	94,3	96,0	99,5	103,8	108,3
7. Entes Autónomos	83,3	84,8	88,4	95,0	108,0	110,4	115,4	114,7	105,9	109,9
8. Municipal	27,7	32,0	33,0	34,2	37,7	44,4	46,3	52,0	48,8	49,8
9. Internacionales	3,7	8,8	14,5	3,9	11,3	25,6	11,7	41,1	13,3	1,1
Total	3547,0	3775,2	4010,7	4176,3	4442,3	4931,5	5179,7	5081,7	5112,8	5235,0

Cuadro No.16 - Ingresos por Ventas de Energía por Sectores de Consumo (Miles de Lempiras) período 2002 - 2011

CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. Residencial	1 735 530	1 966 664	2 273 079	2 545 280	2 915 125	3 338 392	4 266 308	4 402 397	4 917 449	5 627 417
2. Comercial	1 406 223	1 670 429	1 985 319	2 211 031	2 591 220	2 908 302	4 166 092	4 244 537	4 762 901	5 746 053
3. Industrial	1 003 717	1 130 498	1 295 405	1 312 463	1 497 549	1 447 419	1 961 622	1 676 602	1 798 781	2 287 209
4. Altos Consumos	459 755	642 599	875 863	993 132	1 080 921	1 172 292	1 787 830	1 654 765	1 913 931	2 490 412
5. Alumbrado Público	125 526	186 115	225 787	230 934	248 302	249 423	315 766	333 463	356 946	420 085
6. Gobierno	136 895	159 909	192 909	213 985	238 666	248 826	344 920	360 001	412 870	520 619
7. Entes Autónomos	157 073	177 250	213 108	238 895	287 094	292 308	409 306	421 335	424 705	530 145
8. Municipal	53 963	67 237	70 545	62 457	72 124	84 438	118 183	172 825	182 170	225 072
9. Internacionales	3 137	4 252	8 128	17 209	59 784	79 251	32 740	101 129	41 222	4 488
Total	5081818	6004952	7140145	7825387	8990784	9820649	13402766	13367053	14810975	17851499

Cuadro No.20 - Número Promedio de Clientes en la ENEE - Período 2002 - 2011

CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. Residencial	678 285	718 902	752 667	809 843	869 933	953 598	1 030 377	1 101 193	1 158 446	1 214 024
2. Comercial	57 481	61 333	72 645	69 088	71 680	78 728	89 074	96 161	101 655	107 280
3. Industrial	1 788	1 777	1 787	1 785	1 778	1 733	1 713	1 685	1 652	1 608
4. Altos Consumos	11	12	16	17	18	20	22	22	22	24
5. Alumbrado Público	309	287	314	311	311	311	311	312	312	312
6. Gobierno	4 214	4 400	4 518	4 812	5 068	5 520	6 013	6 585	6 936	7 272
7. Entes Autónomos	1 412	1 426	1 462	1 460	1 584	1 695	1 833	1 931	2 006	2 045
8. Municipal	1 206	1 267	1 347	1 482	1 574	1 691	1 777	1 898	1 988	2 036
9. Internacionales	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3
Total	744 707	789 405	834 758	888 797	951949	1043299	1 131 123	1 209 789	1 273 020	1 334 604

Producto N°3:

“Identificación de los Métodos de Establecimiento de Tarifas de Ayuda Social, Subsidios y Tasas, dirigidos a Sectores Vulnerables de la Sociedad”

1 Presentación del Producto N° 3

El presente documento constituye el producto N°3 elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

El documento se estructuró considerando:

- c. Dar cumplimiento parcial al Objeto y Alcance establecido en el la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.
- d. Recopilar la información en relación a los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas, dirigidos a sectores vulnerables de la sociedad en Honduras, para después realizar un análisis del mismo y de sus implicaciones.

Este documento se encuentra dividido de la siguiente manera:

En la sección 2 se presenta la introducción y la descripción básica de la temática tratada en el documento.

En la sección 3 se presentan los objetivos y el alcance relativos al desarrollo de este producto, tal y como ha sido comprometido en el esquema de trabajo, documento MMH-001, presentado por el Grupo Consultor - Plus Energy y aceptado para su ejecución por la OLADE.

En la sección 4 se presenta el resumen ejecutivo del documento y se adelantan las conclusiones del análisis de los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas, dirigidos a sectores vulnerables de la sociedad en Honduras.

En la sección 5 se presentan los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas, dirigidos a sectores vulnerables, vigentes en Honduras, describiendo en detalle aspectos relacionados como: definiciones básicas sobre subsidios, reglamentación vigente y se presentan datos obtenidos analizando sus implicaciones económicas, políticas y sociales.

Finalmente se referencia la bibliografía empleada para la elaboración del documento.

2 Introducción del Producto N° 3

El propósito del presente análisis es realizar un estudio que permita tener elementos de juicio iniciales para los responsables de formular las políticas, y de los gerentes de empresas eléctricas que contemplan la idea de introducir, eliminar o modificar los subsidios a los servicios electricidad. Se procura examinar el desempeño de los subsidios a los usuarios de electricidad en términos de la focalización de los mismos.

Son varias las formas en que el adecuado suministro de energía eléctrica hace un aporte a la reducción de la pobreza y al mejoramiento del nivel de vida de la población. Primero, la prestación de este servicio tiene vínculos fuertes y directos con mejores resultados en salud. La electricidad permite de varias maneras la prestación de mejores servicios en salud: la electrificación de las instalaciones sanitarias permite el almacenamiento seguro de vacunas y medicamentos, mientras que en el hogar, la electricidad permite la conservación adecuada de medicamentos y alimentos.

Así mismo, con frecuencia se asocia el acceso a la electricidad con mejores resultados educativos. La electricidad tiene una relación muy estrecha con una mayor alfabetización en adultos, así como con las tasas de finalización de la escuela primaria, ya que ella permite leer y estudiar en horas de la noche y temprano en la mañana.

Con frecuencia se señala que las disparidades en el acceso a servicios básicos de infraestructura entre grupos de diferente capacidad adquisitiva, dentro de una jurisdicción particular, son la principal motivación para ofrecer subsidios a las empresas de servicios públicos y a los usuarios de esos servicios; puesto que si no se ofrecieran los subsidios, los hogares llamados “pobres” no estarían en capacidad de pagar por ellos.

Cuando se debate que tan accesibles son los servicios como la electricidad, existe una inquietud especial acerca del efecto que sobre la población de menores ingresos tendría aumentar las tarifas para recuperar una proporción mayor de los costos y así movilizar la financiación privada o simplemente reducir el gasto en servicios públicos de recursos fiscales escasos. Esa preocupación ha servido de base para que los gobiernos mantengan los subsidios en el corto plazo y tan solo de manera gradual avancen hacia la fijación de precios con base en la recuperación de costos.

La corriente contraria plantea que los subsidios tienen consecuencias negativas que, en realidad, pueden ir en contra del mejoramiento de la calidad de los servicios que se ofrecen a los actuales consumidores, además de impedir el acceso a hogares carentes de conexiones domiciliarias debido a la falta de recursos para invertir en nuevos sistemas de suministro.

Los subsidios generan distorsiones en el uso de la electricidad, produciendo por tanto, un uso ineficiente de los recursos y, en consecuencia, aumentando indirectamente los costos de prestación del servicio. Así mismo, dado que los gerentes de las empresas de servicios públicos enfrentan restricciones presupuestarias blandas, los subsidios pueden provocar ineficiencia en las operaciones de estas empresas. En términos de ineficiencia, los costos de los subsidios podrían minimizar cualquier beneficio resultante de la oferta del subsidio.

Adicionalmente, debido a que no siempre se puede depender de las transferencias fiscales y con frecuencia son insuficientes los subsidios cruzados para cubrir los subsidios que se ofrecen a los consumidores, la tendencia de los subsidios a los servicios ha sido la de producir empresas de servicios públicos débiles en términos financieros, con aéreas de servicio estancadas y una calidad

de servicio cada día declinante. Esas falencias financieras permanentes significan que los hogares más pobres sin conexiones enfrentan la perspectiva de no disponer, o de depender durante muchos años de fuentes alternativas de electricidad más costosas y menos eficientes. Por tanto, para los entes gubernamentales existe mucho interés en evaluar y mejorar los subsidios a los servicios como la electricidad, considerando el costo elevado de los subsidios y la posibilidad que plantean de causar daños colaterales a las empresas de servicios públicos y a los hogares.

Los subsidios al consumo de electricidad son de uso universal y los tipos más comunes de subsidios (los subsidios basados en la cantidad consumida, como las tarifas en bloques crecientes) son regresivos en su distribución y favorecen a los no pobres por encima de los pobres. Muchos factores influyen en ese resultado, y aquellos que diseñan los programas de subsidios pueden controlar o manipular solo algunos de esos factores. Algunas modificaciones al diseño de los subsidios con base en la cantidad consumida producirían solamente una mejoría limitada en el desempeño de los subsidios en términos de focalización. Un ejemplo es dejar de lado las tarifas en bloques crecientes y usar estructuras tarifarias que no ofrezcan una tarifa básica de subsistencia a todos los hogares. Otra alternativa consiste en utilizar la selección administrativa, en lugar de la cantidad de electricidad que se consume, para dirigir los beneficios. En comparación, reducir el tamaño del primer bloque de subsistencia de una tarifa en bloques crecientes (modificación que con frecuencia se invoca en los círculos de decisión) tendría un efecto muy limitado en el desempeño de los subsidios al consumo en términos de focalización.

Bajo este complejo contexto de decisiones, acciones y consecuencias de múltiples alcances e impactos sociales, políticos y económicos, se presenta el siguiente documento, el cual se analiza con una mirada objetiva la problemática de los subsidios al consumo de la energía eléctrica, en el ámbito de un país, como lo es Honduras, con una realidad social complicada, con elevados niveles de pobreza (60% de la población bajo la línea de pobreza y casi un 40% en pobreza extrema) altos índices de corrupción y de desigualdad social, y con un aún bajo índice de electrificación (82%) que aunque ha mejorado en los últimos años, continua siendo el segundo más bajo de la región centroamericana, superando únicamente a Nicaragua. A este panorama se suma la crítica actual situación financiera de la ENEE, que amenaza con llevar al país al borde de una crisis energética, de no tomarse las acciones correctivas con la debida anticipación y celeridad. Acciones que indudablemente, también involucran cambios sobre la estructura tarifaria y subsidiaria.

3 Objeto y Alcance del Producto N° 3

De acuerdo a lo indicado en la Clausula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012 el Objeto y Alcance del estudio de Consultoría es el siguiente:

Objetivo General:

“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios, y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Honduras, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad.”

Para lograr el objetivo general de la consultoría se ha planificado la elaboración de cinco productos, de los cuales el N° 3 es motivo del presente y consiste en:

Documento en el que se identifican los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas dirigidos a sectores vulnerables de la sociedad, considerando su grado de focalización e impacto económico, político y social.

Según el esquema de trabajo (documento MMH-001) presentado por el grupo consultor y aprobado por la OLADE para su ejecución, se indica que dentro de los objetivos específicos de la consultoría, con la elaboración del presente documento y junto con el documento MMH-003 se logra concluir con el siguiente:

Objetivo Específico:

- *Analizar el método utilizado para la determinación de tarifas en Honduras y evaluarlo desde el punto de vista económico-financiero.*

Por su parte el alcance de la consultoría relacionado con este producto es:

- *Identificar los modelos de subsidios o tarifas sociales aplicadas para favorecer e impulsar el desarrollo de los sectores más vulnerables de la sociedad de Honduras.*

4 Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N° 3

Este documento, constituye el producto N° 3 del estudio sobre "Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras", del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012 - CIDA 13/2012. Entre los varios objetivos de la consultoría, se plantea que se logra con el desarrollo de este documento el objetivo relacionado con la *identificación de los modelos de subsidios o tarifas sociales aplicadas para favorecer e impulsar el desarrollo de los sectores más vulnerables de la sociedad de Honduras.*

La aplicación de tarifas que recuperen los costos y la definición de una política de subsidios adecuadamente dirigidos, son dos principios establecidos en la Ley Marco de Honduras que no han sido completamente implementados. En lugar de ello, los precios de la electricidad se han vuelto cada vez más un asunto político, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no aplica adecuadamente los métodos y procedimientos establecidos en la ley para fijar tarifas.

El desempeño financiero y operacional de la (ENEE) se ha deteriorado gravemente en los últimos años, y con un déficit equivalente al 2 por ciento del producto interno bruto (PIB) amenaza la estabilidad macroeconómica y las perspectivas para la reducción de la pobreza en el país.

En los últimos años, los precios altos y volátiles del petróleo, [2], también afectan a la economía, tanto a nivel macro como micro. Los principales efectos directos a nivel macro son: un deterioro de la balanza comercial, a través de un aumento en el balance de importación de petróleo, lo que se refleja en un empeoramiento de los términos de intercambio y un debilitamiento del equilibrio fiscal, debido a las mayores transferencias y subsidios que el gobierno utiliza para aislar al mercado doméstico de los movimientos en los mercados energéticos internacionales. A nivel micro, la incertidumbre en la inversión es generada por el mayor riesgo asociado al emprendimiento de proyectos y sus costos hundidos asociados, los cuales, a su vez, afectan las decisiones de política y el crecimiento económico.

Los efectos indirectos más importantes son: la inflación general, que puede afectar la inflación subyacente a través de expectativas inflacionarias crecientes que provoquen espirales en los salarios y la pérdida de confianza y de poder adquisitivo de los consumidores. Ante una mayor incertidumbre económica e inflación, el gasto discrecional de los hogares puede reducirse y afectar, por lo tanto, un componente importante de la economía, hay una pérdida de competitividad debido a costos de generación y transporte más altos que disminuyen la competitividad internacional, y se genera un debilitamiento institucional, ya que las empresas y los hogares presionan al gobierno para evitar los mecanismos de mercado. Esto, a su vez, afecta la credibilidad y el funcionamiento del marco regulatorio.

En Honduras, esto se ha reflejado en un gran aumento en el costo del suministro de electricidad pues la generación eléctrica se basa en importaciones de petróleo. Además, la política gubernamental de congelar las tarifas de la electricidad y los precios de los derivados del petróleo ha ampliado la brecha entre los costos y los ingresos de la empresa. Las causas fundamentales son:

- Los desequilibrios institucionales en el sector;
- La interferencia política en las operaciones de la ENEE;
- Los subsidios mal focalizados;
- Los altos costos de generación; y
- Las políticas inciertas con respecto al desarrollo de nuevos proyectos de generación, incluyendo los basados en energías renovables.

El impacto fiscal del sector eléctrico lo determinan básicamente los subsidios a la electricidad, que comprenden subsidios directos del Gobierno y subsidios implícitos (cruzados) en la estructura de las tarifas, las pérdidas financieras de la ENEE, los aportes de capital del Gobierno a la ENEE y la transferencia neta bajo una cuenta compensatoria que la ENEE y el Gobierno mantienen. Varias exenciones de impuestos concedidas al sector eléctrico tienen asimismo un impacto fiscal indirecto representado por rentas fiscales perdidas. Como los subsidios a los usuarios de servicios públicos son generalizados en el sector de electricidad, la eficacia de esos subsidios para llegar a los recursos y distribuirlos entre los pobres es objeto de amplio debate.

Aumentar los subsidios en períodos de precios altos y volátiles del petróleo puede deteriorar el balance fiscal. Las acciones del gobierno durante estos períodos conllevan cierto riesgo político, pero los subsidios, especialmente los que representan una parte significativa del gasto público, pueden generar debilitamiento institucional y problemas presupuestarios. Esto sucede cuando no son compensados con recortes de gasto en otras áreas o con impuestos más altos. Si el gobierno logra mantener el equilibrio fiscal, la mayor proporción de subsidios en el gasto público puede traducirse en una menor inversión en capital, así como en menor inversión en programas sociales y de otro tipo.

En el estudio presentado por Bacon y Kojima en 2006 se concluye que mediante la eliminación de los subsidios de combustible, que benefician principalmente a los consumidores de altos ingresos, aumentarían los ingresos del gobierno, se eliminarían distorsiones de precios y reduciría el consumo de energía. Los autores también sugieren reforzar la administración de la demanda a través de medidas de ahorro de combustible como parte de las políticas que proporcionan múltiples beneficios. En los países donde los precios contienen subsidios, sugieren que los gobiernos convenzan al público de los beneficios de largo plazo de aumentar los precios a niveles de equilibrio de mercado. Para ayudar a los consumidores de bajos ingresos, Bacon y Kojima recomiendan el fortalecimiento de los sistemas informáticos y bases de datos utilizados para identificar con mayor precisión a los hogares de bajos ingresos y el desarrollo de un mecanismo de entrega para la transferencia de ingresos y otro tipo de compensaciones correctamente focalizadas.

En su análisis de las opciones de políticas públicas para hacer frente a la volatilidad de los precios del petróleo, Bacon y Kojima señalan que los gobiernos han utilizado poco los programas de cobertura para manejar la volatilidad. Centrándose en el uso de futuros para la gestión de riesgos, destacan el riesgo de base y los requerimientos de reserva que hacen que esta forma de gestión de riesgos sea impráctica para las entidades gubernamentales.

De acuerdo a las conclusiones observadas en este estudio, en Honduras se están malinterpretando las disposiciones de la Ley Marco respecto a los subsidios cruzados. Actualmente las tarifas se han fijado en un nivel muy inferior al requerido para cubrir al menos los costos eficientes del servicio. Por lo tanto, los clientes residenciales reciben hoy un subsidio cruzado generalizado, con el resultado de que muchos clientes no pobres están subsidiados.

En el informe se observa también que en años anteriores tanto los subsidios directos como los subsidios cruzados a la electricidad en Honduras estaban muy mal dirigidos, de hecho eran subsidios regresivos, donde la mayor parte de los beneficios estaban destinados a hogares no pobres.

Sin embargo, luego de seguir recomendaciones del Banco Mundial y del FMI, se logró mejorar la focalización al menos en lo que respecta al subsidio directo, a través de la disminución del límite en el bloque de consumo subsidiado, de hecho dicho límite paso de 300 kWh/mes a 150 kWh/mes. No obstante, como se concluye a través de las cifras en este documento, el subsidio cruzado continúa siendo regresivo y mal focalizado; situación que afecta principalmente a los sectores productivos de

país, sector comercial e industrial, ya que los abonados no residenciales se ven afectados por las elevadas tarifas que buscan cubrir los costos de la demanda de los abonados residenciales.

A lo anterior se suma el hecho de que las bajas tarifas y los subsidios mal focalizados promueven el consumo excesivo. El consumo residencial promedio en Honduras es de cerca de 150 kWh por mes, superando el consumo residencial promedio en El Salvador y Guatemala, a pesar de que el ingreso per cápita en esos países es más del doble del de Honduras. Los bajos precios de la electricidad promueven asimismo una ineficiente sustitución de combustibles, particularmente para la cocina y el calentamiento de agua, pues la electricidad, aunque es una opción mucho menos eficiente y económicamente más costosa, es más barata para el usuario que el gas licuado de petróleo (LPG).

El subsidio generalizado a la electricidad se refleja en las grandes pérdidas financieras anuales en que la ENEE ha incurrido en años recientes, que han reducido el patrimonio, y representan una pasivo contingente, pues el volumen acumulado de inversiones pospuestas y de mantenimiento diferido en transmisión y distribución ocasiona una acumulación gradual de necesidades de rehabilitación que pronto requerirán de inversiones extraordinarias.

De acuerdo a las definiciones y características de los subsidios, se puede concluir que Honduras es un ejemplo en donde la reforma se aplicó sin pensar anticipadamente de forma adecuada para prevenir las diversas inquietudes y problemas que la inclusión de un sistema de tarifas subsidiado enfrenta. Se puede resumir la situación actual a través las siguientes observaciones:

En Honduras se utilizan tanto subsidios al consumo como subsidios a la conexión, y además se presentan subsidios dirigidos y no dirigidos. El subsidio directo se puede definir como un subsidio no dirigido al consumo, mientras que el subsidio cruzado es un modelo de subsidio al consumo dirigido a cierto grupo de consumidores residenciales. Estos subsidios al consumo se presentan en la forma tarifas en bloques crecientes, de aplicación casi que general para el caso del subsidio cruzado, y anteriormente también para el caso del subsidio directo que en sus inicios iba dirigido a consumidores de hasta 300 kWh/mes que representaba el 86% de los abonados de la ENEE. Esta forma de aplicación resultaba inadecuada pues incluía a usuarios con posibilidades económicas para pagar por el servicio de energía eléctrica. Esta situación para el subsidio directo se revisó y en la actualidad tan sólo se aplica para abonados que registren consumos menores a 150 kWh/mes, y se espera reducir el límite incluso a un valor de 100kWh/mes.

En el caso de los subsidios a la conexión se considera que están mal dirigidos, porque no aportan a mejorar los índices de electrificación. Esto porque en su mayoría están destinados a consumidores en sectores urbanos que se considera tienen la capacidad de pagar por la conexión, y además, actualmente los índices de acceso en las zonas urbanas son relativamente altos.

Desde un punto de vista teórico se asume que un esquema de subsidios cruzados evita que el estado tenga que asumir de alguna manera el financiamiento de los subsidios. En la realidad de acuerdo con el análisis realizado este esquema de tarifas en Honduras no alcanza a cubrir el costo de producción de energía, lo que implica que se produzca una brecha financiera en la ENEE. Esta situación se ha producido desde el decreto de la ley del sector eléctrico. Las tarifas establecidas no cubren los costos de producción, transmisión y distribución, luego el sistema eléctrico hondureño ha debido posponer inversiones en todas las áreas de esta industria, lo cual se ha visto reflejado en un detrimento de la calidad del servicio eléctrico. Además este esquema puede resultar peligroso para el desarrollo de un país cuando por un lado la base de contribuyentes al subsidio es menor que la base de receptores del consumo como es el caso de Honduras; y por otro el mecanismo previene que el sector industrial haga un mayor uso intensivo de energía como resultado de inversiones relacionadas con el crecimiento de su industria.

Con el propósito de mejorar el sistema de subsidios, es necesario mejorar su sistema de asignación a través del uso conjunto de varios mecanismos de focalización a saber: análisis administrativos, análisis geográficos y demográficos, y análisis de categorización. En principio se puede pensar que tales estudios tendrían elevados costos con relación a los beneficios potenciales, sin embargo, si se piensa que los estudios necesarios para esta focalización pueden ser utilizados no sólo para fines de tarifas eléctricas, sino también para asignación de otros programas de gobierno, entonces el análisis de costo beneficio global para los diferentes sectores haría rentable la inversión ya que se mejoraría el desempeño de muchos subsidios.

Adicionalmente a los subsidios antes mencionados, la industria eléctrica tiene una serie de exoneraciones de impuestos que en teoría deberían ser transmitidos a los usuarios de energía eléctrica, pero que posiblemente terminan beneficiando a otros sectores. Se debe, por tanto, revisar tales ventajas impositivas para que los posibles recursos dirigidos a este sector se pudieran redirigir hacia otras actividades.

En definitiva creemos que cualquier idea o propuesta de reforma tarifaria incluyendo subsidios y exenciones debería tener un asidero en la realidad, y estar encaminada no solo a ver el sector eléctrico como un ente aislado sino más bien como un sector fuertemente ligado a otros. Por ejemplo se podría pensar en dirigir los dineros de subsidios y exenciones de impuestos del sector eléctrico, a sectores como educación y salud, especialmente a entidades públicas, en donde efectivamente podría lograrse la focalización hacia los sectores más necesitados.

5 Métodos de Establecimiento de Tarifas de Ayuda Social, Subsidios y Tasas, dirigidos a Sectores Vulnerables de la Sociedad

5.1 Conceptos básicos sobre Subsidios¹⁶.

En la actualidad la aplicación de subsidios para el suministro de energía eléctrica es factor de profundo debate, y su uso como un instrumento de política económica genera controversias permanentes. En lo que sigue se discuten los subsidios desde un punto de vista teórico y se describen las percepciones que genera su aplicación entre los actores involucrados.

La tendencia actual a la paulatina eliminación de los subsidios obliga a justificar su aplicación en los casos que se utiliza. Quienes están a favor de su eliminación, lo hacen desde diversas perspectivas: desde el impacto negativo que generan en las restricciones fiscales de los gobiernos, porque no necesariamente atienden las necesidades de los más pobres y por las ineficiencias que se generan como consecuencia del abuso de uso de los subsidios.

En América Latina, la modernización del sector eléctrico y la mayor participación de capitales privados sugieren seguir el mismo camino, sin embargo, se contraponen la existencia de una realidad social y política distinta que obliga a formular políticas sociales fuertes para aumentar el acceso a los bienes y servicios. En esta realidad, la electricidad es usualmente percibida, por la población, como un bien público que debe ser subsidiado y por ello, los impactos sociales de los programas tienden a prevalecer sobre los parámetros de eficiencia económica.

Los dilemas que surgen al elegir un instrumento cualquiera derivan en resultados de segunda mejor política (second best). La elección entre la eficiencia, que teóricamente debería estar dada por la igualación del precio con su costo marginal, y la equidad en la provisión del servicio es siempre una decisión política y, como tal, resulta en el beneficio de algunos en detrimento de otros.

Adicionalmente, la aplicación misma de la teoría económica marginal choca con características específicas de los sistemas de suministro de energía a saber:

- La proporción relativamente elevada de costos fijos respecto de los costos totales, lo cual quiere decir que, en muchas situaciones, la solución económicamente eficiente de fijación de precios (precio igual a costo marginal) no conducirá a una recuperación total de los costos.
- El porcentaje relativamente elevado de costos no atribuibles o comunes, los cuales resulta difícil asignar a diferentes consumidores con precisión.
- La elevada intensidad de capital de la industria de la electricidad, aunada a la larga vida de los activos, lo cual de manera colectiva hace factible la fijación de precios por debajo de los costos a corto o a mediano plazo.

Cuando se utiliza el término subsidios, normalmente se hace referencia al subsidio directo, es decir, aquél que el gobierno paga a un productor o a un consumidor. Sin embargo, los subsidios son, de acuerdo la definición presentada en un reporte de la OECD sobre el tema [3] como: “cualquier forma de acción gubernamental que mantenga el precio por debajo o por encima de lo que determinaría el mercado normalmente”.

¹⁶ Esta sección se basa en los estudios [3], [4] y [5].

En materia energética, la IEA (International Energy Agency) define un subsidio a la energía como cualquier medida gubernamental referida primariamente al sector energético que disminuya el costo de la producción energética, aumente el precio recibido por los productores de la misma o reduzca el precio que pagan los consumidores. Su principal característica reside en ser una transferencia sin contraprestación o compensación monetaria o no monetaria por parte del beneficiario y muchas veces suele ser considerado como un impuesto negativo.

Los subsidios pueden tomar diversas formas en función del objetivo final que se persiga. Sus fines pueden estar relacionados con el mantenimiento de un determinado nivel de producción, con el abastecimiento energético en un área determinada, con políticas medio-ambientales y/o con consideraciones sociales, como el aumento de las tasas de acceso o la reducción de costos del servicio. Sea cual fuera el objeto final del subsidio y aun teniendo en cuenta que la implementación de un mecanismo de compensación beneficia a un grupo determinado, en muchos casos a expensas de otro, su análisis de costos y beneficios debería llevarse a cabo buscando que el bienestar social general aumente, es decir, que la ganancia social derivada de su implementación sea superior al costo económico neto y el costo medio-ambiental que se generan o al menos a que los costos y los beneficios se igualen.

Según la caracterización que hace el estudio del Banco Mundial [4], los subsidios a los usuarios de servicios públicos son aquellos que se convierten en que algunos o todos los consumidores residenciales paguen menos del costo de los servicios que reciben, por ejemplo es el caso de la electricidad. Los subsidios a los usuarios de servicios públicos se pueden diferenciar de los subsidios a las empresas de servicios públicos (transferencias fiscales, garantías, créditos en condiciones favorables), a los que en el contexto que nos ocupa se les considera mecanismos potenciales de financiación de los subsidios a los usuarios de servicios públicos. Si bien resulta conveniente referirse con un rótulo general a los subsidios a los usuarios de servicios públicos, existen en la práctica diferencias enormes en las formas que pueden asumir los subsidios de este tipo. Esas diferencias importan debido a que, por último, los detalles del diseño del subsidio son los que determinan el desempeño de este en términos de su focalización.

A continuación se describe una clasificación general de los subsidios a los usuarios de servicios públicos, con miras a definir una terminología adecuada para establecer la diferencia entre variaciones diferentes de los subsidios, y analizar la preponderancia de esos subsidios.

Una clasificación general de los subsidios a los usuarios de servicios públicos establece que básicamente existen subsidios al consumo, subsidios a la conexión, subsidios dirigidos y subsidios no dirigidos. Son pocos los programas de subsidios que encajan a la perfección en cualquiera de las categorías que hacen parte de esta tipología. Gran parte de los mecanismos existentes de subsidios combinan algunos de los elementos de cada uno de los tipos. No obstante, la tipología sirve para dilucidar dos maneras importantes en las cuales los modelos difieren entre sí, siendo cada uno de ellos el resultado de una decisión de política que se ha tomado en el proceso de diseño del subsidio.

Una importante característica de los subsidios es su propósito inicial, a saber, reducir los costos de consumo o los de conexión a la red. Los subsidios al consumo sirven para, de manera continua, hacer menos costoso el servicio para los actuales consumidores de los servicios. A todos los hogares con conexiones domiciliarias privadas se les pueden ofrecer los subsidios al consumo. Sin embargo, algunos modelos de subsidio al consumo sólo entregan subsidios a consumidores con medidores o únicamente lo hacen a usuarios de una forma comunitaria o un nivel inferior del servicio, por ejemplo, energía eléctrica en baja tensión. Los subsidios al consumo pueden funcionar a través de la estructura tarifaria como una reducción del precio que deben pagar todos los hogares o algunos de ellos. Estos pueden tener la apariencia de un descuento porcentual que se aplica a las facturas de los

consumidores, o pueden asumir la forma de una transferencia monetaria para reembolsar el gasto en los servicios a los hogares.

La característica que define a los subsidios al consumo consiste en que únicamente los actuales consumidores de servicios pueden tener acceso a ellos. En comparación, solamente los hogares sin conexiones domiciliarias pueden tener acceso a los subsidios a la conexión, es decir, los hogares que no sean consumidores de servicios en la actualidad. Los subsidios a la conexión son subsidios de una sola vez que reducen o eliminan el precio que pagan los consumidores por la conexión al sistema.

Los subsidios a la conexión y al consumo pueden ser dirigidos o no dirigidos. Los subsidios no dirigidos se dan cuando se registra una fijación general por debajo de su valor de los precios de los servicios públicos, como cuando algunos costos no se trasladan a los consumidores. Los subsidios dirigidos, por el contrario, únicamente benefician a un subgrupo de usuarios. Con frecuencia los subsidios dirigidos y no dirigidos se combinan en la práctica: aunque es posible que haya un subsidio de precios general para todos los consumidores, se pueden designar algunos consumidores para recibir descuentos mayores que los demás. Se puede establecer una diferencia en la categoría de subsidios dirigidos entre los que dependen de la focalización implícita y los que dependen de la focalización explícita. La focalización explícita constituye un intento consciente de reducir el costo del servicio o el costo de la conexión para consumidores con una característica especial (por ejemplo, hogares pobres, hogares en asentamientos informales u hogares con poco uso de electricidad). En comparación, la focalización implícita es el resultado no premeditado de prácticas comunes de fijación de precios de los servicios.

La forma más simple de focalización implícita se origina en el cobro de un cargo fijo de conexión o de una tarifa plana mensual a todos los hogares por el servicio de suministro de electricidad. Inevitablemente, las conexiones domiciliarias de algunos hogares resultan más costosas debido a que se encuentran a mayor distancia de la red, o es más costoso prestarles el servicio porque consumen más electricidad que otros hogares. En comparación con los consumidores a quienes no resulta costoso prestarles el servicio, los cargos fijos subsidian a los consumidores a quienes resulta más costoso prestarles el servicio. La anterior forma de focalización implícita es inevitable cuando las conexiones de electricidad carecen de medidores.

Es una tarea difícil determinar el costo exacto que impone en el sistema un consumidor en particular que carece de medidor, de manera que no es posible cobrar el costo total a cada consumidor. En el caso de los cargos de conexión, es posible evitar la focalización implícita de los subsidios puesto que a cada consumidor se le podría cobrar el costo exacto de la conexión, pero hacer el cálculo para cada consumidor nuevo impone una carga administrativa significativa a la empresa de servicios públicos. En la práctica, muchas empresas de servicios públicos prefieren utilizar el cargo fijo de conexión, y ese cargo hará un cobro excesivo a algunos consumidores nuevos y a otros consumidores nuevos les cobrara menos de lo que en realidad deben pagar.

No sólo en los cargos fijos se origina la focalización implícita. Aun cuando las conexiones tengan medidor y todos los consumidores paguen los mismos precios unitarios, es posible que algunos consumidores estén pagando más del costo que imponen al sistema y es posible que otros tengan servicios subsidiados. Por ejemplo, en el caso de la electricidad, el hecho de no establecer en la tarifa la diferencia entre horas pico y horas no pico, subsidia a los consumidores con gran demanda en las horas pico.

Dos prácticas que llevan a la focalización implícita de los subsidios son las bajas tasas de cobro, sin desconexión por falta de pago, y la tolerancia ante las conexiones ilegales, debido a que, en la práctica, los consumidores que pagan el servicio que reciben subsidian a los que no pagan.

El valor de los subsidios que se originan en la focalización implícita puede ser bastante elevado, lo que amerita su inclusión en un estudio sobre la incidencia distributiva de los subsidios a los servicios públicos. Por ejemplo, podría esperarse que los subsidios que se dan a quienes tienen conexiones ilegales fueran un subsidio bien dirigido porque las conexiones ilegales son muy comunes en los asentamientos informales. Infortunadamente, en la práctica, resulta muy difícil medir la incidencia distributiva de los subsidios implícitos, dado que, precisamente, no se conocen los costos que imponen en el sistema consumidores diferentes. Por ejemplo, las formas más comunes de focalización implícita se originan en situaciones en donde no se conoce la cantidad de electricidad que utilizan los beneficiarios de subsidios, por ejemplo, conexiones sin medidor o ilegales. Debido a esta limitación práctica en la información disponible, en términos generales es muy difícil sino imposible estudiar esta clase de subsidios.

La focalización explícita involucra políticas intencionales de cobrar más a algunos consumidores y menos a otros por el mismo servicio. Por lo general, cuando los encargados de formular las políticas analizan los beneficios y los costos de los subsidios a los usuarios de servicios públicos, se refieren a subsidios explícitos dirigidos.

Existen varias formas de focalización explícita. Uno de los enfoques es la selección administrativa: el gobierno o la empresa de servicios públicos decide quién será el usuario que recibirá el subsidio. La decisión administrativa podría ser la de subsidiar a todos los consumidores de un grupo que merezca el subsidio en particular, como los pensionados o los veteranos (focalización categórica), a todos los consumidores residenciales que viven en una región o en un vecindario determinado (focalización geográfica), o a todos los hogares de los que se ha establecido que son pobres o que se supone que son pobres (focalización a través de la comprobación previa de medios de vida). Claro que en este esquema subyace el problema fundamental de la definición de pobreza.

La autoselección puede ser la alternativa o el complemento de la selección administrativa. Por una parte, son auto-dirigidos todos los subsidios a los usuarios de servicios públicos, puesto que en la medida que los hogares deciden ser o no usuarios de esos servicios, cumplen una función importante para determinar si son elegibles para los subsidios. Sin embargo, en los modelos de subsidio, los hogares juegan un papel aún más importante para determinar si reciben el subsidio y el tamaño de ese subsidio. En estos casos, los subsidios se asignan a algunos hogares según la cantidad de electricidad que consuman (focalización con base en la cantidad consumida), o según el nivel o tipo de servicio público que utilicen (focalización con base en el nivel de servicio). El tipo de subsidio a usuarios de servicios públicos más ampliamente utilizado son los subsidios dirigidos a la cantidad, como las tarifas por bloques crecientes.

Tres son los beneficios potenciales de la focalización de los subsidios a los pobres. En primer lugar, la focalización ofrece el potencial de reducir el presupuesto de los subsidios o el costo de ofrecer el subsidio. Si sólo algunos hogares reciben el subsidio, se reduce el monto de ingresos que debe obtener la empresa de servicios públicos a través de subsidios cruzados o de alguna fuente externa para financiar los subsidios que ofrece. Segundo, la focalización significa mayor impacto potencial en los hogares pobres para un determinado presupuesto de los subsidios debido a que dicha focalización debe permitir que a los pobres se los beneficie en una proporción mayor del presupuesto total de los subsidios. Tercero, los subsidios que se dirigen a menos hogares tienen el potencial de causar menos distorsiones en las decisiones de consumo que los subsidios no dirigidos o mal dirigidos.

Sin embargo, la focalización tiene costos. Con frecuencia se citan cuatro costos genéricos. Primero, es posible que sea escaso el apoyo político a los programas de focalización, y por tanto pueden correr el riesgo de su eliminación. En el caso de los subsidios a los servicios públicos

probablemente habría más apoyo para un subsidio de base amplia que protegiera a todos los consumidores contra posibles incrementos de tarifas que para un subsidio dirigido con una órbita muy estrecha que ofreciera, únicamente a hogares de ingreso bajo ese tipo de protección. Segundo, cuando los beneficios se dirigen a los pobres únicamente, es posible que los hogares pobres opten por no aprovechar los beneficios debido al estigma que se asocia con el hecho de que se les incluya en la categoría de personas necesitadas. Tercero, tanto para los organismos a cargo del programa dirigido como para los hogares que reciben el beneficio dirigido, existen costos administrativos asociados con la focalización. Desde la perspectiva administrativa, resulta más difícil limitar a quienes reciben un beneficio que ofrecer el beneficio a todos. Si los hogares tienen que solicitar los subsidios o esperar a que los seleccionen para recibirlos, para hacerlo incurren en costos reales privados (tiempo, transporte, entre otros). Por último se originan costos en términos de incentivos si los hogares cambian de comportamiento, o hasta llegan a mentir sobre su situación real, para calificar para el subsidio.

Otra decisión que se debe tomar en el proceso de diseño de un programa de subsidio es el método de financiación de los subsidios. Es posible que el gobierno sea el proveedor directo de los subsidios, o que otros consumidores los financien, o simplemente que nadie los financie.

Son varias las maneras como se pueden entregar los subsidios con financiación del gobierno. Los gobiernos pueden transferir directamente los subsidios al hogar del beneficiario como un pago monetario. De manera alterna, el gobierno puede hacer un pago monetario a la empresa de servicios públicos, al recibo de la comprobación de que a un consumidor determinado se le ha proporcionado un subsidio. Como el dinero fluye directamente al beneficiario señalado, los pagos de este tipo constituyen el enfoque más transparente de financiación de subsidios con transferencias oficiales.

Un enfoque más común para canalizar la financiación oficial para los subsidios a los servicios públicos consiste en que las empresas reciban apoyo financiero general en subvenciones, exenciones tributarias, precios bajos garantizados para los insumos, garantías de préstamos, apoyo a la investigación y el desarrollo; para luego tomar las decisiones respecto de la asignación de los subsidios. El gobierno ofrece el apoyo financiero a la empresa de servicios, y se espera que la empresa a su vez traslade a los consumidores en general o a un grupo de consumidores privilegiados en particular el beneficio bajo la forma de precios más bajos. El enfoque alternativo es que las empresas de servicios incurran en pérdidas ofreciendo subsidios a los consumidores y que el gobierno a continuación les reembolse el monto de esas pérdidas. Con frecuencia, estos arreglos no se planifican, como cuando el gobierno asume las obligaciones de las deudas de empresas de servicios públicos en mala situación financiera.

Cada enfoque conlleva al riesgo de que el gobierno no cumpla con la entrega de los recursos prometidos. En el caso de subsidios diseñados para limitar la carga del servicio en el presupuesto familiar, es el consumidor quien directamente corre con el riesgo y, en las demás opciones que se han utilizado, es la empresa de servicios la que directamente corre con el riesgo y, en el caso de subsidios no planificados a la empresa de servicios, el riesgo es muy elevado. Cuando los gobiernos no cumplen con la entrega de los subsidios, es posible que las empresas de servicios terminen en una situación de subsidios sin financiación.

En el caso de respaldo financiero del gobierno a las empresas de servicios públicos, los consumidores corren otro riesgo en el sentido de que los recursos que el gobierno transfiere a la empresa de servicios públicos pueden perderse bajo la forma de ineficiencia, o no pasar a los consumidores e a través de precios más bajos. Cuando las empresas de servicios públicos dependen de transferencias oficiales, los gerentes de esas empresas de servicios enfrentan una restricción presupuestaria débil que provee pocos incentivos para dar a los recursos un manejo eficiente, ya que mayores transferencias oficiales pueden dar cabida a costos mayores. Es posible que los gerentes de

las empresas de servicios públicos posean gran poder en las negociaciones del presupuesto, debido a la amenaza potencial de interrupciones del servicio si no se consigue la financiación adecuada. En situaciones como estas, existe la probabilidad de que empleados y contratistas de las empresas de servicios se apropien de manera efectiva de los subsidios bajo la forma de costos excesivos, en vez de que esos subsidios se transfieran a los consumidores bajo la forma de menores precios.

Otra forma común de respaldo oficial a las operaciones de las empresas de servicios públicos son los subsidios para proyectos de capital. A semejanza de las transferencias fiscales y de otros tipos de respaldo financiero a las empresas de servicios públicos, los subsidios al capital cuentan con el potencial de reducir los costos de las empresas de servicios públicos (y, por tanto, reducir los precios), o de evitar agobiar a los consumidores con los incrementos de costos que se relacionan con mejores niveles de servicio. Sin embargo, los subsidios al capital son únicos entre los subsidios con financiación oficial, en cuanto que la opción del proyecto de capital (no simplemente la decisión de la empresa de servicios sobre la manera de distribuir entre los consumidores los ahorros en el costo) tiene un efecto en la incidencia distributiva del servicio. Por ejemplo, los proyectos de capital que producen la ampliación del servicio beneficiarán a consumidores sin conexión, en tanto los proyectos de capital que buscan mejorar la confiabilidad de los servicios beneficiarán a los consumidores actuales únicamente.

En ocasiones se plantea la conveniencia de financiar subsidios con fondos públicos porque así se evitan las distorsiones en las estructuras de precios de las empresas de servicios públicos. Si bien es cierto, lo anterior hace caso omiso del hecho de que elevar las rentas fiscales también puede introducir en la economía en general distorsiones importantes: por ejemplo, diluyendo los incentivos para trabajar o para ahorrar o reduciendo el gasto del consumidor. Una alternativa atractiva en términos políticos a la financiación de subsidios con fondos oficiales consiste en contar con subsidios cruzados que se generan dentro de la empresa de servicios públicos. Los ingresos en exceso de los costos que se obtienen de algunos consumidores, o en una parte del negocio de la empresa, se utilizan para compensar las pérdidas que se crean a partir de los programas de subsidio. Son varias las formas que pueden asumir los subsidios cruzados: las dos formas más comunes consisten en que los consumidores industriales paguen precios superiores a los costos para subsidiar el consumo residencial, y que en la clase de consumidores residenciales, los consumidores de gran volumen subsidien a los usuarios de poco volumen.

Existen otros tipos de subsidios cruzados. Los consumidores actuales pueden subsidiar la ampliación hacia zonas sin servicio de la red de suministro de energía. Dependiendo de la forma como se asignen los costos fijos del servicio de electricidad, las zonas de gran densidad podrían subsidiar a las zonas de baja densidad. En empresas de servicios múltiples. Por ejemplo, empresas de generación y distribución, se pueden utilizar los sobrecargos a un servicio para mantener bajos los precios de otro servicio.

Los subsidios cruzados son populares porque parece que permiten que las empresas de servicios logren recuperar los costos sin tener que depender de las transferencias del gobierno central. Sin embargo, los subsidios cruzados también plantean riesgos. El logro de la recuperación de costos por medio de subsidios cruzados exige contar con el equilibrio correcto entre receptores de los subsidios y contribuyentes de subsidios cruzados; de otra manera, la empresa de servicios no estará en capacidad de recuperar los ingresos perdidos en la prestación del subsidio. Resulta tarea difícil predecir ese equilibrio y sostenerlo en el tiempo, considerando que los consumidores reaccionan ante las distorsiones de precios que conlleva el establecimiento de un mecanismo de subsidios cruzados.

Simplemente no es posible encontrar el equilibrio en algunas situaciones debido a la composición socioeconómica de la base de consumidores. Por ejemplo, esto es lo que sucede cuando

simplemente no existen consumidores industriales suficientes o suficientes consumidores de ingreso alto o consumo residencial elevado para compensar por la masa de consumidores de ingreso bajo de quienes se considera que merecen el subsidio. El anterior equilibrio más favorable entre consumidores industriales y residenciales hace que la electricidad parezca ser un sector más prometedor para aplicar este tipo de subsidio cruzado. Sin embargo, la creciente liberalización de los mercados energéticos para consumidores industriales más grandes ha hecho que, al mismo tiempo, cada vez sea más difícil sostener los subsidios cruzados.

La opción anterior puede conducir a un círculo vicioso en el cual la declinante base de consumidores que se subsidian lleva a precios todavía más costosos sobre los restantes contribuyentes de subsidios cruzados, lo que acelera aún más la contracción de la base de consumidores. Por la razón anterior, un paso crucial del diseño de cualquier tarifa que dependa de subsidios cruzados consiste en contar con un sentido de la elasticidad precio de la demanda, tanto de los consumidores subsidiados como de los proveedores de los subsidios cruzados.

Gran parte de la evidencia empírica sobre la elasticidad precio de la demanda en casos diferentes indica que los consumidores industriales pueden ser, en promedio, más sensibles a los precios que los consumidores residenciales. Cuando eso sucede, en últimas, puede resultar contraproducente fijar márgenes elevados sobre los consumidores industriales, de manera que es posible que los esquemas de subsidios cruzados que se basan en los subsidios cruzados de consumidores industriales tengan bases financieras inestables. Financiando los subsidios cruzados a través de una base relativamente amplia de consumidores y manteniendo lo más bajo posible el sobrecargo relacionado se puede minimizar la carga que se asigna a los contribuyentes de subsidios cruzados (y, por tanto, mejorar la estabilidad financiera de los mecanismos de subsidios cruzados).

Cuando las transferencias o los subsidios cruzados no logran cubrir completamente las pérdidas financieras relacionadas con subsidiar a los consumidores, los subsidios a los usuarios de servicios públicos se conocen como subsidios sin financiación. Las empresas de servicios públicos que registran pérdidas se ven obligadas, cuando sus presupuestos se agotan, a reducir los gastos en ampliación del sistema, en mantenimiento o en renovación de activos. Los recortes de este tipo tienen efectos graves a largo plazo sobre la calidad del servicio y sobre la capacidad de la empresa para abastecer el crecimiento de la demanda. Cuanto menores sean la calidad y la confiabilidad del servicio, tanto menos valioso es el servicio para los hogares y tanto mayores son los costos de manejo de la situación que enfrentan esos hogares. En épocas de interrupción en el suministro de los servicios, los hogares se ven obligados a recurrir a combustibles alternativos a encontrar formas de proteger sus electrodomésticos de aumentos repentinos del voltaje.

Es necesario observar que, en últimas, el que paga los subsidios a los servicios es un subgrupo de la población solamente: bien sea en forma de mayores impuestos, de precios más elevados de los servicios, o del deterioro en la prestación de los servicios. Puede diferir de manera considerable la distribución de los costos entre todos los miembros de la sociedad, según la forma como se recaudan los impuestos, la forma como se estructuran los subsidios cruzados y la forma como entre toda la población se distribuyen las restricciones en la prestación de los servicios. Por tanto, los mecanismos de financiación pueden influir de diversas e importantes maneras en la forma como se determina la distribución de los beneficios netos del subsidio. Por ejemplo, si todos los hogares no pobres fueran fuente de subsidios cruzados y si todos los hogares pobres recibieran el subsidio, entonces la estructura de los subsidios cruzados aumentaría la progresividad del subsidio. Sin embargo, si algunos hogares pobres se volvieran fuente de los subsidios cruzados, la estructura del subsidio cruzado estaría en conflicto con el objetivo de dirigir los beneficios a los pobres.

La situación es la misma con los subsidios que se financian con los ingresos tributarios generales o con los impuestos a la propiedad. Si el sistema tributario es progresivo¹⁷, entonces el mecanismo de financiación mejorara la focalización en los pobres. Sin embargo, un sistema tributario regresivo puede tener el impacto contrario, es posible que, a través de la tributación, se pierdan todos los beneficios que reciben los hogares pobres del subsidio a los servicios. Los subsidios sin financiación transfieren la carga del subsidio a las generaciones futuras o a los contribuyentes que serán responsables de reparar los sistemas deteriorados.

En la práctica, resulta muy difícil medir el beneficio neto de un subsidio a un hogar en particular (el subsidio recibido menos el aporte al fondo común de subsidios), debido a que rara vez se tiene acceso a información sobre aportes al fondo común de subsidios. Es escasa la información sistemática disponible sobre la preponderancia de los subsidios no dirigidos, de los subsidios implícitos dirigidos y de los subsidios explícitos dirigidos en el sector de suministro de electricidad en el mundo entero. En parte, eso se debe a la carencia de datos comparativos entre casos y, en parte, a la ausencia en la literatura de un análisis detenido de los subsidios.

Para muchas empresas eléctricas continúan siendo un problema las tasas de cobro y el robo a través de conexiones ilegales, problema que genera subsidios implícitos significativos para los hogares que no pagan y para los hogares con conexiones ilegales.

Para resumir, como indica la evidencia disponible, de lejos, los subsidios con focalización por cantidad consumida constituyen la forma más común de subsidio explícito. Debido a que la fijación general de los precios por debajo de los costos continua vigente en muchas empresas de servicios públicos, la focalización con base en la cantidad consumida y otras medidas alternativas se combinan con frecuencia con un subsidio general, de manera que se subsidie a todos los hogares y el mecanismo de focalización sea utilizado para distribuir el subsidio entre los hogares.

5.2 Subsidios Directos

En la actualidad los subsidios a la electricidad incluyen subsidios directos pagados por el Gobierno a usuarios residenciales que consumen menos de 150 kWh por mes, a quienes se les abona la totalidad de monto facturado. En las últimas fechas este subsidio directo se está tratando de focalizar eliminándose a aquellos abonados que viven en colonias de altos ingresos. Según los datos disponibles a junio de 2011 este subsidio se seguía aplicando sobre 516.170 abonados, el 67.1% de los abonados con consumo inferior a 150 kWh/mes. La inclusión de este subsidio directo que establece la gratuidad de la energía para aquellos abonados con un consumo inferior a los 150 kWh/mes es contrario a la idea generalizada de que el abonado debe entender que la energía es un bien escaso ypreciado.

En 1994, el subsidio directo fue establecido para compensar incrementos de la tarifa a usuarios residenciales elegibles, que consumían menos de 300 kWh por mes, que para la época constituía el 86 % de los abonados. Sin embargo, en el 2001, y para controlar el impacto fiscal de este mecanismo de subsidio directo, se fijó un techo de 53 L\$/mes para usuarios residenciales con un consumo inferior a 135 kWh/mes y un techo global de 275 millones de L\$ por año. El subsidio

¹⁷ Es aquél en el cual los individuos o familias que están en los niveles de más alto Ingreso pagan un porcentaje mayor de sus Rentas, que aquéllos que tienen un nivel más bajo. Esto significa que la tasa promedio de Impuestos aumenta cuando el Ingreso sube; o que los Impuestos reducen el Ingreso Real de las familias de altos Ingresos

generalizado a la electricidad se refleja en las grandes pérdidas financieras anuales en que la ENEE ha incurrido en años recientes, que han reducido el patrimonio, y representan una pasivo contingente, pues el volumen acumulado de inversiones pospuestas y de mantenimiento diferido en transmisión y distribución ocasiona una acumulación gradual de necesidades de rehabilitación que requerirán de inversiones extraordinarias.

A partir del 2010, y siguiendo las recomendaciones del FMI y del Banco Mundial quienes realizaron sendos estudios específicos en torno al tema, se decidió limitar el bloque de consumo al que iban dirigidos los subsidios directos al valor actual que es de 150 kWh por mes. El objetivo de esta reducción en el límite es mejorar el grado de focalización del subsidio apuntando a beneficiar mayormente a los hogares que están bajo la línea de pobreza. En este sentido en dos de los informes elaborados para el Banco Mundial se identificaron valores límites para definir la frontera entre abonados pobres y no pobres en función del consumo de energía mensual. Tales valores fueron de 130 kWh estimados en el informe [6] en el 2007; y de 114 kWh estimados por Baide en 2009, [7].

De igual manera, actualmente el gobierno, en busca del rescate financiero de la ENEE, busca reducir aún más el número de abonados beneficiados, hasta llegar a un número de 500.000 abonados beneficiados (posiblemente subsidiando sólo a los hogares que consumen menos de 100 kWh), ya que se considera que varios de los hogares que consumen menos de 150 kWh son no pobres [8].

En la siguiente tabla a continuación se reportan los montos relacionados con el subsidio directo durante el 2012, mes a mes, y además se indica el número de abonados beneficiados con el mismo. Se debe observar que el monto de este subsidio fue en promedio de 85 millones de L\$ por mes, durante el 2012, y que alcanzo un monto total de 1013,53 millones de L\$.

Tabla 1. Montos abonados en concepto de subsidio directo, mes a mes de 2012

Mes del 2012	Abonados beneficiados	Monto del Subsidio en millones de L\$
Diciembre	952 780	81,88
Noviembre	902 424	82,13
Octubre	909 728	81,77
Septiembre	862 169	77,43
Agosto	871 491	74,91
Julio	867 458	83,53
Junio	850 807	88,82
Mayo	864 713	91,92
Abril	832 182	92,23
Marzo	875 318	89,25
Febrero	853 186	87,08
Enero	829 136	82,58

5.3 Subsidios Cruzados

El artículo 46 de Ley Marco del Subsector Eléctrico (capítulo IX, del Régimen Tarifario) dice textualmente:

“Las tarifas reflejarán el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica. A todos los consumidores, con excepción de los residenciales, deberá cobrarseles entre el cien (100%) y ciento veinte (120%) por ciento del costo total del suministro. En lo referente a la tarifa para el sector residencial el consumo que supere los 500 kWh por mes, deberá ser cobrado

el ciento diez (110%) por ciento del costo total, el escalón entre 301 y 500 kWh a no menos de cien (100%) por ciento, el escalón entre 101 y 300 kWh a no menos de ochenta (80%) por ciento y aquel entre 0 y 100 kWh a no menos del cuarenta y cinco (45%) por ciento. En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del sub-sector, sean éstas de generación, transmisión o distribución.”

Con el anterior artículo, la Ley Marco busca beneficiar a los consumidores residenciales, que consumen menos de 300 kWh, a través de subsidios cruzados que pagan los consumidores no residenciales y los consumidores residenciales que consumen más de 301 kWh, quienes asumen no menos del 100% del costo total de la energía, aportando con el porcentaje excedente a cubrir los costos de la energía eléctrica de los consumidores beneficiados.

En la tabla 2 se presenta el cuadro tarifario vigente para el sector Residencial [10], por bloques de consumo, que fue publicado por la CNE el 31 de enero de 2009.

Tabla 2. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial (Tabla 6 en Informe MMH-002)

Segmento	Precio
Los primeros 100 kWh	1,403 7 L\$/kWh
Los siguientes 50 kWh	2,495 5 L\$/kWh
Los siguientes 150 kWh	2,495 5 L\$/kWh
Los siguientes 200 kWh	3,119 3 L\$/kWh
El exceso de 500 kWh	3,431 3 L\$/kWh

Al observar este cuadro tarifario y contrastarlo con lo estipulado en el decreto 46 de la Ley Marco del Subsector Eléctrico, se verifica que para el diseño del cuadro se emplearon los valores porcentuales dictados en el decreto. De hecho, el precio de 3,119 3 L\$/kWh corresponde al 100% del costo de la energía eléctrica y es el precio que se fija a los consumos entre 301 kWh y 500 kWh. De este análisis se obtienen las siguientes tabla y gráfica de precios acumulados contra kWh consumido.

Tabla 3. Cuadro Tarifario. Tarifa A.

Segmento	Formula	Precio (P)
0 - 100 kWh	$P = 3,119\ 3 \cdot 0,45$	1,403 7 L\$/kWh
101 – 300 kWh	$P = 3,119\ 3 \cdot 0,8$	2,495 5 L\$/kWh
301 – 500 kWh	$P = 3,119\ 3 \cdot 1,0$	3,119 3 L\$/kWh
El exceso de 500 kWh	$P = 3,119\ 3 \cdot 1,1$	3,431 3 L\$/kWh

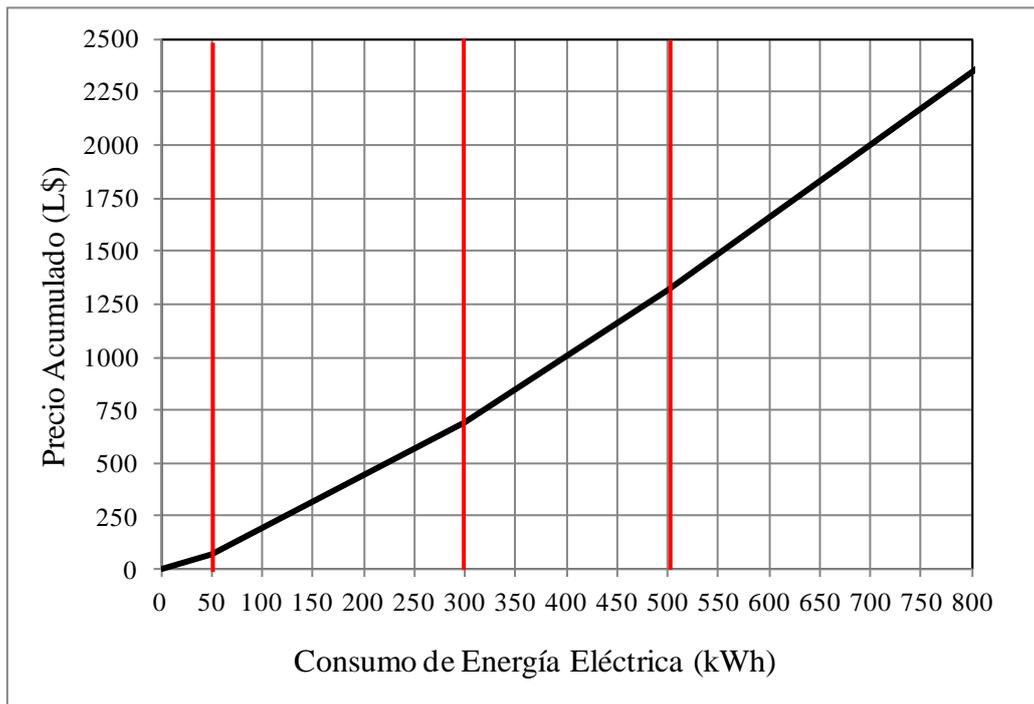


Figura 1. Precio de la Energía Eléctrica para Consumidores Residenciales, según el actual Pliego Tarifario.

En la figura 1 se observa el cambio de pendiente del precio de la energía en la medida en que se pasa de un bloque de consumo a otro. Sin embargo, un dato que resulta interesante de analizar es el del precio promedio de la energía pagado por los usuarios de acuerdo a su consumo final, es decir cuánto pagan los abonados residenciales en promedio por cada kWh consumido. Este valor se grafica en la figura 2.

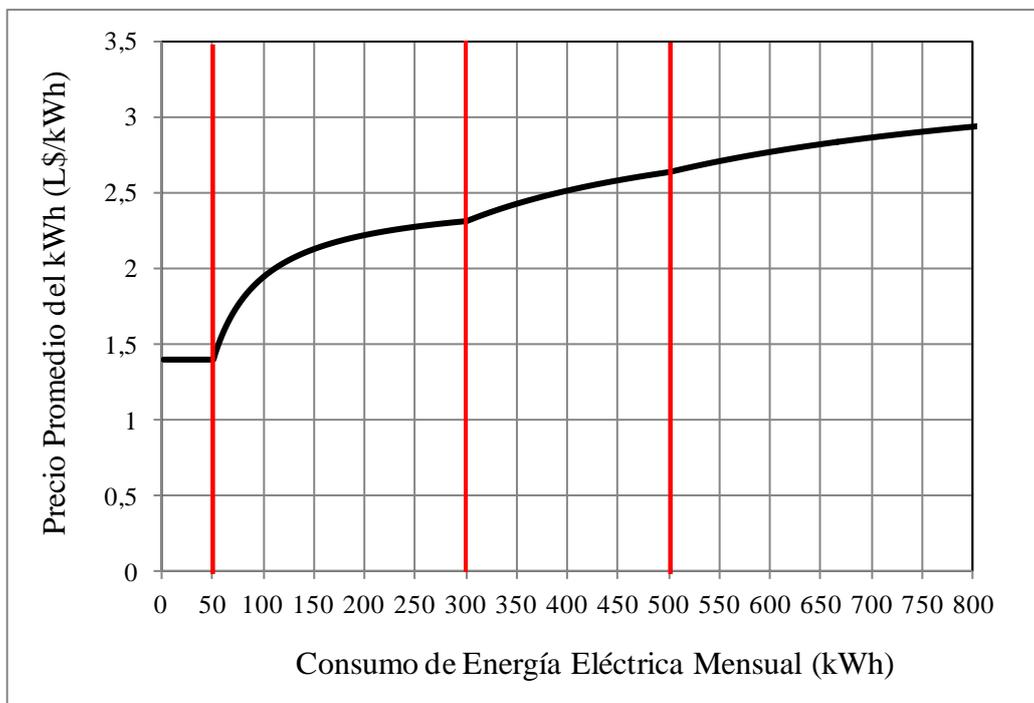


Figura 2. Precio Promedio de la Energía Eléctrica, en L\$/kWh, para Consumidores Residenciales, según el actual Pliego Tarifario.

De la figura 2, se puede observar que si se considera que el costo de la energía es de 3,119 3 L\$/kWh, con el actual esquema tarifario, incluso usuarios que consumen más de 500 kWh, pagan

un precio que es menor que el costo de la energía, por lo tanto se puede concluir que la mayoría de usuarios del sector residencial se ven beneficiados gracias al subsidio cruzado actualmente implementado.

Este esquema de subsidios tiene un impacto negativo para el uso racional de la energía eléctrica, ya que los bajos precios no incentivan al ahorro. En la figura 3 se muestra como el sector residencial demandó un 42% de la energía vendida por la ENEE en el 2011.

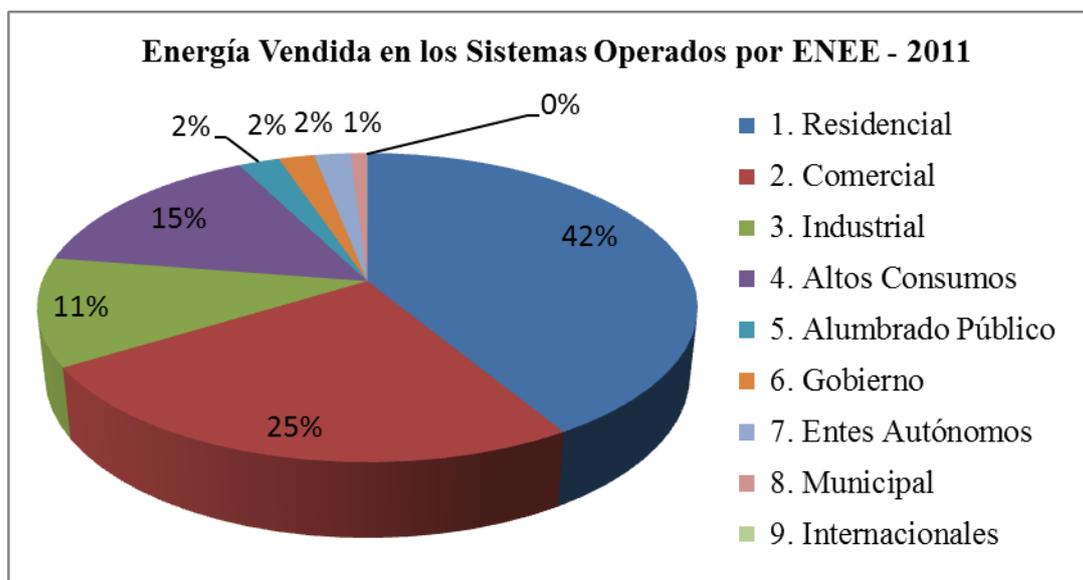


Figura 3. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2011

Además, como también se concluyó en el informe MMH-003, el beneficio para el sector residencial por el concepto de subsidio cruzado, representa una sobrecarga en los precios de la energía que demandan los sectores productivos del país, es decir los clientes comerciales e industriales.

De hecho según el pliego tarifario vigente, los clientes comerciales pagan un precio del 115% (3,1193 L\$/kWh *1,15) del costo de la energía los primeros 500 kWh, y el 120% (3,1193 L\$/kWh *1,20) para el exceso de los 500 kWh.

Tabla 4. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial

Segmento	Precio
Los primeros 500 kWh	3,587 2 L\$/kWh
El exceso de 500 kWh	3,743 2 L\$/kWh

5.4 Exenciones de Impuestos

Históricamente el Foro Social de Deuda Externa y Desarrollo de Honduras FOSDEH, [11]-[12], ha venido señalando la necesidad de revisar la política de exoneraciones tributarias, no solamente por el enorme sacrificio fiscal del Estado sino también por el incumplimiento constitucional de igualdad y que por tanto todos los miembros de la sociedad deben ser tratados en igual forma. Es importante señalar que este tipo de políticas puede significar un incentivo a la inversión por el periodo en que la operación empresarial se estabiliza, así como estar en función del nivel de empleo creado, la generación o sustitución de divisas, entre otros.

Tomando en cuenta que en la medida que pasa el tiempo se dificulta cada vez visibilizar los beneficios vinculados a las exoneraciones fiscales, es oportuno considerar los estudios realizados oficialmente entre los cuales destaca el ejecutado por la Dirección Ejecutiva de Ingresos, titulado “Sacrificio Fiscal en que ha Incurrido el Estado de Honduras a Consecuencias de Exoneraciones Tributarias y Aduaneras a Diferentes Personas Naturales y Jurídicas en el Transcurso de los Años 2001-2007”. A partir de este estudio se pueden resumir las siguientes conclusiones:

- El Estado de Honduras practica una política de exoneraciones que impide una recaudación tributaria más equitativa, que potencialice la capacidad competitiva empresarial, que disminuya los riesgos fiscales, y un adecuado equilibrio macroeconómico y microeconómico. De acuerdo con el mismo estudio las exoneraciones fiscales equivalen al 35% de la recaudación fiscal realizada por la Dirección Ejecutiva de Ingresos DEI en el periodo analizado.
- A la fecha de estudio subsistían una cantidad de leyes vigentes sobre exoneración tributaria y aduanera. Se estima que existían aproximadamente 68 decretos ley y acuerdos emitidos por el Congreso Nacional de la República y el Poder Ejecutivo.
- Se sostiene injustificadamente que por razones de carácter técnico, la administración fiscal del Estado, históricamente no ha conocido con exactitud el verdadero valor de las exoneraciones tributarias y aduaneras otorgadas a lo largo del tiempo.
- Se señala que aproximadamente el mayor valor de las exoneraciones corresponde al impuesto sobre el activo neto, (31,75%) Impuestos sobre la Renta (23,62%), Impuesto al Aporte Vial que está más relacionado con los combustibles (17,75%) y la exoneración relacionada con el Impuesto sobre Ventas (16,87%).

El sector eléctrico hondureño tiene varias exenciones de impuestos, a saber:

- Exenciones de impuestos a la importación de combustibles usados por la ENEE y otras empresas para generación eléctrica,
- Exenciones de impuestos a la importación e impuesto de ventas para equipo y materiales destinados a proyectos de electrificación rural,
- Exenciones de impuestos de importación para equipos y materiales destinados a centrales generadoras que usan fuentes renovables,
- Exenciones de impuesto para las ventas de electricidad.

5.4.1 Exención de Impuesto a los Combustibles para Generación Eléctrica

Como parte del paquete de medidas económicas, el Congreso Nacional le dio el aval a la Ley de Racionalización a la Exoneración de Combustibles para la Generación de Energía Eléctrica para el Fortalecimiento de las Finanzas Públicas, una normativa orientada a cerrar los portillos para cometer fraudes en la importación de combustibles para generar energía eléctrica. Con la nueva ley, el combustible para generar energía eléctrica, que estaba exento de impuestos, tendrá que pagar tributos al introducirlo al país. Una vez que las empresas de generación vendan la energía a la ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica), esta les devolverá dicho impuesto por esa generación, es decir la exención será función del nivel de producción efectiva de energía.

5.4.2 Exención del Impuesto sobre Ventas de Potencia y de Energía Eléctrica

De acuerdo con el Reglamento del impuesto sobre ventas acuerdo No. 948-2003 de 27/05/2003 en el Artículo 32 “Bienes y servicios exentos del impuesto sobre ventas”, se señala que:

“Están exentos del pago del impuesto que establece esta Ley, las ventas de bienes y servicios siguientes:

c) Maquinaria y equipo incluyendo componentes de facilidades eléctricas y mecánicas conexas para generación de energía eléctrica ya contratada y sus respectivos repuestos, gasolina, diesel, bunker “C”, kerosene, gas....”.

d) Los siguientes servicios: energía eléctrica, agua potable y alcantarillado;..”

5.4.3 Exenciones de Impuestos a Centrales de Generación con Recursos Renovables

En Honduras, la primera ley creada para promover el desarrollo de proyectos centrales de generación con recursos renovable fue el Decreto 85-98, de abril de 1998: conocido como: “Ley de Incentivos con Fuentes Renovables”. Posterior a esto se presentó el Decreto 267-98 de diciembre de 1998, la cual fue una reforma parcial a Ley de Incentivos.

Luego en octubre de 2007 se aprobó el Decreto 70-2007 “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, la cual consolida y actualiza los incentivos establecidos anteriormente. Estos están enfocados a proyectos que se generen con fuentes renovables como: hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos y fuentes vegetales. Los beneficios otorgados a las plantas de energía renovable se explican a continuación:

- Exoneración del pago de aranceles y gravámenes de importación durante el período de estudio y construcción.
- Exoneración del impuesto de ventas de equipos, accesorios y repuestos durante el período de estudio y construcción.
- Exoneración del pago del impuesto sobre la renta, aportación solidaria temporal, impuesto al activo neto y todos aquellos impuestos conexos a la renta, durante un plazo de 10 años, contados a partir de inicio de operación comercial, para los proyectos con capacidad instalada de hasta 50 MW.
- Dispensa del pago de impuestos establecidos en la Ley de Aduanas por la importación temporal de maquinaria y equipos necesarios para la construcción y mantenimiento.
- Exoneración del Impuesto Sobre la Renta y retenciones sobre los pagos de servicios u honorarios contratados con personas naturales o jurídicas extranjeras, necesarias en las etapas de estudio y construcción.

No fue posible obtener información discriminada de las exenciones hechas en este rubro.

5.4.4 Subsidio Indirecto: Pago de las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía se calculan a partir de la generación neta entregada por los productores en las redes de alta y media tensión, y las ventas al consumidor final. Estas reflejan el nivel global de pérdidas en los segmentos de la transmisión y la distribución, y consideran tanto las pérdidas a nivel de los mercados mayoristas (alta tensión), como de los minoristas (media y baja tensión y distribución secundaria). Las pérdidas eléctricas son una consecuencia inevitable de los flujos de energía a través de las redes de transmisión y distribución. El nivel de pérdidas es una función de varios factores, incluyendo la configuración de la red y características de diseño, el grado de obsolescencia, el perfil y composición de la demanda y las prácticas operativas. Por lo tanto, es difícil identificar el nivel óptimo de pérdidas para redes específicas y comparar su rendimiento. Las

compañías eléctricas deben tratar de reducir las pérdidas técnicas y eliminar las causas de las pérdidas comerciales para evitar pérdidas excesivas que puedan afectar gravemente su salud financiera.

Las pérdidas de transmisión y distribución se agrupan en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas o comerciales. La reducción de las pérdidas técnicas contribuye a mejorar la eficiencia general del sistema y, por tanto, a la reducción del consumo de combustible; por lo que se considera un instrumento directo de mitigación de la exposición a la volatilidad de los precios del petróleo. Las pérdidas técnicas del lado de la oferta se pueden reducir mediante la modificación de las características y configuración del sistema. Estas pérdidas también se pueden reducir seleccionando cuidadosamente la tecnología de los transformadores, la eliminación de los niveles de transformación, la mejora en los factores de potencia y la distribución de generación.

El sistema eléctrico hondureño es uno de los que presenta peores índices de eficacia en Centroamérica. La energía puesta en el sistema (ventas más pérdidas) durante el periodo 2000-2009 ha crecido en Honduras en un 63%, mientras que en la mayor parte de los países de Centroamérica solo ha crecido entre 41% y 51%. Honduras, además, presenta un mayor incremento de la demanda máxima respecto al crecimiento del PIB, 158% comprado a un 102% de incremento de la media de la región. Desde el inicio de la reforma, el desempeño de la ENEE ha sido deficiente. Las pérdidas eléctricas se incrementaron durante el período 2001–06 del 20 al 25 por ciento y se han mantenido en valores similares hasta el 2010. Si Honduras hubiera experimentado un crecimiento similar a la media tendría en la actualidad 179 MW, un 14,9% menos de demanda máxima. Un estudio reciente estimó que de las pérdidas totales, las pérdidas técnicas representan cerca de 10 puntos porcentuales, lo que implica que las pérdidas comerciales (no técnicas) son de aproximadamente 14 a 15 puntos porcentuales, de los cuales el 39 por ciento corresponde a fraude, 29 por ciento a conexiones en colonias marginales y 29 por ciento a errores de facturación. La expectativa de una futura reestructuración y privatización de la ENEE ha hecho que se pospongan acciones necesarias para mejorar su gobierno corporativo y para modernizar sus sistemas de información y sus prácticas comerciales.

Los ingresos de la ENEE, erosionados por las altas pérdidas de energía, no pueden cubrir el aumento de los costos. En ese escenario la empresa debe asumir estas pérdidas creando un impacto económico importante en las finanzas de la empresa y que se ve reflejado en una significativa acumulación de inversiones de transmisión y sub transmisión que no pudieron ser ejecutadas como se planearon debido a restricciones financieras. La ENEE ha tenido que instalar generación diesel costosa en algunas áreas industriales debido a congestión de las líneas de transmisión en el norte y degradar los criterios de confiabilidad en la planificación de transmisión de esa zona. Atrasos adicionales en el reforzamiento de las redes de transmisión incrementarán la probabilidad de apagones, harán aumentar los costos de operación y las pérdidas técnicas eléctricas, y contribuirán a empeorar la calidad del servicio.

El promedio anual total de exenciones de impuestos se estima en cerca de L\$.2 000 millones, mayormente impuestos a los combustibles e impuesto sobre ventas para el consumo de electricidad como se muestra a continuación.

Tabla 5. Promedio anual total de exenciones de impuestos

	2001	2002	2003	2004	2005	PROMEDIO
Impuestos a equipos	16	18	20	41	29	25
IVA electricidad	527	607	728	844	939	729
Impuestos combustibles	363	553	1 328	1 820	1 757	1 164
Total:	905	1 178	2 077	2 705	2 725	1 918
Nota_ cantidades en millones de lempiras						

5.5 Focalización de los Subsidios en Honduras

De acuerdo con el informe de la referencia [4], elaborado por Komives *et al*, para el Banco Mundial, un método para evaluar que tan bien funcionan los subsidios como instrumentos de las políticas sociales, es la medición del desempeño en términos del grado de focalización de los mismos; en otras palabras se trata de medir que tan bien se dirige el subsidio para beneficiar a los hogares pobres con respecto de los demás hogares.

Con este objetivo se ha definido el indicador del grado de focalización, Ω , que se determina a partir de la proporción del subsidio total que reciben los pobres, dividida por la proporción de la población bajo la línea de la pobreza. Un valor de $\Omega = 1,0$ indica que la distribución del subsidio es neutral, indicando que la proporción de los beneficios que llegan a los hogares pobres es igual a la proporción de la población que conforma esos hogares pobres. Un valor mayor que 1,0 implica que la distribución del subsidio es progresiva e indica que los pobres se benefician en mayor medida de los subsidios con respecto al resto de la población, y finalmente un valor menor que 1,0 indica que la distribución del subsidio es regresiva, es decir que los pobres reciben una proporción del subsidio menor a la proporción que representan de la población.

En el 2007 en un informe del Banco Mundial, [6], los autores estimaron el índice de focalización en Honduras tanto para el subsidio cruzado y como para el directo, para el mes de Julio de 2006. Para la determinación del índice, los autores usaron como límite para definir la frontera entre hogares pobres y no pobres, en razón del consumo de energía eléctrica, un valor de 130 kWh y el porcentaje de la población bajo la línea de la pobreza igual al 62%. Los datos de consumo por bloques, números de usuarios, y montos de los subsidios asignados en Julio de 2006 se presentan en la siguiente tabla.

Posteriormente, en 2009 Baide en su informe para el banco mundial, [7], estimó los índices para el mes de Noviembre de 2009, empleando como límite de consumo entre hogares pobres y no pobres un valor de 114 kWh, y una población bajo la línea de pobreza igual al 58,8%.

Tabla 6. Distribución de Subsidios en Julio de 2006

Bloque de consumo kWh/mes	Abonados	Energía (MWh)	Subsidio Cruzado US\$	Subsidio Directo US\$
0-20	86 498	634	200 463	15 159
21-50	87 840	3 114	439 562	47 978
51-100	132 804	10 062	1 018 727	177 397
101-130	77 017	9 643	784 694	185 838
131-150	51 344	6 929	523 126	123 892
151-300	242 723	51 906	3 253 443	658 408
301-500	83 368	31 292	1 508 603	0
>500	43 747	39 419	966 229	0
Total	805 341	152 365	8 694 847	1 208 672

	Subsidio Cruzado	Subsidio Directo
Porcentaje del subsidio a los pobres	28,1%	35,3%
Ω	0,45	0,57

Tabla 7. Distribución de Subsidios en Noviembre de 2009

Bloque de consumo kWh/mes	Abonados	Energía (kWh)	Subsidio Cruzado L\$	Subsidio Directo L\$
0-50	176 934	4 364 075	7 487 007	6 125 852
51-100	183 299	14 019 966	24 052 654	19 679 826
101-114	57 189	6 151 027	10 080 906	9 105 993
115-150	150 098	19 877 918	28 787 545	33 217 645
151-300	288 585	60 646 183	69 338 799	21 226 164
301-500	97 732	36 716 878	28 959 946	8 812 051
>500	45 809	41 058 660	7 910 025	0
Total	999 646	182 834 707	176 616 882	98 167 531

	Subsidio Cruzado	Subsidio Directo
Porcentaje del subsidio a los pobres	23,6%	35,6%
Ω	0,40	0,60

A pesar de que en ambos estudios se usaron límites diferentes, como se explicó anteriormente, para definir la frontera entre hogares pobres y no pobres, los indicadores de focalización resultaron similares.

A continuación se realizará el cálculo de los indicadores de focalización, empleando la información del mes de diciembre de 2012. Se debe considerar que la política de asignación de subsidios directos al presente ha cambiado respecto a la de la fecha en que se hicieron los estudios antes mencionados. Se aclarará, además, que el Instituto Nacional de Estadística de Honduras, INE, [13],

reporta en su página web, que de acuerdo al Método de la Línea de Pobreza¹⁸ al 2010 un 60% de los hogares hondureños vivían bajo la línea de la pobreza y un 39,1% vivían en la pobreza extrema, sin embargo no se reportan los porcentajes para el año 2012. Por lo anterior se asumirá un porcentaje de 60% al 2012, el cual es razonable teniendo en cuenta que tanto en los estudios del 2007 y del 2009, los valores fueron similares, de hecho, 62% y 58,8% respectivamente. Finalmente se empleará el mismo valor de consumo de energía eléctrica mensual, indicado por el Banco Mundial en el 2006, para definir el límite entre hogares pobres y no pobres, es decir 130 kWh.

Tabla 8. Distribución de Subsidios en Diciembre de 2012

Bloque de consumo kWh/mes	Abonados	Energía (kWh)	Subsidio Cruzado L\$	Subsidio Directo L\$
0-100	711 956	21 358 673	36 642 940	61 181 963
101-130	148 495	15 398 974	25 818 609	12 760 962
131-150	92 329	12 420 868	17 828 598	7 934 282
151-300	256 075	54 860 116	62 180 009	-
301-500	73 062	28 239 461	21 649 732	-
>500	28 399	25 839 928	4 783 378	-
Total	1 310 316	158 118 020	168 903 265	81 877 207

	Subsidio Cruzado	Subsidio Directo
Porcentaje del subsidio a los pobres	37%	90,3%
Ω	0,62	1,50

Del análisis de los resultados reportados a través de las tablas 6, 7 y 8, se concluye que tanto en el 2006 como en el 2009, ambos subsidios, los directos y los cruzados, se encontraban mal focalizados y eran regresivos resultando beneficiados mayormente los hogares no pobres. La situación cambio con las modificaciones introducidas en el 2010, en relación al límite de asignación del subsidio directo, ya que actualmente solo se destina tal subsidio a los consumidores de menos de 150 kWh/mes. Del resultado reportado en la tabla 7, se concluye que ahora la focalización del subsidio directo es progresiva, ya que los hogares pobres se benefician en mayor medida respecto al resto de la población. Sin embargo, también se aprecia que el subsidio cruzado sigue siendo mal focalizado y regresivo.

La situación con respecto al subsidio cruzado es distinta a la del subsidio directo, pues en este caso los más afectados son los usuarios no residenciales, quienes deben pagar elevadas tarifas para procurar un subsidio generalizado que beneficia principalmente a hogares no pobres con consumos por encima de los 130 kWh/mes; de hecho el 63% de este subsidio cruzado va dirigido a hogares no pobres. Notar que a una conclusión similar se llegó luego del análisis elaborado en la figura 2 de la sección 5.3.

¹⁸ Consiste en establecer, a partir de los ingresos de los hogares, la capacidad que estos tienen para satisfacer, por medio de la compra de bienes y servicios, un conjunto de necesidades alimentarias y no alimentarias consideradas como básicas.

6 Bibliografía del Producto N° 3

- [1] Tarifas multihorarias, socialización e impacto Tarifa horaria y Manejo de la Demanda. PROYECTO GAUREE 2 GENERACIÓN AUTÓNOMA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Septiembre 2011.
- [2] Centroamérica: Estadísticas de hidrocarburos, 2011. CEPAL. Disponible en línea. http://www.eclac.cl/mexico/noticias/documentosdetrabajo/9/48319/2012-036_CA-Estad.hidrocarburos_2011-para_web.pdf
- [3] ANALYSIS OF THE SCOPE OF ENERGY SUBSIDIES AND SUGGESTIONS FOR THE G-20 INITIATIVE IEA, OPEC, OECD, WORLD BANK JOINT REPORT Prepared for submission to the G-20 Summit Meeting Toronto (Canada), 26-27 June 2010
- [4] Komives Kristin, Foster Vivien, Halpern Jonathan, and Wodon Quentin Water, electricity, and the poor: Who benefits from utility subsidies. Washington, D. C. 2005. The World Bank. xvii, 283.
- [5] Wodon, Quentin; Ajwad, Mohamed Ishan and Siaens, Corinne. “Lifeline or Means-Testing? Electric Utility Subsidies in Honduras.” World Bank 2003
- [6] HONDURAS Temas y Opciones del Sector Energía Informe Final. 2007. Banco Mundial.
- [7] Angel Baide, Subsidios al Consumo Residencial de Electricidad en Honduras, Elaborado para el Banco Mundial; Marzo de 2010.
- [8] Comisión Nacional de Energía. [http://www.cne.gob.hn/home/component/content/article/37-cne/75-desaparece-el-subsidio-en-recibos-de-la-enee-](http://www.cne.gob.hn/home/component/content/article/37-cne/75-desaparece-el-subsidio-en-recibos-de-la-enee)
- [9] Informe Estadístico Año 2011 – Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Disponible en línea en: http://204.249.98.211/Pagina_Web/Estadisticas2011/index.html
- [10] Pliego Tarifario 2009 -20013,; Comisión Nacional de Energía; La Gaceta, Republica de Honduras – Tegucigalpa M. D. C., 31 de Enero del 2009
- [11] Perdomo Rodulio; Diaz Mauricio. ¿Quién paga los Impuestos en Honduras? Aportes para la construcción de una Nación más Justa. FOSDEH. 2011.
- [12] FOSDEH. Algunos apuntes relacionados con las exoneraciones tributarias en Honduras Febrero 2011
- [13] Instituto Nacional de Estadística de Honduras, INE, <http://www.ine.gob.hn/drupal>
- [14] Banco Central de Honduras; <http://www.bch.hn/>
- [15] Honduras: Power Sector Issues and Options. 2010. World Bank.
- [16] Bacon, R. y M. Kojima. 2006. Coping with Higher Oil Prices. Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) Informe 323/06. Washington, DC: Banco Mundial.

- [17] Bacon, R. y M. Kojima 2008. Coping with Oil Price Volatility. Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) Energy Security Special Report 005/08. Washington, DC: Banco Mundial.
- [18] Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2011; Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL); 5 de diciembre de 2012. Disponible en línea. http://www.eclac.cl/mexico/noticias/documentosdetrabajo/7/48547/2011-042-Estad-subs-electrico-2011-L1088-alta_resol.pdf

Producto N°4:

**“Análisis de costos de las Etapas de
Generación, Transmisión y Distribución de
Energía y su Influencia en las Tarifas
Aplicadas al Consumidor Final”**

1 Presentación del Producto N° 4

El presente documento constituye el producto N°4 elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

Este documento se presenta a consideración de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, como cuarto producto del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.

El documento se estructuró considerando:

- c. Dar cumplimiento parcial al Objeto y Alcance establecido en la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.
- d. Recopilar la información en relación a los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final, para después realizar un análisis del mismo y de sus implicaciones.

Este documento se encuentra dividido de la siguiente manera:

En la sección 2 se presenta una breve introducción sobre la temática abordada en el presente trabajo.

En la sección 3 se presentan los objetivos y el alcance relativos al desarrollo de este producto, tal y como ha sido comprometido en el esquema de trabajo, documento MMH-001, presentado por el Grupo Consultor - PLUS ENERGY y aceptado para su ejecución por la OLADE.

En la sección 4 se presenta el resumen ejecutivo del documento y se adelantan las conclusiones del análisis realizado en el trabajo.

En la sección 5, para establecer el marco referencial, se presenta una descripción sucinta del mercado eléctrico hondureño, el marco regulatorio y una breve descripción de la metodología para el cálculo de tarifas a los usuarios o consumidores finales y sus diferentes componentes.

En la sección 6, dando cumplimiento al propósito del trabajo, se presenta un análisis muy práctico de los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final y una sección con las principales conclusiones y recomendaciones.

Finalmente en la sección 7 se indican las referencias de fuentes de información relevante para el soporte para la elaboración del documento.

2 Introducción del Producto N° 4

Satisfacer en todo momento y todo lugar las necesidades de energía eléctrica de los consumidores es el principal objetivo de toda la estructura de un sector eléctrico en cualquier país. Esta estructura está compuesta por diferentes actividades ó agentes de negocios tales como la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.

Las actividades del negocio del sector eléctrico son el elemento fundamental de la organización y funcionamiento del mercado eléctrico que asegura su viabilidad en un marco de eficiencia e idealmente en un ámbito de competencia. Los agentes del mercado eléctrico deberán entregar su producto a satisfacción del consumidor y dentro de parámetros de calidad establecidos que aseguren confiabilidad, seguridad y economía en los servicios de electricidad, bajo aspectos contractuales y regulatorios, con índices adecuados de gestión y desempeño, y todo esto en armonía con el ambiente. Bajo este último aspecto considerado, se debe tomar muy en cuenta toda iniciativa que incluya políticas de conservación y uso racional de la energía y para el fomento y desarrollo de las fuentes de energía con recursos renovables.

Con datos obtenidos en el presente trabajo, se presenta un análisis comparativo del nivel de participación en que incurren los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía en las tarifas aplicadas al consumidor final. Se consideró como información base el Pliego Tarifario vigente desde el año 2009 a 2013 para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), identificado como agente mayoritario, operador y administrador del mercado eléctrico hondureño, empresa de orden monopólico con integración vertical.

En el mercado eléctrico hondureño, la demanda está prácticamente cautiva a una serie de contratos de suministro a largo plazo y en la mayoría de los casos, con casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Dentro de la matriz de generación, se cuenta con un fuerte componente de parque termoeléctrico a base de combustibles fósiles (diesel/bunker) y el ingreso incremental de contratos de energía renovable con precio preferencial indexado a una señal económica de mercado el cual es el costo marginal de corto plazo de la energía, que a su vez se ve fuertemente influenciado por los costos variables de generación de parque térmico, al contar con centrales eléctricas que marginan.

La estructura del costo total del suministro para el usuario o consumidor final, contempla el componente de generación en base al costo marginal de corto plazo como señal de costo económico eficiente. No obstante, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico Hondureño, si bien considera la estructura de un mercado liberalizado y la adopción de la teoría marginalista para establecer los precios de compra de energía y establecimiento de tarifas, en la práctica y como se describió antes de acuerdo al tipo de mercado que realmente existe, se tiene una gran discrepancia en cuanto a al establecimiento de las tarifas en base a costos eficientes de generación y los precios reales de compra de energía que incurre la empresa eléctrica estatal y que corresponde al conjunto de contratos de largo plazo, teniendo graves consecuencias en las finanzas de la empresa.

Del análisis realizado por el grupo consultor surgen una serie de conclusiones que permiten identificar el impacto de los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución en las tarifas aplicados al consumidor final.

Partiendo de las conclusiones alcanzadas con el desarrollo de este producto, se podrán proponer recomendaciones para acercarse más al objetivo específico de preservar la salud financiera de Sub-Sector eléctrico, y en ese camino estar más cerca de lograr el objetivo principal de todo Sistema de

Suministro de Energía Eléctrica, para que de esa forma se pueda contribuir al desarrollo socio-económico del País de manera sostenible.

3 Objeto y Alcance del Producto N° 4

De acuerdo a lo indicado en la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012 el Objeto y Alcance del estudio de Consultoría es el siguiente:

Objetivo General:

“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios, y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Honduras, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad.”

Para lograr el objetivo general de la consultoría se ha planificado la elaboración de cinco productos, de los cuales el N° 4 es motivo del presente documento y consiste en:

“Documento con el análisis de costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final.”

Según el esquema de trabajo (documento MMH-001) presentado por el grupo consultor y aprobado por la OLADE para su ejecución, se indica que dentro de los objetivos específicos de la consultoría, el que se involucra parcialmente dentro del alcance de este producto es:

Objetivos Específicos:

Esta etapa permite cumplir completamente los objetivos específicos N° 1, 2 y 3 del proyecto:

1. Realizar una descripción detallada del modelo de mercado eléctrico mayorista vigente en Honduras; incluyendo la modalidad de transacciones físicas, comerciales y demás aspectos necesarios para caracterizar adecuadamente el mercado eléctrico.
2. Realizar un levantamiento del método de regulación para determinar los costos del servicio eléctrico incluyendo las etapas de generación, transmisión y distribución en Honduras.
3. Realizar un levantamiento del método de determinación de los diferentes cargos tarifarios para las categorías de usuarios existentes.

Y el alcance relacionado es a:

- *Realizar un análisis de los costos del servicio eléctrico incluyendo las etapas de Generación, Transmisión y Distribución en Honduras y determinar su efecto sobre los diferentes cargos tarifarios para las categorías de usuarios existentes.*

4 Resumen Ejecutivo del Producto N° 4

Este documento, constituye el producto N° 4 del estudio sobre "Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras", del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012 - CIDA 13/2012.

Dentro del alcance del documento, es presentar un análisis de los costos del servicio eléctrico incluyendo las etapas de Generación, Transmisión y Distribución en Honduras y determinar su efecto sobre los diferentes cargos tarifarios para las categorías de usuarios existentes.

Por otra parte, también se presenta información relevante sobre la estructura del Mercado Eléctrico Nacional, su forma de operación y marco regulatorio.

Como se ha mencionado antes, se parte del hecho que una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y a la vez realiza la función de administrar del mercado eléctrico.

En el Mercado Eléctrico Nacional se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales. El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales.

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, Decreto Legislativo 158-97, de noviembre de 1994 es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco tiene como objetivo fundamental regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados ó mixtos que participen en cualquiera de las actividades mencionadas.

La Ley Marco define a la Comisión Nacional de Energía (CNE), como el “organismo Asesor Técnico” pero no propiamente dicho pero así se entiende, como el ente regulador del sector. No obstante para confirmar el papel de regulador, la Ley Marco faculta a la CNE para “Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del Sub-Sector Eléctrico”.

Hasta la fecha, una de las funciones más importantes de regulación que desempeña la CNE en el sector, es la revisión y aprobación del pliego tarifario para los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

Desde el punto de vista regulatorio, se ha visto que básicamente la estructura de tarifas para los usuarios finales se compone de una tarifa en barra, el costo de transmisión y el valor agregado de la distribución basado en el concepto de “empresa modelo eficiente”, sin embargo el marco regulatorio no define el concepto de “empresa modelo eficiente”, y únicamente se tiene como criterio de eficiencia es en el aspecto de las pérdidas que no podrán sobrepasar el 15%. El modelo de regulación generalmente es aquel denominado por incentivos con un precio tope de tarifas (*Price-Cap*) en el cual se establecen un plazo de aplicación, en este caso, de cinco (5) años de

acuerdo a la Ley Marco. Bajo este concepto, a la ENEE (la empresa distribuidora) no le queda otra opción que hacerse más eficiente en costo para maximizar sus beneficios.

La metodología de cálculo de las tarifas incluye tres fases, las cuales son: Cálculo de la Tarifa en Barra, Cálculo de los Costos de Distribución y Comercialización, y Cálculo de Precios Finales y Aplicación de la Política de Subsidios Cruzados. También se establecen de acuerdo a Ley Marco, fórmulas de ajuste automático.

El principal componente es la Tarifa en Barra, que está compuesta por dos elementos de costos, los cuales son: los costos de generación y los costos de transmisión. Por una parte, la regulación vigente indica que los costos de generación están representados por el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) en dos componentes; uno de ellos es el componente de energía y el otro es el componente de potencia. El CMCP se calculará anualmente para lo cual se tomará el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco (5) años. Adicionalmente al cálculo de tarifa en barra, este cálculo debe ser acompañado con la respectiva fórmula de ajuste que permite modificarla según la variación en el precio de los combustibles. Por otra parte, la Ley Marco establece que para propósitos de fijación de tarifas el Costo Total de Transmisión (CTT) corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculados con base a una gestión eficiente. Esta anualidad será calculada considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización.

Se prevé en la Ley Marco, que de acuerdo a la revisión anual del valor del CMCP, anualmente se debería actualizar la Tarifa en Barra cuando la variación porcentual supera el 5%. Esto en función de lo que establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico referente a los ajustes automáticos de las tarifas. Hasta la fecha, únicamente se ha aplicado el ajuste mensual a la tarifa del consumidor final por variación de la Tarifa en Barra de acuerdo a la variación del precio del combustible.

El cálculo de CMPC como señal de compra de energía, se aplica sólo para determinar las tarifas en barra como componente del costo total del suministro para el consumidor final y para establecer los precios de compra de los contratos de suministro de energía renovable de acuerdo a marco legal de incentivos de este régimen de generación.

La estructura tarifaria tampoco refleja los precios reales de compra de energía eléctrica generada con recursos renovables. Por lo tanto, tampoco la ENEE puede recuperar estos costos por medio de la estructura tarifaria vigente en vista que la metodología de cálculo de Tarifa en Barra usa solamente la señal de costo marginal de corto plazo de “energía” que es en función de los costos variables de generación térmica y no se considera el costo marginal por componente de potencia (cargos fijos de centrales térmicas) aunque este último se calcula a partir del año 2010.

También el marco regulatorio establece que el costo de distribución está definido por el concepto de “Valor Agregado de Distribución” (VAD), el cual está basado en el concepto de empresa modelo eficiente. El VAD se refiere, a los costos que cualquier empresa distribuidora debe incurrir para hacer llegar hasta el consumidor final la energía eléctrica que él demanda.

Luego de 8 años desde el pliego tarifario aprobado en el año 2000, a inicios del año 2009 cuando la ENEE implementa un nuevo pliego tarifario considerando sus respectivos mecanismos de ajuste automático, los resultados obtenidos de la aplicación del nuevo pliego tarifario, en principio se cubrirían los costos de compra de energía (costos de generación) que forman parte del concepto de Tarifa en Barra definido por la Ley Marco. Para este mismo año, el CMCP fue mayor que el Costo Medio de Generación lo que significa que la ENEE pudo recuperar en su totalidad los costos de generación.

Sin embargo, a partir del análisis realizado en este trabajo se observa que desde el año 2010 los valores de Costos Medios de Generación que ha pagado la ENEE superan los valores de CMCP calculados anualmente durante el horizonte de tiempo de vigencia del pliego tarifario aprobado en el año 2009. Lo anterior ha causado una situación de déficit permanente en las finanzas de la ENEE desde esa época, creando una crisis profunda para la empresa y el gobierno. Lo que básicamente se recomienda, es que si la empresa conoce la estructura evolutiva de sus costos medios y marginales, y además, tiene bien definido su comportamiento de ingresos, puede tomar acciones para maximizar sus beneficios.

Respecto al Costo total de transmisión y el VAD el cual sus cálculos presumen inversiones a realizar, aquí únicamente cabe recomendar que el regulador debe fiscalizar que las inversiones declaradas durante el periodo de vigencia de las tarifas se estén realizando efectivamente, sino al usuario final se le estarán cargando montos muy superiores a los realmente invertidos por obras inexistentes y que tampoco estarán en funcionamiento.

En cuanto al impacto de los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final, de los datos estimados en este trabajo, se determina que el costo de compra de energía eléctrica (costos de generación) representan entre el 50% y 62% en el período entre los años 2009 y 2012. En lo que respecta al Costo Total de Transmisión, estos representan en promedio alrededor del 17 %, y el VAD representa alrededor del 26% en promedio.

Por tanto, en cuanto al principio de salud financiera que persigue una estructura tarifaria además de los requerimientos de eficiencia económica y equidad, se puede decir que las finanzas de la ENEE se encuentran comprometidas dado que la estructura tarifaria vigente no permite a la empresa recuperar totalmente sus costos de compra de energía eléctrica dado que la señal económica del costo marginal de corto plazo no corresponde a la realidad del mercado eléctrico hondureño. Otros estudios han recomendado la adopción de otras estructuras de tarifas que realmente consideren los costos reales de generación y la característica propia del mercado eléctrico hondureño, descartando la teoría marginalista que aplica a mercados con dinámica de competencia entre oferta y demanda.

5 Determinación de costos y estructuración de tarifas en Honduras

5.1 Modelo de Mercado Eléctrico

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) básicamente de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva.

Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional (MEN) es su integración vertical, en la cual la ENEE en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y a la vez hace el rol de administrador del mercado eléctrico.

En el MEN se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales. El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único de la energía eléctrica generada por los productores locales o energía importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.

El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Lo anterior brinda una gran seguridad de participación y rentabilidad a los poseedores de este tipo de contratos en donde la ENEE básicamente absorbe gran parte del riesgo de esta actividad en beneficio de ellos.

El mercado de ofertas ocasionales está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación.

El despacho en el MEN se realiza por orden de mérito en base a los costos variables de los generadores disponibles. Este despacho es realizado considerando un solo nodo, sin considerar la red de transmisión, y no es optimizado. En vista de que en una forma predominante, el mercado está basado en contratos de largo plazo y realizando el despacho por orden de mérito, no se aplican modelos o herramientas de optimización de corto plazo para el despacho económico de las centrales.

Adicionalmente, según lo concede la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, es obligatorio para la ENEE el despacho y recepción de la energía eléctrica producida por generadores de energía eléctrica con fuentes renovables. Esto sumado con restricciones de los contratos de suministro dificulta en gran medida optimizar el costo económico de operación del Sistema Interconectado Nacional, es decir, optimizar económicamente el despacho de la generación de energía eléctrica.

En la actualidad, el marco regulatorio vigente no contempla que ningún generador en el MEN debe pagar costos por los servicios de transmisión, regulación de tensión y frecuencia eléctrica, supervisión y control de la operación que brinda la ENEE por medio del Centro Nacional de

Despacho y toda la infraestructura definida para tal fin. Esto conlleva a que la ENEE, como empresa eléctrica no esté recibiendo los beneficios de estas actividades, y la generación se esté beneficiándose sin pagar estos cargos. Además un problema fundamentalmente político e institucional, es si la demanda se está asumiendo estos cargos.

De todas las actividades que ejerce la ENEE dentro del MEN, solamente la generación tiene varios actores los cuales son requeridos vender toda su producción a la ENEE mediante una relación contractual de Compra-Venta de energía eléctrica con duraciones de largo plazo.

El parque de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesto según se muestra en la siguiente tabla [1].

Tabla 7 . Composición del Parque de Generación del Sistema Interconectado Nacional – 2011.

Tipo de Central	Propiedad	Capacidad (MW)	Porcentaje
Hidroeléctrica	Estatal	464,40	26,08%
Térmica Diesel		91,60	5,14%
Térmica Gas		33,00	1,85%
Hidroeléctrica	Privada	71,78	4,03%
Térmica Diesel		840,90	47,22%
Térmica Gas		39,50	2,22%
Biomasa		137,50	7,72%
Eólica		102,00	5,73%
	Total	1 780,68	

De la tabla anterior se pueden observar los siguientes puntos:

- La propiedad del parque de generación de energía eléctrica está compuesto por 33 07% y 66,92% estatal y privada, respectivamente. Lo que indica una marcada superioridad de la participación de empresas privadas en actividades de generación de energía eléctrica.
- La capacidad instalada por tipo de fuente está compuesta por 43,56% y 56,43% renovable y no renovable, respectivamente. Las fuentes renovables que se destacan son la hidroeléctrica, biomasa, y eólica. Las fuentes no renovables en el caso particular de Honduras son tecnologías de generación a base de derivados del petróleo.

En términos porcentuales el crecimiento de la participación de las fuentes de energías renovables en la generación de energía eléctrica ha evolucionado de manera esperanzadora entre los años 2007 y 2011. En el año 2007 la generación de energía eléctrica con hidrocarburos fue de 63% con respecto al 57% en el 2011.

Por ejemplo, las fuentes renovables hidráulicas aumentaron su participación en la generación de energía eléctrica de 35% en el 2007 a 39% en el 2011. Algo importante de resaltar es que las fuentes eólicas aportaron el 2% de la generación total, igual porcentaje que la biomasa.

En conclusión, en el año 2011 las energías renovables aportaron a la generación de electricidad en Honduras el 43% del total. Lo anterior se ilustra en la siguiente figura [1].

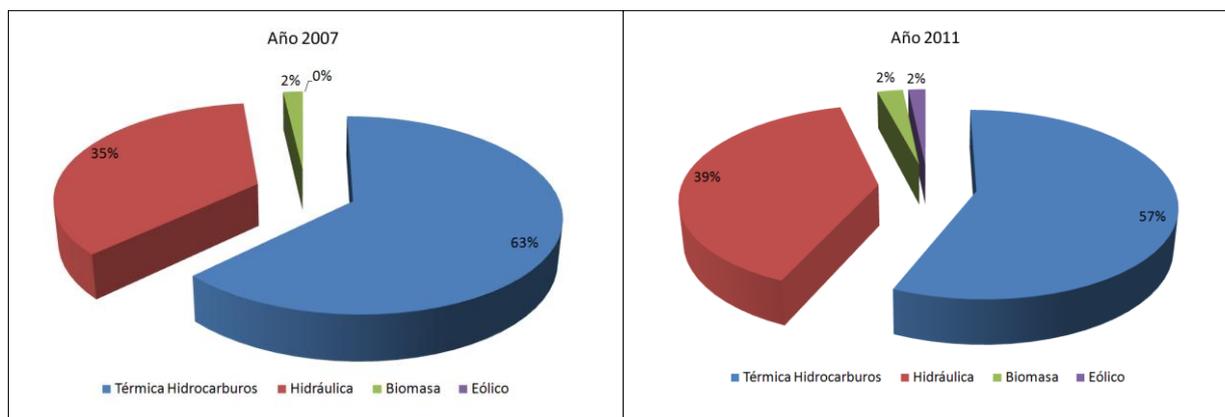


Figura 17. Composición Porcentual de la Oferta Energética para Producción de Electricidad, Honduras 2007-2011. (Elaboración Propia).

La demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha presentado una menor tasa de crecimiento durante los últimos tres años en comparación con el crecimiento que se dio durante el periodo entre los años 2000 y 2008 [1]. Lo anterior se ilustra en las siguientes gráficas. La demanda máxima registrada durante el año 2011 fue de 1 240 MW, lo que representó un 0,4% menos que el valor registrado en el año 2010 que fue 1 245 MW.

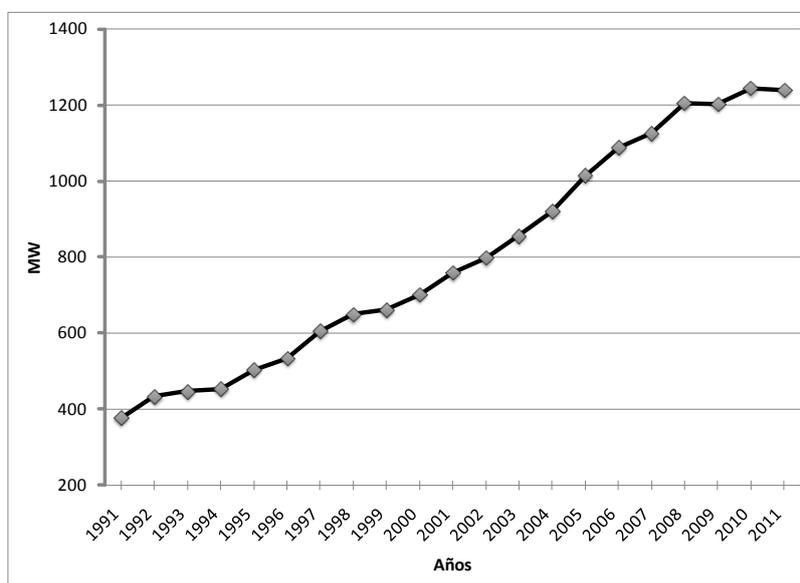


Figura 18. Evolución de la Demanda Máxima del SIN Honduras.

Por otra parte, el consumo de energía eléctrica total durante los años 2002 al 2011 ha tenido un comportamiento como se muestra en la Figura 19. De manera similar al comportamiento de la demanda máxima, se puede inferir que el consumo de energía eléctrica entre los años 2002 y 2008 presentó una mayor tasa de crecimiento que durante los últimos tres años, siendo en promedio un crecimiento del 6,54% con respecto al año anterior [1]. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica del año 2011 fue 5 235 GWh, lo que representa alrededor de 2,39% superior al del año 2010.

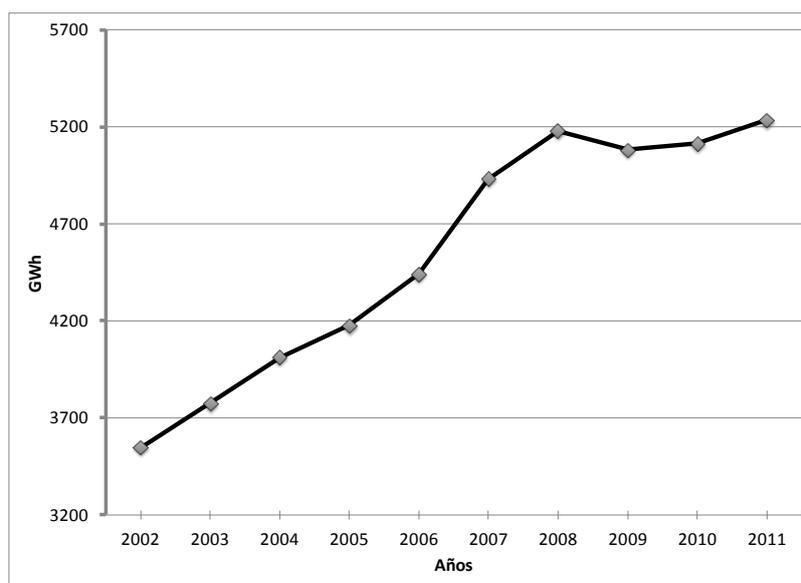


Figura 19. Consumo Total de Energía Eléctrica en GWh.

Por otra parte, desde el punto de vista de la composición por sector del consumo de energía se puede ver que el sector que más consume energía eléctrica es el sector residencial. Se puede decir que el consumo sector residencial representa alrededor del 40% del total. Además, este comportamiento se ve casi de manera constante en el periodo comprendido desde el año 2002 al 2011.

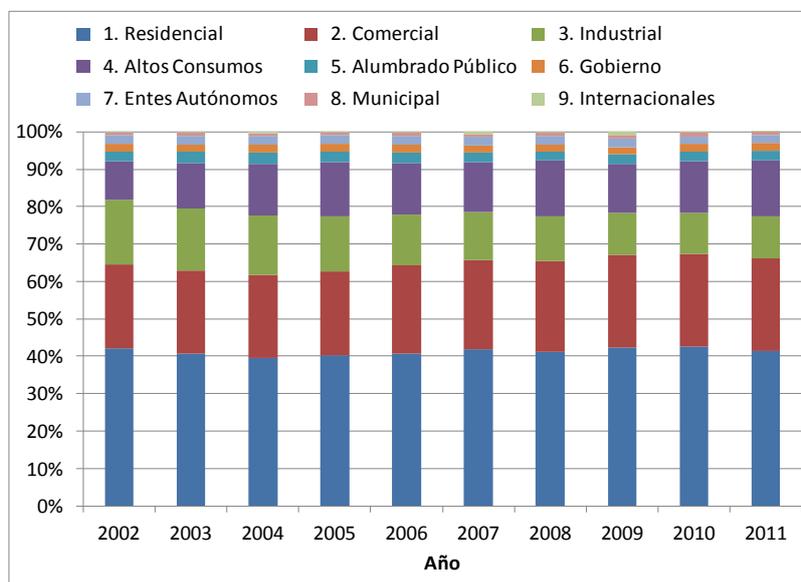


Figura 20. Composición por Sector del Consumo de Energía Eléctrica.

Mientras que entre el sector comercial, industrial y alto consumidor componen alrededor del 50% del consumo total de energía eléctrica, que igualmente al consumo del sector residencial, reflejan aproximadamente el mismo comportamiento en el periodo comprendido entre el año 2002 y 2011. En resumen, cuatro sectores; residencial, comercial, industrial, y altos consumidores, representan más del 90% del consumo total de energía eléctrica en Honduras.

Actualmente las redes de transmisión y subestaciones son propiedad de la ENEE que tiene a su cargo los servicios de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el país, también la empresa estatal está a cargo del planeamiento de la expansión, la construcción de ampliaciones y refuerzos

de las redes. El Sistema Interconectado Nacional consta con alrededor de 1949 km de líneas de transmisión, entre tres niveles de alta tensión de la siguiente forma: 694 km de líneas de transmisión en nivel de tensión de 230 kV, 838 km de líneas de 138 kV y 417 km de líneas de 69 kV [1]. Además, el sistema de transmisión cuenta con 57 subestaciones eléctricas. En relación a la transmisión, el capítulo V, los artículos 15 al 19 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, se reserva al Estado a través de la ENEE, la operación del sistema de transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND).

El sistema de redes de transmisión se describe como un sistema débilmente mallado, es decir, como un componente de radialidad importante. Se tiene entendido que las pérdidas del sistema de transmisión oscilan entre 4 y 5 % de la generación total. Por otra parte, se presentan en la actualidad algunos déficits de energía asociados a problemas de congestión en la red de transmisión y problemas de regulación de tensión.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de redes de distribución en tres regiones del país: norte-occidente, litoral atlántico y centro-sur. El sistema comprende líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones iguales ó menores a 34,5 kV; en zona urbana el nivel de operación en media tensión es de 13,8 kV, y en zonas semi-urbanas ó rurales en nivel de 34,5 kV. En el año 2011 se distribuyeron en el sistema 7 169 GWh de energía eléctrica.

5.2 Marco Regulatorio

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, Decreto Legislativo 158-97, de noviembre de 1994 es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco tiene como objetivo fundamental regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados ó mixtos que participen en cualquiera de las actividades mencionadas [2].

Este marco legal pretendía la participación del sector privado en las actividades de generación y fomentarla en la distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. En la realidad, únicamente la actividad de generación surgieron varios actores, y a pesar de que la Ley Marco consideró la venta parcial de los sistemas de distribución esto no se llevó a cabo por diversas razones. En la actualidad, la ENEE mantiene el control absoluto de las actividades de transmisión, distribución y comercialización.

Antes de la promulgación de la reforma del sub-sector eléctrico a través de la Ley Marco, las actividades del subsector eléctrico eran responsabilidad únicamente del Estado a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) constituida en el año 1957 con integración vertical de las actividades, quién es el mayor agente del mercado eléctrico nacional.

La ENEE es un organismo autónomo del gobierno que funciona actualmente en una estructura verticalmente integrada, es decir, la ENEE ejerce sus funciones como un monopolio de principalmente de las actividades de transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

Dentro del concepto del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la ENEE está sujeta a regulación y fiscalización por parte del ente regulador la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo la ENEE hace una función simultánea de administrar el MEN lo cual representa incompatibilidades para un mercado eléctrico competitivo, tal como coordinar las actividades de las empresas

generadoras públicas ó privadas que son abiertas a competencia de acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

La regulación y fiscalización de las actividades del sub-sector eléctrico están a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de acuerdo a las facultades otorgadas por la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el Artículo 7, literal b); además este organismo regulador que es parte del gobierno, tiene la función de proponer las normas y reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la Ley Marco de electricidad.

En la distribución participa únicamente el ENEE permaneciendo un monopolio natural en la actividad de distribución. No obstante la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico en su capítulo VI, da la posibilidad de la participación al sector privado en la actividad de la distribución, pero hasta la fecha no existen empresas distribuidoras privadas, comercializadores independientes y la actividad de los grandes consumidores es prácticamente inexistente.

Sin embargo, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico faculta que, para ejercer la actividad de distribución, las empresas eléctricas distribuidoras deberán suscribir contratos de suministro de energía (PPA) con empresas generadoras del mercado eléctrico, por términos de plazo de al menos cinco (5) años, y que las empresas distribuidoras podrán contar con facilidades de generación, solamente cuando esta sea la única manera de prestar el servicio, ósea la forma más económica de hacerlo a criterios de la CNE.

Hasta la fecha, una de las funciones más importantes de regulación que desempeña la CNE en el sector, es la revisión y aprobación del pliego tarifario para los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

5.3 Breve Descripción de la Metodología de Cálculo de Tarifas

De acuerdo a lo mencionado en [3], La Ley Marco del Subsector Eléctrico [2] establece tres pilares fundamentales sobre los cuales se deben estructurar las tarifas del servicio de energía eléctrica en Honduras. Estos principios son:

1. **Equidad:** del artículo 3, inciso ch) de [2], se puede entender que los usuarios de la misma categoría deben recibir el mismo trato por las empresas suministradoras. En cuanto al término de “categoría” se debe entender en el contexto del servicio de energía eléctrica como un conjunto de usuarios que tienen comportamientos de consumo muy similares entre ellos y que reciben el servicio de energía eléctrica a un mismo nivel de tensión. Esto produce a las empresas suministradoras similares costos unitarios del servicio. Consecuentemente, este principio de equidad requiere que las empresas suministradoras apliquen la misma tarifa a todos los usuarios de la misma categoría. Por otra parte, en el mismo inciso arriba mencionado se establece una excepción al principio de equidad en vista que la ley ya contempla que los pequeños consumidores residenciales podrán recibir un tratamiento preferencial desde el punto de vista tarifario. Lo anterior impone la necesidad que la estructura tarifaria contemple subsidiar el costo del servicio de energía eléctrica a estos consumidores.
2. **Salud Financiera:** en el artículo 3 de [2] se mencionan objetivos específicos de la ley los cuales se pueden interpretar como objetivos de la estructura tarifaria. Entre los objetivos principales se pueden mencionar los siguientes: (a) Establecer las condiciones para suplir la demanda eléctrica del país al mínimo costo económico, (b) Promover la operación

económica, segura y confiable del sistema eléctrico y el uso eficiente de la electricidad por parte de los usuarios, (c) Facilitar la participación de la empresa privada en las actividades de generación y fomentarla en la distribución, (d) Impedir prácticas desleales o abuso de posición dominante en el mercado, y regular aquellas actividades cuya naturaleza impida o restrinja la libre competencia, (e) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo, (f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

3. **Eficiencia:** En varias partes de la ley [2] se mencionan varias disposiciones que las empresas suministradoras deben contemplar como parte de una gestión eficiente en la estructura tarifaria. A continuación se mencionan las más importantes: (a) En el segundo párrafo del artículo 46 de [2] se menciona explícitamente que las empresas del subsector eléctrico no deberán trasladar al consumidor final por la vía de las tarifas sus ineficiencias operacionales o administrativas, (b) Los costos de generación, costo marginal de corto plazo, son estimados en función de un despacho óptimo basado en costos económicos, (c) Los costos de transmisión deben ser calculados en base a la gestión eficiente, (d) El valor agregado de distribución debe ser calculado considerando el concepto de “empresa modelo eficiente”. De lo anteriormente dicho se puede entender que bajo el principio de eficiencia antes ilustrado, únicamente una empresa que muestre una gestión eficiente tiene derecho a recuperar todos sus costos, y, además, este principio debe ser incentivo suficiente para que las empresas suministradoras reduzcan sus costos. Desde otra perspectiva, aquella empresa que tenga cierto grado de ineficiencia en su gestión deberá absorber todos los costos derivados.

La metodología de cálculo de las tarifas debe incluir tres fases, según se menciona en [3], las cuales son: Cálculo de la Tarifa en Barra, Cálculo de los Costos de Distribución y Comercialización, y Cálculo de Precios Finales y Aplicación de la Política de Subsidios Cruzados. A continuación, las tres fases antes mencionadas son expuestas con mayor detalle.

5.4 Fases de Cálculo de las Tarifas

En las siguientes secciones se presentará en gran detalle cada una de las fases que cualquier empresa suministradora en Honduras debe seguir para el cálculo de las tarifas por el servicio de suministro de energía eléctrica. El contenido de las siguientes secciones es presentado en base a lo reportado en [4].

5.4.1 Cálculo de la Tarifa en Barra

Según está establecido en el artículo 47 de [2], las tarifas aplicables a las ventas de energía eléctrica se basarán en el concepto de “**Tarifa en Barra**”. Esta tarifa en barra está compuesta por dos elementos de costos, los cuales son: los costos de generación y los costos de transmisión.

Por una parte, la regulación vigente indica que los costos de generación están representados por el **Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP)** en dos componentes; uno de ellos es el componente de energía y el otro es el componente de potencia [3]. El CMCP se calculará anualmente para lo cual se tomará el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco (5) años. Adicionalmente al cálculo de tarifa en barra, este cálculo debe ser acompañado con la respectiva fórmula de ajuste que permite modificarla según la variación en el precio de los combustibles.

Por otra parte, en el artículo 48 de [2] está establecido que para propósitos de fijación de tarifas el **Costo Total de Transmisión (CTT)** corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de

operación y mantenimiento, calculados con base a una gestión eficiente. Esta anualidad será calculada considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización.

En el artículo 49 de [2] ya se estipula que la fórmula de ajuste de la tarifa en barra deberá ser aplicada automáticamente cuando esta tarifa difiera de la vigente en un cinco por ciento (5%) producto de la variación del costo de los combustibles o la tasa oficial de cambio. Adicionalmente, la ley [2] le confiere a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la responsabilidad de definir el procedimiento detallado para el cálculo de la tarifa en barra.

A continuación se presenta de manera breve el procedimiento de cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) que es aplicado en Honduras.

1. El cálculo de CMCP sigue los criterios de la teoría marginalista.
2. Tomando como información base la proyección del consumo de energía y valor de la demanda máxima se construye la distribución de las demandas anuales. Posteriormente, se obtienen los valores de energía por cada bloque o escalón de demanda que se obtuvo anteriormente. Para realizar este paso se hace uso del modelo (programa) SUPER/OLADE-BID.
3. En los estudios revisados se han utilizado cinco (5) escalones de demanda para aproximar la curva de duración de carga del sistema eléctrico hondureño. Los escalones y duraciones en horas se presentan a continuación: (a) Escalón Punta con duración de 1 hora; (b) Escalón Semipunta con duración de 1 hora; (c) Escalón Intermedio con duración de 8 horas; (d) Escalón Semivalle con duración de 5 horas; y (e) Escalón Valle con duración de 9 horas. Estos valores están reportados en [5].
4. Para calcular los CMCP para cada escalón definido anteriormente, se usa el programa para despacho hidro-térmico SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*); es decir, la simulación en la demanda en el SDDP es en base a los cinco escalones. Sin embargo, los resultados obtenidos son convertidos a valores equivalentes a (3) tres escalones de demanda modificando las duraciones de los escalones originales de demanda. Los escalones de demanda que finalmente se manejan son: (a) Escalón Punta con duración de 4 horas; (b) Escalón de Semivalle con duración de 10 horas; y (c) Escalón de Valle con duración de 10 horas. De acuerdo a [4], la conversión de los resultados de cinco a tres escalones se hace ponderando los resultados en cada escalón en función de sus energías resultantes.
5. A partir de los resultados anteriores, se calculan costos marginales de corto plazo para las estaciones seca y húmeda, así como también, se calcula un valor promedio global. En otras palabras, se obtienen valores de CMCP para los tres escalones mencionados anteriormente, y en cada estación. Adicionalmente, se obtienen valores promedios por cada una de las estaciones y un valor promedio global. A continuación se presentan los valores de CMCP vigentes (año 2012) [6].

Tabla 8. Costo Marginal de Corto Plazo en US\$/MWh, Año 2012

Escalón de Demanda	Duración (Horas)	Estación Seca	Estación Húmeda	Valor Promedio
Punta	4	134,39	133,26	133,83
Semivalle	10	129,19	123,98	126,59
Valle	10	121,36	110,39	115,87
Promedio	-	127,62	121,26	124,45

6. Las estaciones contempladas en los estudios de cálculo de costo marginal se definen a partir de los meses con similares características de precipitación. Es decir, que la estación seca

comprende desde el mes de diciembre hasta el mes de mayo. Por otra parte, la estación húmeda comprende desde el mes de junio hasta el mes de noviembre.

7. En vista que los precios de los combustibles derivados del petróleo tienen una gran influencia en los resultados finales del costo marginal, la ley ya faculta a las empresas a definir fórmulas de ajuste automático que les permitirá modificar los valores cuando los precios de los combustibles y la tasa de cambio oficial hubiesen variado de manera que los valores resultantes de CMCP difieran más de un cinco por ciento (5 %) con respecto a los valores aprobados por la Comisión Nacional de Energía de Honduras. En [4] se presenta el detalle de los valores de referencia del costo de combustible que fueron considerados para el cálculo del CMCP del año 2009.

En cuanto al procedimiento de cálculo de los costos de transmisión se puede decir que en cierto modo es muy directo y responde a lo mencionado en los párrafos anteriores.

A manera de resumen, a continuación se enuncian los principales componentes de costo que integran la tarifa en barra [4].

1. Componente del Costo de Generación, es decir, el Costo Marginal de Corto Plazo. El CMCP se calculará anualmente para lo cual se tomará el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco (5) años.
2. Componente del Costo de Transmisión que considera las anualidades del valor de reposición de las infraestructuras de transmisión, las inversiones previstas en el periodo de cinco años, y unas pérdidas del 15%. Es de notar que si bien en la ley [2] hace alusión a una gestión eficiente y empresas modelo, estos aspectos no son definidos explícitamente. Por lo que el valor del 15% de pérdidas es un valor práctico que ha sido usado sin mayor explicación formal.
3. El costo de Transmisión está formado principalmente por:
 - a. Una componente relacionada a las inversiones ya realizadas en la red de transmisión.
 - b. Una componente relacionada a las inversiones futuras en la red de transmisión.
 - c. Una componente relacionada a las pérdidas en la red de transmisión.
 - d. Una componente relacionada a la operación y mantenimiento de la red de transmisión.

Para finalizar con este apartado, es importante destacar que la tarifa en barra deberá tener una componente debido a la potencia eléctrica y otra a la energía eléctrica. Estas componentes tienen el objetivo de realizar una separación de los costos según sea su naturaleza, costos fijos o costos variables. Es así que la componente de potencia de la tarifa en barra está directamente relacionada con los costos de inversión a futuro de instalaciones de transmisión y red existente, y la facturación, es decir, costos fijos. Mientras que la componente de energía de la tarifa en barra está relacionada con los costos de generación, costos de pérdidas eléctricas de transmisión, y costos de operación y mantenimiento.

A partir del año 2010, se modificó la metodología original para el cálculo del costo marginal denominado “de pura energía” y se incluyó el costo marginal de corto plazo por “potencia” el cual debería los costos fijos del sistema de generación. Los costos fijos son tales que dependen de la capacidad instalada de producción y dependen del incremento de la misma. La ENEE calcula el costo marginal de corto plazo de la potencia como el costo unitario de inversión más el costo fijo unitario de operación y mantenimiento del tipo de central generadora más económica para suplir potencia adicional durante las horas de demanda en punta anual del sistema. Se considera la

tecnología de turbina a gas como la unidad más económica para suplir potencia adicional en la punta [8]. La tarifa vigente 2009-2013 incorpora únicamente el término variable de la producción en el cálculo del CMCP.

5.4.2 Cálculo de los Costos de Distribución y Comercialización

En el artículo 51 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico [2], se establece que el costo de distribución está definido por el concepto de “**Valor Agregado de Distribución**” (VAD), el cual está basado en el concepto de empresa modelo eficiente e incluirá lo siguiente:

1. Costos asociados a dar servicios al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía.
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía basadas en el concepto de empresa modelo eficiente.
3. La anualidad de la inversión, suponiendo costos de inversión normales, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada, y considerando el valor neto revaluado de las instalaciones correspondientes, su vida útil y la tasa de actualización.

En términos concretos, se puede decir que el VAD representa los costos que cualquier empresa distribuidora debe incurrir para hacer llegar hasta el consumidor final la energía eléctrica que él demanda.

A continuación se mencionan brevemente que componentes de costo forman el VAD de acuerdo a lo mencionado en el artículo 51 de [2]:

1. **Costos de Prestación del Servicio:** Estos costos son independientes de la demanda de potencia y energía del consumidor y generalmente están basados en valores históricos de las empresas suministradoras. Estos costos se descomponen en Costos de Comercialización y Costos de Facturación Externa.
 - a. **Costos de Comercialización:** Estos costos deben ser determinados mediante un análisis de los costos históricos que ha incurrido la empresa suministradora. En el caso particular de Honduras, la Comisión Nacional de Energía ha indicado que los costos que se pueden considerar como costos de comercialización son los siguientes: (i) Alquiler del Medidor; (ii) Lectura del Medidor; (iii) Emisión y entrega de factura; (iv) Cobranza mensual y manejo del expediente del consumidor; (v) Verificaciones periódicas del medidor; (vi) Mantenimiento de la base de datos de consumidores; (vii) Impuestos y tasas comerciales.
 - b. **Costos de Facturación Externa:** Actualmente está vigente una relación contractual (tercerización) entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica y la Empresa Servicios de Medición Eléctrica de Honduras (SEMEH) para que esta última realice la medición, facturación, y recaudación de los pagos de los consumidores. El costo de los servicios que presta SEMEH es del 3.5% sobre la recaudación por venta de electricidad.
2. **Costos de Pérdidas Eléctricas:** Estos costos están directamente influenciados con las pérdidas eléctricas en la red de distribución. En el procedimiento que se usa hoy en día para el cálculo de las tarifas, se considera una tasa de pérdidas del 15% que incluye las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de distribución. Sin embargo, es reconocido que las pérdidas totales se encuentran por el orden del 27% del total de la energía generada [6].

3. **Costos de Operación y Mantenimiento:** Estos costos incluyen todas las erogaciones que las empresas suministradoras incurren en la operación y mantenimiento de la red de distribución así como también aquellos costos relacionados con los insumos necesarios, equipos y herramientas, repuestos, materiales, y mano de obra calificada. De forma similar con los costos de comercialización, estos costos son calculados en base a un análisis de los costos históricos que ha incurrido la empresa suministradora.

5.4.3 Cálculo de Precios Finales y Aplicación de la Política de Subsidios Cruzados

Según está establecido en el artículo 51 de [2], las tarifas a los usuarios finales del servicio deberán incluir las tarifas en barra, el costo de transmisión y el valor agregado por concepto de distribución que corresponda. Las tarifas deben ser estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.

Adicionalmente, en el artículo 46 de [2] se establece que todos los consumidores, a excepción de los consumidores residenciales, deberán cobrarseles ente el cien y ciento veinte por ciento del costo total del suministro.

Particularmente para los consumidores residenciales, la tarifa está diferenciada por nivel de consumo de energía eléctrica. A continuación se muestra lo que en [2] está establecido para el costo total del suministro que se debe pagar según el consumo:

Tabla 9. Costo total del Suministro para Consumidores Residenciales

Consumo en kWh	% Costo Total del Suministro
Mayor a 500	110%
Entre 301 y 500	Mayor del 100%
Entre 101 y 300	Mayor del 80%
Entre 0 y 100	Mayor del 45%

5.4.4 Fórmulas de Ajuste Automático de la Tarifa

Según está establecido en el artículo 49 de [2], se considera la aplicación de una fórmula de ajuste de la tarifa en barra, siendo la aprobada por el ente regulador y de aplicación en el pliego tarifario vigente las siguientes expresiones matemáticas:

$$\text{Ajuste Tarifa en Barra} = 0,3646 * \frac{PC}{PC_0} * \frac{TC}{TC_0} + 0,0911 * \frac{PC}{PC_0} + 0,4124 * \frac{TC}{TC_0} + 0,1319$$

Donde:

PC: precio medio ponderado mensual de los combustibles utilizados en la generación térmica en USD \$/bbl.

PCo: precio medio ponderado de los combustibles utilizados en la generación térmica en USD \$/bbl desde el 1 de septiembre al 20 de diciembre de 2008.

TC: promedio mensual de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos publicada por el Banco Central de Honduras en L / USD \$.

TCo: promedio de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos desde el 1 de septiembre al 20 de diciembre de 2008 en L / USD \$.

La expresión para el cálculo de PC es:

$$PC = 0,0264 * PC_{enee} + 0,1040 * PC_{elcosa} + 0,007 * PC_{emce1} + 0,0196 * PC_{emce2} \\ + 0,4426 * PC_{enersa} + 0,002 * PC_{lufussa1} + 0,0470 * PC_{lufussa2} + 0,3531 * PC_{lufussa3}$$

Donde:

PC_{enee} es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de las centrales de ENEE y de arrendamientos.

PC_{elcosa} es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central ELCOSA.

PC_{emce1} es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central EMCE I (La Ceiba).

PC_{emce2} es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central EMCE II.

PC_{enersa} es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central ENERSA.

$PC_{lufussa1}$ es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central LUFUSSA I.

$PC_{lufussa2}$ es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central LUFUSSA II.

$PC_{lufussa3}$ es el precio promedio mensual en USD \$/bbl del combustible utilizado en la generación de la central LUFUSSA III.

De acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico referente a la tarifa en barra: *La fórmula de ajuste automático permitirá a las empresas modificar sus tarifas, cuando los precios de los combustibles o la tasa oficial de cambio hubiesen variado de manera tal, que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en un cinco (5%) por ciento o más.*

A partir del valor de ajuste de la tarifa en barra, se calcula el valor de ajuste de la tarifa al consumidor final que viene dado por la expresión:

$$\text{Ajuste Consumidor Final} = 0,8274 * \text{Ajuste Tarifa en Barra} + 0,0863 * \frac{TC}{TC_0} + 0,0863$$

TC: promedio mensual de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos publicada por el Banco Central de Honduras (BCH) en L/USD \$.

TC₀: promedio de la tasa de cambio del Lempira respecto al dólar de los Estados Unidos desde el 1 de septiembre al 20 de diciembre de 2008 en L/USD \$.

De acuerdo al artículo 53 de [2], se establece que:

Los estudios necesarios para fijar las tarifas a nivel de consumidor final, serán preparados por las empresas distribuidoras. Las tarifas, así como su fórmula de ajuste automático, serán aprobadas por CNE a solicitud de las empresas distribuidoras. La fórmula de ajuste automático permitirá a las empresas modificar sus tarifas, cuando las tarifas en barra o la tasa oficial de cambio hubiesen variado de manera tal que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en cinco (5%) por ciento o más.

Las tarifas al consumidor final tendrán una vigencia de cinco años, pero podrán ser recalculadas antes si el monto resultante de la fórmula de ajuste llega a ser igual al monto original

de las tarifas. Las tarifas sólo podrán aplicarse una vez publicadas en el Diario Oficial La Gaceta y por lo menos uno de los diarios de mayor circulación en el país.

En resumen, la estructuración de las tarifas del servicio de energía eléctrico en Honduras, se puede esquematizar por el siguiente cuadro:

Actividad	Costo	Precio	
Generación	<i>Costo Marginal de Corto Plazo (CMPC)</i>	Tarifa en Barra (+ Mecanisco de Ajuste)	Tarifa al Usuario Final (+ Mecanismo de Ajuste)
Transmisión	<i>Costo Total de Transmisión</i>		
Distribución	Valor Agregado de la Distribución (VAD)		
Comercialización			

Figura 21. Esquema tarifario general del servicio eléctrico en Honduras.

6 Análisis de costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final

Estudios realizados anteriormente sobre tarifas en Honduras indicaban que la composición estimada para el año 2000 era la siguiente [7]:

Componente de generación:	57,0 USD \$/MWh (52,70%)
Componente de transmisión:	10,0 USD \$/MWh (9,25%)
Componente de subestación:	29,0 USD \$/MWh (26,8%)
Valor agregado de distribución:	12,0 USD\$/MWh (11,25%)
Total Costo de Suministro:	108,0 USD \$/MWh (100%)

Con datos obtenidos en el presente trabajo y considerando información del pliego tarifario vigente desde el año 2009 a 2013, a continuación se presenta la comparación del nivel de participación en que incurren los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía en las tarifas aplicadas al consumidor final.

6.1 Costos de Generación

Como se explicó antes, para el costo total de generación se ha realizado teniendo en cuenta la teoría económica marginalista y se ha aplicado el término de costo marginal de corto plazo promedio de la energía para la determinación de la Tarifa en Barra teniendo en mente que el costo marginal de corto plazo calculado por la ENEE sólo incluye costos variables de generación y no los costos fijos. A continuación se presenta datos de energía facturada por compra de energía del lado de generación y el costo medio de compra de energía para el valor de producción con el propósito de comparar con la señal de CMCP para el periodo de 2006 a 2012.

Tabla 10. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.

	Energía Facturada	Valor Factura	Costo Medio Compra Energía	Costo Marginal Corto Plazo
Año	GWh	Millones USD \$	USD \$/MWh	USD \$/MWh
2006	5 943,22	458,17	77,09	61,56
2007	6 276,42	518,72	82,65	71,86
2008	6 423,77	704,91	109,73	80,19
2009	5 853,51	427,74	73,07	86,90
2010	6 760,51	1 133,32	167,64	97,96
2011	7 176,97	1 316,66	183,46	100,76
2012	7 535,61	1 411,95	187,37	124,45

Fuente: División de Administración de Contratos de Energía y Informes Estadísticos ENEE.

Si bien la Ley Marco aprueba el cálculo de la tarifa en barra anualmente, cada vez que se calcula el CMCP, este cálculo no se ha realizado por parte de la ENEE, al menos en los últimos 13 años. La figura muestra la tendencia del CMCP en comparación con el Costo Medio de compra de energía para el periodo de 2006 a 2012.

En tal caso el costo marginal es menor que el costo medio a excepción del año 2009, con lo que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en general se encuentra con la posibilidad de no recuperar los costos de generación mediante la estructura tarifaria vigente.

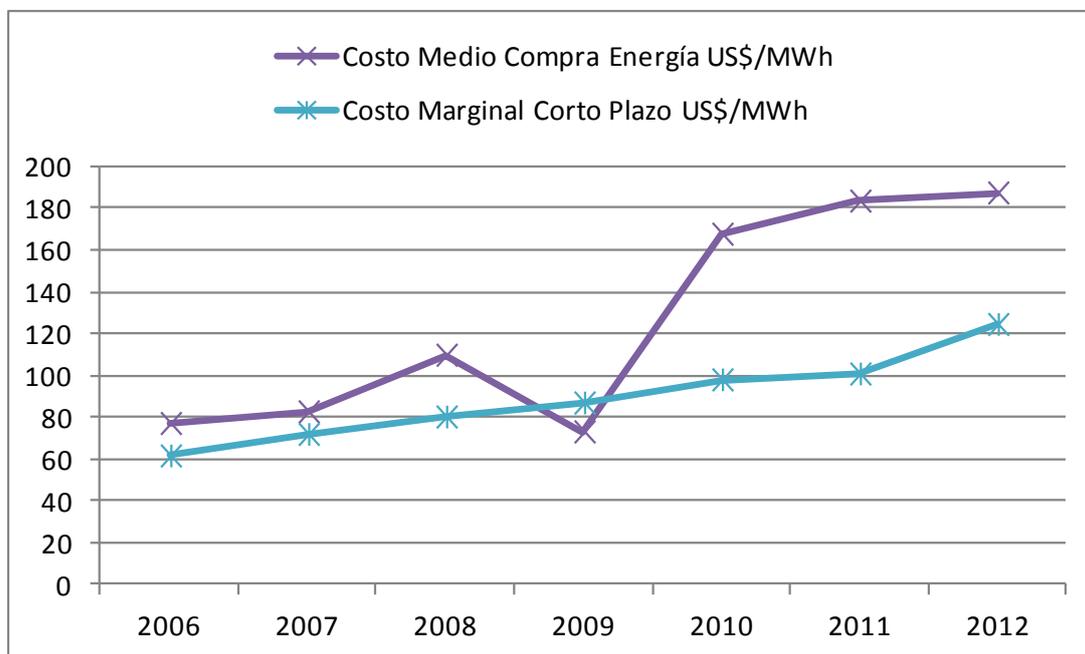


Figura 22. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.

El uso de la señal económica de CMCP, la cual se espera sirva para que los generadores estén dispuestos a garantizar la producción de energía a ese precio de compra, es aplicada en la teoría marginalista cuando se tienen modelos de mercados liberalizados o competitivos. En el caso del mercado eléctrico de Honduras, el cual está basado predominantemente en contratos de suministro de largo plazo, los precios contractuales definidos en cargos fijos y variables no se relacionan con la señal de CMCP.

El CMCP no representa en la estructura tarifaria un costo real de la compra de energía eléctrica que incurre la ENEE. Por lo tanto, al usuario no está pagando los costos reales del suministro de energía eléctrica en detrimento de la situación financiera de la ENEE.

En la siguiente figura se muestra la variación mensual de los costos unitarios pagados por ENEE a distintos generadores del parque térmico en el país durante el año 2012. En la figura 7, se ha superpuesto el CMCP de la energía aprobado para el año 2012 el cual es en promedio de 0.12445 USD \$/kWh. Desde luego los costos variables de generación se ven fuertemente influenciados por la volatilidad del precio de los combustibles fósiles.

Otra situación a considerar, es la generación a base de recursos renovables, el cual cuenta un soporte legal de incentivos mediante el Decreto 70-2007. Este marco legal, le permite a los generadores renovables suscribir un contrato de suministro de largo plazo recibiendo un pago por venta de energía de un 10% por encima del costo marginal de corto plazo vigente a la firma del contrato, y el incentivo (*precio Premium*) aplica por un periodo de 15 años. Otros incentivos consisten en la indexación del precio anualmente hasta de un 1,5% máximo de acuerdo al índice de precios de consumidor en Estados Unidos (*Consumer Price Index for All Urban Consumers: C.P.I.-U, USA*), además de un paquete atractivo de exoneraciones y créditos del tipo fiscal.

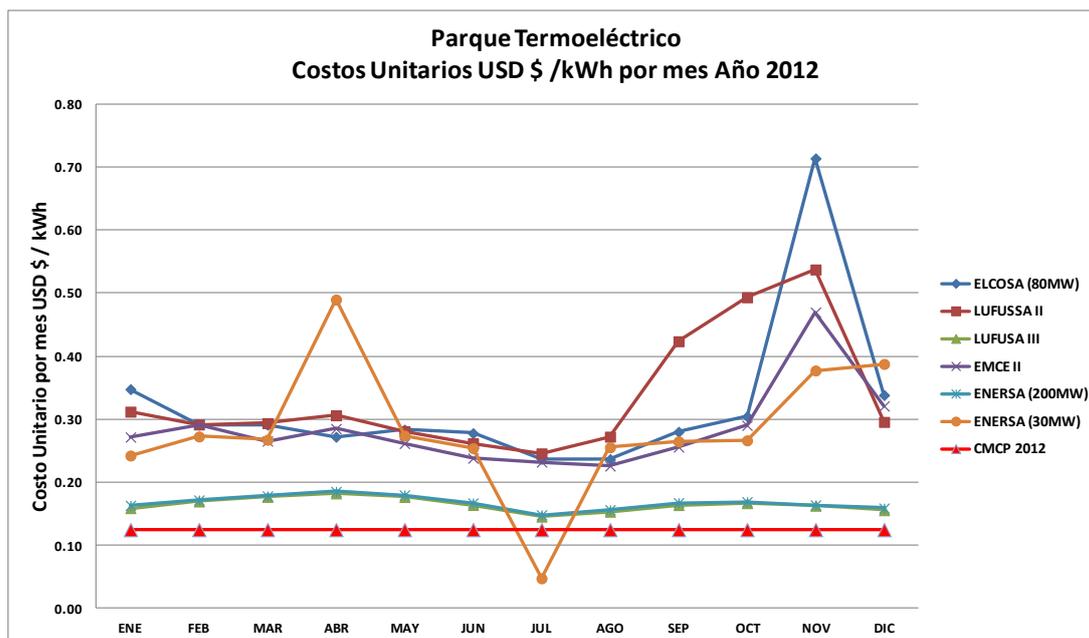


Figura 23. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores térmicos, Año 2012. Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE

En la Figura 24, se ha superpuesto el CMCP de la energía aprobado para el año 2012 y la variación mensual de los costos unitarios pagados por ENEE a distintos generadores del tipo renovable en el país durante el año 2012. Algunos generadores renovables, más que todo centrales hidroeléctricas a filo de agua de pequeña o mediana capacidad que cuentan con contratos entre 15 y 25 años, tienen precios de venta inferiores al CMCP vigente debido a que estos contratos fueron suscritos con precios de CMPC de años anteriores.

Vuelve a notarse el hecho que la estructura tarifaria tampoco refleja los precios reales de compra de energía eléctrica generada con recursos renovables. Por lo tanto, tampoco la ENEE puede recuperar estos costos por medio de la estructura tarifaria vigente en vista que la metodología de cálculo de tarifa en barra usa solamente la señal de costo marginal de corto plazo.

Otro aspecto que se encontró, fue Contratos de Suministro que incluyen el pago por capacidad de potencia en horas puntas en centrales hidroeléctricas a filo de agua, y pago de potencia promedio mensual a generadores eólicos, adicional al pago de energía basado en CMCP e incentivos de la ley de promoción de energía renovable.

Como un gran paso en la evolución energética de Honduras, se da el proceso de Licitación Pública Internacional No. 100-1293/2009 “Compra de Potencia y su Energía Asociada Generada Con Recursos Renovables” realizada por la ENEE con el objetivo meta de adquirir 250 MW. Se espera contar en el sistema, con unos 700 MW distribuidos en alrededor de 49 proyectos para ser construidos en los próximos 10 años, donde 250 MW son exclusivos para la ENEE y el resto de la capacidad de potencia es destinada para satisfacer la demanda de energías por terceros o grandes consumidores, tanto en el mercado eléctrica nacional como su disposición en el mercado eléctrico regional (MER). Los precios obtenidos se encuentran en el rango de 0,098551 USD \$/kWh a 0,112801 USD \$/kWh.

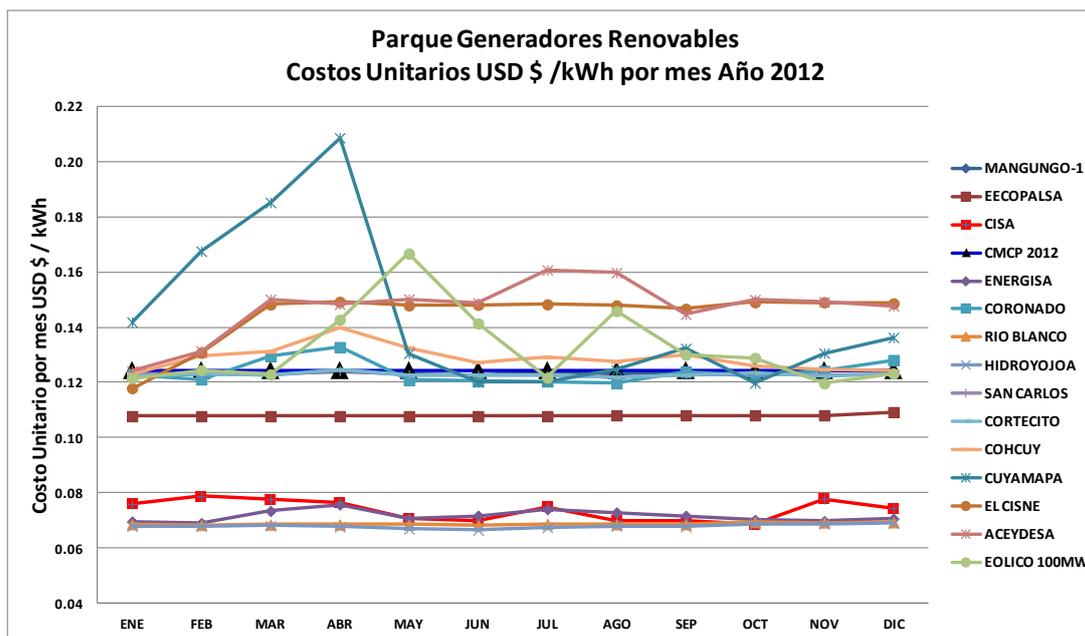


Figura 24. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores renovables, Año 2012. Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE.

Por lo tanto, el cálculo de CMPC como señal de compra de energía, se aplica sólo para determinar las tarifas en barra como componente del costo de suministro total para el consumidor final y para establecer los precios de compra de los contratos de suministro de energía renovable de acuerdo a marco legal de incentivos de este régimen de generación.

Bajo este panorama, existen estudios más detallados que proponen el cálculo de los costos de generación utilizando los costos medios reales en lugar de la metodología del costo marginal con el propósito de establecer un pliego tarifario más acorde a la actividad de negocio de la distribución y la estructura de un mercado eléctrico que no es competitivo como es el caso de Honduras [4].

6.2 Costos de Transmisión

Identificado el componente de costos de generación de la Tarifa en Barra, ahora se establece el Costo total de transmisión que básicamente corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento calculados considerando una gestión de una empresa eficiente.

La anualidad de la inversión se calcula considerando el valor neto revaluado o valor de reposición de las infraestructuras de transmisión, las inversiones previstas en el periodo de cinco años, pérdidas de transmisión como criterio de eficiencia, vida útil de las instalaciones y la tasa de actualización fijada por la Comisión Nacional de Energía. En base a datos estadísticos del sitio web de la ENEE, en la Tabla 5 se presenta un resumen de programa de inversiones para el periodo de 2008 – 2011.

El programa de inversiones en Transmisión y Subtransmisión para el periodo 2009-2011, se proyectó un valor estimado de 24,21 Millones de USD \$ (8,07 Millones USD \$/año de media). De acuerdo a estudios realizados, las inversiones realizadas por ENEE en los últimos años se ha tomado como referencia las inversiones del periodo 2004 – 2010, el volumen medio de inversiones totales ha sido de 27,3 Millones USD \$/año, en este periodo las inversiones en transmisión han representado el 23,3% (6.36 Millones USD \$/año de media) [4]. Pero se ve que el total de inversiones para el año 2010 que es de 25.212 Millones de USD \$ está por debajo de la media de 27,3 Millones USD \$/año. También el estudio señala que desde el año 2004, el año 2008 fue en que se realizaron mayores inversiones con un total de 39 Millones de USD \$.

Tabla 11. Resumen Programa de Inversiones ENEE período 2008-2011.

PROGRAMAS	Año 2008		Año 2009		Año 2010		Año 2011	
	MILES USD \$	[%]						
INVERSIÓN TOTAL	43 850,23	100,0	34 426,33	100,0	25 212,41	100,0	95 680,37	100,0
GENERACIÓN	4 205,93	9,59	4 654,34	13,52	7 636,34	30,29	17 702,18	18,50
TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN	16 371,29	37,33	1 042,44	3,03	10 517,78	41,72	12 654,74	13,23
DISTRIBUCIÓN	21 453,69	48,92	27 546,05	80,01	6 068,19	24,07	11 833,89	12,37
ESTUDIOS PARA INVERSIÓN	1 819,32	4,15	1 183,50	3,44	990,10	3,93	53 489,56	55,90

Es función del regulador revisar que las inversiones declaradas durante el periodo de vigencia de las tarifas se estén realizando efectivamente, sino al usuario final se le estarán cargando montos muy superiores a los realmente invertidos por obras inexistentes y que tampoco estarán en funcionamiento.

Otros reportes presentan que la estimación para establecer la Tarifa en Barra para el año 2009, el valor hasta la red de transmisión es de 96,15 USD \$/MWh para la componente de energía y de 12,71 USD \$/MWh para la componente de potencia (costos fijos); resultando en un valor de tarifa en servicio de alta tensión de 108,86 USD \$/MWh [7]. Incluyendo el valor a nivel de subestación (transformación) en su componente de energía que es de 103,10 USD \$/MWh y de 15,66 USD \$/MWh para el componente de potencia incluyendo los costos del circuito primario de la red de distribución en media tensión, resultando un total de 118,76 USD \$/MWh para la Tarifa en Barra. Estos resultados para el pliego tarifario vigente 2009-2013 también han sido corroborados en el Departamento de Planificación y Dirección Empresarial de la ENEE.

6.3 Costos de Distribución y Comercialización

El Valor Agregado de Distribución (VAD) se conoce como el conjunto de costos que la empresa eléctrica distribuidora adiciona al valor de la energía que recibe de la empresa generadora o transmisora mediante la señal de costo de Tarifa en Barra.

La ENEE en la actualidad como empresa distribuidora calcula su VAD. De acuerdo a datos de la Dirección de Planificación y Desarrollo Empresarial de la ENEE, la estimación del VAD representa actualmente un valor de 47,13 USD \$/MWh. La Tabla 12 presenta la estimación del VAD para el pliego tarifario vigente 2009-2013.

Tabla 12. Estimación del VAD para el pliego tarifario vigente 2009-2013.

	Usuario	Potencia	Energía	C. Unitario Equiv.
	[USD \$ / MWh mes]	[USD \$ /MWh]	[USD \$ /MWh]	[USD \$ /MWh]
Costo de Inversiones		3,02		9,47
Costo de Pérdidas por Energía			14,44	14,44
Costo de Pérdidas por Potencia		16,99		16,99
Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	2,79			4,53
Costo Comercial (Facturación)				1,70
Total VAD				47,13

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo.

En la Tabla 13 se presenta la información del Pliego Tarifario Vigente 2009-2013 indicando el costo de suministro para las diferentes categorías de usuarios.

Tabla 13. Costo de suministro para diferentes usuarios del Pliego Tarifario vigente ENEE 2009-2013.

Tipo de Tarifa	Componentes de Costos de Suministro USD \$/MWh		
	Potencia	Energía y Pérdidas	Total
A - Residencial	0,000	165,902	165,902
B - Comercial	0,000	165,902	165,902
C - Industrial	15,663	103,103	118,766
D - Alto Consumidor	12,719	96,154	108,872
E - Gobierno y Entes Autónomos	0,000	165,902	165,902
F - Municipalidades	0,000	165,902	165,902

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo.

También se aplica a los usuarios finales, el ajuste en tarifa en barra por efecto de la variación de los precios de combustibles para la generación térmica de acuerdo a las expresiones mostradas anteriormente, esto como un valor porcentual de la factura de consumo de energía. Además, a la factura de energía eléctrica incluyendo el ajuste por combustible, se carga al usuario la energía consumida por concepto de alumbrado público, que se cobra directamente como un cargo específico en función de la energía consumida en el mes.

Hoy en día el Gobierno de la República otorga un subsidio directo a aquellos usuarios residenciales con consumo mensual de energía menor o igual a 150 kWh, que de acuerdo a cifras de la Secretaría de Finanzas (SEFIN) este subsidio ha representado una erogación de alrededor de 48 Millones de USD \$ por año, en el periodo 2009 a 2012.

Según las definiciones de Costo de Transmisión y VAD, todos estos valores son anualidades, es decir, valores constantes a lo largo del período tarifario establecido, en la Tabla 9 se presenta un análisis comparativo del costo de suministro para el periodo 2009 a 2012, arrancando con valores del pliego tarifario 2009-2012 en función de CMCP calculado en el año 2008.

De la Tabla 14, se puede notar que año a año debería actualizarse la Tarifa en Barra cuando la variación porcentual supera el 5% de acuerdo a la ley, también se aprecia la variación porcentual de la Tarifa en Media Tensión y la Tarifa en Baja Tensión (costo del suministro) de acuerdo a la variación del CMCP. Esto también concuerda a lo que establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico referente a los ajustes automáticos de las tarifas. Hasta la fecha se ha aplicado únicamente el ajuste mensual de Tarifa en Barra por efectos de la variación del combustible para el ajuste en la tarifa al consumidor final que asume estas variaciones del precio de los carburantes, pero no se ha actualizado o cambiado el valor de la Tarifa en Barra de acuerdo a la revisión anual del CMCP.

Tabla 14. Análisis comparativo del costo de suministro para el periodo 2009 a 2012.

	2009	2010	2011	2012
Costo Marginal de Corto Plazo	86,90	97,96	100,76	124,45
Costo Transmisión	21,97	21,97	21,97	21,97
Tarifa en Barra	108,87	119,93	122,73	146,42
Costo de Transformación	9,89	9,89	9,89	9,89
Tarifa en Media Tensión	118,77	129,83	132,63	156,32
Valor Agregado de Distribución	47,14	47,14	47,14	47,14
Tarifa en Baja Tensión	165,90	176,96	179,76	203,45
Variación Porcentual Anual	2009	2010	2011	2012
Costo Marginal de Corto Plazo	-	12,73	2,86	23,51
Tarifa en Barra	-	10,16	2,33	19,30
Tarifa en Media Tensión	-	9,31	2,16	17,86
Tarifa en Baja Tensión	-	6,67	1,58	13,18

Del presente análisis comparativo, también se puede determinar la composición porcentual del costo de suministro al consumidor final, es decir la tarifa en baja tensión.

Tabla 15. Composición Porcentual de la tarifa del consumidor final, Año 2009 a 2012.

Composición Porcentual	2009	2010	2011	2012
Costo Marginal de Corto Plazo	52,38	55,36	56,05	61,17
Costo Transmisión	13,24	12,42	12,22	10,80
Costo de Transformación	5,96	5,59	5,50	4,86
Valor Agregado de Distribución	28,41	26,64	26,22	23,17

Desde el punto de vista regulatorio, se ha visto que básicamente la estructura de tarifas para los usuarios finales se compone de una tarifa en barra, el costo de transmisión y el valor agregado de la distribución basado en el concepto de “empresa modelo eficiente”, sin embargo el marco regulatorio no define el concepto de “empresa modelo eficiente”, y únicamente se tiene como criterio de eficiencia es en el aspecto de las pérdidas que no podrán sobrepasar el 15%. El modelo de regulación generalmente es aquel denominado por incentivos con un precio tope de tarifas (*Price-Cap*) en el cual se establecen un plazo de aplicación, en este caso, de cinco (5) años de acuerdo a la Ley Marco. Bajo este concepto, a la ENEE (la empresa distribuidora) no le queda otra opción que hacerse más eficiente en costo para maximizar sus beneficios.

6.4 Principales Conclusiones y Recomendaciones

- Como es tradicional en la temática de tarifas, la Ley Marco del Subsector Eléctrico de Honduras establece tres pilares fundamentales sobre los cuales se deben estructurar las tarifas del servicio de energía eléctrica. Estos principios fundamentales son: equidad, salud financiera y eficiencia. Normalmente los economistas tratan con mayor énfasis en el análisis de la eficiencia respecto de la equidad, siendo que ambos asuntos merecen igual importancia para garantizar la solidez de los resultados y sostenibilidad financiera.
- En cuanto al principio de equidad, se puede ver en lo establecido en el marco regulatorio que este principio no se cumple en totalidad en vista que se considera un esquema de subsidio cruzado en beneficio de pequeños consumidores residenciales (un trato preferencial), y que de acuerdo también a los datos obtenidos del pliego tarifario vigente y otros estudios realizados al respecto, se tienen usuarios o consumidores de categoría productiva que están pagando un valor adicional al costo total de suministro que les corresponde.
- En cuanto al principio de salud financiera, se puede decir que esta se encuentra comprometida dado que la estructura tarifaria vigente no permite a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) recuperar totalmente sus costos de compra de energía eléctrica dado que la señal económica del costo marginal de corto plazo no corresponde a la realidad del mercado eléctrico hondureño que es predominantemente basado en precios de contrato de largo plazo y no es precisamente un mercado competitivo.
- Se entiende que la teoría marginalista se aplica eficientemente a mercados liberalizados donde el precio pactado entre la oferta y la demanda es producto de la competencia entre los agentes del mercado. Es conocido que de acuerdo con los principios básicos de la teoría económica, la eficiencia económica óptima en el corto y en el largo plazo se alcanza cuando existen circunstancias de competencia perfecta y tanto productores como consumidores pagan los precios por la energía producida y consumida, respectivamente.
- A comienzos del año 2009 cuando la ENEE implementa un nuevo pliego tarifario considerando sus respectivos mecanismos de ajuste automático, se puede observar de los resultados obtenidos que en principio se cubrían los costos de compra de energía (costos de generación) que forman parte del concepto de Tarifa en Barra definido por la Ley Marco. Para este mismo año, el CMCP fue mayor que el Costo Medio de Generación lo que significa que la ENEE pudo recuperar en su totalidad los costos de generación.
- Sin embargo, a partir del análisis realizado en este trabajo se observa que desde el año 2010 los valores de Costos Medios de Generación que ha pagado la ENEE superan los valores de CMCP calculados anualmente durante el horizonte de tiempo de vigencia del pliego tarifario aprobado en el año 2009. Lo anterior ha causado una situación de déficit permanente en las finanzas de la ENEE desde esa época, creando una crisis profunda para la empresa y el gobierno. Si la empresa conoce la estructura evolutiva de sus costos medios y marginales, y además, tiene bien definido su comportamiento de ingresos, puede tomar acciones para maximizar sus beneficios. No obstante, como se trata de una empresa estatal, existen diversas razones por las cuales no se ha llevado a cabo un plan estratégico de recuperación.
- Un problema encontrado también, son los costos de generación de tecnologías a base de recursos renovables que suscriben contratos de suministro con la ENEE amparados en un marco legal de incentivos, resultando en precios de compra con un incentivo adicional del 10% sobre el CMPC vigente a la firma del contrato durante 15 años plazo, esto independientemente de la tecnología de generación usada. Otro aspecto que se encontró, fue la existencia de contratos de energía renovable que incluyen el pago por capacidad de potencia, como un cargo adicional al pago de energía basado en CMCP e incentivos de la ley de promoción de energía renovable.

- La estructura tarifaria tampoco refleja los precios reales de compra de energía eléctrica generada con recursos renovables. Por lo tanto, tampoco la ENEE puede recuperar estos costos por medio de la estructura tarifaria vigente en vista que la metodología de cálculo de tarifa en barra usa solamente la señal de costo marginal de corto plazo de “energía” que es en función de los costos variables de generación térmica y no se considera el costo marginal por componente de “potencia” (cargos fijos de centrales térmicas), el cual éste último se calcula a partir del año 2010.
- Desde el punto de vista de la salud financiera, otro aspecto a revisar es el subsidio directo que otorga el Gobierno de Honduras para aquellos usuarios residenciales con consumo mensual de energía menor o igual a 150 kWh. De acuerdo a cifras de la Secretaría de Finanzas (SEFIN) este subsidio ha representado una erogación de alrededor de 48 Millones de USD \$ por año, en el periodo 2009 a 2012, y se ven subsidiados alrededor 500 mil usuarios. Estudios ya realizado, ha revelado además del asunto de sostenibilidad, que esta política desincentiva el concepto de eficiencia.
- El cálculo de CMPC como señal de compra de energía, se aplica sólo para determinar las Tarifas en Barra como componente de la tarifa al consumidor final y para establecer los precios de compra de los contratos de suministro de energía renovable suscritos con la ENEE de acuerdo a marco legal de incentivos de este régimen de generación. La demanda (los usuarios) no tiene un cargo en la tarifa final por el incentivo al precio de la energía renovable, sin embargo, al usuario si se le trasladan los incrementos (mediante fórmula de ajuste) de los combustibles fósiles quemados por el parque de generación térmica.
- Identificado el componente de costos de generación de la Tarifa en Barra, ahora se establece el Costo total de transmisión que básicamente corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento calculados considerando una gestión de una empresa eficiente.
- Se prevé en la Ley Marco, que de acuerdo a la revisión anual del valor del CMCP, anualmente se debería actualizarse la Tarifa en Barra cuando la variación porcentual supera el 5%. En función de lo que establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico referente a los ajustes automáticos de las tarifas. Hasta la fecha, únicamente se ha aplicado el ajuste mensual a la tarifa del consumidor final por variación de la Tarifa en Barra de acuerdo a la variación del precio del combustible.
- El Valor Agregado de Distribución (VAD) se conoce como el conjunto de costos que la empresa eléctrica distribuidora adiciona al valor de la energía que recibe de la empresa generadora o transmisora mediante la señal de costo de Tarifa en Barra. La ENEE en la actualidad como empresa distribuidora calcula su VAD. De acuerdo a datos de la Dirección de Planificación y Desarrollo Empresarial de la ENEE, la estimación del VAD representa actualmente un valor de 47,13 USD \$/MWh.
- Respecto al Costo total de transmisión y el VAD el cual sus cálculos presumen inversiones a realizar, aquí únicamente cabe recomendar que el regulador debe fiscalizar que las inversiones declaradas durante el periodo de vigencia de las tarifas se estén realizando efectivamente, sino al usuario final se le estarán cargando montos muy superiores a los realmente invertidos por obras inexistentes y que tampoco estarán en funcionamiento.
- En cuanto al impacto de los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final, de los datos estimados en este trabajo, se determina que el costo de compra de energía eléctrica (costos de generación) representan entre el 50% y 62% en el período entre los años 2009 y 2012. En lo que respecta al Costo Total de Transmisión, estos representan en promedio alrededor del 17 %, y el VAD representa alrededor del 26% en promedio.

7 Bibliografía del Producto N° 4

- [1] “Informe Estadístico Año 2011 – Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE”. Disponible en línea (online) en: http://204.249.98.211/Pagina_Web/Estadisticas2011/index.html
- [2] “Ley Marco del Sub-sector Eléctrico”, Decreto Legislativo No. 158-94, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 27,511, Noviembre 1994.
- [3] “Método de Cálculo de las Tarifas del Servicio Eléctrico – Caso de los Sistemas Aislados”, Comisión Nacional de Energía, Tegucigalpa, Octubre 2010.
- [4] “Tarifas Multihorarias, Socialización e Impacto Tarifa Horaria y Manejo de la Demanda”, Módulo 4, Proyecto GAUREE 2 Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía Eléctrica. EuropeAid/117195/C/SV/HN. Septiembre 2011.
- [5] “Costo Marginal de Corto Plazo – 2009”, Dirección de Planificación, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Tegucigalpa, Honduras. Diciembre 2008.
- [6] “Acuerdo No. 0298-2012, Secretaría de Recursos Naturales”, publicado en Diario Oficial la Gaceta, Número 32,751, Tegucigalpa, Honduras. 18 Febrero 2012.
- [7] “Análisis del Mercado Hondureño de Energía Renovable”, Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo – PROFOEX, Proyecto ARECA, Banco Centroamericano de Integración Económica. Tegucigalpa, 2009.
- [8] “Estudio de Costo Marginal – Año 2012”, Dirección de Planificación y Desarrollo, Empresa Nacional de Energía Eléctrica. Diciembre 2011.

Producto N°5:

**“Propuesta de Metodología Dirigida al
Mejoramiento Tarifario y de Regulación
Económica para el Sector Eléctrico de
Honduras”**

1 Presentación del Producto N° 5

El presente documento constituye el producto N°5 elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

El documento se estructuró considerando:

- e. Dar cumplimiento al Objeto y Alcance establecido en el la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012.
- f. Presentar una metodología básica dirigida al mejoramiento tarifario y de regulación económica para sector eléctrico en las áreas objeto de estudio, así como un análisis comparativo con otros modelos de mercado, métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Colombia, Perú y Honduras.

Este documento se encuentra dividido de la siguiente manera:

En la sección 2 se presenta la introducción y la descripción básica de la temática tratada en el documento.

En la sección 3 se presentan los objetivos y el alcance relativos al desarrollo de este producto, tal y como ha sido comprometido en el esquema de trabajo, documento MMH-001, presentado por el Grupo Consultor - Plus Energy y aceptado para su ejecución por la OLADE.

En la sección 4 se presenta el resumen ejecutivo del documento y se adelantan las conclusiones del análisis realizado en el trabajo.

En la sección 5 se presenta un análisis comparativo con otros modelos de mercado, métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Honduras, Colombia y Perú, como parte del propósito de este trabajo, para luego detectar las principales debilidades y en base a esto realizar propuestas.

En la sección 6 se proponen una serie de alternativas de mejora para las deficiencias detectadas en los métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Honduras.

Finalmente se referencia la bibliografía y fuentes de información empleadas para la elaboración del documento, y se presentan tres anexos que son útiles para la comprensión del producto.

2 Introducción del Producto N° 5

A lo largo de esta consultoría se han venido elaborando cuatro diferentes productos, los cuales tratan y analizan distintos aspectos relacionados con la actualidad del Sector Eléctrico en Honduras. En particular, se han realizado análisis detallados en cuanto a:

- el mercado eléctrico hondureño y su marco regulatorio vigente,
- el régimen tarifario,
- los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas dirigidos a sectores vulnerables de la sociedad, y
- los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final

En relación a estos temas se analizaron y se obtuvieron importantes conclusiones en varios de los aspectos y conceptos teóricos y técnicos vinculados con la temática. Todo el trabajo realizado en los cuatro primeros documentos, representa la base para la elaboración de este quinto y último producto, cuya finalidad es la de a través de un análisis de la situación en cuanto a modelos de regulación y esquemas tarifarios implementados en países como Colombia y Perú, realizar una serie de recomendaciones para tratar de subsanar las serias deficiencias identificadas para el caso del sector eléctrico Hondureño.

En un principio no resultan muy claras las razones que justifican realizar una comparación para países con sub-sectores eléctricos de características muy distintas a las del hondureño. La tabla muestra algunas de las características básicas de estos tres países:

Tabla 16. Características Básicas del Subsector eléctrico de Colombia, Perú y Honduras.

	Colombia	Perú	Honduras
Población	47 121 089	30 135 875	8 264 000
Extensión territorial	1 141 748 km ²	1 285 216 km ²	112 492 km ²
PIB (nominal per cápita)	USD\$ 8 127	USD\$ 5 782	USD\$ 4 400
Capacidad de generación	13,4 GW	6,66 GW	1,78 GW
Hidroeléctrica	66,5 %	48,3 %	30,1 %
Térmica	33,1 %	51,7 %	56,5 %
Otras	0,4 %	--	13,4 % (*)

(*) En el caso de Honduras, otras incluyen un 7,7% de biomasa y un 5,7% de eólica.

En la Tabla anterior se observa que Colombia y Perú son países que superan por más de tres veces la población de Honduras y territorialmente son aproximadamente 10 veces más grandes. Sin embargo una característica que marca una profunda diferencia en cuanto al subsector eléctrico, es la capacidad de generación con recurso hídrico, el mismo que al ser renovable y almacenable, representa una fuente de energía eléctrica económica y firme. En el caso hondureño, la capacidad instalada hidroeléctrica es de tan sólo un 30%, lo que obliga al país a tener un fuerte componente de generación térmica, situación que, en un país no productor de petróleo y sus derivados, provoca que el sector eléctrico sea altamente vulnerable a la alta volatilidad del precio de los combustibles empleados para la generación de electricidad. Esta última situación, junto con otras problemáticas relacionadas con la gestión y administración de la ENEE (empresa que continúa siendo estatal y verticalmente integrada), tiene a Honduras a las puertas de una inminente crisis energética.

En este contexto, el caso hondureño merece especial atención y requiere de urgentes soluciones que deben surgir desde la comunidad experta en el sector eléctrico y ser acogidas por los actores políticos y ejecutivos del país, para tratar de minimizar los impactos de la posible crisis y corregir los problemas técnicos para reflotar y rescatar el sector.

Luego de este análisis, y de un detallado estudio de lo que se hace actualmente en Colombia y Perú, es que cobra sentido la realización de la comparación desarrollada en este documento. No por las disímiles capacidades y características territoriales de cada país, sino porque en particular, tanto en Colombia como en Perú se han adelantado importantes mejoras en lo que respecta a modelos de regulación y esquemas de tarifas. Muchas de estas mejoras han surgido históricamente después de importantes crisis energéticas como la que amenaza a Honduras en el presente. De hecho en Colombia se presentó una profunda crisis que duro más de un año entre 1992 y 1993, que condujo al país a vivir una serie de apagones programados y generalizados. Tal crisis finalmente aceleró el proceso de desregulación del mercado eléctrico colombiano.

Es claro que cualquier modelo de regulación o esquema tarifario es susceptible de mejoras. De esta realidad no escapan los casos colombiano y peruano, sin embargo es interesante encontrar herramientas tarifarias actualmente implementadas en esos países, que serían de gran utilidad de llegar a implementarse en Honduras. Dos ejemplos son las tarifas horarias y los cargos por energía reactiva. De igual forma ciertas características de los modelos de regulación de estos países, son útiles a los efectos de fortalecer a la Comisión Nacional de la Energía, CNE, institución reguladora que en la actualidad tiene una capacidad de actuación muy limitada.

En este documento el grupo consultor Plus Energy ha organizado una serie de informaciones en relación a los sectores eléctricos de Colombia, Perú y Honduras, con el propósito de, luego de haber identificado las debilidades más importantes en cuanto a regulación y tarifas en Honduras a través de los análisis realizados en los cuatro productos que preceden a este informe, observar que elementos son útiles para el mejoramiento de la crítica situación del subsector eléctrico en Honduras.

Partiendo de las conclusiones alcanzadas con el desarrollo de esta consultoría, se han propuesto en este producto algunas recomendaciones que pretenden, con su implementación, acercar más al objetivo específico de preservar la salud financiera de Sub-Sector eléctrico, y en ese camino estar más cerca de lograr el objetivo principal de todo Sistema de Suministro de Energía Eléctrica, para que de esa forma se pueda contribuir al desarrollo socio-económico de Honduras de una manera sostenible en el tiempo.

3 Objeto y Alcance del Producto N° 5

De acuerdo a lo indicado en la Cláusula Segunda del Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012 el Objeto y Alcance del estudio de Consultoría es el siguiente:

Objetivo General:

“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios, y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Honduras, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad.”

Para lograr el objetivo general de la consultoría se ha planificado la elaboración de cinco productos, de los cuales el N° 5 es motivo del presente y consiste en:

Documento conteniendo una propuesta de metodología dirigida al mejoramiento tarifario y de regulación económica para el sector eléctrico de Honduras, en las áreas objeto de estudio, así como un análisis comparativo con otros modelos de mercado, métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Honduras, Colombia y Perú.

Según el esquema de trabajo (documento MMH-001) presentado por el grupo consultor y aprobado por la OLADE para su ejecución, se indica que dentro de los objetivos específicos de la consultoría, con la elaboración del presente documento se logra concluir con el siguiente:

Objetivo Específico:

- *Analizar la sostenibilidad del sector eléctrico que se brinda a través del esquema tarifario vigente.*

Por su parte el alcance de la consultoría relacionado con este producto es:

- *Presentar una metodología básica dirigida al mejoramiento tarifario y de regulación económica para sector eléctrico en las áreas objeto de estudio, así como un análisis comparativo con otros modelos de mercado, métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Colombia, Perú y Honduras.*

4 Resumen Ejecutivo y Conclusiones del Producto N° 5

El presente documento constituye el quinto y último producto elaborado con el propósito de dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 090/2012-CIDA 13/2012, de octubre de 2012, suscrito entre la Organización Latinoamericana de Energía OLADE y el Grupo de Consultores PLUS ENERGY.

El objetivo de este producto es realizar un análisis de la situación en cuanto a modelos de regulación y esquemas tarifarios implementados en países como Colombia y Perú, para luego proponer una serie de recomendaciones y directrices metodológicas que ayuden a corregir las serias deficiencias que han sido identificadas para el caso del subsector eléctrico Hondureño.

En el subsector eléctrico de países como Colombia y Perú se ha presentado un largo proceso de transformación de un esquema de empresas de integración vertical en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a un esquema de liberalización del mercado eléctrico, en el que se introduce competencia particularmente en las actividades de generación y comercialización.

En el caso colombiano existen una bolsa de energía (mercado de corto plazo o mercado spot) y un mercado de largo plazo mediante modelos de contratos. La actividad de generación es liberalizada, existe la figura de comercializadores que compran energía en el mercado mayorista y que luego venden a los usuarios finales, regulados y no regulados. En la operación del mercado spot competitivo, los agentes ofertan sus costos marginales de corto plazo.

En el caso peruano en el mercado eléctrico coexisten dos enfoques: el mercado eléctrico regulado y el mercado eléctrico libre. En ambos mercados se pueden suscitar diferentes precios de energía eléctrica, para el mercado regulado se pueden obtener precios firmes o precios en barra (regulados); para el mercado libre, la formación de precios corresponde a la dinámica de precios de mercado como precios libres (precios spot basados en costos marginales horarios) y precios firmes también productos de licitación o subastas. Se tiene mercado basado en costos auditados.

Por su parte en Honduras, la operación y la prestación de los servicios de energía eléctrica está prácticamente a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). La ENEE es el mayor agente del mercado eléctrico, de propiedad estatal, y con atribuciones establecidas en parte por su Ley constitutiva, Decreto N° 48 del 20 de Febrero de 1957, y además por la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, marco legal que fue creado 37 años después de la ENEE junto con el ente regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La ENEE es un organismo autónomo que funciona actualmente como una estructura verticalmente integrada. Es decir, la ENEE ejerce las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la crítica función de la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, de acuerdo al capítulo II, artículo 2, tiene como objetivo fundamental: *regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas.* Este marco legal alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados.

Si bien en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico se estableció la venta parcial de activos de los sistemas de distribución de la ENEE, esto nunca sucedió en la realidad por diversas razones, principalmente políticas. La Ley Marco también creó la figura de gran consumidor, a quien se le otorga el derecho como usuario desregulado para comprar directamente energía eléctrica a las empresas generadoras, creando el contexto de un mercado mayorista con posibilidad de más transacciones de energía eléctrica considerando que el sector de generación está abierto a la competencia.

En el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras se pueden identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales (*spot*), que es poco significativo en margen como para optimizar la compra-venta de energía. En resumen, en el MEN el 66.91% de la capacidad instalada está basada en contratos de largo plazo (PPA: *Power Purchase Agreement*), con precios fijados por contrataciones directas con el gobierno, producto de algunos procesos de licitación llevados a cabo en años anteriores.

El mercado de ofertas ocasionales está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al CND con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente, sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación.

La señal de precio de mercado para el costo de generación y que sirve también para determinar la tarifa en barra del esquema tarifario en distribución, consiste en un valor denominado Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP). La Ley Marco define el CMCP como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años, es decir, se trata de un promedio ponderado de precios marginales futuros (precios *spot* actuales y futuros), en un período de 5 años. Para el cálculo se consideran costos eficientes de inversión en tecnologías de generación para suministrar picos de demanda, proyección de la demanda, plan indicativo de la expansión de la generación, entre otros factores.

El despacho en el MEN se realiza por orden de mérito en base a los costos variables de los generadores disponibles. Este despacho es realizado considerando un solo nodo, sin considerar la red de transmisión. Adicionalmente, según lo concede la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, es obligatorio para la ENEE el despacho y recepción de la energía eléctrica producida por generadores de energía eléctrica con fuentes renovables. Esto sumado a lo anterior hace difícil optimizar el despacho.

Adicionalmente, ningún generador en el MEN debe pagar costos por los servicios de transmisión, regulación de tensión y frecuencia eléctrica, monitoreo, control, y supervisión de la operación que brinda la ENEE por medio del CND y toda la infraestructura definida para tal fin.

Tampoco, se considera ningún cargo por los servicios de transmisión, las pérdidas de transmisión son agregadas a la demanda uninodal y se calculan en base a mediciones posterior a la operación. Estos cargos son internalizados por la administración de la ENEE y no se trasladan a la demanda. No se cuenta con contabilidades separadas dentro de la empresa para la identificación de costos en transmisión, distribución y actividad de producción.

El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único (*monopsonio*) de la energía eléctrica generada por los productores locales o

importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.

En la actualidad, en el MEN no se ejecutan transacciones del tipo puramente financiero en vista que es la misma ENEE que ejerce funciones dentro del MEN como único distribuidor y comercializador de energía eléctrica a pesar que en la regulación vigente se contempla la posibilidad que puedan operar actores distintos a la ENEE en el MEN.

En lo que se refiere al esquema tarifario, la Ley Marco establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos económicos de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de enviar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de obtener un adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos. De aquí se definen tres grandes principios que deben guiar el cálculo y estructuración de las tarifas del servicio eléctrico: un principio de salud financiera de las empresas, un principio de eficiencia y un principio de equidad.

La Ley establece un sistema en el cual quedan sujetos a regulación el precio de venta de los generadores a las empresas distribuidoras, el precio de venta de las distribuidoras a los usuarios finales y el precio por el uso de las redes de transmisión y de distribución.

El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como “Tarifa en Barra”, es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión; y la Ley indica que la deben calcular anualmente las empresas generadoras y proponerla a la CNE para su aprobación. Sin embargo, en la práctica las empresas generadoras no realizan este cálculo, ya que requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La ENEE, es la única que hace anualmente el cálculo del CMCP, que luego la ENEE propone a la CNE para su aprobación, y sirve como referencia, para fijar tarifas a los usuarios, y para fijar precios en contratos de energía renovable.

En la estructura tarifaria se presentan cuadros tarifarios para nueve sectores de la sociedad diferenciados como: servicio residencial, sector comercial, sector industrial pequeño, sector industrial grande, sector gobierno, sector municipalidades y otros, bombeo de agua, zonas de inversión y empleo, y finalmente usuarios interrumpibles. Cada uno de estos sectores es subdividido en bloques de consumo.

La tarifa puede ser modificada en función de dos mecanismos de ajuste vigentes y previstos por la ley marco del subsector eléctrico y su reglamento, en particular: ajuste en la tarifa de barra y ajuste automático para la tarifa del consumidor final.

En Honduras se utilizan tanto subsidios directos al consumo, como subsidios cruzados dirigidos a cierto grupo de consumidores residenciales y se presentan en la forma tarifas en bloques crecientes, de aplicación casi que general. Adicionalmente a los subsidios, la industria eléctrica tiene una serie de exoneraciones de impuestos a los combustibles para generación eléctrica, a las ventas de potencia y de energía eléctrica, a las centrales de generación con recursos renovables, etc.

Las principales deficiencias detectadas en el esquema tarifario vigente en Honduras se relacionan la utilización del CMCP de generación y con la falta de reglamentación específica en aspectos claves para el desarrollo del mercado eléctrico. Luego, el país necesita de una reforma del marco legal que ayude a modernizar el subsector eléctrico y que facilite su integración en el mercado eléctrico regional. Esta modernización debe ser gradual, con el propósito de no producir cambios drásticos

que afecten a los participantes del sistema eléctrico, sin desconocer que la ley promovía un mercado con competencia, pero en la realidad no sucedió así.

Por otro lado, la ENEE solo puede trasladar al consumidor final una tarifa en barra que de acuerdo a los análisis realizados no remunera en forma completa los costos de compra de energía, y tiene que absorber parte de la pérdida financiera con la renta de su generación hidroeléctrica que tiene costos variables bajos. Puesto que el CMCP lo calcula la misma ENEE, en un claro conflicto de interés, la ley debe mejorar e independizar la crítica función de operación del sistema realizada por la ENEE.

En las condiciones actuales, las reglas de la Ley para el despacho, así como la compra de energía de ENEE a generadores que oferten su producción al CMCP, permitirían organizar un mercado spot, sin embargo, se observa un gran inconveniente introducido en la ley, esto es que la Ley define el CMCP de generación, que debe ser un valor horario, como un promedio sobre cinco años. Luego es importante realizar una reforma en la Ley para evitar esta distorsión. ENEE calcula cada año su llamado “costo marginal” de corto plazo de generación esperado para cinco años futuros y desglosa el promedio global en valores promedio para varios periodos. Esos valores se convierten en el costo marginal oficial vigente durante el siguiente año calendario.

La ENEE pierde dinero en su función de comprador único pues en el margen sus ingresos por venta de energía a las tarifas aplicadas no son suficientes para cubrir el costo de la energía comprada, aun cuando redujera las pérdidas de energía a niveles de 15%, (que es la referencia utilizada para regular tarifas). El déficit en el margen de compraventa se ha reducido con los nuevos contratos a precios más competitivos, pero se espera que el déficit continúe en los próximos años si se mantienen las tarifas y los precios actuales de los combustibles.

El déficit financiero de la ENEE en la actividad de compra de energía, combinado con el incremento de las pérdidas de energía y un aumento de la participación de las compras de energía hasta 70% de la energía total, ha llevado a la ENEE a una situación financiera crítica que se ha deteriorado gravemente en los últimos años, y con un déficit equivalente al 2 por ciento del producto interno bruto (PIB) amenaza la estabilidad macroeconómica y las perspectivas para la reducción de la pobreza en el país.

En estas condiciones, el mercado de energía no es sostenible con las tarifas aplicadas actualmente. La ENEE no tiene la capacidad financiera para continuar subsidiando la actividad de compraventa de energía y la garantía que otorga la nación para el pago oportuno de la energía contratada es un riesgo fiscal sustancial.

De acuerdo a las conclusiones observadas durante esta consultoría, en Honduras se están malinterpretando las disposiciones de la Ley Marco respecto a los subsidios cruzados. Actualmente las tarifas se han fijado en un nivel muy inferior al requerido para cubrir al menos los costos eficientes del servicio. Por lo tanto, los clientes residenciales reciben hoy un subsidio cruzado generalizado, con el resultado de que muchos clientes no pobres están subsidiados.

El subsidio generalizado a la electricidad se refleja en las grandes pérdidas financieras anuales en que la ENEE ha incurrido en años recientes, que han reducido el patrimonio, y representan una pasivo contingente, pues el volumen acumulado de inversiones postpuestas y de mantenimiento diferido en transmisión y distribución ocasiona una acumulación gradual de necesidades de rehabilitación que pronto requerirán de inversiones extraordinarias.

De acuerdo a las definiciones y características de los subsidios, se puede concluir que Honduras es un ejemplo en donde la reforma se aplicó sin pensar anticipadamente de forma adecuada para

prevenir las diversas inquietudes y problemas que la inclusión de un sistema de tarifas subsidiado enfrenta.

Luego de un análisis profundo del indicador de Ingreso Medio por Venta de Energía (IMVE), que es la relación entre los ingresos totales percibidos sobre el total de la energía eléctrica vendida por la ENEE, se observó que el Costo Medio de Generación aumentaría el costo de suministro considerablemente si la regulación le permitiera a la ENEE valorar la energía de esta forma.

Con excepción del año 2009, entre el 2006 y el 2012 el Costo Medio de Generación ha sido superior al CMCP, luego la ENEE ha pagado más por la generación que lo que indica el CMCP, lo que representa una disminución de los posibles ingresos. Lo anterior es evidencia clara de que en el mercado eléctrico existente en Honduras, la señal económica del Costo Marginal de Corto Plazo no es la adecuada para la estructuración de las tarifas del servicio de energía eléctrica ya que no le permite a la ENEE la recuperación de los costos de generación. En este sentido el Costo Medio de la Generación, sería la señal recomendable.

Luego del análisis de las varias deficiencias detectadas en el esquema tarifario vigente y considerando el complejo contexto económico, político y social en el que se desenvuelve el sector eléctrico hondureño, se concluye que son múltiples los grados de libertad en los que se podría actuar para realizar mejoras. Evidentemente tales mejoras tienen como consecuencia múltiples impactos relacionados con la severidad del cambio y seguramente encontrarán ciertos niveles de oposición desde los distintos sectores de la sociedad.

Considerando lo anterior, las mejoras que en este documento se proponen parten desde la base de lo ya implementado. Nuestro grupo consultor tiene la firme creencia de que debe existir una gradualidad en la aplicación de los cambios, para que la socialización de los mismos sea armoniosa. Específicamente se proponen adelantar mejoras en los aspectos: estructura tarifaria y subsidios a la energía eléctrica, marco regulatorio y estructura del mercado eléctrico. Las mejoras que se podrían aplicar se presentan en gran detalle en secciones posteriores.

5 Análisis Comparativo del Sector Eléctrico de Honduras respecto de Otros Países Latinoamericanos

Es bien conocido que la industria eléctrica en diferentes países de Latinoamérica y en el mundo por supuesto, ha adoptado diversas formas de organización, funcionamiento y de propiedad, sin embargo, el criterio que prevalece es que la energía eléctrica es considerado un servicio público destinado a satisfacer necesidades colectivas primordiales en diferentes sectores en forma permanente, es decir, de gran utilidad pública con carácter esencial, obligatorio, solidario y que incide significativamente en el desarrollo económico social de un país.

Dentro de un enfoque tradicional, la regulación de los servicios de electricidad ha sido al correspondiente a un servicio público prestado en condiciones de monopolio ejercido por empresas de integración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y la regulación de los precios o tarifas para los consumidores finales y cautivos, ha sido generalmente reconocer los costos de explotación de las actividades de este tipo de mercado eléctrico. No obstante, este esquema tradicional de regulación ha contrastado con la propuesta de liberalización del mercado eléctrico al separar las actividades por diversas razones, introduciendo ámbito de competencia donde fuera posible, particularmente más inmediato en las actividades de generación y comercialización, creando un mercado eléctrico mayorista abierto a la competencia. Este enfoque propone que el estado asumiera únicamente un rol de regulador y específicamente en aquellas actividades con claras condiciones de monopolio por su naturaleza física tales como la actividad de transmisión y distribución, y también el rol de supervisor garantizando los derechos de los consumidores y agentes participantes del mercado que pueden ser empresas del sector privado, público y mixto. Esta estructura de mercado eléctrico es el caso de países como Colombia y Perú, entre otros en el mundo, siendo pionero de este modelo de competencia en la industria eléctrica Chile en el año 1982 y también podemos mencionar Argentina posteriormente en 1991 en el ámbito latinoamericano.

Desde luego, para completar esquemas regulatorios avanzados para los mercados eléctricos competitivos, empieza por reformar o reestructurar la organización del sector eléctrico bajo esquema de regulación tradicional, requiriendo de la voluntad política de las autoridades, además del consenso con actores que temen al cambio de reglas. Un mercado eléctrico en ámbito de competencia, se hace necesario fortalecer las capacidades técnicas y la beligerancia institucional de las entidades reguladoras, velando por promover y asegurar la competencia, resolver las controversias o problemas que surgen en la operación del mercado, se vuelve imprescindible la transparencia de las actividades. Por otro lado, el estado debe procurar la garantía del suministro en el largo plazo, la expansión de las infraestructuras de generación y redes eléctricas que por medio de marcos regulatorios adecuados se podrán enviar señales económicas precisas para los potencias inversionistas. Sin embargo, todo esto representa serios desafíos y otros países han avanzado mucho en el tiempo en la consolidación de los mercados mayoristas, no obstante son modelos dinámicos en el cual entrarán en juego nuevas variables y a través del quehacer regulatorio se deberán ir encarando y resolviendo.

En este capítulo, se presenta un análisis comparativo con otros modelos de mercado, métodos de regulación y esquemas tarifarios aplicados en Honduras, Colombia y Perú como parte del propósito de este trabajo, para luego detectar las principales debilidades y en base a esto realizar propuestas.

5.1 Modelos de Mercado y Métodos de Regulación

5.1.1 Colombia

5.1.1.1 Organización y Marco Legal del Sector Eléctrico

El marco legal donde se sustenta el funcionamiento del mercado eléctrico colombiano surge de la sanción de las leyes No. 142 y No. 143, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley de Eléctrica respectivamente, esto en el año 1994 donde el mercado eléctrico inicia su reforma hacia un proceso de modernización y liberalización, donde el estado pasa de ser un empresario monopólico a convertirse en regulador y supervisor del sector. En el nuevo marco legal, se separan las actividades de regulación, supervisión, control y operación, y se introduce la competencia con la concepción de un mercado mayorista de energía mediante un esquema de bolsa de energía en el contexto de un mercado de ofertas (*spot*) con resolución horaria y otros instrumentos financieros de compra y venta de energía en el largo plazo entre agentes o participantes del mercado [1].

En la actualidad, el sector eléctrico colombiano se caracteriza por un esquema de competencia donde participan capitales privados y que comprende tanto la separación de actividades buscando transparencia del mercado, el acceso libre de la oferta y demanda, y la regulación y vigilancia de parte del estado.

La estructura de organización político-institucional del sector eléctrico colombiano, empieza desde la Presidencia de la República y la dirección delegada y ejecutada por el Ministerio de Minas y Energía institución a cargo de la política pública sectorial, que por ley tiene las facultades de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, el aprovechamiento eficiente y desarrollo de los recursos energéticos del país y garantía del abastecimiento energético de la demanda. La planificación sectorial de la expansión indicativa en generación, planificación centralizada y coordinada de la transmisión por parte de una unidad administrativa denominada Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuerpo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

La actividad de regulación está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) donde participa tanto el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, este último con voz pero sin voto.

La operación es por medio del Consejo Nacional de Operación, como organismo consultor y de asesoría pero no adscrito al gobierno, su función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar la confiabilidad, seguridad y economía en la operación del sistema interconectado nacional de acuerdo al reglamento de operación del sistema.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser solicitadas ante la CREG. Con el Consejo Nacional de Operación, participa un Comité Asesor de Comercialización, creado mediante resolución de CREG para asistir en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado eléctrico mayorista [1], [2], [3], [4].

Con el rol de control, supervisión y vigilancia del sector participan dos entidades la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, a la primera le corresponde vigilar y controlar la aplicación de la regulación, en particular a los usuarios regulados, y la segunda institución para la aplicación de las normas de competencia [3], [4].

En la Figura 1 se puede ver un esquema conceptual la organización político-institucional en el cual subyace el sector eléctrico de Colombia, identificándose en orden jerárquico e intervención institucional en el contexto de dirección de política energética, planeación, regulación, operación, supervisión (vigilancia) y control, y los agentes del mercado eléctrico [2].

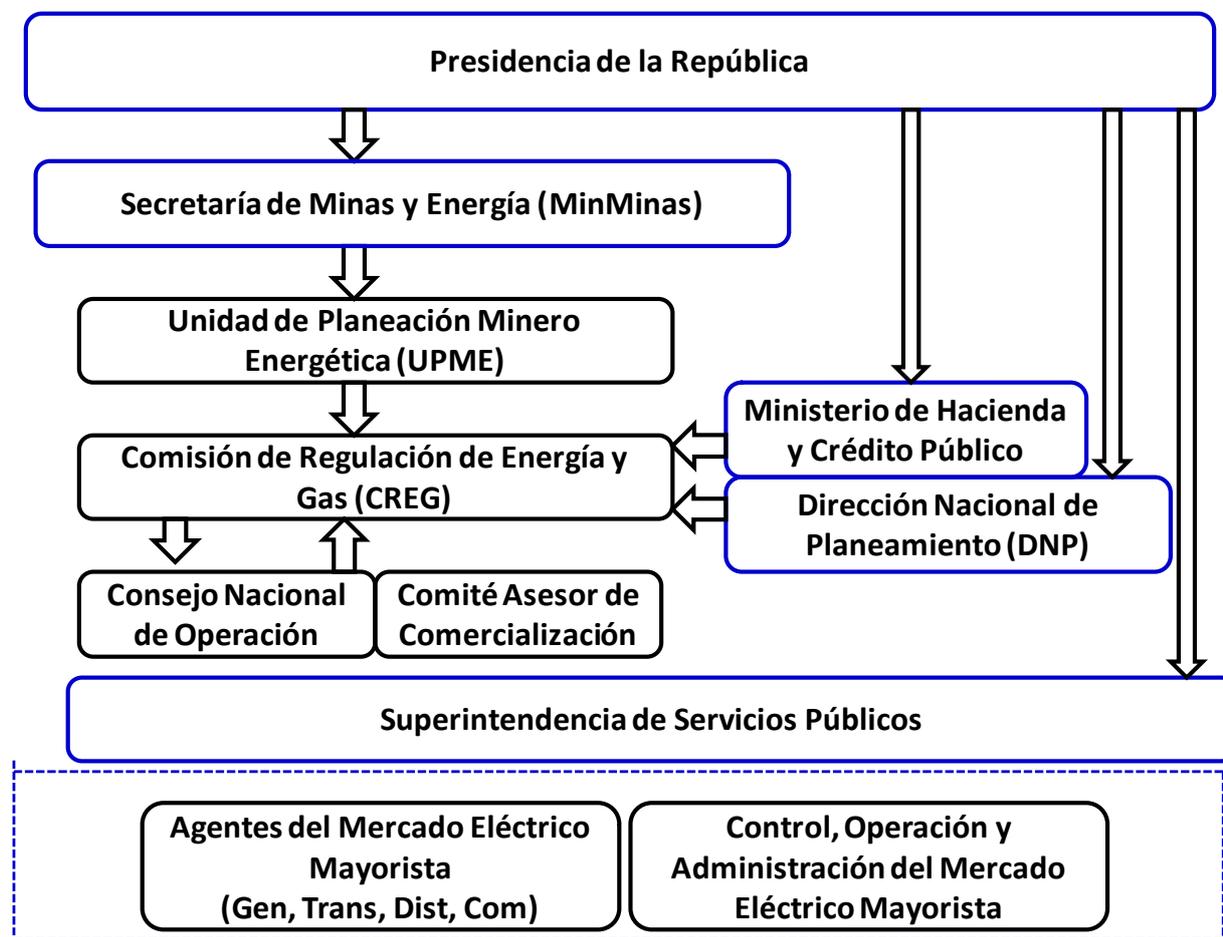


Figura 25. Esquema de Organización Político-Institucional que gobierna el Sector Eléctrico de Colombia.

Dentro la estructura del mercado eléctrico, aparte de los agentes, se tiene la dependencia responsable de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional que es el Centro Nacional de Despacho (CND). Igualmente también está encargado de dictar las instrucciones a los centros regionales de control para coordinar las maniobras de las instalaciones con el propósito de tener una operación segura, confiable de acuerdo a lo establecido en el reglamento de operación y acuerdos del Consejo Nacional de Operación [2], [3].

En las actividades de administración y operación del mercado además del Centro Nacional de Despacho, se tiene el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) que es la dependencia encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). También el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) que es la entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del sistema interconectado nacional, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de

acuerdo con la regulación vigente [2]. La operación y la administración del mercado la realiza una empresa técnica especializada sin participación en otras actividades del sector, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por uso de las redes explicados anteriormente [2].

El marco regulatorio del sector eléctrico clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad en: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, constituidas en diferentes empresas del sector, tanto públicas como privadas y mixtas, además se tienen los consumidores regulados como no regulados. Los consumidores regulados pagan el servicios de energía eléctrica a los comercializadores de acuerdo a un esquema tarifario (fórmula) establecida por el ente regulador, y los consumidores no regulados con capacidad de elección de compra a precios libres pactados en el mercado mayorista mediante contratos financieros bilaterales con agentes comercializadores, para estos últimos consumidores o grandes usuarios, deben cumplir con requisitos mínimos técnicos en cuando nivel de consumo de energía y demanda.

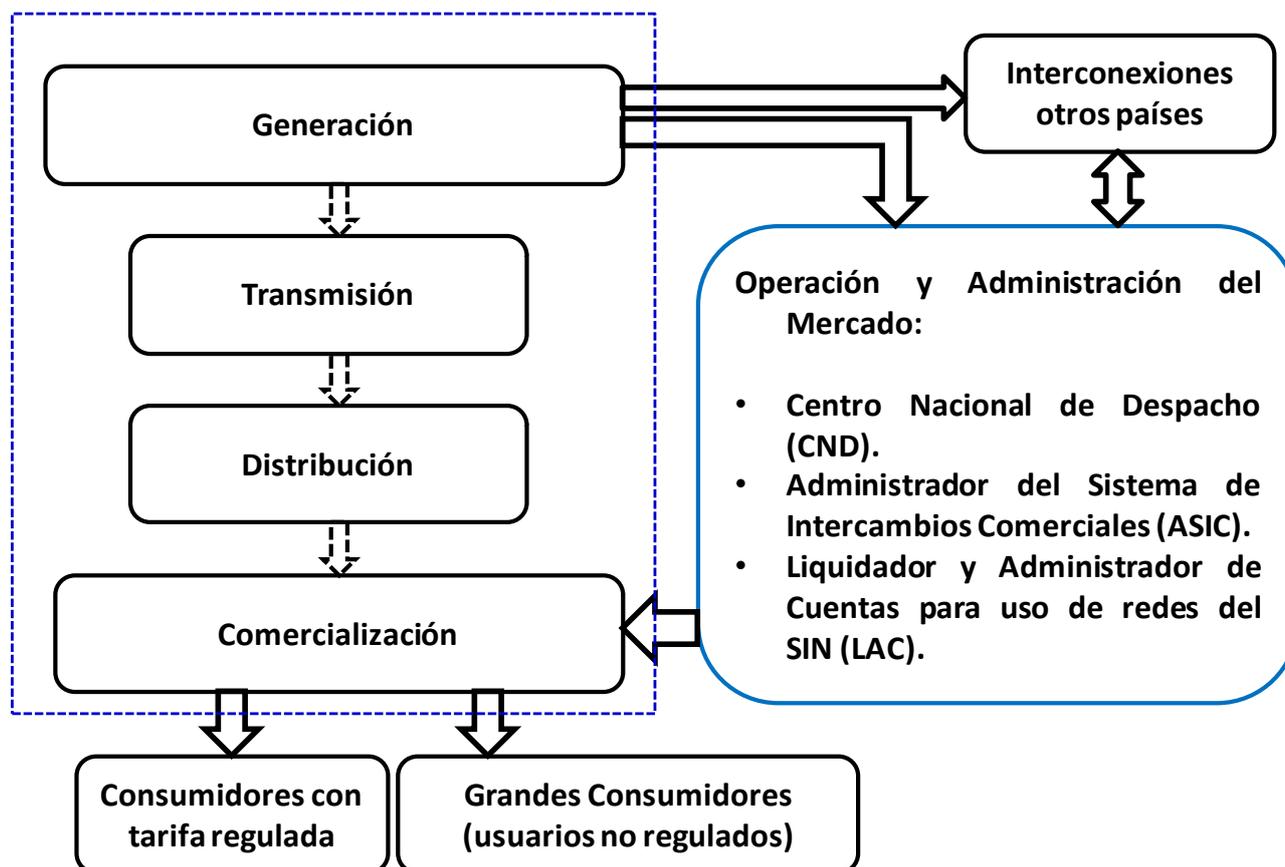


Figura 26. Estructura del Mercado Eléctrico de Colombia.

En referencia al artículo 11 de la Ley No 143, se define como Mercado mayorista al mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al reglamento de operación. En la 2 se esquematiza la estructura del mercado eléctrico colombiano.

5.1.1.2 Regulación de Actividades

En cuanto a las actividades del sector eléctrico colombiano, aquí se describen de forma muy resumida [5]:

Generación: Actividad que consiste en la producción de energía eléctrica mediante una central hidráulica o térmica conectada al sistema interconectado nacional, esta actividad puede llevarse a cabo en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico. Los agentes generadores se clasifican como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. Los agentes a los que se les denomina generadores son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

De acuerdo al artículo 26 de la Ley Eléctrica referente a la actividad de generación, “las entidades públicas y privadas con energía eléctrica disponible podrán venderla, sujetas al reglamento de operación, a las empresas generadoras, a las distribuidoras o a grandes consumidores a tarifas acordadas libremente entre las partes”.

El mecanismo de la bolsa de energía como mercado de corto plazo, se puede ver como una subasta que se realiza diariamente para determinar las plantas que generarán al día siguiente. Los generadores ofertan cada central con un precio único para las 24 horas del día y declaración de disponibilidad horaria y de restricciones. Los servicios auxiliares o complementarios se ofertan al mismo precio. Los precios ofertados y los cuales tienen un techo, establece la regulación, deben reflejar los costos variables de combustibles, para las centrales térmicas, y el costo de oportunidad del agua, según la percepción de los propios agentes.

La participación en la bolsa es obligatoria para las plantas de 20 MW en adelante. Las plantas entre 10 y 20 MW participan voluntariamente. Las plantas menores de 20 MW no ofertadas van en la base de la curva de carga y se remuneran al precio marginal del sistema. Las plantas de menos de 10 MW no son despachadas de forma centralizada.

El operador del sistema despacha las ofertas por orden de mérito hasta cubrir la demanda estimada de cada hora. Se asume que la demanda es inelástica. La oferta total se remunera al precio ofertado por la última planta requerida para atender la demanda: el precio marginal del sistema (PMS). La liquidación de las transacciones horarias se realiza suponiendo una red de nodo único y sin considerar las restricciones de transmisión bajo un esquema de despacho ideal.

En operación del mercado *spot* competitivo, donde los agentes oferten sus costos marginales de corto plazo, genera rentas suficientes para que las plantas infra-marginales cubran sus costos de capital (teoría de recuperación de costos). En contra del funcionamiento completamente libre del mercado *spot* se considera la inelasticidad de la demanda que convierte a la planta marginal en monopolista transforma la renta de escasez en renta de monopolio por lo que se debe imponer un techo al precio *spot*. No obstante, se tienen mecanismos o instrumentos de contratos de largo plazo (mercado de largo plazo: contratos a futuro) para cubrir a los consumidores a las variaciones del precio *spot* cuya inestabilidad sólo afectaría a los agentes del mercado tales como generadores y comercializadores [5].

Existe un denominado Cargo por Confiabilidad que se trata de una remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos en inversiones de generación, con las características y parámetros definidos, que le permitan generar, durante el período de vigencia del compromiso, cierta cantidad de energía firme en forma obligada y venderla al sistema a un precio preestablecido en cualquier momento que el precio de bolsa alcance un techo, también preestablecido, denominado precio de escasez, determinado y actualizado por el regulador. El mecanismo de Cargo por Confiabilidad entró en vigencia en 2006 [5].

Transmisión: Actividad que consistente en el transporte de grandes bloques de energía eléctrica a través del conjunto de líneas y subestaciones, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores. Se refiere como sistema de transmisión nacional al sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La regulación de la transmisión es una regulación de ingreso máximo anual, el resultante de aplicar una metodología definida por el regulador, para los activos construidos antes del año 2001, y el ofertado por el agente ganador de las subastas competitivas mediante las cuales se asignan los proyectos construidos después de ese año.

Para el caso de los activos no sometidos a subasta, el ingreso anual garantizado de cada transmisor es la suma del costo anual equivalente del activo eléctrico, incrementado en un porcentaje para reconocer el activo no eléctrico; un porcentaje de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AO&M); el costo anual equivalente de los terrenos, que es un porcentaje del valor catastral de los terrenos, y el costo anual equivalente de las servidumbres, según los contratos vigentes. A esta suma se le descuentan los otros ingresos obtenidos por el transmisor de otros usos (a terceros) de esos mismos activos. Para determinar costo de reposición del activo eléctrico se parte unidades constructivas estandarizadas que son valoradas a precios de mercado. La anualidad se determina con una tasa de descuento fijada por el regulador de forma anual y vidas útiles para las diferentes clases de activos, también definidas por el regulador.

Los costos de la transmisión se distribuyen uniformemente en toda la demanda nacional, independientemente de su localización con relación a los puntos de generación de acuerdo a metodologías establecidas por el regulador. El plan de expansión de la transmisión es obligatorio, la planificación es centralizada y coordinada por parte de una unidad administrativa denominada Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), cuerpo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

Distribución: Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV, que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local. El sistema de distribución local se refiere a la transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales.

En cuanto al uso de redes, de acuerdo al artículo 40 de la Ley Eléctrica No 143, las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional deben incluir los siguientes cargos: a) Un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión; b) Un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión; c) Un cargo variable, asociado a los servicios de transporte por la red de interconexión [6].

Para ser específicos y en base al artículo 45 de la Ley Eléctrica No 143 del régimen económico y tarifario para las ventas de electricidad, los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados, por parte de la CREG, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, considerando las características propias de la región, se tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, el costo de oportunidad de rendimiento de capital y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de demanda máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas característicos de empresas de modelo eficientes [6].

Comercialización: Actividad que consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Esta actividad puede llevarse a cabo en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico pero diferente a la de transmisión, es decir, la actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que emita la CREG.

Las actividades de generación, comercialización y los grandes consumidores, son los agentes participantes en el mercado de energía mayorista. Este mercado eléctrico tiene dos componentes: el mercado de corto plazo o bolsa de energía el cual es reservado a agentes generadores y comercializadores, y el mercado de largo plazo mediante instrumentos de contratos bilaterales en el que participan todos los agentes mencionados anteriormente.

Los precios de ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidos sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación por parte del ente regulador y las tarifas reguladas se basan en criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia. Esto se trata en mayor detalle en el próximo capítulo del presente trabajo.

Las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados, son reguladas por la Comisión de regulación de Energía y Gas (CREG). La regulación que se trata es del tipo económica, de estructura y funcionamiento del mercado eléctrico y la conducta de los agentes, entre otros temas trata el régimen tarifario, la calidad y continuidad del servicio y sanciones [4], [6].

De acuerdo con las leyes 142 y 143 del año 1994 funciones de regulación han sido asignadas a la CREG, principalmente, en el artículo 73, de la Ley 142 que se refiere a funciones y facultades generales: *“Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.”* [4], [6]. En el artículo 75, de la Ley 142 que se refiere a las funciones y facultades especiales de cada una de las comisiones de regulación entre ellas las CREG que tiene las siguientes responsabilidades:

- a. *Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.*
- b. *Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;*
- c. *Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.*

- d. Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas*
- e. Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.*

No obstante, de acuerdo al artículo 20 de la Ley Eléctrica No 143 de 1994, la CREG con relación al servicio de energía eléctrica tendrá las siguientes funciones generales:

- a. Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia. En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero Energética en el plan de expansión;*
- b. Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia;*
- c. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el centro nacional de despacho;*
- d. Aprobar las tarifas que deban sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y Centro Nacional de Despacho;*
- e. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad;*
- f. Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados. Esta facultad podrá ser delegada en las empresas distribuidoras, en cumplimiento de sus funciones de comercialización bajo el régimen de libertad regulada;*
- g. Definir, con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad;*
- h. Definir los factores que deban aplicarse a las tarifas de cada sector de consumo con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos. Estos factores deben tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios de menores ingresos, los costos de la prestación del servicio y el consumo de subsistencia que deberá ser establecido de acuerdo a las regiones;*
- i. Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación;*
- j. Establecer pautas para el diseño, normalización y uso eficiente de equipos y aparatos eléctricos;*
- k. Interpretar las definiciones contempladas en el artículo 11 de la presente Ley;*
- l. Precisar el alcance de las competencias relativas al otorgamiento del contrato de concesión;*
- m. Conocer de las tarifas de los usuarios no regulados;*

- n. Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía;*
- o. Reglamentar la prestación del servicio eléctrico en los barrios subnormales y áreas rurales de menor desarrollo;*
- p. Definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos que participen en las actividades del sector en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales;*
- q. Velar por la protección de los derechos de los consumidores, en especial los de estratos de bajos ingresos;*
- r. Las funciones previstas en el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, que continuará vigente en cuanto no sea contrario a lo dispuesto en este artículo, y las demás que le señalen las normas legales pertinentes.*

Considerando las características generales de cada una de las actividades o negocios del sector eléctrico colombiano, se estableció como pauta general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y promovieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de energía eléctrica, mientras que para las actividades de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades de negocios como monopolios regulados, buscando en todo caso si fuera posible condiciones que admitan ámbito de competencia en estas actividades.

De acuerdo a la Ley Eléctrica No 143 de 1994, artículo 9, “el Presidente de la República ejercerá por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control de eficiencia y calidad del servicio público de electricidad y el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan el servicio público de electricidad, en los términos previstos en la ley”. Por tanto, prácticamente el estado tiene el rol de la regulación y fiscalización del sector eléctrico mediante la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

5.1.2 Perú

5.1.2.1 Organización y Marco Legal del Sector Eléctrico

El marco regulatorio para el funcionamiento del mercado eléctrico peruano se basa en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, publicada en el año 1992 y su reglamentación en el año 1993, esta ley norma lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. También establece que el Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en representación del Estado son los encargados de velar por el cumplimiento de la ley, quienes podrán delegar en parte las funciones conferidas [7], [8], [9]. Por otro lado, de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, los incentivos para la expansión de la generación en Perú estaban basados en las señales de precios del mercado de contratos a precio regulado para la venta a los distribuidores y un mercado de oportunidad (*spot*). La ley establecía para los distribuidores la obligación de contar con contratos para su demanda por un plazo determinado. Dados los altos costos variables de las centrales marginales y de reserva en el sistema, y la volatilidad de los precios de los combustibles, las señales no fueron adecuadas como para atraer nuevas inversiones en generación. El precio *spot* se mantuvo por encima del precio regulado lo que conducía a que las empresas distribuidoras no recibieran ofertas de los generadores para contratar. Después de julio de 2006, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, vino a corregir las ineficiencias de las señales dadas por la Ley N° 25844 y descrita antes, mediante

distintos mecanismos, principalmente: la licitación o subasta como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para los distribuidores, mediante contratos, y la participación en el mercado de corto plazo de los generadores, de los distribuidores para atender a sus usuarios libres, en un esquema de mercado libre [10] .

En cuanto a la organización político-institucional del sector, el Ministerio de Energía y Minas, es el organismo rector del sector energético y actividad de minas, siendo parte de los despachos de Estado del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad “formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas”. El Ministerio de Energía y Minas tiene como propósito promover el desarrollo integral de las actividades energéticas y mineras, normando, fiscalizando o supervisando, el cumplimiento de la normativa; procurando el aprovechamiento racional de los recursos naturales en armonía con el ambiente [9].

Dentro de la estructura organizacional, las actividades de política energética del Estado y para el otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción y la normalización, se dirigen y ejecutan por el Ministerio de Energía y Minas y por medio de la Dirección General de Electricidad dependencia del vice ministerio de energía de dicha secretaría de Estado. La Dirección General de Electricidad es el órgano técnico normativo responsable de proponer y evaluar la política del subsector electricidad; proponer o emitir, según sea el caso, la normatividad necesaria para el subsector; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y, coadyuvar a ejercer el rol concesionario en representación del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades del subsector eléctrico [7], [9]. En la Figura 3, se esquematiza la organización Político-Institucional que gobierna el Sector Eléctrico de Perú.

Hasta principio de los años noventa, en el mercado eléctrico peruano se tenía empresas con integración vertical y donde el Estado era el propietario. Como ha sido lo usual para justificar la promulgación de reformas del sector eléctrico, el esquema de un monopolio estatal presentaba muchos problemas tales como el desincentivo a la inversión de capitales en el sector, baja cobertura de los servicios de electricidad, mala calidad del servicio, esquemas tarifarios que no cubrían los costos entre otros problemas [11].

Para el caso peruano, el suministro de los servicios de electricidad, comprende básicamente la actividad de generación abierta a la competencia y los monopolios regulados de transmisión y distribución. No existe comercializadores independientes, sino que las empresas distribuidoras incluyen la actividad de comercialización de la energía eléctrica con sus usuarios regulados, por tanto no existe aún la liberalización de la actividad de comercialización, es decir, no se tiene un mercado minorista.

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL VIGENTE DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

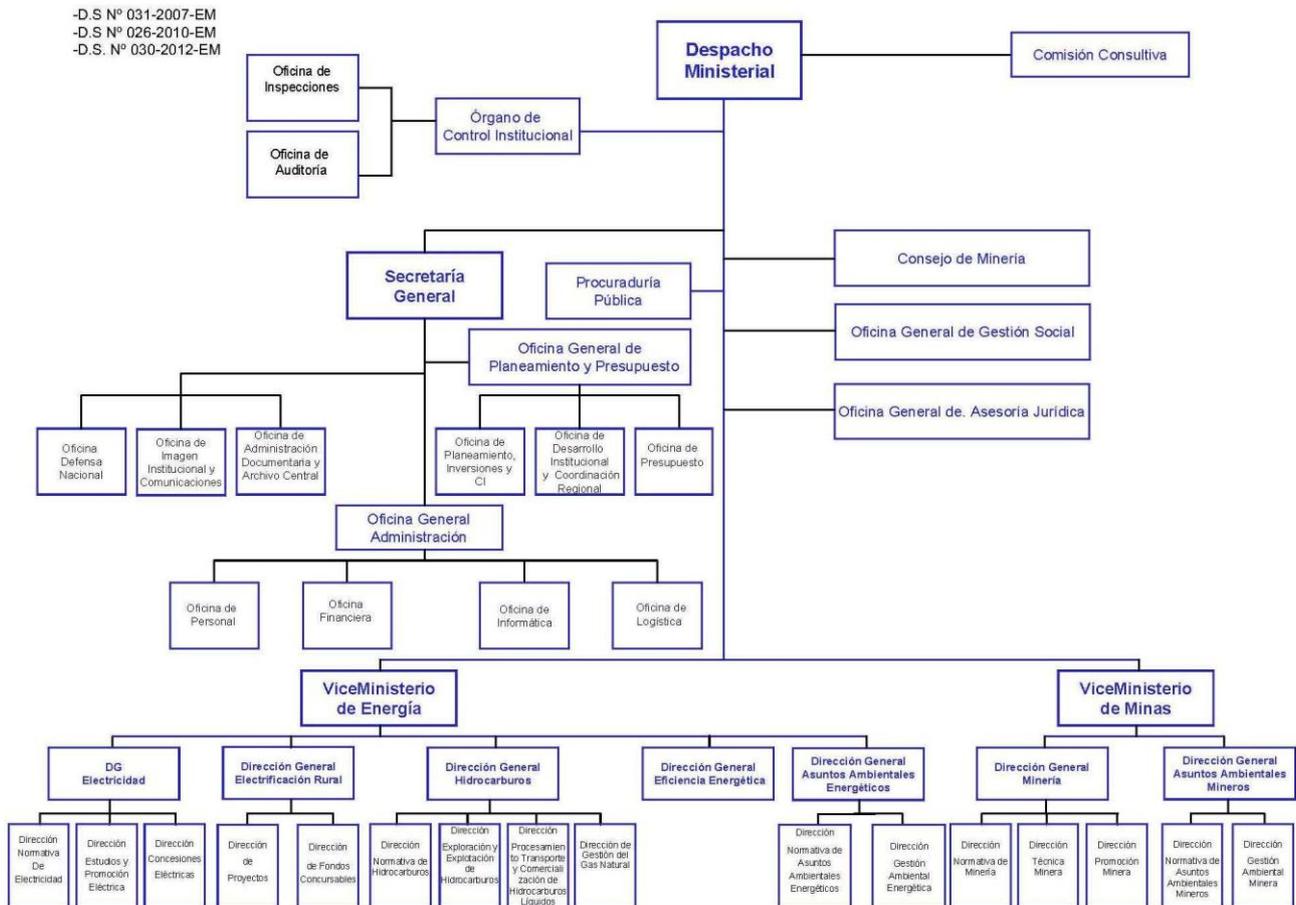


Figura 27. Esquema de Organización Político-Institucional que gobierna el Sector Eléctrico de Perú.

Fuente: <http://www.minem.gob.pe/>

No obstante, existe la figura de usuarios libres (desregulados), que pueden negociar o pactar sus propios precios con los generadores o distribuidores por medio de contratos bilaterales. Por tanto, los agentes que participan en este mercado libre son: los generadores, los distribuidores y los consumidores con capacidad de elección o clientes libres. Los Usuarios Libres de acuerdo al artículo 1 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 288321, son aquellos usuarios con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW [10]. En la Figura 4, se presenta la separación del subsector eléctrico en el caso peruano.

En cuanto a la operación (centralizada) del sistema eléctrico, está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) que tiene la finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

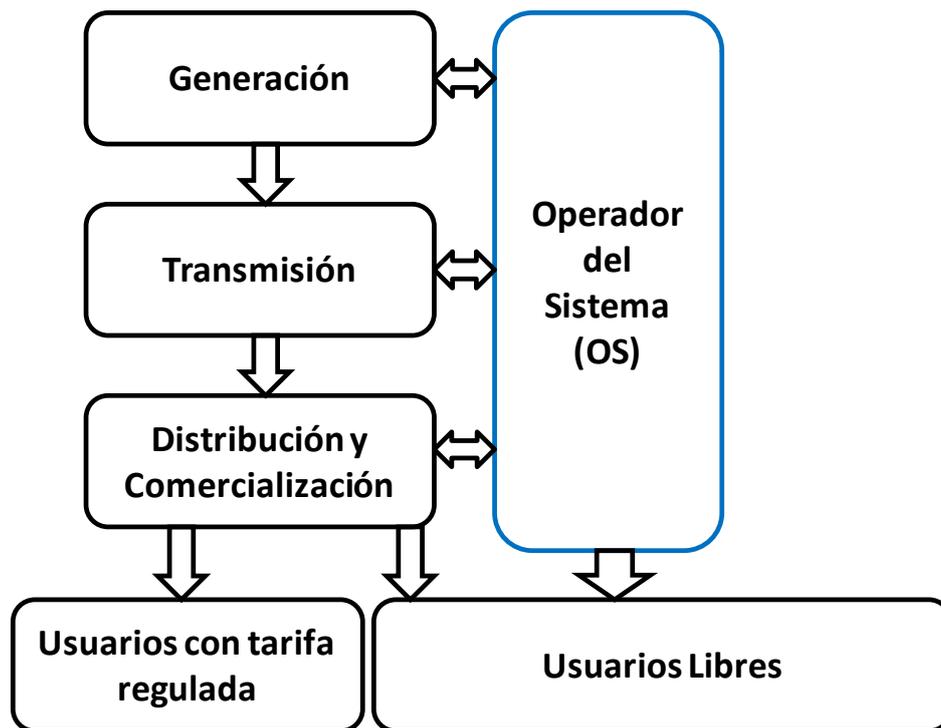


Figura 28. Estructura del Mercado Eléctrico del Perú.

El COES está conformada como una entidad privada, sin fines de lucro y con personería jurídica. Está conformado por todos los agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los agentes de mercado. En el año 2006 la Ley N° 28832 mencionada anteriormente, introdujo cambios importantes en la organización del COES. Entre otras facultades que le otorga la Ley al COES se tiene que son de interés público [12]:

- Elaborar la propuesta de Plan de Transmisión.
- Elaborar los Procedimientos Técnicos.
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo.
- Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo (Mercado “Spot”).
- Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

El mercado eléctrico peruano coexisten en dos formas: el mercado eléctrico regulado y el mercado eléctrico libre. En ambos mercados se pueden suscitar diferentes precios de energía eléctrica, para el mercado regulados se pueden obtener precios firmes o precios en barra (regulados); para el mercado libre, la formación de precios corresponde a la dinámica de precios de mercado como precios libres y precios firmes también. A los precios que se dan mediante subasta o licitación se denominan precios firmes y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador, el cual serían los precios regulados (precio en barra), [7], [8], [10], [11].

Un aspecto interesante para notar en el marco regulatorio del sub-sector eléctrico del Perú, es el control o regulación de oligopolios y monopolios, es decir, un control de fusiones de empresas eléctricas en diferentes modalidades jurídicas. Esto se regula por medio de un marco legal específico denominado “Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico”, Ley N° 26876 (19-11-1997), donde establece en su primer artículo que “Las concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución

de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa de acuerdo a los términos establecidos en la presente Ley, con el objeto de evitar los actos de concentración que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados” [13].

La autorización deberá solicitarse a la Comisión de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), sin cuya aprobación no podrán realizarse, ni tendrán efecto legal alguno. Los techos o valores de referencia para solicitar la debida autorización, respecto de los actos de concentración que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, de manera conjunta o separada, un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los actos de concentración horizontal. En el caso de actos de concentración vertical, aquéllos que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, un porcentaje igual o mayor al 5% de cualquiera de los mercados implicados.

Corresponderá al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) la determinación periódica de los porcentajes de participación en el mercado de las empresas que desarrollan actividades del mercado eléctrico enunciadas, en base a las declaraciones juradas que deberán presentarle dichas empresas [13].

5.1.2.2 Regulación de Actividades

En cuanto a las actividades del sector eléctrico peruano, aquí se describen de forma muy resumida [11]:

Generación: En cuanto a la regulación tarifaria de la actividad de generación, se presenta el modelo del “*peak load pricing*”, el cual se utiliza para la utilización de la teoría marginalista aplicada a la regulación tarifaria de generación, así también se desarrollan los mecanismos de precios en barra (regulados) y precios firmes. De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, de reflejar o enviar señales de precios marginales de la energía y potencia, se espera que sean las señales correctas para incentivar la inversión en generación, en vista que no se tiene la planificación centralizada de la expansión en generación, sino que sea producto del mercado eléctrico mismo [11].

En este contexto, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, como establece su artículo 2, tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) *Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;*
- b) *Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;*
- c) *Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,*
- d) *Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles*

Tanto en el esquema liberalizado y regulado del mercado eléctrico peruano, los mecanismos de formación de precios son distintos. En el mercado libre, la formación de precios corresponde a mecanismos de precios de mercado tanto precios libres como precios firmes, estos últimos corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de licitación o subasta y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador. En el mercado regulado, la formación de precios corresponde a mecanismos de mercado (precios firmes) y complementariamente a precios regulados (precios en barra). Los precios en barra son regulados por OSINERGMIN; estos precios serán trasladados a los usuarios regulados.

En el mercado libre se tiene el mercado de corto plazo, en el cual se realizan las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES. Pueden participar en el mercado de corto plazo los generadores, distribuidores para atender a sus usuarios libres, con las condiciones establecidas en la reglamentación. La compra y venta de energía en el mercado de corto plazo se efectúa en función a los costos marginales de corto plazo nodales. El precio *spot* se establece para intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al año.

El precio en barra, se calcula como un promedio ponderado de precios marginales futuros (precios spot actuales y futuros), en un periodo de tres años, se consideran costos de inversión en generación en momento de máxima demanda, proyección de la demanda, peajes de transmisión entre otros factores [11].

Transmisión: El sistema de transmisión eléctrica de Perú está constituido por el denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a partir de octubre del año 2000. En cuanto a la regulación tarifaria de la actividad de transmisión, se estudian los sistemas principal y secundario regulados por la Ley de Concesiones Eléctricas, y los sistemas garantizado y complementario regulado por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Es decir, esta ley viene a reconocer estas categorías de la infraestructura de transmisión:

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT)
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT)
- Sistema Principal de Transmisión (SPT)
- Sistema Secundario de Transmisión (SST)

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación a la Ley N° 28832 de julio de 2006. El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean el resultado de un proceso de licitación pública y el Sistema Complementario de Transmisión está conformado por instalaciones que son parte del Plan de Transmisión, pero cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres), o instalaciones aprobadas por OSINERGMIN, mediante el plan de inversiones que resulte de un estudio de planeamiento. Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28832.

En términos generales y de acuerdo a la normativa presentada, los sistemas de transmisión remunerar a través de las tarifas reguladas la anualidad de los costos de inversión y los costos de

operación y mantenimiento (CO&M) correspondientes a un sistema económicamente adaptado. Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del “sistema económicamente adaptado” a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado. La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%). Los costos de operación y mantenimiento se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad eficientes para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la misma [7] [10]. Los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan los cargos por uso de red “ingreso tarifario o peaje” de acuerdo a metodologías definidas para cada categoría de red.

Distribución y Comercialización: Los precios en barra que el distribuidor traslada a las tarifas se fijan cada año junto con sus fórmulas de actualización que contienen parámetros tales como el índice de precios al por mayor, la tasa de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, y el precio de los combustibles. La ley establece que el precio de barra regulado que fija el OSINERGMIN, no puede diferir en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año. La remuneración que recibe el distribuidor es el Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera los siguientes componentes: Costos asociados al usuario (Cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza), pérdidas estándar de distribución basadas en empresas modelo eficientes, Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

Para el VAD, el principio para la remuneración de activos de red es pagar la anualidad de la inversión del valor nuevo de reemplazo de un sistema económicamente adaptado (red optimizada), propio de una empresa modelo eficiente, valorado con los precios actuales.

La actividad de regulación y fiscalización del sector eléctrico peruano está a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan [14]. Este ente regulador se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, inicialmente bajo el nombre de OSINERG, regulando únicamente el sector energía. Esta institución reguladora inició funciones en el año 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad. A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de acción al subsector minería y pasó a llamarse OSINERGMIN. Por ley faculta al ente regulador las funciones de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, normativa, solución de reclamos y de controversias [14].

El OSINERGMIN es integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera [14].

5.1.3 Honduras

5.1.3.1 Organización y Marco Legal del Sector Eléctrico

En cuanto a la organización-político institucional del sector energético de Honduras, la Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) es el ente estatal que rectora y administra las políticas relacionadas con la gestión de los recursos naturales y ambiente.

La Ley constitutiva faculta a la SERNA para impulsar el desarrollo sostenible de Honduras, mediante la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de políticas concernientes a los recursos naturales renovables y no renovables, por ejemplo, es el caso de la actividad minera y la exploración y explotación de hidrocarburos (*Upstream*), así como coordinar y evaluar políticas relacionadas al ambiente, ecosistemas, el sistema nacional de áreas naturales protegidas y parques nacionales, la protección de la flora y fauna, así mismo los servicios de investigación y control (regulación) de la contaminación [15].

Dentro de esta estructura ministerial, se tienen dos sub-secretarías ó vice ministerios: i) Sub-Secretaría de Ambiente y, ii) Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía. Dentro de la SERNA, se tiene la Dirección General de Energía (DGE), y dentro de esta dirección se cuenta con varias unidades ó dependencias relacionadas estrechamente con el ámbito ó el quehacer energético del país.

En cuanto a la operación y la prestación de los servicios de energía eléctrica en Honduras, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del mercado eléctrico nacional de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva, Decreto N° 48 del 20 de Febrero de 1957, mandato de ley que le otorgó a la ENEE la facultad de hacer estudios, de operar y administrar todo proyecto de electrificación que pertenezca al estado [16]. No obstante, se cuenta en la actualidad con sistemas eléctricos aislados, principalmente en el departamento insular (Islas de la Bahía) de Honduras.

Las atribuciones de la ENEE también están enmarcadas en parte, en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, marco legal que fue creado 37 años después de la ENEE junto con el ente regulador [16]. La ENEE es un organismo autónomo que funciona actualmente en una estructura verticalmente integrada, es decir, la ENEE ejerce las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la crítica función de la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

Dentro del concepto del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la ENEE está sujeta a regulación y fiscalización por parte del ente regulador, actualmente conocido como la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo la ENEE hace una función simultánea de administrador del MEN que representa incompatibilidades para un mercado eléctrico competitivo, tal como coordinar las actividades de las empresas generadoras públicas ó privadas que son abiertas a competencia de acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, por lo que se supone únicamente aquí un mercado mayorista de venta de energía. Por otro lado, el control de las actividades de transmisión y distribución están a cargo también de la ENEE, aparte de la exclusividad que la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico le otorga como operador del SIN mediante el CND [17],[18], [19], [20].

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, de noviembre de 1994 antes citada, es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Esta Ley Marco, de acuerdo al capítulo II, artículo 2, tiene como objetivo fundamental: *regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualesquiera de las actividades mencionadas.*

Este marco legal procura la participación de la empresa en las actividades de generación y fomentarla en la distribución. Asimismo alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Es decir, particularmente pretende promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.

A continuación se listan las principales leyes y reglamentos que rigen el sub-sector eléctrico hondureño [17],[18], [20]:

- Decreto Legislativo No. 158-94 de noviembre de 1994. Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.
- Decreto Legislativo No. 131-98, publicado en mayo de 1998. Mediante el artículo 35, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) reformando el artículo 6 del Decreto Legislativo No. 158-94.
- Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, de septiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.
- Decreto Legislativo No. 85-98, de abril de 1998. Ley de Incentivos con Fuentes Renovables.
- Decreto Legislativo No. 267-98 de diciembre de 1998. Reforma a Ley de Incentivos Decreto Legislativo No. 85-98.
- Decreto Legislativo No. 45-2000, de mayo del 2000. Reforma Artículo 12 Decreto Legislativo No. 267-98.
- Decreto Legislativo No. 70-2007, Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre de 2007, el cual consolida los decretos anteriores desde Legislativo No. 85-98 y a la vez reforma algunos artículos del Decreto Legislativo No. 158-94, Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

El Decreto 70-2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” es el instrumento legal que tiene como objetivo fomentar ó incentivar las producción de energía eléctrica en Honduras utilizando sus recursos renovables, esto supone un marco legal atractivo con grandes beneficios desde el punto de vista de inversión privada, generación de empleos, mejora de calidad de vida de las comunidades donde se desarrollan los proyectos de energía renovable, y sobretodo incentivar la competitividad del mercado eléctrico procurando precios más razonables y justos de la energía eléctrica para los usuarios producto del ambiente liberalizado de acuerdo a lo que establece la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

Este marco legal para la energía renovable comprende un paquete de incentivos fiscales además de un incentivo en precio a la energía eléctrica (*precio Premium*), esto se dirige a aquellos proyectos que utilicen fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, bio-carburantes, residuos sólidos urbanos, y fuentes vegetales [21].

No obstante este marco legal está más estructurado y orientado al desarrollo de centrales del tipo hidroeléctrico de mediana y gran capacidad de potencia (pocos kW hasta 50 MW) y deja por fuera elementos precisos para incentivos a tecnologías consideradas no convencionales como los sistemas fotovoltaicos (SFV) a pesar de que se menciona la energía solar en el decreto 70-2007 [22].

Si bien en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico se estableció la venta parcial de activos de los sistemas de distribución de la ENEE, esto nunca sucedió en la realidad por diversas razones entendiéndose más que todo de orden político. Adicionalmente y como se mencionó antes, la Ley Marco creó la Figura de Gran Consumidor a quien se le otorga el derecho como usuario desregulado (usuario libre) para comprar directamente energía eléctrica a las empresas generadoras, creando el contexto de un mercado mayorista con posibilidad de más transacciones de energía eléctrica considerando que el sector de generación está abierto a la competencia [18], [11]. Las actividades con características de un monopolio natural tales como la transmisión y distribución,

están sujetas a una regulación de precios basados en los costos económicos de acuerdo a un modelo teórico de empresa eficiente en correspondencia de lo que establece la Ley Marco.

En cuanto a la reglamentación se tiene el Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, “Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico”, sin embargo se carecen de reglamentos específicos que la misma ley indica, tales como:

- Reglamento Eléctrico Nacional (código eléctrico),
- Reglamento del Servicio Eléctrico,
- Reglamento de Extensión de Líneas,
- Reglamentos de Calidad del Servicio Eléctrico,
- Reglamento de Operación del SIN,
- Reglamento de Peajes, Reglamento de Sanciones,
- Reglamento de Generación Distribuida, entre otros.

También se carece hasta la fecha de la reglamentación del Decreto 70-2007, “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, pese a que existe un mandato para la SERNA de elaborar este reglamento [21].

Es importante resaltar que los marcos legales aquí descritos señalan términos de plazo e instituciones responsables para elaborar, proponer y aprobar la normativa reglamentaria pero no se han cumplido.

En cuanto a la estructura del mercado eléctrico hondureño, como se ha hecho mención la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) básicamente de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva [24]. A continuación se presentan una serie de características del mercado eléctrico hondureño:

- Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la ENEE en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y a la vez administra el mercado.
- En el MEN se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales. La existencia básicamente de un mercado de contratos y se tiene un mercado de ofertas ocasionales (*spot*) pero poco significativo en margen como para optimizar la compra-venta de energía. Es decir, en el MEN el 66.91% de la capacidad instalada está basado en contratos de largo plazo (PPA: *Power Purchase Agreement*), con precios fijados por contrataciones directas por el gobierno y productos de algunos procesos de licitación llevados a cabo en años anteriores.
- El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Lo anterior brinda una gran seguridad de participación y rentabilidad a los poseedores de este tipo de contratos en donde la ENEE básicamente absorbe gran parte del riesgo de esta actividad en beneficio de ellos [22].

- El mercado de ofertas ocasionales (mercado *spot*) está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación [22].
- En cada contrato de suministro (PPA) se tiene una estructura de precios, definiendo costos fijos y costos variables de producción y términos de la operación entre otras condiciones. Los cargos variables de los contratos de centrales termoeléctricas están indexados al precio de referencia internacional de los combustibles derivados del petróleo, principalmente el Bunker (*HFO*) y el Diesel (*LFO*); el productor traslada el riesgo de la volatilidad del combustible a la ENEE y estos a su vez a la tarifa de los consumidores finales (ajuste por combustible).
- La señal de precio de mercado para el costo de generación y que sirve también para determinar la tarifa en barra del esquema tarifario en distribución, consiste en un valor denominado Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP). La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico define el CMCP como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco años, es decir, se trata de un promedio ponderado de precios marginales futuros (precios *spot* actuales y futuros), en un periodo de 5 años, para el cálculo se consideran costos eficientes de inversión de tecnologías de generación para suministrar picos de demanda, proyección de la demanda, plan indicativo de expansión de la generación, entre otros factores [17].
- Todos los generadores de energía renovable determinan el precio de su contrato de suministro en base al CMCP de energía más un incentivo del 10% sobre este costo y por un periodo de 15 años de acuerdo a la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables” [21].
- El despacho en el MEN se realiza por orden de mérito en base a los costos variables de los generadores disponibles. Este despacho es realizado considerando un solo nodo, sin considerar la red de transmisión, y no es optimizado.
- Adicionalmente, según lo concede la “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, es obligatorio para la ENEE el despacho y recepción de la energía eléctrica producida por generadores de energía eléctrica con fuentes renovables. Esto sumado con lo mencionado en el párrafo anterior hace difícil optimizar el despacho.
- Considerando lo dicho en los párrafos anteriores se puede decir que para satisfacer la demanda en el MEN, realizando el despacho de la generación, no se optimiza el costo económico de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Adicionalmente, ningún generador en el MEN debe pagar costos por los servicios de transmisión, regulación de tensión y frecuencia eléctrica, monitoreo, control, y supervisión de la operación que brinda la ENEE por medio del Centro Nacional de Despacho y toda la infraestructura definida para tal fin [22]. No se considera ningún cargo por los servicios de transmisión, las pérdidas de transmisión son agregadas a la demanda uninodal y se calculan en base a mediciones posterior a la operación. Estos cargos son internalizados por la administración de la ENEE y no se trasladan a la demanda. No se cuenta con contabilidades separadas dentro de la empresa para la identificación de costos en transmisión, distribución y actividad de producción.
- El Costo Total de Transmisión (CTT) corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculados con base a una gestión eficiente. Esta anualidad

será calculada considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización, definido esto por el regulador.

- De todas las actividades que ejerce la ENEE dentro del MEN, solamente la generación tiene varios actores los cuales son requeridos vender toda su producción a la ENEE mediante una relación contractual de Compra-Venta de energía eléctrica con duraciones de largo plazo.
- El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único (*monopsonio*) de la energía eléctrica generada por los productores locales o importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.
- En la actualidad, en el MEN no se ejecutan transacciones del tipo puramente financiero en vista que es la misma ENEE que ejerce funciones dentro del MEN como único distribuidor y comercializador de energía eléctrica a pesar que en la regulación vigente se contempla la posibilidad que puedan operar actores distintos a la ENEE en el MEN.
- Desde el punto de vista regulatorio, se ha visto que básicamente la estructura de tarifas para los usuarios finales se compone de una tarifa en barra, el costo de transmisión y el valor agregado de la distribución basado en el concepto de “empresa modelo eficiente”, sin embargo el marco regulatorio no define el concepto de “empresa modelo eficiente”, y únicamente se tiene como criterio de eficiencia es en el aspecto de las pérdidas que no podrán sobrepasar el 15%. El modelo de regulación tarifaria generalmente es aquel denominado por incentivos con un precio tope de tarifas (*Price-Cap*) en el cual se establecen un plazo de aplicación, en este caso, de cinco (5) años de acuerdo a la Ley Marco. Bajo este concepto, a la ENEE (la empresa distribuidora) no le queda otra opción que hacerse más eficiente en costo para maximizar sus beneficios.

En base a lo anterior, se ha planteado en la siguiente figura un esquema de la organización general del sub-sector eléctrico de Honduras, es decir, el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

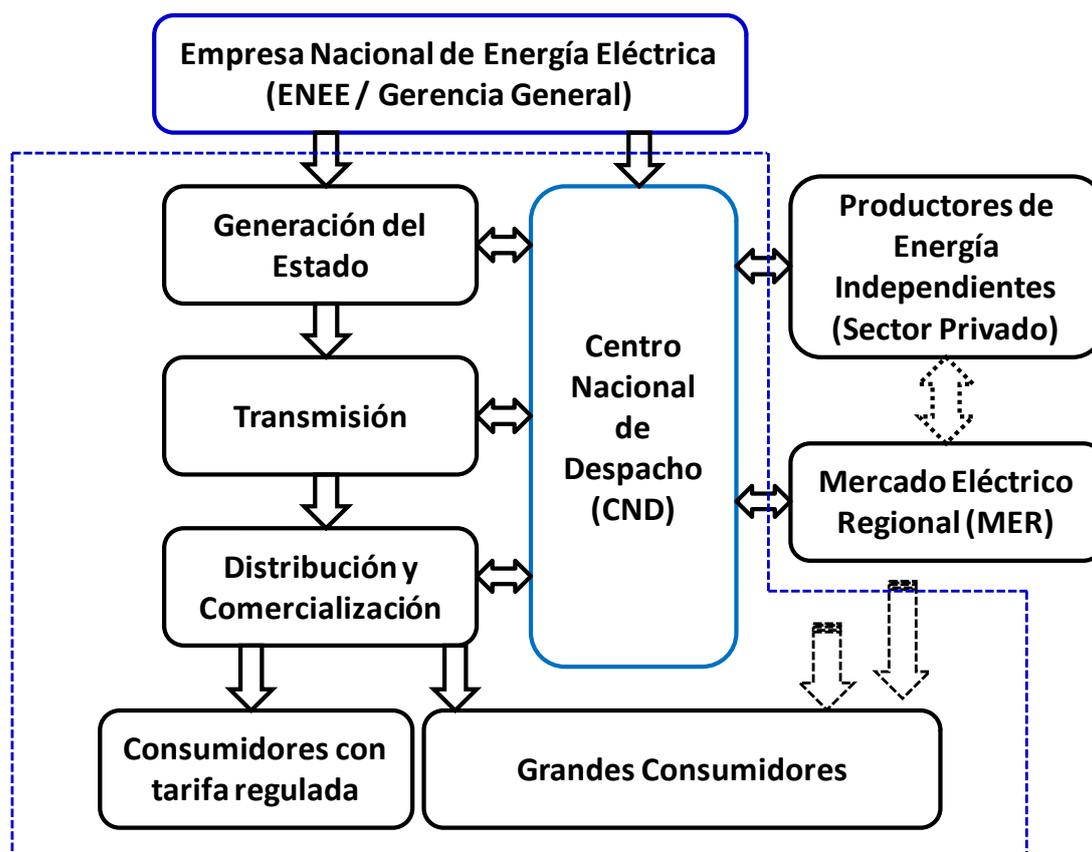


Figura 29. Estructura del Mercado Eléctrico de Honduras.

5.1.3.2 Regulación de Actividades

También en base a informes previos de este trabajo, se describen las actividades del sector eléctrico de Honduras [17]:

Generación: Actividad que de acuerdo a la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico se permite mediante la construcción o arrendamiento de centrales o unidades generadoras o por cualquier medio. La misma Ley Marco establece en su artículo 12, que las empresas públicas, privadas y mixtas acogidas a la Ley, para vender su producto, tendrán las opciones de: a) Vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora en estos casos, deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y b) Vender su producto a ENEE. En este caso, si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se le vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compra-venta es promovida por ENEE, entonces la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación y los términos del contrato.

El costo marginal de corto plazo a que se refiere el artículo 12 de la Ley, será aprobado por la SERNA, a propuesta del regulador CNE en base a estudios técnicos previamente preparados. El costo marginal así determinado será revisado anualmente, pero podrá ajustarse automáticamente con base de fórmulas aprobadas por la CNE que incorporen los componentes técnicamente necesarios para tomar en cuenta las variaciones que afectan el mencionado costo.

El costo marginal de corto plazo la Ley lo define como el costo económico de suplir un kilovatio y un kilovatio-hora adicional en un período de cinco (5) años, que es un costo promedio ponderado de costos marginales de corto plazo por hora para diferentes escenarios de demanda, y es el componente de generación de la Tarifa en Barra, como un precio regulado que también incluye los

costos de transmisión y pérdidas, y que se aplica a la tarifa de los usuarios finales. Sin embargo, el reglamento de la Ley Marco indica que en tanto se produzca la liberación del mercado, se establecerá uno o varios costos marginales (si se escoge la opción de tarifas horarias) a nivel nacional. Aquí se presumen un mercado de corto plazo basado en precios *spot*, sin embargo esto no sucede, se tienen precios de contratos con costos fijos y variables, y costo marginal promedio de corto plazo para definir un precio regulado de tarificación como se ha explicado.

Transmisión: Esta actividad la pueden ejercer empresas públicas, privadas o mixtas. Las empresas propietarias de instalaciones que formen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN), deberán operarlas de acuerdo a las disposiciones que emita ENEE por medio de su Centro de Despacho. Las empresas propietarias de instalaciones que formen parte de Sistemas Regionales Interconectados o de Sistemas no Interconectados, deberán operarlas conforme indica la sana técnica de ingeniería. El incumplimiento de estas disposiciones, la falta de mantenimiento adecuado y en general cualquier acción u omisión que atente contra la seguridad de los sistemas, serán sancionadas conforme las disposiciones de la Ley y sus reglamentos. No obstante, el Estado se reserva para sí la conducción de la operación del Sistema de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND).

Los dueños de redes eléctricas deben permitir el libre acceso a sus instalaciones de cualquier empresa eléctrica o gran consumidor que la solicite. Asimismo permitirán el uso remunerado de sus líneas, cuando fuese necesario, por parte de otras empresas eléctricas, incluyendo autogeneradores y consumidores. Las normas técnicas y remuneraciones aplicables serán establecidas por el ente regulador (CNE).

El Costo Total de Transmisión (CTT) corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento (AO&M), calculados con base a una gestión eficiente. Esta anualidad será calculada considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización definidas por el ente regulador.

Distribución y Comercialización: Para estas actividades, la Ley Marco señala que las empresas distribuidoras deberán suscribir con las empresas generadoras, contratos de suministro de energía por plazos que no sean inferiores a cinco (5) años. Tales contratos deberán establecer, entre otras cosas, cantidades, especificaciones y normas de calidad técnica y comercial aplicables, precios, garantías de pago, límites de la zona de operación y sitio de entrega, así como las cláusulas penales que convinieren de conformidad con la Ley. No existe la figura de comercializadores independientes por tanto esta actividad a que se refiere la Ley la ejerce las distribuidoras. Sin embargo, desde el año 1997 la ENEE tercerizó a una empresa denominada Servicios de Medición Eléctrica de Honduras (SEMEH) las labores de lectura, facturación, manejo de bases de datos, parte de atención al cliente y otras tareas asociadas con los abonados de la empresa estatal.

Para separación de estas actividades, a propuesta de la ENEE, la CNE procedería a dividir el país en zonas de distribución de energía eléctrica con base en criterios que hagan que cada una de ellas sea técnicamente viable y económicamente rentable. Aunque la Ley establecía un término de plazo de 1 año, en la realidad no ocurrió esta disgregación. ENEE estará obligada a vender a particulares, municipalidades o cooperativas, total o parcialmente, los sistemas de distribución que actualmente son de su propiedad, llenando los requisitos y condiciones establecidas en la Ley. Sin embargo, la ENEE podrá participar como socio hasta con un treinta por ciento (30%) del capital accionario.

En el artículo 51 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, se establece que el costo de distribución está definido por el concepto de “Valor Agregado de Distribución” (VAD), el cual está basado en el concepto de empresa modelo eficiente. Según está establecido en la Ley Marco, las tarifas a los usuarios finales del servicio suma la Tarifas en Barra (precio regulado) reflejando los costos marginales de generación, e incluyendo el costo de transmisión y pérdidas, más el valor agregado

por concepto de distribución que corresponda y costos comerciales independientes de la demanda y consumo.

Refiriendo a la operación y administración del mercado eléctrico, la planificación, coordinación, supervisión y control de las operaciones de las centrales generadoras y de las líneas de transmisión y subestaciones que pertenecen a SIN, la hará ENEE por medio de su Centro Nacional de Despacho (CND). Es decir, el Estado está a cargo de la planificación centralizada de la transmisión, también la elaboración de un plan indicativo de expansión de la generación, dejando que las señales de mercado incentiven la inversión en generación.

Si bien existe dentro de la Ley Marco la figura de Grandes Consumidores como usuarios con capacidad de elección, es decir, usuarios desregulados que podrían comprar sus necesidades de energía eléctrica directamente en el mercado de generación o empresas distribuidoras, esto no ha ocurrido hasta la fecha, manteniéndose como abonados de la ENEE a tarifa regulado. El 27 de julio de 2009, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta, la Resolución No. 0018-2009 emitida por la CNE el día 2 de junio de ese mismo año, estableciendo con dicha resolución nuevos parámetros para clasificar a usuarios como Grandes Consumidores. La resolución clasifica como Grandes Consumidores, aquellos usuarios que estén servidos en una tensión igual o mayor a 13.8 kV, y que la demanda máxima de potencia sea de al menos 750 kW. También el acuerdo resuelve solicitar a la ENEE un listado de usuarios que cumple con estos parámetros, publicar el listado y emitir las certificaciones correspondientes [23].

En cuanto a la actividad de regulación del sub-sector eléctrico, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el Artículo 7, literal b) faculta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente regulador y fiscalizador de las actividades del Sub-Sector Eléctrico, para proponer las normas y reglamentos necesarios para la aplicación de la Ley Marco y sin hacer referencia explícitamente al término “Agentes” del mercado eléctrico, sino a todas las personas naturales ó jurídicas y entes públicos, privados ó mixtos que participen en cualesquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país. No obstante, también la Ley Marco se refiere a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como se define en el artículo 6 del decreto legislativo original del año 1997, pero este artículo fue reformado mediante el Decreto Legislativo No. 131-98 en el año 1998 y pasó a crearse la Comisión Nacional de Energía (CNE). A continuación el artículo 6 reformado [19]:

ARTICULO 6. *Crear la Comisión Nacional de Energía (CNE) como un organismo desconcentrado de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).*

La Comisión Nacional de Energía asumirá todas las atribuciones relacionadas con el sector energético en sustitución de la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSSP) y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) que dependía de Secretaría de Comunicaciones Obras Públicas y Transporte.

La Comisión estará integrada por tres miembros propietarios y dos suplentes, nombrados por el Presidente de la República a propuesta del Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente.

Los miembros de la Comisión tendrán el carácter de funcionarios públicos, durarán cuatro años en el ejercicio de sus funciones y podrán ser nombrados para nuevos períodos; desempeñarán sus funciones a tiempo completo y no podrán ocupar otro cargo remunerado o ad-honorem excepto los de carácter docente.

Dentro de la estructura político-institucional puede notarse que la CNE es *un organismo desconcentrado de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)*, como órgano desconcentrado tiene funciones específicas e independencia funcional y administrativa, sin embargo la CNE como institución del gobierno, tiene una asignación financiera del Presupuesto Nacional de Ingresos y Egresos de la República y sin posibilidad por el momento de su independencia financiera con ingresos por cargos o cánones del servicio de regulación como es lo usual en los organismos de regulación, lo cual requeriría de una nueva reforma a la Ley Marco.

Dentro de los roles institucionales en el sector energético, la coordinación y ejecución de política energética está a cargo de la SERNA pero esta integra un Gabinete Energético dirigido por el Presidente de la República y dicha institucionalidad es definida originalmente en el capítulo II de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el cual la estructura de este rector de política orientada a la industria eléctrica lo describe el artículo 4 así:

ARTICULO 4. *Créase el Gabinete Energético como el órgano de Dirección Superior y de definición y formulación de las políticas del Sub-Sector Eléctrico, el cual se integrará de la manera siguiente: a) El Presidente de la República quien lo presidirá, b) El Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, c) El Secretario de Estado en los Despachos de Industria y Comercio, ch) El Secretario de Estado en el Despacho de Finanzas, d) El Secretario de Estado en los Despachos de Obras Públicas, Transporte y Vivienda.*

El Secretario de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente, será el Secretario del Gabinete y coordinará sus actividades.

El Gabinete Energético sesionará cuando lo convoque el Presidente y sus decisiones se tomarán por simple mayoría. La asistencia de los Secretarios de Estado será de obligatoriedad, salvo caso fortuito.

Sin embargo, el Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 publicado el 17 de marzo de 2010, viene a cambiar la estructura del Gabinete Energético definido por la Ley Marco, por una nueva estructura funcional denominada Gabinete de Política Energética y que lo integran varias Secretarías de Estado incluyendo a la Comisión Nacional de Energía (CNE) representada por su Comisionado Presidente y también participando la ENEE representada por el Gerente General con este último con voz pero sin voto, y a la vez se le faculta a la ENEE la secretaría ejecutiva de este nuevo Gabinete. También dicho Gabinete es conducido por el Presidente de la República mediante la Secretaría de Estado en el Despacho de la Presidencia [25]:

ARTICULO 1. *Crear el Gabinete de Política Energética., con el objeto de asesorar a la Presidencia de la República en la formulación y definición de las políticas energéticas y coordinar las acciones institucionales para la ejecución de dichas políticas.*

El artículo 3 del Decreto Ejecutivo PCM 004-2010 define las funciones del *Gabinete de Política Energética*, las cuales difieren a las funciones del *Gabinete Energético* definidos en el artículo 5 del Decreto Legislativo 158-94, Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico.

Por tanto, la CNE se la adjudica las actividades propias de un ente regulador. En la actualidad una de las funciones más importantes que desempeña en el sector, es la regulación de tarifas de los consumidores finales, aprobación de costo marginal de corto plazo de la generación para la actualización anual de la tarifa en barra y señal de referencia para incentivar la inversión en generación, revisión y aprobación de contratos de operación y de suministro (PPA: *Power Purchase Agreement*) y incluyendo las tecnologías de generación a base de recursos renovables.

Para el caso de los contratos de operación (concesiones de explotación) y de suministro, dentro de las facultades de la CNE, una vez revisados y dictaminados esta, se someten a aprobación por la SERNA y luego es el Congreso Nacional de la República quien aprueba mediante decreto estos contratos, siempre y cuando sobrepasen un periodo presidencial de 4 años.

5.1.4 Análisis Comparativo

Tomando en cuenta una descripción de los modelos de mercados eléctricos y sus marcos regulatorios respectivos tanto para Colombia, Perú y Honduras, nos atrevemos a realizar una comparación a grandes rasgos extrayendo las características más relevantes de la información expuesta en este trabajo. Esto se muestra en la Tabla 2 como sigue.

Tabla 17. Cuadro comparativo de modelos de mercados eléctricos, actividades y marcos regulatorios.

	Honduras	Colombia	Perú
Marco Institucional	Gabinete Energético (Presidencia de la República), Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), Secretaría de Industria y Comercio, Dirección General de Energía (DGE), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Comisión Nacional de Energía (CNE).	Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Departamento Nacional de Planeación (DNP), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Consejo Nacional de Operación, Comité Asesor de Comercialización, Centro Nacional de Despacho, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por uso de las redes.	Ministerio de Energía y Minas, la Dirección General de Electricidad, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Comisión de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).
Modelo de Mercado Eléctrico	Mercado monopólico, donde permanece una empresa estatal verticalmente integrada, pese a que marco legal promueve la liberación gradual del mercado en la producción y distribución, y usuarios desregulados. No existe la figura de comercializador independiente. Prevalece un mercado de costos de contratos y comprador único (monopsonio).	Mercado Mayorista mediante una bolsa de energía (mercado de corto plazo o mercado <i>spot</i>), mercado de largo plazo mediante modelos de contratos. Actividad de generación liberalizada, figura de Comercializadores que compran energía en un mercado mayorista y venden a los usuarios finales, regulados o no regulados. En operación del mercado <i>spot</i> competitivo, donde los agentes ofertan sus costos marginales de corto plazo. Básicamente se tiene un mercado de precios.	El mercado eléctrico peruano coexisten en dos formas: el mercado eléctrico regulado y el mercado eléctrico libre. En ambos mercados se pueden suscitar diferentes precios de energía eléctrica, para el mercado regulados se pueden obtener precios firmes o precios en barra (regulados); para el mercado libre, la formación de precios corresponde a la dinámica de precios de mercado como precios libres (precios <i>spot</i> basados en costos marginales horarios) y precios firmes también productos de licitación o subastas. Se tiene mercado basado en costos auditados.

	Honduras	Colombia	Perú
Marco Regulatorio	<p>La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, de noviembre de 1994 antes citada, es la ley fundamental en los servicios de electricidad en Honduras. Decreto Legislativo No. 131-98, publicado en mayo de 1998. Mediante el artículo 35, se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) reformando el artículo 6 del Decreto Legislativo No. 158-94. Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, de septiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico. Decreto Legislativo No. 70-2007, Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre de 2007.</p>	<p>Leyes No. 142 y No. 143, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley de Eléctrica respectivamente, esto en el año 1994 y reglamentos respectivos.</p>	<p>Fundamentalmente el mercado eléctrico se sustenta en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, publicada en el año 1992 y su reglamentación en el año 1993, esta ley norma lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Luego se tienen muchos cambios, por medio de diferentes instrumentos legales.</p>
Actividad de Generación	<p>Las empresas dedicadas a la actividad de generación, públicas, privadas y mixtas acogidas a la Ley, para vender su producto, tendrán las opciones de: a) Vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora en estos casos, deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y b) Vender su producto a ENEE. En este caso, si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se le vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compra-venta es promovida por ENEE, entonces la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación y los términos del contrato. Prevalece planificación de expansión centralizada en parte e indicativa esperando que señales de mercado incentiven la inversión.</p>	<p>De acuerdo al artículo 26 de la Ley Eléctrica referente a la actividad de generación, “las entidades públicas y privadas con energía eléctrica disponible podrán venderla, sujetas al reglamento de operación, a las empresas generadoras, a las distribuidoras o a grandes consumidores a tarifas acordadas libremente entre las partes”. Planificación indicativa de la generación, Existe un denominado Cargo por Confiabilidad que se trata de una remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos en inversiones de generación.</p>	<p>En cuanto a la regulación tarifaria de la actividad de generación, se presenta el modelo del “<i>peak load pricing</i>”, el cual se utiliza para la utilización de la teoría marginalista aplicada a la regulación tarifaria de generación, así también se desarrollan los mecanismos de precios en barra (regulados) y precios firmes productos de licitación o subastas. Planificación indicativa, se espera que sean las señales correctas para incentivar la inversión en generación, en vista que no se tiene la planificación centralizada de la expansión en generación, sino que sea producto del mercado eléctrico mismo.</p>

	Honduras	Colombia	Perú
Actividad de Transmisión	<p>Monopolio natural regulado. Esta actividad la pueden ejercer empresas públicas, privadas o mixtas. Los dueños de redes eléctricas deben permitir el libre acceso a sus instalaciones de cualquier empresa eléctrica o gran consumidor que la solicite. Asimismo permitirán el uso remunerado de sus líneas.</p> <p>El Costo Total de Transmisión (CTT) corresponde a la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento (AO&M), calculados con base a una gestión eficiente. Esta anualidad será calculada considerando el valor neto revaluado de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización definidas por el ente regulador.</p>	<p>Monopolio natural regulado. La regulación de la transmisión es una regulación de ingreso máximo anual, el resultante de aplicar una metodología definida por el regulador, y el ofertado por el agente ganador de las subastas competitivas mediante las cuales se asignan los proyectos construidos. Planificación centralizada y coordinada de la transmisión por parte de una unidad administrativa denominada Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).</p>	<p>Monopolio natural regulado. Los sistemas de transmisión remuneran a través de las tarifas reguladas la anualidad de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento (CO&M) correspondientes a un sistema económicamente adaptado. Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR). La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%). Los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan los cargos por uso de red “ingreso tarifario o peaje” de acuerdo a metodologías definidas para cada categoría de red.</p>
Actividad de Distribución	<p>Monopolio natural regulado. Para estas actividades, la Ley Marco señala que las empresas públicas, privadas o mixtas deberán suscribir con las empresas generadoras, contratos de suministro de energía por plazos que no sean inferiores a cinco (5) años. Se establece que el costo de distribución está definido por el concepto de “Valor Agregado de Distribución” (VAD), el cual está basado en el concepto de empresa modelo eficiente. Para separación de estas actividades, a propuesta de la ENEE, la CNE procedería a dividir el país en zonas de distribución de energía eléctrica con base en criterios que hagan que cada una de ellas sea técnicamente viable y económicamente rentable. Aunque la Ley establecía un término de plazo de 1 año, en la realidad no ocurrió esta disgregación.</p>	<p>Monopolio natural regulado. Actividad ejercida por empresas que poseen por redes de distribución municipales o distritales. De acuerdo al artículo 40 de la Ley Eléctrica No 143, las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional deben incluir los siguientes cargos: a) Un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión; b) Un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión; c) Un cargo variable, asociado a los servicios de transporte por la red de interconexión.</p>	<p>Monopolio natural regulado. Los precios en barra que el distribuidor traslada a las tarifas se fijan cada año junto con sus fórmulas de actualización que contienen parámetros tales como el índice de precios al por mayor, la tasa de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, y el precio de los combustibles. La remuneración que recibe el distribuidor es el Valor Agregado de Distribución (VAD). El principio para la remuneración de activos de red es pagar la anualidad de la inversión del valor nuevo de reemplazo de un sistema económicamente adaptado (red optimizada), propio de una empresa modelo eficiente, valorado con los precios actuales.</p>

	Honduras	Colombia	Perú
Actividad de Comercialización	No existe la figura de comercializadores independientes por tanto esta actividad a que se refiere la Ley la ejerce las distribuidoras. Sin embargo, desde el año 1997 la ENEE tercerizó a una empresa denominada Servicios de Medición Eléctrica de Honduras (SEMEH) las labores de lectura, facturación, manejo de bases de datos, parte de atención al cliente y otras tareas asociadas con los abonados de la empresa estatal.	Actividad que consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Esta actividad puede llevarse a cabo en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico pero diferente a la de transmisión.	No existe la figura de comercializadores independientes por tanto esta actividad la ejercen las empresas distribuidoras.
Usuarios o Consumidores	Resolución de CNE clasifica como Grandes Consumidores, aquellos usuarios que estén servidos en una tensión igual o mayor a 13.8 kV, y que la demanda máxima de potencia sea de al menos 750 kW. Como usuarios con capacidad de elección, es decir, usuarios desregulados que podrían comprar sus necesidades de energía eléctrica directamente en el mercado de generación o distribuidoras, esto no ha ocurrido hasta la fecha, manteniéndose como abonados de la ENEE a tarifa regulado.	En el mercado no regulado, consumidores con demandas de energía superiores a 55 MWh/mes o demandas máximas de potencia superiores a 100 kW, pueden negociar y contratar libremente su suministro por medio de agentes comercializadores.	Usuarios regulados son aquellos con valores de demanda anual menores a 200 kW. Valores de demanda anual entre 200 y 2500 kW pueden optar a ser usuarios con tarifa regulada o no. Usuarios libres son aquellos con demanda anual mayor a 2500 kW. También se tiene la clasificación de los Grandes Usuarios Libres (clientes libres con potencia mayor a 10 MW).
Administración y Operación del Mercado	Condiciones de monopolio. La operación y administración del mercado eléctrico, la planificación, coordinación, supervisión y control de las operaciones de las centrales generadoras y de las líneas de transmisión y subestaciones que pertenecen a SIN, la hará ENEE por medio de su Centro Nacional de Despacho (CND).	La operación y la administración del mercado la realiza una empresa técnica especializada sin participación en otras actividades del sector, el cual tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por uso de las redes explicados anteriormente.	En cuanto a la operación del sistema eléctrico, está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) que tiene la finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. El COES está conformada como una entidad privada, sin fines de lucro y con personería jurídica.

	Honduras	Colombia	Perú
Organismo Regulador	En cuanto a la actividad de regulación del sub-sector eléctrico, la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el Artículo 7, literal b) faculta a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ente regulador y fiscalizador de las actividades del Sub-Sector Eléctrico, para proponer las normas y reglamentos necesarios para la aplicación de la Ley Marco.	Las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados, son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La regulación que se trata es del tipo económica, de estructura y funcionamiento del mercado eléctrico y la conducta de los agentes, entre otros temas trata el régimen tarifario, la calidad y continuidad del servicio y sanciones.	La actividad de regulación y fiscalización del sector eléctrico peruano está a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

5.2 Esquemas Tarifarios

5.2.1 Colombia

5.2.1.1 Principios Tarifarios

La Ley N° 142 de Servicios Públicos Domiciliarios, en su artículo 87, establece los criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución de ingresos, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, está a su vez, es complementada por la Ley 143, la cual adiciona los conceptos de calidad, continuidad, adaptabilidad y equidad. A continuación se describen los criterios para la determinación de la tarifa eléctrica colombiana [4]:

- **Eficiencia Económica:** determina la necesidad de precios de mercado competitivo y define entre otros aspectos la prohibición de trasladar costos de ineficiencias, la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.
- **Neutralidad:** es el derecho a tener igual tratamiento tarifario que cualquier otro consumidor con características de tarifas iguales. Tratamiento semejante para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las provenientes de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.
- **Solidaridad y Redistribución del ingreso:** Este principio establece, según el artículo 367 de la Constitución Política del 91, que el régimen tarifario tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución del ingreso. Para tal efecto el artículo 368 autoriza la concesión de subsidios por parte de las entidades territoriales, que cubran las necesidades básicas para las personas de menores ingresos. Estas necesidades básicas se conocen como “Consumo de Subsistencia” y las personas de menores ingresos son aquellas que según el proceso de estratificación socioeconómica pertenecen a los estratos: 1,2 y 3 y por ende tiene diferentes porcentajes de subsidio. La ley 142 en su artículo 99.6 establece que ningún subsidio será superior al 15% del costo medio de suministro para el estrato 3, al 40% para el costo medio del estrato 2, ni superior al 50% para el estrato 1. Tales subsidios pueden ser cubiertos con recursos provenientes del Plan Nacional Económico, entidades territoriales entre otros.

- Calidad del servicio prestado: establece que se deben cumplir los requisitos mínimos que se establezcan para él, en cuanto a la continuidad del servicio y a las características del producto técnico entregado.
- Suficiencia Financiera: busca garantizar la recuperación de los costos y los gastos de operación, expansión, reposición y mantenimiento, y al mismo tiempo permitiendo remunerar el patrimonio de los accionistas.
- Simplicidad: hace alusión a la elaboración de fórmulas que faciliten comprensión, aplicación y control.
- Transparencia: el régimen tarifario debe ser explícito y completamente público.
- Continuidad: el servicio se deberá prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.
- Adaptabilidad: es la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- Equidad: el estado busca alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

5.2.1.2 Composición de Costos que Conforman la Estructura Tarifaria

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, de manera genérica la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final es la siguiente:

Generación + Transmisión + Distribución + Comercialización + Otros Costos

Los componentes de la cadena de costos de prestación del servicio para la atención de usuarios en los dos mercados son idénticos, no así el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, manejo que dependerá del mercado en el cual actúe.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

A partir del 1 de enero de 1998 entró en vigencia el régimen tarifario de libertad regulada para el Sistema Interconectado Nacional, previsto por la Ley N° 142 de 1994, en virtud del cual, las empresas establecen su propia estructura tarifaria con base en las fórmulas y la metodología aprobada por la CREG.

En los siguientes apartados se describen los componentes del CU de la prestación del servicio de energía eléctrica, asociados a las actividades de generación (G), transmisión (T), distribución (D) y comercialización (C). Además se presentan las reglas de ajuste al CU y los criterios que se tienen en cuenta en la definición de los subsidios y las contribuciones.

La CREG estableció el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) para usuarios regulados, el cual es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Este costo está representado en la siguiente fórmula, desarrollada en la Res. CREG n° 031/97:

$CU_{n,m,t} = (G_{m,t} + T_{m,t,z}) / (1 - PR_{n,t}) + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$ donde :

n = nivel de tensión

m = mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio

t = años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (t= 0,1,2,3,4)

z = zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador

El G (generación) corresponde al costo de compra de energía (\$/kWh) por parte del comercializador. Este se calcula como un promedio del valor de las compras del comercializador en el mercado de contrato y en la bolsa de energía. En el sistema eléctrico colombiano, todos los comercializadores están obligados a comprar su energía en el mercado, pudiendo hacerlo en el mercado de largo plazo o en la bolsa de energía (mercado *spot*). La actualización de este ítem, depende de cómo contraten los comercializadores y cómo evoluciona el precio en la bolsa de energía. Es el costo de la generación de energía; con este valor se cubren los costos de las plantas hidráulicas y térmicas que producen la electricidad que consumen los usuarios. Se determinan de acuerdo con la metodología establecida en el Resolución CREG N° 031, teniendo en cuenta los costos de compra de energía de las empresas en el Mercado Mayorista, ya sea a través de transacciones en la bolsa de energía o mediante contratos de largo plazo. Esto por cuanto las empresas distribuidoras-comercializadoras, prestadoras del servicio no producen la energía que suministran a sus usuario y por tanto deben comprarla en el Mercado Mayorista.

El T (transmisión), corresponde actualmente al costo promedio por uso del Sistema de Transmisión Nacional (\$/kWh), tensiones eléctricas mayores a 220 kV. Con este valor se paga el transporte o transmisión nacional de la energía, esto es, los costos de las líneas de transmisión, los transformadores y las subestaciones necesarios para llevar la energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión. Se determina de acuerdo con los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional definidos por la CREG.

El D (distribución) corresponde al valor del costo de transporte por las redes de distribución (\$/kWh) (<220 kV). Estos dos costos remuneran el transporte de energía desde las plantas de generación hasta el inmueble del usuario final. Con este valor se paga la distribución de energía, esto es, los costos de las redes de transporte urbanas y rurales que llevan la energía desde las subestaciones del sistema de transmisión nacional hasta el usuario final. Se determina de acuerdo a unos Cargos Máximos (Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local) definidos por la CREG para cada operador de red.

Con respecto al cargo de Distribución la CREG estableció una nueva metodología para calcularlo, debido a que la Ley N° 142 de 1994 previó un término de vigencia de 5 años y una actualización administrativa para la modificación de las fórmulas tarifarias.

Por lo anterior, mediante Resolución CREG N° 082 de 2002, esta Comisión aprobó los principios generales y la nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, correspondiente al Costo de Distribución $D_{n,m}$ (\$/kWh), a utilizar en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio establecido en la Res. CREG 031 de 1997.

El C (comercialización) es igual al costo de atención de clientela (\$/kWh). Con este valor se remuneran los costos máximos asociados con la atención de los usuarios, tales como la facturación, lectura y atención de reclamos. Con este valor se cubren los costos de lectura de la medida, de facturación, recaudos asociados con la atención de los usuarios regulados y los costos de gestión de compras de energía y costos de transferencia de los recursos financieros a todos los demás agentes en la cadena de producción. Se determinan de acuerdo con un Cargo Máximo (Costo Base de Comercialización) definido por la CREG para cada empresa comercializadora.

El O (otros) corresponde al valor de las restricciones; las contribuciones que por mandato legal deben pagar los agentes a la CREG y a la SSPD; los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios; y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

La P (pérdidas) representa el porcentaje reconocido de pérdidas de energía. Es un valor que representa la fracción (o porcentaje expresado en forma de fracción) del costo de prestación del servicio en la fórmula por kWh facturado, asociado a la energía que por razones técnicas o no técnicas se pierde en el Sistema de Transmisión Nacional, imputable sólo a las compras y al transporte por el STN. Esta variable se refiere a las pérdidas de energía producidas principalmente por la transformación requerida para pasar la energía de los niveles de voltaje del STN a los niveles inferiores de los Sistemas Regional y Local, y no a pérdidas patrimoniales de las empresas.

Es pertinente señalar que cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio está acompañado de indicadores que miden la eficiencia de cada uno de ellos.

El CU es diferente por nivel de tensión. Pero en un mercado o región específicamente los usuarios que están en el mismo nivel tienen un costo de prestación del servicio igual. Ahora bien, el Costo Unitario de Prestación del Servicio que obtienen las empresas mediante la aplicación de la fórmula, es un costo máximo, lo cual implica que si la empresa tiene razones económicas comprobables y justificables, puede establecer tarifas inferiores a dicho costo.

En este sentido, la CREG no ordena incrementos tarifarios sino que expide las metodologías que permiten a las empresas recuperar los costos de prestación del servicio en condiciones de eficiencia para asegurar la continuidad en la prestación del servicio y expedir las metodologías tarifarias según lo dispuesto en la Ley N° 142 de 1994.

Debido a la separación de mercados entre Usuarios Regulados y No Regulados, las empresas comercializadoras tienen potencialmente varios ámbitos de acción: i) Pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; ii) Pueden comercializar energía exclusivamente en el mercado no regulado; o iii) Pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.

5.2.1.3 Estructura Tarifaria

De acuerdo con la regulación vigente (Artículo 5 de la Resolución CREG-079 de 1997), los comercializadores de energía eléctrica pueden cobrar a sus Usuarios Finales Regulados, en el Sistema Interconectado Nacional, los siguientes cargos:

- Un Cargo por Unidad de Consumo, de acuerdo con diferentes opciones tarifarias y que representan la sumatoria de los diferentes componentes de costos explicados en el ítem anterior.
- Un Cargo de Conexión, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio. Este Cargo comprende los costos asociados a la acometida y el medidor. (Resolución CREG 225/97).
- Un Cargo Mínimo por Disponibilidad del Servicio, únicamente cuando la liquidación de los consumos del usuario, junto con el cargo fijo que esté vigente, sea inferior a dicho cargo mínimo, en cuyo caso la aplicación de este cobro reemplaza la liquidación y cobro de los consumos del usuario y el cargo fijo correspondiente.

Es hasta este punto en que la CREG interviene a través de las fórmulas tarifarias para determinar los costos que pueden ser trasladados a los usuarios finales por la prestación del servicio. La determinación de las tarifas finales aplicables a los diferentes estratos depende de la aplicación de subsidios y contribuciones definidos por la Ley.

Para el caso del consumo residencial, se cobra de manera estratificada, de modo que para los estratos 1, 2, y 3 se le descuenta un subsidio al CU, al estrato 4 se le cobra justamente el CU, mientras que a los estratos 5 y 6 se le adiciona una contribución. Por su parte la tarifa que se cobra a los usuarios industriales regulados, está conformada por el CU más una contribución o sobretasa.

Estratificación Consumo Residencial Tarifa (kWh)

Estratos 1, 2 y 3	=	CU – Subsidio
Estrato 4	=	CU
Estrato 5, 6	=	CU + Contribución (aplicable también al consumo industrial regulado)

5.2.1.4 Régimen Aprobación de Tarifas

El plazo entre revisiones tarifarias es de cinco años, dentro de los cuales las tarifas están sujetas a indexación. No está prevista la realización de audiencias para las revisiones tarifarias.

Los estudios en las revisiones tarifarias son realizados por la CREG. Los distribuidores deben realizar los inventarios de sus instalaciones a remunerar, supervisados por auditores autorizados por la CREG.

Vencido el período de vigencia de las fórmulas de costos y de la metodología de determinación del costo base de comercialización, continuarán rigiendo mientras la Comisión de Regulación de Energía y Gas no fije las nuevas.

5.2.1.5 Mecanismos de Ajustes Tarifarios

Las tarifas de la energía eléctrica son reguladas por la CREG mediante resoluciones que en principio tienen vigencia por cinco años. La tarifas definidas en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), tiene como base de cálculo el costo unitario (CU). En la provisión del este servicio participan cuatro negocios (generación, transmisión, distribución y comercialización), que enfrentan distintas condiciones de mercado, lo cual lleva a que el regulador considere criterios especiales para cada uno a la hora de definir el costo unitario. Las tarifas se actualizan de acuerdo con los índices de precios que define la propia Comisión.

Las tarifas de la energía eléctrica han ganado participación en los últimos años, tanto en el grupo de los precios regulados por el Estado como en la canasta total del Índice de Precios al Consumidor (IPC). El mayor peso de este producto lleva a que se le preste mayor atención a la formación de las tarifas y a sus determinantes, para darle un seguimiento más cercano a la llamada inflación de regulados. En la canasta base 1998, la ponderación que se le asignaba a los precios de los bienes regulados era de 9,04% y, dentro de ese grupo, las tarifas eléctricas participaban con el 1,46%. En la nueva canasta de 2008, la ponderación de los precios regulados aumentó a 15,26%, al tiempo que la importancia de las tarifas eléctricas se incrementó a 2,86%. Este último porcentaje es muy importante por tratarse sólo de un artículo de los 123 que contiene la nueva canasta del IPC. Es de anotar que la ponderación actual es cercana a la media de otros países de la región como México (2,27), Chile (2,59), Perú (2,95) y Brasil (3,22).

Conviene precisar que para el periodo 1998-2007, el CU se estimaba mensualmente. No obstante, para evitar cambios en las tarifas ante pequeñas oscilaciones del CU, sólo se aplicaba un aumento o disminución si el valor calculado de dicho costo resultaba diferente al vigente en más o menos 3%. La reglamentación existente además contemplaba que los costos de generación y los llamados “otros costos” se ajustaran con el IPP, mientras los costos de comercialización se ajustaban al IPC (Resolución CREG 031 de 1997). El ajuste por el IPP luego se extendió a los costos de transmisión.

Bajo estas reglas de ajuste, un aumento acumulado del IPC por encima del 3%, que afectaba el costo de comercialización, no necesariamente se traducía en un aumento del CU total, porque podía ser compensado por la evolución opuesta de los costos de los otros componentes, o viceversa.

Para el periodo tarifario 2008-2012, la CREG definió un nuevo índice de precios para ajustar el costo unitario de la energía, denominado $I(w)$ (Resolución 119 de 2007). De acuerdo con esta formulación, w corresponde a los diferentes componentes del costo unitario, es decir, $w = G, T, D, C, P$ y R . Bajo la nueva normatividad, cuando la variación de dicho índice sobrepasa el 3%, por causa de la variación de alguno de sus componente, el CU se ajusta automáticamente en el porcentaje equivalente. Así las Durante el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen.

Existe una reducción en las remuneraciones máximas permitidas a lo largo del período entre revisiones tarifarias, por dos conceptos: reducción en las pérdidas máximas admisibles y factor por incremento de productividad. El factor de reducción de las remuneraciones por incremento de productividad es del 0.42% anual aplicados a los niveles 1, 2 y 3.

5.2.1.6 Tratamiento de Impuestos y Subsidios

La Ley N° 142 de 1994 y la Ley N° 143 de 1994 en desarrollo del principio de solidaridad y redistribución de ingresos ordenados por la Constitución Nacional, fijaron subsidios y contribuciones a la prestación del servicio de electricidad. Una vez que se aplican estos subsidios y contribuciones, se obtienen las tarifas finales a aplicar a los usuarios para los diferentes estratos. Los porcentajes de subsidios y contribuciones que contienen las tarifas finales, no dependen de la CREG; estos son fijados por el Congreso a través de leyes.

Las tarifas que se cobran a los usuarios regulados, se fijan de manera estratificada con base en el Costo Unitario CU. A los estratos 1, 2 y 3 se le descuenta del CU un subsidio, mientras a los estratos 5 y 6 se les cobra una contribución adicional. De acuerdo con la legislación vigente, las contribuciones se aplican a todo el consumo de los estratos residenciales 5 y 6, y a los no residenciales. El aporte por este concepto es equivalente al 20% del CU y se destina a subsidiar el consumo de energía de los hogares con menores ingresos. Por su parte, los subsidios son aplicados al consumo básico de subsistencia, fijado en 173kWh-mes, para las poblaciones situadas por debajo de 1000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m) y 130 kWh-mes, para las poblaciones situadas por encima de los 1000 m.s.n.m.

Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios equivalentes al 60%, 40% y 15%, del costo unitario de la prestación del servicio, respectivamente. Para el ajuste mensual de los subsidios se tiene en cuenta alternativamente la menor variación entre el costo unitario y el IPC, con la siguiente regla: si la menor variación corresponde a la del IPC, los subsidios se incrementarán en esa proporción; no obstante, si la menor variación corresponde al costo unitario, se mantiene el valor de subsidios del mes anterior. La Ley N° 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía (MME) y un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI).

Este Fondo se financia con recursos provenientes de los superávits que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, las Empresas de Servicios Públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

5.2.2 Perú

5.2.2.1 Principios Tarifarios

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, con sus modificaciones y derogaciones vigentes a la fecha; se establece en el *Título V “Sistema de Precios de la Electricidad”* a través de sus tres artículos, a saber del 42 al 44, que [7]:

Artículo 42: Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Además en el artículo N° 43 de la misma ley, se indica que estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.
- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica [10].
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad¹⁹.

Finalmente el artículo N° 46 de la ley dispone que las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía (OSINERGMIN) independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley [8]. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes. En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deben

¹⁹ Artículo modificado por la Disposición Complementaria Modificatoria Única de la Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

5.2.2.2 Composición de Costos que Conforman la Estructura Tarifaria

El artículo N° 63 de la Ley 25844, establece que las tarifas máximas a los usuarios regulados, se componen por:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- c) El Valor Agregado de Distribución (VAD).

El VAD se basa en una empresa modelo eficiente y considera los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía usuario (cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza);
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

El costo de inversión es la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la Ley 25844. Para determinar el Sistema Económicamente Adaptado se diseña una red óptima, capaz de soportar la máxima demanda del año anterior a aquél en que se está fijando la tarifa y empleando las tensiones de distribución óptimas. La red óptima es la de costo mínimo total de los componentes de inversión, operación y mantenimiento y calidad de servicio.

5.2.2.3 Estructura Tarifaria

La tarifa final para los consumidores regulados está formada por la suma de las tarifas reguladas en barra a las que los distribuidores adquieren la energía y potencia en el mercado mayorista, y que son trasladables a tarifas, y las remuneraciones reguladas por la transmisión y distribución.

En la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, se dan los procedimientos para la fijación de Tarifas en Barra, para la fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT); y para la fijación del VAD y Cargos Fijos [26].

Según la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, los usuarios se definen como [27]:

Usuarios en Media Tensión y Baja Tensión

- a) Son usuarios en Media Tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV (kV = kilovoltio) y menor a 30 kV.
- b) Son usuarios en Baja Tensión (BT) aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV.
- c) En caso que no cuenten con la medición adecuada en MT, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en BT. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2% para el sector típico 1 y de 2,5% para los

otros sectores, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía. La empresa distribuidora podrá proponer al OSINERGMIN un valor de recargo por pérdidas de transformación promedio distinto al indicado, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de MT que se encuentran medidos en BT, para un periodo mínimo de un año.

Usuarios con Tensiones de Suministro superiores a Media Tensión

Las tarifas para aquellos usuarios del servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios a nivel de generación según la resolución vigente del OSINERGMIN.

Usuarios prepago del servicio eléctrico

- a) Se define como usuarios prepago del servicio eléctrico a aquellos usuarios, cuyos suministros conectados en BT, que contando con un equipo de medición con características especiales para este fin, realizan el pago del servicio eléctrico con anterioridad a su uso.
- b) A estos efectos, el usuario procederá a adquirir en las oficinas comerciales de la empresa distribuidora o donde ésta lo disponga, una cantidad de energía, la cual podrá ser consumida por éste, con las limitaciones indicadas referente al consumo de potencia máxima.
- c) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior, será facturada por la empresa distribuidora en función al valor del cargo tarifario vigente correspondiente a esta opción tarifaria, el descuento por compra anticipada y los impuestos aplicables.
- d) La cantidad de energía adquirida por el usuario para su uso posterior no tendrá fecha de vencimiento.
- e) Una vez agotada la cantidad de energía adquirida en forma anticipada por el usuario prepago, el equipo de medición instalado en el punto de suministro interrumpirá el servicio hasta que el usuario adquiera una nueva cantidad de energía. Esta situación de interrupción del servicio no podrá ser invocada por el usuario como una interrupción en el servicio eléctrico a los efectos del cálculo de las compensaciones previstas en la normativa para el control de la calidad del servicio eléctrico.

Usuarios con sistema de medición centralizada

Son aquellos usuarios, de acuerdo a la Resolución Ministerial N° 137-2009-MEM/DM, cuyos consumos se miden mediante un sistema de medición centralizada que agrupa los equipos de medición de uno o más usuarios en una misma caja concentradora, que puede ser instalada en estructuras de las redes de BT (no comprende la subestación de distribución) y a partir de la cual se derivan las acometidas para cada predio. La medición y operación de los puntos de suministro (lectura, interrupción y/o restitución del suministro) para cada usuario se realiza mediante el sistema de medición centralizada en forma remota e incluye un medio de visualización de los consumos de energía accesible al usuario.

Usuarios Temporales

- a) Se define como usuarios temporales a aquellos usuarios que requieren el servicio eléctrico por un periodo limitado de tiempo y en forma no repetitiva (Ejemplo: ferias, eventos y/o espectáculos en la vía pública, circos, obras en construcción, etc).
- b) La posibilidad de conexión de los usuarios bajo esta modalidad está limitada a la ausencia de la necesidad del desarrollo de redes por parte de la empresa distribuidora para la atención del suministro temporal.
- c) El costo de la conexión temporal será cubierto por el usuario y dicho costo no podrá superar los precios regulados de la conexión eléctrica fijados por el OSINERGMIN.

Usuarios Provisionales

Se define como usuarios provisionales del servicio eléctrico, de acuerdo al Artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas [7], a aquellos usuarios ubicados en zonas habitadas que no cuentan con habilitación urbana, conectados en BT en forma colectiva.

Usuarios rurales con celdas fotovoltaicas

Son aquellos usuarios ubicados en sistemas eléctricos rurales (SER) establecidos por la LGER y cuyos suministros son alimentados mediante sistemas fotovoltaicos.

Opciones Tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión y baja tensión se presentan en las siguientes series de tablas:

Los mecanismos de cálculo para los cargos reportados en las siguientes dos tablas se encuentran especificados en la referencia, [27].

Las horas de punta (HP) son las del período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuando a solicitud del cliente, los días domingo, días de descanso que correspondan a feriados y feriados que coincidan con días de descanso, siempre y cuando, y de ser necesario el usuario asuma los costos de inversión correspondientes para la medición adicional. Las horas fuera de punta (HFP) son el resto de horas del mes no comprendidas en las horas de punta (HP).

La demanda máxima mensual es el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de un mes. La demanda máxima anual es el mayor valor de las demandas máximas mensuales en el periodo de 12 meses consecutivos.

Tabla 18. Opciones Tarifarias para los Usuarios conectados en Media Tensión

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. g) Cargo por energía reactiva.</p>
MT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p> <p>Calificación de Potencia: -P: Usuario presente en punta -FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.</p>
MT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes</p> <p>Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: -P: Usuario presente en punta -FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.</p>

Tabla 19. Opciones Tarifarias para los Usuarios conectados en Baja Tensión

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: -P: Usuario presente en punta -FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: -P: Usuario presente en punta -FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. e) Cargo por exceso de potencia en horas de punta.
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C	Iluminación Especial o Alumbrado Adicional a cargo de Municipalidades, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C-AP	Alumbrado Público por aplicación del artículo 184° del RLCE, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5D	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5E	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.
BT7	Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E)	a) Cargo comercial del servicio prepago b) Cargo por energía activa.
BT8	Suministros Rurales con Celdas Fotovoltaicas	a) Cargo mensual de energía equivalente

Los mecanismos de cálculo para los cargos reportados en las anteriores dos tablas se encuentran especificados en la referencia, [27].

5.2.2.4 Régimen Aprobación De Tarifas

El VAD se calcula para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que son establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas (OSINERGMIN), de acuerdo al procedimiento que fija el Reglamento [8]. Los cálculos se realizan mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por el ente regulador, la que elabora los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

Una vez recibidos los estudios, el ente regulador comunica a los concesionarios sus observaciones si las hubiere; debiendo éstos absolverlas en un plazo máximo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas de Energía establece los Valores Agregados de Distribución para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Con los Valores Agregados de Distribución y las Tarifas en Barra que correspondan, la Comisión de Tarifas de Energía estructura un conjunto de Precios Básicos para cada concesión.

El ente regulador (OSINERGMIN) calcula la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- a) Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;
- b) Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y,
- c) El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de actualización vigente señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas [7], de hecho el 12% real anual, los VAD, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

5.2.2.5 Mecanismos de Ajustes Tarifarios

El artículo N° 73 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

La actualización de las tarifas eléctricas se realiza a través de fórmulas que están en función de la variación de indicadores macroeconómicos y precios de los combustibles, tales como el tipo de cambio, la tasa arancelaria de productos importados utilizados en electricidad, índice de precios al por mayor, índice del precio del cobre, índice del precio del aluminio, gas natural, carbón bituminoso, diesel 2 y residual 6.

Considerando los Valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas de Energía fija y publica las tarifas definitivas de distribución y sus fórmulas de reajuste

mensual. Tales publicaciones están disponibles en el Sitio Web de la OSINERGMIN, o en el link de la referencia [14].

5.2.2.6 *Tratamiento de Impuestos y Subsidios*

El único impuesto que grava la venta de energía es el Impuesto General a las Ventas con una tasa del 19%.

Se aplica el Fondo de Compensación Social (FOSE), [28], dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kWh por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella que posteriormente la sustituya.

El FOSE se financia mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados con consumos mayores a 100 kWh. El cobro del aporte se incorpora a la facturación del usuario. Dicho recargo se establece en función a un porcentaje determinado por el OSINERG en función a la proyección de ventas del período siguiente.

Los recursos del FOSE se asignan mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a 100 kWh/mes, según la siguiente tabla:

Tabla 20. Asignación de los recursos del FOSE (Subsidio cruzado)

Usuarios	Sector	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kWh/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kWh/mes hasta 100 kWh/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	62,5% del cargo de energía	18,75 kWh/mes por cargo de energía

Los usuarios que se benefician con el FOSE son aproximadamente el 40% de los clientes del servicio público de electricidad. Respecto el grado de focalización de FOSE en la referencia [29], los autores concluyen que el 65% de los beneficiados del FOSE, en el ámbito urbano, son hogares no pobres; lo que indica que el diseño actual del subsidio, basado en un límite de consumo, al igual que en caso Hondureño, constituye un mecanismo ineficiente para subsidiar el consumo de energía eléctrica de los hogares menos favorecidos.

5.2.3 Honduras

El contenido de la presente sección constituye un resumen de parte del informe presentado en el documento MMH-003 “Examinación y Análisis del Sistema para la Determinación de Costos y Tarifas Vigentes en Honduras” de esta consultoría. El resumen se elabora sólo con el propósito de hacer una comparación con los esquemas tarifarios de los dos países antes presentados, es decir Colombia y Perú.

5.2.3.1 Principios Tarifarios

La Ley Marco del Subsector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94) aprobada en 1994 define la organización y funcionamiento de la industria de la energía eléctrica, con el propósito principal de promover el desarrollo sostenible de un suministro de energía eficiente y adecuado para satisfacer la demanda presente y futura.

Como ya se ha explicado, en esta ley se reconocen cuatro actividades como parte de la industria de la energía eléctrica, a saber: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. El modelo introdujo la competencia en los segmentos de la industria donde era posible; la regulación económica de los segmentos que son monopolios naturales; la separación de los papeles de formulación de políticas, regulación y provisión del servicio; y el suministro de servicios de electricidad por agentes privados.

La Ley Marco promueve la competencia en el mercado mayorista de energía mediante la separación vertical de la generación, la transmisión y la distribución; la libertad de entrada a todas las actividades del sector; el libre acceso a las redes de transmisión y de distribución, y la libertad de los grandes consumidores de escoger a su proveedor de energía, así como transacciones de energía en un mercado mayorista. Los segmentos monopolísticos, transmisión y distribución, quedaron sujetos a una regulación de precios basada en los costos económicos. No obstante, la misma Ley deja a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como una empresa verticalmente integrada, con exclusividad de la operación de las redes de transmisión y del centro nacional de despacho de carga. La Ley no contiene referencias a empresas comercializadoras independientes.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos económicos de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de enviar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el objeto de obtener un adecuado desarrollo de los sistemas eléctricos. De aquí se definen tres grandes principios que deben guiar el cálculo y estructuración de las tarifas del servicio eléctrico: un principio de salud financiera de las empresas, un principio de eficiencia y un principio de equidad.

5.2.3.2 Composición de Costos que Conforman la Estructura Tarifaria

La Ley Marco establece un sistema en el cual los siguientes precios quedan sujetos a regulación:

- El precio de venta de los generadores a las empresas distribuidoras, a través del Operador del Sistema;
- El precio de venta de las distribuidoras a los usuarios finales;
- El precio por el uso de las redes de transmisión y de distribución.

Un objetivo principal del sistema de regulación de precios cuando la compraventa de energía al por mayor se hace en un régimen de competencia es asegurar que los costos de comprarle energía a los generadores se trasladen a los consumidores finales vía precios regulados, es decir, que los costos se recuperen por medio de las tarifas.

El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como “Tarifa en Barra”, es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión; y la Ley indica que la deben calcular anualmente “las empresas generadoras” y proponerla al ente regulador para su aprobación. En la realidad las empresas generadoras no realizan este cálculo, el

cual requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La ENEE, es la única que hace anualmente el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo, basado en una proyección a 5 años. La ENEE propone a la CNE para aprobación. El CMCP sirve como referencia, para fijar tarifas a los usuarios, y para fijar precios en contratos de energía renovable, o precio para un generador que por iniciativa propia quiere vender a la ENEE, según artículo 12 de la Ley Marco.

Las distribuidoras también pueden adquirir directamente de generadores independientes mediante contratos de largo plazo, con lo cual tendrían mayor certeza de precio. La Ley las autoriza a trasladar a los usuarios finales en sus tarifas el costo de sus compras de energía valoradas precisamente a la Tarifa en Barra, de modo que la volatilidad que esta tarifa pueda experimentar no representa un riesgo comercial para ellas.

Las distribuidoras suman a sus costos de compra de capacidad y energía sus propios costos de distribución y de comercialización, conjunto que la Ley denomina "Valor Agregado de Distribución" para obtener las tarifas al usuario final.

5.2.3.3 Estructura Tarifaria

El pliego tarifario vigente fue publicado por la CNE el 31 de enero de 2009, en cumplimiento a la Ley Marco del Sub Sector Eléctrico, las tarifas de energía eléctrica publicadas son aplicables para el período 2009 – 2013. En particular, se presentan cuadros tarifarios para nueve (9) sectores de la sociedad diferenciados como sigue:

- Tarifa A: Servicio Residencial.
- Tarifa B: Sector Comercial - Servicio General en Baja Tensión.
- Tarifa C - Sector Industrial Pequeño: Servicio en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Circuito Primario de Distribución, Tensiones de 13,8 kV y 34,5 kV.
- Tarifa D - Sector Industrial Grande: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Tensión Primaria, Tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV o Mayor.
- Tarifa E - Sector Gobierno: Servicio Público: Gobierno Central, Poderes: Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye Entes Autónomos y Semiautónomos y otros.
- Tarifa F - Sector Municipalidades y Otros: Servicio Público: Municipalidades.
- Tarifa G - Sector Municipalidades y Otros, Bombeo de Agua: Servicio Público: Servicio Público, Bombeo de Agua.
- Tarifa H - Zonas de Inversión y Empleo: Servicio Industrial Alta, Media Y Baja Tensión.
- Tarifa I - Tarifas Interrumpibles: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición único en Tensión Primaria (69 kV, 138 kV y 230 kV o mayor).

Cada uno de los anteriores sectores es subdividido en bloques de consumo. Un detalle de los cuadros para cada sector de la sociedad es presentado en el anexo C de este documento y en el producto N°2, documento MMH-003 de esta consultoría.

5.2.3.4 Régimen Aprobación de Tarifas

La Ley establece dos clases de precios regulados de la energía: la Tarifa en Barra, para ventas a las distribuidoras, y las Tarifas a los Usuarios Finales para ventas a estos últimos. Ambas van acompañadas de fórmulas de ajuste automático para permitir a las empresas modificar sus tarifas

cuando cambien costos externos. El Artículo 47 dice que para el cálculo de la tarifa en barra "se tomara el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco años." El Artículo 49 dice que "Las tarifas en barra serán calculadas anualmente por las empresas generadoras, quienes deberán además presentar una fórmula de ajuste automático. Ambas deberán ser aprobadas por CNE."

El Artículo 53 dice que "Las tarifas a los usuarios finales, así como su fórmula de ajuste automático, serán aprobadas por CNE a solicitud de las empresas distribuidoras."

Los costos de inversión entran en el cálculo de las tarifas en forma de anualidades calculadas usando una tasa de actualización aprobada por la CNE. El Artículo 7, letra (ch) establece entre las facultades de CNE "Establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, la cual deberá basarse en el costo de oportunidad del capital en Honduras."

5.2.3.5 Mecanismos de Ajustes Tarifarios

La tarifa puede ser modificada en función de dos mecanismos de ajuste vigentes y previstos por la ley marco del subsector eléctrico y su reglamento, en particular:

Ajuste en la Tarifa de Barra

Según el artículo 49 de la ley y 35 del reglamento (ver anexo A), las empresas generadoras además de calcular anualmente las tarifas en barra deben además presentar una fórmula de ajuste automático, que debe ser aprobada por la CNE.

El objetivo de la fórmula de ajuste automático es permitir a las empresas modificar sus tarifas, cuando los *precios de los combustibles* o la *tasa oficial de cambio* varíen de manera tal, que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en un cinco (5%) por ciento o más. Cuando tenga lugar realizar un ajuste de la Tarifa de Barra, se reglamenta que las tarifas sólo pueden aplicarse una vez publicadas por la CNE como lo indica el artículo 7 del reglamento de la ley.

De acuerdo con estipulado en la ley las dos variables externas que influyen en el ajuste de la Tarifa en Barra son los precios de los combustibles y la tasa de cambio [30].

Ajuste al Consumidor Final

Los artículos de la ley marco del subsector eléctrico que reglamentan este mecanismo de ajuste son los artículos 53 y 54. En estos artículos se indica que las fórmulas de ajuste automático para la tarifa del consumidor final deben ser preparadas por las empresas distribuidoras, para luego pasar a consideración y aprobación por parte de la CNE.

El objetivo de la fórmula de ajuste automático es permitir a las empresas modificar sus tarifas, cuando las tarifas en barra o la tasa oficial de cambio varíen de manera tal que las tarifas resultantes de la aplicación de la fórmula de ajuste automático difieran de las vigentes en cinco (5%) por ciento o más. En este sentido este mecanismo considera como variables las tarifas en barra y la tasa de cambio oficial [30].

5.2.3.6 Tratamiento de Impuestos y Subsidios

En el documento MMH-004, producto N°3, de esta consultoría, se presentó un profundo análisis de los métodos de establecimiento de tarifas de ayuda social, subsidios y tasas, dirigidos a sectores

vulnerables de la sociedad. En tal documento se observa que en Honduras se utilizan tanto subsidios al consumo como subsidios a la conexión, y además se presentan subsidios dirigidos y no dirigidos. El subsidio directo se puede definir como un subsidio no dirigido al consumo, mientras que el subsidio cruzado es un modelo de subsidio al consumo dirigido a cierto grupo de consumidores residenciales. Estos subsidios al consumo se presentan en la forma de tarifas en bloques crecientes, de aplicación casi que general.

Por otro lado, algunos años atrás, el subsidio directo iba dirigido a consumidores de hasta 300 kWh/mes y beneficiaba al 86% de los abonados de la ENEE. Esta forma de aplicación resultaba inadecuada pues incluía a usuarios con posibilidades económicas para pagar por el servicio de energía eléctrica. Esta situación para el subsidio directo se revisó y en la actualidad tan sólo se aplica para abonados que registren consumos menores a 150 kWh/mes, y se espera reducir el límite incluso a un valor de 100 kWh/mes [31], [32].

Adicionalmente a los subsidios antes mencionados, la industria eléctrica tiene una serie de exoneraciones de impuestos como:

- Exención de Impuesto a los Combustibles para Generación Eléctrica
- Exención del Impuesto sobre Ventas de Potencia y de Energía Eléctrica
- Exenciones de Impuestos a Centrales de Generación con Recursos Renovables
- Subsidio Indirecto: Pago de las Pérdidas no Técnicas de Energía Eléctrica

5.2.4 Resumen de los Esquemas Tarifarios de Honduras - Colombia –Perú

La siguiente tabla resume brevemente los principales aspectos relacionados con las estructuras tarifarias de los países analizados en las anteriores tres sub-secciones.

Tabla 21. Resumen de los Esquemas Tarifarios de los países Analizados en el Documento

	Honduras	Colombia	Perú
Principios Tarifarios	Tres principios guían el cálculo y estructuración de las tarifas del servicio eléctrico: salud financiera de las empresas, eficiencia y equidad.	Las tarifas se basan en criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia	Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.
Estructura Tarifaria	Se presentan cuadros tarifarios para nueve (9) sectores de la sociedad diferenciados.	Las tarifas están compuestas por: Un Cargo por Unidad de Consumo, Un Cargo de Conexión, Un Cargo Mínimo por Disponibilidad del Servicio	Opciones Tarifarias en BT y MT con y sin medición de potencia y energía por tramo horario de punta y fuera de punta.
Régimen Aprobación Tarifas	Los precios regulados son: la Tarifa en Barra y la Tarifa a los Usuarios Finales. Para el cálculo de la tarifa en barra se toma el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco años. Las tarifas en barra son calculadas anualmente por las empresas generadoras y deben ser aprobadas por CNE. Las tarifas a los usuarios finales son aprobadas por CNE a solicitud de las empresas distribuidoras.	El plazo entre revisiones tarifarias es de cinco años, dentro de los cuales las tarifas están sujetas a indexación. No está prevista la realización de audiencias para las revisiones tarifarias.	Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.
Mecanismo Ajustes Tarifarios	La tarifa puede ser modificada en función de dos mecanismos de ajuste vigentes y previstos por la ley marco del subsector eléctrico y su reglamento, en particular: -fórmula de ajuste automático de la Tarifa de Barra -fórmula de ajuste automático para la tarifa del consumidor final	Durante el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen.	La actualización de las tarifas eléctricas se realiza a través de fórmulas que están en función de la variación de : a) Índice de precios al por mayor; b) Promedio General de Sueldos y Salarios; c) Precio de combustible; d) Derechos arancelarios; e) Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y, f) Tipo de cambio
Impuestos y Subsidios	Hay subsidios directos (para consumos menores a 150 kWh) y cruzados al consumo y subsidios a la conexión. La industria eléctrica tiene exoneraciones al impuesto a los combustibles para generación eléctrica, al impuesto sobre ventas de potencia y de energía eléctrica y a impuestos a centrales de generación con recursos renovables	Sobre la base del principio de solidaridad y redistribución de ingresos se fijan numerosos subsidios a la prestación del servicio de electricidad	Impuestos: Impuesto General a las Ventas (18%) Subsidios: Fondo de Compensación Social que subsidia a todos los consumidores residenciales con consumos menores o iguales a los 100 kWh

5.3 Deficiencias del Esquema Tarifario y de subsidios Vigente Honduras

Como resultado de los análisis realizados en los productos N°2 y N°3 de la presente consultoría a continuación se presentan las principales deficiencias detectadas en el esquema tarifario vigente en Honduras.

Se evidenció que, aunque el Marco Legal actual para el sector eléctrico hondureño proveía bases que permitirían organizar un mercado eléctrico mayorista con ámbito de competencia en el país, éste tiene también muchas limitaciones por ciertos errores en aspectos clave, como por ejemplo la definición del costo marginal de corto plazo de generación, por la deficiente redacción en general de la ley, y por la falta de reglamentación específica. Luego, el país necesita de una reforma del marco legal que modernice la industria nacional de la energía eléctrica y que facilite su integración en el mercado eléctrico regional. Esta modernización debe ser gradual, con el propósito de no producir cambios drásticos que creen incertidumbre a los participantes del mercado eléctrico.

En un comienzo el Congreso Nacional de Honduras aprobó la Ley Marco mientras se producía un racionamiento del servicio de energía eléctrica, pero al cesar esta situación, faltó la voluntad política para continuar con el proceso de reforma del sector. La ENEE continuó operando como monopolio estatal integrado verticalmente y como comprador único pues se frustró su reestructuración institucional y la privatización de las distribuidoras. No surgieron empresas de transmisión privadas o mixtas, que sólo podían haber aparecido si la ENEE hubiese licitado la construcción y operación de nuevas obras. La empresa privada ha invertido mayormente en generación, compitiendo “por el mercado” en las licitaciones de suministro de energía a largo plazo que la ENEE lanza periódicamente. Aunque debido a su estructura de comprador único, el mercado hondureño carece de un esquema regulador de corto plazo o “mercado spot” de energía eléctrica.

El costo marginal de corto plazo estimado anualmente por la ENEE es relevante ya que muchos proyectos de generación basados en fuentes renovables entran en operación bajo un sistema de contratación en el cual éste constituye una base para la determinación del precio percibido por estos últimos. Luego, en el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el Costo Marginal de Corto Plazo funciona como una señal económica para los generadores para promover el suministro. Sin embargo, como la ENEE realiza este cálculo, los costos marginales obtenidos cubren los costos de la generación propia de ENEE, pero son inferiores al costo de producción de las empresas independientes, las cuales si no tienen un contrato de largo plazo no podrán mantener un flujo de caja adecuado, es decir claramente desalienta nuevas inversiones.

Por otro lado la ENEE solo puede trasladar al consumidor final una tarifa en barra que de acuerdo a los análisis realizados no remunera en forma completa los costos de compra de energía, y tiene que absorber parte de la pérdida financiera con la renta de su generación hidroeléctrica que tiene costos variables muy bajos [33].

Puesto que el costo marginal lo calcula la misma ENEE, en un claro conflicto de interés, la ley debe mejorar e independizar la crítica función de operación del sistema realizada por la ENEE [33].

ENEE también contrata con base a marco legal de incentivos a la energía renovable pagando el costo marginal de corto plazo promedio del sistema vigente a la firma del contrato, más el 10% de ese valor de referencia y sujeto indexación de ajuste inflacionario. Si bien es conveniente promover un mercado de “energía verde”, que cree incentivos para el desarrollo de fuentes locales de energía renovable, esta debe enfocarse desde la perspectiva de no constituirse en obligaciones financieras para la ENEE y que la demanda no pague el costo de la energía renovable.

En las condiciones actuales, las reglas de la Ley para el despacho, así como la compra de energía de ENEE a generadores que oferten su producción al costo marginal de corto plazo, permitirían organizar un mercado spot, sin embargo, se observa un gran inconveniente introducido en la ley, esto es que la Ley define el costo marginal de corto plazo de generación, que debe ser un valor horario, como un promedio sobre cinco años. Luego es importante realizar una reforma en la Ley para evitar esta distorsión. ENEE calcula cada año su llamado “costo marginal” de corto plazo de generación esperado para cinco años futuros y desglosa el promedio global en valores promedio para varios periodos. Esos valores se convierten en el costo marginal oficial vigente durante el siguiente año calendario.

Puesto que no aparecieron las distribuidoras privadas que la Ley Marco preveía, ENEE es la responsable de licitar periódicamente la compra de capacidad y energía y de contratar para que se construyan nuevas centrales. De acuerdo con el estudio [33], los precios de los contratos han sido sensibles al grado de competencia logrado en el proceso. Por tanto, con el fin de asegurar mayor competencia y evitar eventuales estrategias de colusión de los oferentes, la ENEE debe mejorar sus métodos para la compra de capacidad y energía, para ello debe contratar asistencia técnica para planificar y ejecutar las licitaciones adecuadamente y evitar precios altos que terminarían afectando las tarifas a los consumidores.

En el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el costo marginal de corto plazo es básicamente una señal económica para los generadores para promover el suministro. Como componente de la tarifa en barra – que debía ser propuesta cada año por los generadores a la CNE– es el precio en el cual los generadores están dispuestos a garantizar el suministro a los distribuidores. Por ese motivo, es también el costo de generación trasladado a los consumidores finales en las tarifas. La Ley Marco define el costo marginal de corto plazo como el costo económico de suministrar un kilovatio y un kilovatio-hora adicionales durante cinco años. La definición se refiere al costo de suministrar potencia o capacidad adicional (un kilovatio) y al costo de suministrar energía adicional (un kilovatio-hora). No obstante, la práctica actual es que cada año la ENEE calcula únicamente el costo marginal de corto plazo de la energía, lo que se convierte en la señal de precio para los generadores.

En la misma línea, pero con relación al consumidor final, la Ley Marco establece el principio que la tarifa promedio de electricidad debe reflejar el costo marginal de suministro más los costos eficientes de transmisión y distribución y permite aplicar un esquema de subsidios cruzados entre categorías tarifarias que beneficia a los usuarios residenciales con menores consumos. Tal esquema establece un régimen tarifario según el cual se cobra a todos los clientes, salvo a los residenciales, entre 100% y 120% del costo total del suministro. Para el sector residencial, el consumo superior a los 300 kWh se cobra el 100%, para el consumo entre 101 y 300 kWh se establece un cobro no menor al 80% y para el consumo entre 0 y 100 kWh, uno no menor al 45%.

El problema es que, a pesar de que la Ley Marco establece los procedimientos para definir tarifas, la ENEE se ha mantenido verticalmente integrada por lo que no se han aplicado adecuadamente los métodos de cálculo y ajuste de tarifas. Esto se produce debido a las presiones políticas, que no han permitido realizar actualizaciones de tarifas, y además como ENEE posee activos en generación hidráulica barata, las ganancias de aquí sirven para amortiguar las pérdidas de la etapa de distribución.

La política de fijación de precios de un mercado eléctrico determina cómo y en qué porcentaje la demanda absorbe del costo de exposición al riesgo. La aplicación de tarifas que recuperen los costos y la definición de una política de subsidios adecuadamente dirigidos, son dos principios establecidos en la Ley Marco de Honduras que no han sido completamente implementados. En lugar de ello, los precios de la electricidad se han vuelto cada vez más un asunto político, y la

ENEE no aplica adecuadamente los métodos y procedimientos establecidos en la ley para fijar tarifas.

En Honduras, la estructura tarifaria y de subsidios ha expuesto al gobierno ante la volatilidad de los precios del petróleo, debido a un gran componente de generación basada en centrales termoeléctricas usando bunker y diesel. Los mecanismos de fijación de precios utilizados para proteger a los consumidores de dicha variabilidad, incluyendo un fondo de estabilización y el uso de bandas de precios, han afectado directamente el presupuesto, lo que significa que el gobierno asume todo el riesgo de la volatilidad en los precios del petróleo. En definitiva la ENEE ha tenido problemas para aplicar tarifas que le hagan recuperar los costos y manejar las distorsiones de los subsidios.

El esquema de subsidios no funciona como estaba diseñado. El subsidio cruzado en el pliego original funciona como un subsidio generalizado ineficiente, que no está enfocado a los pobres. Las distorsiones tarifarias no tienen origen en normas legales sino más bien en las dificultades políticas de cobrar el costo de suministro a la mayoría de los usuarios, especialmente cuando estos costos son muy sensibles a variaciones bruscas en los precios internacionales de los combustibles.

Las consecuencias son graves: la ENEE no cubre los costos de compra de energía, la tarifa no sirve como señal de precio para la expansión eficiente de la generación, y el subsidio cruzado estimula el despilfarro en el consumo de electricidad. Adicionalmente al subsidio cruzado, desde 1994 se instituyó del presupuesto nacional un subsidio directo para usuarios residenciales con consumos mensuales menores a 300 kWh (86% de los usuarios residenciales) que cubre buena parte del ajuste tarifario aplicado desde ese año. A partir de 2002 el Gobierno ha desmontado parcialmente el subsidio para limitar el aporte presupuestario a 275 millones de lempiras por año, de tal forma que solamente se subsidia a los primeros 135 kWh del consumo de estos usuarios [35]. Esta tendencia a reducir la cantidad de beneficiarios de este subsidio ha sido la tónica de los últimos gobiernos.

La ENEE pierde dinero en su función de comprador único pues en el margen sus ingresos por venta de energía a las tarifas aplicadas no son suficientes para cubrir el costo de la energía comprada, aun cuando redujera las pérdidas de energía a niveles de 15%, (que es la referencia utilizada para regular tarifas). El déficit en el margen de compraventa se ha reducido con los nuevos contratos a precios más competitivos, pero se espera que el déficit continúe en los próximos años si se mantienen las tarifas y los precios actuales de los combustibles.

El déficit financiero de la ENEE en la actividad de compra de energía, combinado con el incremento de las pérdidas de energía y un aumento de la participación de las compras de energía hasta 70% de la energía total, ha llevado a la ENEE a una situación financiera crítica que se ha deteriorado gravemente en los últimos años, y con un déficit equivalente al 2 por ciento del producto interno bruto (PIB) amenaza la estabilidad macroeconómica y las perspectivas para la reducción de la pobreza en el país [35].

En estas condiciones, el mercado de energía no es sostenible con las tarifas aplicadas actualmente. La ENEE no tiene la capacidad financiera para continuar subsidiando la actividad de compraventa de energía y la garantía que otorga la nación para el pago oportuno de la energía contratada es un riesgo fiscal sustancial.

Por otro lado, las pérdidas de energía continúan siendo el mayor problema de ineficiencia en el sector. A pesar de que se lograron reducir de 1998 al 2000 de niveles de 24% a 18%, a partir del 2000 se perdió el terreno ganado debido a la falta de inversión en el refuerzo de redes de distribución, falta de atención al control del robo y fraude, y falta de sistemas modernos de información sobre las redes de distribución. Se considera que al menos la mitad de las pérdidas a

2010 de 23.8% son pérdidas comerciales (robo, hurto, falta de medición) que pueden reducirse sin grandes inversiones, pero es una tarea compleja que toma tiempo, una buena organización, sistemas de información, apoyo político e instrumentos legales apropiados [36].

Las pérdidas comerciales podrían explicarse por varias razones sociales, económicas y culturales, y pueden resumirse en: usos ilícitos, errores de medición y facturación o errores administrativos, los cuales pueden ocurrir en un contexto de debilidad de los marcos legales e institucionales con una aplicación deficiente de las leyes. Además, la ENEE puede carecer de las habilidades y recursos técnicos necesarios para identificar y controlar las pérdidas. También se pueden presentar deficiencias en los sistemas de información, y en los incentivos para detectar y combatir el robo de la electricidad y auditar los inventarios de energía no medida.

En las áreas con altas concentraciones de pérdidas comerciales, como las zonas con problemas socioeconómicos específicos, el desafío de la ENEE es la implementación de servicios integrales bien diseñados y un plan de inspección que incluya la instalación de conexiones y medidores. Para ser eficaces, esos esfuerzos deben ser apoyados por las agencias gubernamentales, ofreciendo servicios sociales complementarios y de aplicación de la ley o, simplemente, manteniendo el orden. En las áreas con pérdidas comerciales bajas es muy difícil detectar irregularidades en el servicio, identificar las causas de casos aislados y tomar medidas para corregirlas sobre una base casuística. En algunos casos, los costos de reducir estas pérdidas pueden exceder sus beneficios, con lo que puede ser preferible tolerar un bajo nivel de pérdidas.

Actualmente se está considerando como medida de corto plazo la separación de la ENEE en unidades de negocio independientes para las distintas actividades que realiza pero con contabilidad separada. Esto posiblemente requiera, adicionalmente, mayor armonización en materia de normativa, sin embargo, si se crean unidades de distribución independientes, es poco probable que los generadores privados asuman el riesgo de venderles energía a la tarifa en barra que se calcula con un procedimiento administrativo fácilmente manipulable. En estas condiciones, la ENEE tendría que mantener su papel de intermediario en la compra de energía para garantizar el suministro a las distribuidoras al precio trasladable a tarifas. Además, dado que los precios del mercado mundial del petróleo tienen un alto componente de variabilidad e incertidumbre, se agrava la situación de precios en el subsector eléctrico hondureño, impactando negativamente en los sectores productivos y la débil economía de los pobladores.

El mercado de grandes consumidores y el mercado eléctrico regional son una oportunidad para desarrollar un mercado de energía más amplio y competitivo que sirva para reducir y estabilizar los costos de suministro. Para aprovechar esa oportunidad es necesario garantizar el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y ofrecer opciones tarifarias a los grandes consumidores, crear unidades de distribución separadas, ajustar las tarifas para que cubran el costo de generación eficiente y eliminar el monopolio actual de la ENEE en las transacciones internacionales.

Desde la perspectiva del impacto fiscal del sector eléctrico se pueden resumir los siguientes aspectos: los subsidios a la electricidad, que comprenden subsidios directos del Gobierno y subsidios implícitos (cruzados) en la estructura de las tarifas, las pérdidas financieras de la ENEE, los aportes de capital del Gobierno a la ENEE y la transferencia neta bajo una cuenta compensatoria que la ENEE y el Gobierno mantienen. Varias exenciones de impuestos concedidas al sector eléctrico tienen asimismo un impacto fiscal directo representado por rentas fiscales perdidas. Como los subsidios a los usuarios de servicios públicos son generalizados en el sector de electricidad, la eficacia de esos subsidios para llegar y distribuirlos entre los pobres es objeto de amplio debate.

Aumentar los subsidios en períodos de precios altos y volátiles del petróleo puede deteriorar el balance fiscal. Las acciones del gobierno durante estos períodos conllevan cierto riesgo político,

pero los subsidios, especialmente los que representan una parte significativa del gasto público, pueden generar debilitamiento institucional y problemas presupuestarios. Esto sucede cuando no son compensados con recortes de gasto en otras áreas o con impuestos más altos. Si el gobierno logra mantener el equilibrio fiscal, la mayor proporción de subsidios en el gasto público puede traducirse en una menor inversión en capital, así como en menor inversión en programas sociales y de otro tipo.

De acuerdo a las conclusiones observadas en este estudio, en Honduras se están malinterpretando las disposiciones de la Ley Marco respecto a los subsidios cruzados. Actualmente las tarifas se han fijado en un nivel muy inferior al requerido para cubrir al menos los costos eficientes del servicio. Por lo tanto, los clientes residenciales reciben hoy un subsidio cruzado generalizado, con el resultado de que muchos clientes no pobres están subsidiados [31], [34].

Se observa también que en años anteriores tanto los subsidios directos como los subsidios cruzados a la electricidad en Honduras estaban muy mal dirigidos, de hecho eran subsidios regresivos, donde la mayor parte de los beneficios estaban destinados a hogares no pobres.

A lo anterior se suma el hecho de que las bajas tarifas y los subsidios mal focalizados promueven el consumo excesivo. El consumo residencial promedio en Honduras es de cerca de 150 kWh por mes, superando el consumo residencial promedio en El Salvador y Guatemala, a pesar de que el ingreso per cápita en esos países es más del doble del de Honduras. Los bajos precios de la electricidad promueven asimismo una ineficiente sustitución de combustibles, particularmente para la cocina y el calentamiento de agua, pues la electricidad, aunque es una opción mucho menos eficiente y económicamente más costosa, es más barata para el usuario que el gas licuado de petróleo (LPG).

El subsidio generalizado a la electricidad se refleja en las grandes pérdidas financieras anuales en que la ENEE ha incurrido en años recientes, que han reducido el patrimonio, y representan un pasivo contingente, pues el volumen acumulado de inversiones postpuestas y de mantenimiento diferido en transmisión y distribución ocasiona una acumulación gradual de necesidades de rehabilitación que pronto requerirán de inversiones extraordinarias.

De acuerdo a las definiciones y características de los subsidios, se puede concluir que Honduras es un ejemplo en donde la reforma se aplicó sin pensar anticipadamente de forma adecuada para prevenir las diversas inquietudes y problemas que la inclusión de un sistema de tarifas subsidiado enfrenta. Se puede resumir la situación actual a través las siguientes observaciones:

En Honduras se utilizan tanto subsidios al consumo como subsidios a la conexión, y además se presentan subsidios dirigidos y no dirigidos. El subsidio directo se puede definir como un subsidio no dirigido al consumo, mientras que el subsidio cruzado es un modelo de subsidio al consumo dirigido a cierto grupo de consumidores residenciales. Estos subsidios al consumo se presentan en la forma de tarifas en bloques crecientes, de aplicación casi que general para el caso del subsidio cruzado, y anteriormente también para el caso del subsidio directo que en sus inicios iba dirigido a consumidores de hasta 300 kWh/mes que representaba el 86% de los abonados de la ENEE.

Esta forma de aplicación resultaba inadecuada pues incluía a usuarios con posibilidades económicas para pagar por el servicio de energía eléctrica. Esta situación para el subsidio directo se revisó y en la actualidad tan sólo se aplica para abonados que registren consumos menores a 150 kWh/mes, y se espera reducir el límite incluso a un valor de 100 kWh/mes.

En el caso de los subsidios a la conexión se considera que están mal dirigidos, porque no aportan a mejorar los índices de electrificación. Esto porque en su mayoría están destinados a consumidores

en sectores urbanos que se considera tienen la capacidad de pagar por la conexión, y además, actualmente los índices de acceso en las zonas urbanas son relativamente altos.

Desde un punto de vista teórico se asume que un esquema de subsidios cruzados evita que el estado tenga que asumir de alguna manera el financiamiento de los subsidios. En la realidad de acuerdo con el análisis realizado este esquema de tarifas en Honduras no alcanza a cubrir el costo de producción de energía, lo que implica que se produzca una brecha financiera en la ENEE. Esta situación se ha producido desde el decreto inicial de la ley del sector eléctrico. Las tarifas establecidas no cubren los costos de producción, transmisión y distribución, luego el sistema eléctrico hondureño ha debido posponer inversiones en todas las áreas de esta industria, lo cual se ha visto reflejado en un detrimento de la calidad del servicio eléctrico.

Además, este esquema puede resultar peligroso para el desarrollo de un país cuando por un lado la base de contribuyentes al subsidio es menor que la base de receptores del consumo como es el caso de Honduras; y por otro el mecanismo previene que el sector industrial haga un mayor uso intensivo de energía como resultado de inversiones relacionadas con el crecimiento de su industria.

Con el propósito de mejorar el sistema de subsidios, es necesario mejorar su sistema de asignación a través del uso conjunto de varios mecanismos de focalización a saber: análisis administrativos, análisis geográficos y demográficos, y análisis de categorización. En principio se puede pensar que tales estudios tendrían elevados costos con relación a los beneficios potenciales, sin embargo, si se piensa que los estudios necesarios para esta focalización pueden ser utilizados no sólo para fines de tarifas eléctricas, sino también para asignación de otros programas de gobierno, entonces el análisis de costo beneficio global para los diferentes sectores haría rentable la inversión ya que se mejoraría el desempeño de muchos subsidios.

Adicionalmente a los subsidios antes mencionados, la industria eléctrica tiene una serie de exoneraciones de impuestos que en teoría deberían ser transmitidos a los usuarios de energía eléctrica, pero que posiblemente terminan beneficiando a otros sectores. Se debe, por tanto, revisar tales ventajas impositivas para que los posibles recursos dirigidos a este sector se pudieran redirigir hacia otras actividades.

5.4 Análisis del Ingreso Medio por Venta de Energía

En este apartado se presenta un análisis profundo de un indicador particularmente interesante para el subsector eléctrico de Honduras en general, pero particularmente de gran relevancia para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras.

Este indicador es el Ingreso Medio por Venta de Energía (**IMVE**) que no es más que la razón entre los ingresos totales percibidos sobre el total de la energía eléctrica vendida por la ENEE. IMVE es calculada en base a datos anuales y en el presente apartado se consideran los datos de los años entre el 2009 y 2012.

Como resultado de los cálculos hechos se busca ilustrar de manera cuantitativa la consecuencia que representa para la ENEE la aplicación de la estructura tarifaria vigente en la forma en que se ha venido haciendo. Se determinará por un lado si esta estructura tarifaria es adecuada para la salud financiera del subsector eléctrico y la ENEE como única responsable de prestar el servicio de suministro de energía eléctrica en Honduras.

A continuación, se mencionan brevemente los pasos seguidos para obtener los resultados que se presentan posteriormente.

1. Para cada tipo de tarifa y cada escalón se calcula la composición porcentual de la cantidad de clientes y consumo de energía eléctrica correspondiente. Este cálculo se realizó tomando como base la información disponible para el cálculo de tarifario del año 2008. Es importante mencionar que dicha composición se mantuvo constante para todos los años analizados en este apartado en vista que la información necesaria no está públicamente disponible.
2. Para cada año entre 2009 y 2012 se calculó el costo de servicio de suministro de energía eléctrica considerando dos enfoques de valorar el costo de generación. El primero de ellos es valorando la generación en base al Costo Marginal de Corto Plazo, tal como se indica en la regulación vigente. Este enfoque podríamos considerarlo como un enfoque teórico. El segundo de los enfoques es valorando la generación en base al Costo Medio de Generación. Este enfoque podríamos considerarlo como un enfoque práctico y que está muy de acorde a la realidad del subsector eléctrico en Honduras.
3. En base a la información estadística disponible sobre cantidad de clientes, ventas de energía, ingresos, se procedió a realizar una simulación, en el sentido que se pretende identificar qué pasaría si los datos considerados fueran los reales, por cada año para determinar el IMVE desde el punto de vista de cada enfoque arriba mencionado.
4. Posteriormente, los resultados se comparan con los valores que registra la ENEE.
5. Finalmente, se realiza una estimación de la pérdida en ingresos que representa para la ENEE la forma en que las tarifas eléctricas han sido estructuradas.

La siguiente tabla presenta la información base relacionada a la composición porcentual de la cantidad de clientes y consumo de energía eléctrica.

Tabla 22. Composición Porcentual Cantidad de Clientes y Consumo Promedio – Año Base 2008

Tipo de Abonado	Clientes		Consumo Promedio (MWh)	
	Cantidad	Composición %	Cantidad	Composición %
Tarifa A - Residencial	1027 214	100	177 108,26	100
0-100 kWh	419 800	40,87	16 311,47	9,21
101-150 kWh	171 823	16,73	20 179,79	11,39
151-300 kWh	290 694	28,30	61 821,00	34,91
301-500 kWh	98 440	9,58	37 563,88	21,21
>500 kWh	46 458	4,52	41 232,12	23,28
Tarifa B - Comercial	75 510	100	88 081,27	100
0-500 kWh	51 457	68,15	8 774,21	9,96
501-1,000 kWh	10 964	14,52	7 703,88	8,75
>1,000 kWh	13 089	17,33	71 603,17	81,29
Tarifa C - Media Tensión	1 716	100	358,00	100
Tarifa D - Alta Tensión	22	100	35 509,41	100
Tarifa E - Gobierno	8 516	100	15 812,65	100
Monofásico	7 762	91,15	4 740,32	29,98
Trifásico	754	8,85	11 072,33	70,02
Tarifa F - Municipalidades	1 765	100	3 748,99	100
Monofásico	1 558	88,30	1 669,96	44,54
Trifásico	207	11,70	2 079,03	55,46
Tarifa Alumbrado Público	312	100	400	100

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo, ENEE

A continuación, se presenta el costo del servicio de suministro de energía eléctrica considerando los dos enfoques antes mencionados.

Tabla 23. Costo de Suministro Considerando el Costo Marginal de Corto Plazo – Valores en US\$/MWh

	2009	2010	2011	2012
Costo Marginal de Corto Plazo	86,90	97,96	100,76	124,45
Costo Transmisión	21,97	21,97	21,97	21,97
Tarifa en Barra	108,87	119,93	122,73	146,42
Costo de Transformación	9,89	9,89	9,89	9,89
Tarifa en Media Tensión	118,77	129,83	132,63	156,32
Valor Agregado de Distribución	47,14	47,14	47,14	47,14
Tarifa en Baja Tensión	165,90	176,96	179,76	203,45

En la Tabla 24 se puede ver como el Costo Medio de Generación aumentaría el costo de suministro considerablemente si la regulación le permitiera a la ENEE valorar la energía de esta forma.

Tabla 24. Costo de Suministro Considerando el Costo Medio de Generación – Valores en US\$/MWh

	2009	2010	2011	2012
Costo Costo Medio de Generación	73,07	167,64	183,46	187,37
Costo Transmisión	21,97	21,97	21,97	21,97
Tarifa en Barra	95,04	189,61	205,43	209,34
Costo de Transformación	9,89	9,89	9,89	9,89
Tarifa en Media Tensión	104,94	199,50	215,32	219,23
Valor Agregado de Distribución	47,14	47,14	47,14	47,14
Tarifa en Baja Tensión	152,07	246,64	262,46	266,37

A manera de ilustración, la siguiente figura muestra cómo ha variado el CMCP y el Costo Medio de Generación entre los años 2009 y 2012.

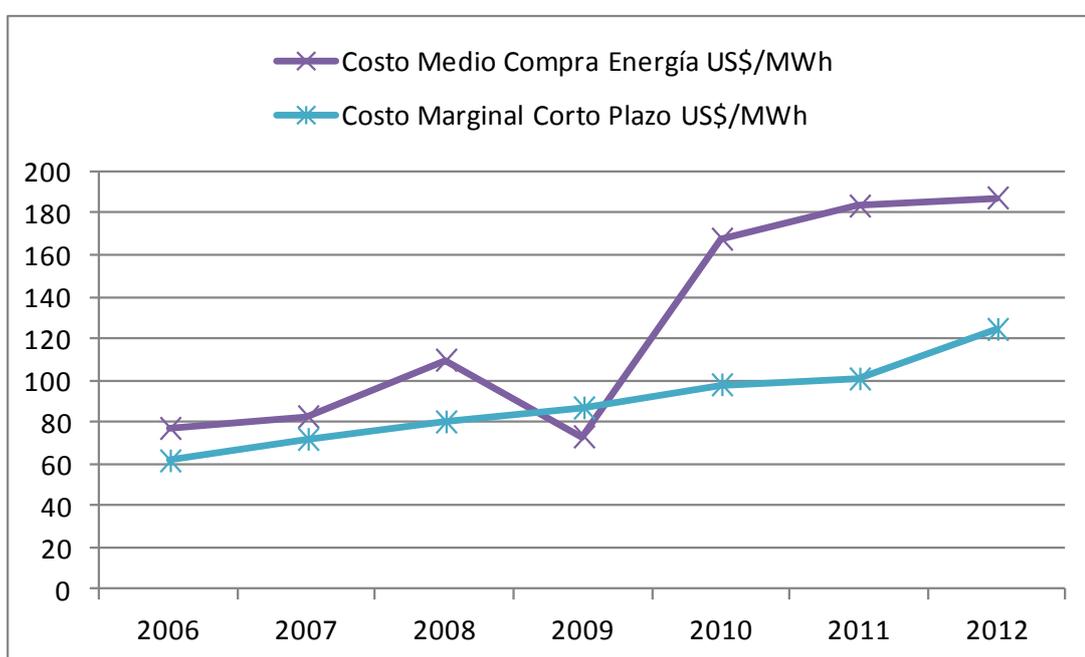


Figura 30. Variación del Costo Marginal de Corto Plazo y el Costo Medio de Generación

A excepción del año 2009, todos los demás años el Costo Medio de Generación ha sido superior al Costo Marginal de Corto Plazo. Esto se puede interpretar que la regulación vigente le ha permitido a la ENEE recuperar por la vía del esquema tarifario los costos de generación solamente en el año 2009. En los demás años, la ENEE ha pagado más por la generación que lo que indica el Costo Marginal de Corto Plazo lo cual representa directamente una disminución de los posibles ingresos. Lo anterior es evidencia clara que en el mercado eléctrico existente en Honduras, la señal económica del Costo Marginal de Corto Plazo no es la adecuada para la estructuración de las tarifas del servicio de energía eléctrica ya que no le permite a la ENEE la recuperación de los costos de generación.

A continuación, se presentan los datos asumidos de la composición de clientes y consumo promedio de energía para los años 2009 al 2012.

Tabla 25. Composición de Clientes por Tipo de Tarifa – Cantidad de Clientes

Tipo de Abonado	2009	2010	2011	2012
Tarifa A - Residencial	1101 193	1158 446	1214 024	1310 397
0-100 kWh	450 034	473 432	496 145	535 531
101-150 kWh	184 197	193 774	203 071	219 191
151-300 kWh	311 629	327 832	343 560	370 833
301-500 kWh	105 529	111 016	116 342	125 578
>500 kWh	49 803	52 393	54 906	59 265
Tarifa B - Comercial	96 161	101 655	107 280	111 399
0-500 kWh	65 530	69 274	73 107	75 914
501-1,000 kWh	13 963	14 760	15 577	16 175
>1,000 kWh	16 669	17 621	18 596	19 310
Tarifa C - Media Tensión	1 685	1 652	1 608	1 578
Tarifa D - Alta Tensión	22	22	24	24
Tarifa E - Gobierno	8 516	8 942	9 317	9 854
Monofásico	7 762	8 150	8 492	8 981
Trifásico	754	792	825	873
Tarifa F - Municipalidades	1 898	1 988	2 036	2 122
Monofásico	1 676	1 755	1 798	1 874
Trifásico	222	233	238	248
Tarifa Alumbrado Público	312	312	312	312
Clientes Internacionales	3	3	3	3

Fuente: Informes Estadísticos ENEE – 2009 al 2012, Disponibles Online www.enee.gob.hn

Es importante mencionar que para obtener los valores que se muestran en Tabla 25 y Tabla 26 se multiplicó los valores de las filas de datos que están sombreados por los porcentajes correspondientes que se muestran en Tabla 22.

Con los datos y resultados obtenidos hasta ahora, fue posible realizar la estimación de Ingreso Medio por Venta de Energía para lo cual se hizo uso de los costos del servicio, la información de los clientes en cuanto a cantidad y consumo promedio se refiere, así como también considerando la estructura tarifaria actualmente vigente.

Los resultados de lo mencionado en el párrafo anterior se presentan adecuadamente comparándolos con el valor del IMVE que la ENEE reporta anualmente en los Informes Estadísticos que están públicamente disponibles en su sitio oficial.

Tabla 26. Consumo Promedio de Clientes por Tipo de Tarifa – kWh/Abonado

Tipo de Abonado	2009	2010	2011	2012
Tarifa A - Residencial	1 948	1 875	1 785	1 645
0-100 kWh	179	173	164	152
101-150 kWh	222	214	203	187
151-300 kWh	680	654	623	574
301-500 kWh	413	398	379	349
>500 kWh	454	436	416	383
Tarifa B - Comercial	13 122	12 566	12 097	11 908
0-500 kWh	1 307	1 252	1 205	1 186
501-1,000 kWh	1 148	1 099	1 058	1 041
>1,000 kWh	10 667	10 215	9 834	9 680
Tarifa C - Media Tensión	343 016	337 658	368 056	378 834
Tarifa D - Alta Tensión	29839 393	31635 469	32124 907	34516 667
Tarifa E - Gobierno	74 515	67 737	68 647	22 488
Monofásico	22 338	20 306	20 579	6 742
Trifásico	52 177	47 431	48 068	15 747
Tarifa F - Municipalidades	27 400	24 533	24 458	24 882
Monofásico	12 205	10 928	10 895	11 084
Trifásico	15 195	13 605	13 564	13 799
Tarifa Alumbrado Público	400 409	399 755	399 362	401 603
Clientes Internacionales	15386 333	4429 010	366 220	0

Fuente: Informes Estadísticos ENEE – 2009 al 2012, Disponibles Online www.enee.gob.hn

Tabla 27. Ingreso Medio por Venta Energía – Lps. ⁽⁴⁾/kWh

Año	CMCP ⁽¹⁾	Real ⁽²⁾	CMedGen ⁽³⁾
2009	2 ,485	2 ,630	2 ,253
2010	2 ,701	2 ,900	3 ,900
2011	2 ,768	3 ,410	4 ,212
2012	3 ,096	3 ,640	4 ,180

(1): Columna con Resultados Considerando que la ENEE compra la Energía Eléctrica al CMCP

(2): Columna con Resultados con Valor Real IMVE, Fuente: Informes Estadísticos ENEE – 2009 al 2012

(3): Columna con Resultados Considerando que la ENEE compra la Energía Eléctrica al Costo Medio de Generación

(4): Lps.: es la abreviatura de Lempira, nombre de la moneda oficial de Honduras

De los datos presentados en la tabla anterior, se puede apreciar que solamente para el año 2009 los valores de IMVE correspondientes a una tarificación usando CMCP y valor real reportado fueron mayores que el IMVE considerando el Costo Medio de Generación como señal económica para la compra de la energía eléctrica. Esto se puede ilustrar mejor gráficamente en la siguiente figura.

La Figura 31 sirve para ilustrar el hecho que existe una potencial pérdida en los ingresos de la ENEE producto de la regulación vigente no ofrece las señales económicas para mejorar la salud financiera del sector y particularmente de la ENEE.

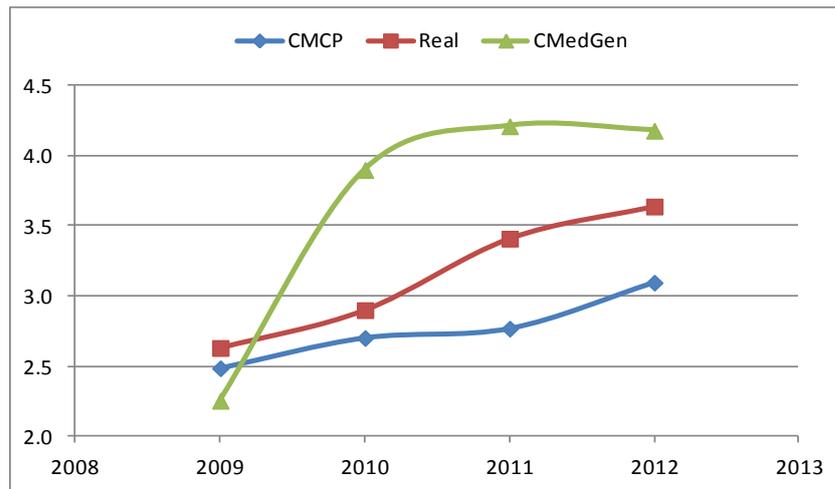


Figura 31. Ingresos Medios por Venta de Energía – Lps./kWh

La figura anterior muestra claramente que la ENEE ha percibido una reducción en sus ingresos debido a que los Costos de Generación considerados en las tarifas y el cálculo de los costos del servicio están en base al Indicador del Costo Marginal de Corto Plazo y no en base a un indicador más pragmático como es el Costo Medio de la Generación.

Finalmente, como forma de conmensurar la reducción de los ingresos percibidos por la ENEE en los años 2010 al 2012, se presenta la siguiente tabla.

Tabla 28. Estimación de Pérdidas por Reducción de Ingresos de la ENEE

Año	Diferencia IMVE Lps./kWh [(1) – (2)] ⁽¹⁾	Energía Total ⁽²⁾ MWh	Pérdidas Millones Lps.	Energía Total ⁽³⁾ MWh	Pérdidas Millones Lps.
2010	1.00	2 304 821,40	2 304,82	5 112 755,70	5 112,76
2011	0.80	2 417 079,78	1 938,50	5 235 005,20	4 198,47
2012	0.54	2 345 493,90	1 267,59	5 308 000,00	2 868,63
		Total	5 510,91	Total	12 179,86

La tabla anterior merece las siguientes explicaciones:

- 1) El primer dato considerado para calcular la Diferencia de IMVE, columna (1), es el Ingreso Medio Venta de Energía calculado considerando como costo de la energía el Costo Medio de Generación. El segundo dato considerado para calcular la Diferencia de IMVE, es el Ingreso Medio Venta de Energía Real Reportado por la ENEE en sus Informes Estadísticos. Ver columna cuatro y columna tres de Tabla 27 respectivamente.
- 2) La Energía Total reportada en esta columna (2) es producto de los cálculos hechos al considerar la cantidad de abonados por estrato de consumo y su respectivo consumo promedio para calcular la Energía Total Vendida para cada considerado.
- 3) La Energía Total reportada en esta columna (3) se refiere a la Energía Total Vendida real la cual es tomada de los Informes Estadísticos de la ENEE que están disponibles online.
- 4) Las pérdidas por reducción de ingresos fueron calculadas en el escenario en que la energía vendida es como se menciona en el numeral 2 y como se menciona en el numeral 3.
- 5) Es así que se podría decir que la ENEE habría sufrido aproximadamente la pérdida de ingresos en los años 2010 al 2012 entre los 5,510 y 12,180 Millones de Lempiras en promedio por cada año.

- 6) Expresando en dólares americanos los montos antes mencionados, podríamos decir que la ENEE habría sufrido aproximadamente la pérdida de ingresos en los años 2010 al 2012 entre los 91 y 203 Millones de Dólares en promedio por cada año. Es importante mencionar que se consideró una tasa promedio de cambio igual a Lps 20,00 por cada Dólar Americano.
- 7) Del análisis anteriormente presentado se evidencia que a pesar que la regulación vigente exige que las tarifas al consumidor final cumplan el principio de salud financiera, en la práctica esto no se cumple en vista que la ENEE deja de percibir ingresos de vital necesidad para la estabilidad financiera del subsector eléctrico en Honduras.
- 8) Como consecuencia de utilizar una señal económica para la definición de los costos del servicio de energía eléctrica y las tarifas a los usuarios finales que no es apropiada para la realidad del mercado eléctrico nacional, se da que la ENEE ha sufrido una reducción considerable en sus ingresos percibidos.

6 Propuesta de Modificaciones dirigidas al Sistema Tarifario y Mejora al Marco Regulatorio Hondureño

6.1 Modificaciones en el Esquema Tarifario

Luego del análisis de las varias deficiencias detectadas en el esquema tarifario vigente en Honduras, las cuales fueron expresadas en a la sección 5.3., y considerando el complejo contexto económico, político y social en el que se desenvuelve el sector eléctrico Hondureño²⁰, se concluye que son múltiples los grados de libertad en los que se podría actuar para realizar mejoras. Evidentemente tales mejoras tienen como consecuencia múltiples impactos relacionados con la severidad del cambio y seguramente encontraran ciertos niveles de oposición desde los distintos sectores de la sociedad.

Considerando lo anterior, las mejoras que acá se proponen parten desde la base de lo ya implementado, nuestro grupo consultor tiene la firme creencia de que debe existir un gradualidad en la aplicación de los cambios, para que la socialización de los mismos sea armoniosa. Específicamente se proponen adelantar mejoras en tres aspectos: estructura tarifaria, fórmulas de ajuste y subsidios a la energía eléctrica. Tales mejoras se plantean en lo que sigue del documento.

6.1.1 Mejoras en la Estructura Tarifaria

Considerando los siguientes tres aspectos:

- 1) Los principios tarifarios expuestos en la Ley Marco del Subsector eléctrico persiguen salud financiera de las empresas, eficiencia y equidad,
- 2) La tarifa eléctrica es un instrumento económico que debe: i) garantizar los ingresos para cubrir los costos en que incurre el sistema, ii) incentivar el desarrollo económico del País, y iii) incentivar a los agentes del sector (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores) a hacer un uso eficiente de la energía, y
- 3) Las principales conclusiones del análisis realizado a través de los cinco productos de esta consultoría,

se infiere que la estructura tarifaria actual no cumple con los principios de la Ley, en cuanto a que la ENEE no recupera sus costos (especialmente cuando hay incrementos en los precios de los combustibles para la generación de energía, ya que los ajustes no son suficientes), hay hogares que se ven beneficiados de subsidios a pesar de que nos son hogares pobres, y los sectores productivos de la sociedad, comercial e industrial, asumen parte de los cargos del consumo del sector residencial, a través de subsidios cruzados, lo cual claramente va en contra del desarrollo económico de Honduras.

²⁰ De hecho, aunque la Ley Marco del Sector Promueve el Mercado Eléctrico Competitivo, el mismo ha sido difícil implementar debido principalmente a que la ENEE continúa siendo una empresa verticalmente integrada, dueña de las infraestructuras de transmisión, distribución y aproximadamente un 40% de la capacidad neta generación, atada a contratos de largo-plazo por el resto de la generación. Además, la CNE es un organismo aún débil y con baja capacidad de actuación en la regulación, al menos desde lo político y ejecutivo.

En función de lo anterior, algunas de las mejoras que se podrían aplicar a la estructura tarifaria vigente tienen su asidero en características altamente deseables como:

- Una estructura tarifaria que incentive a los consumidores a consumir energía eléctrica en las horas de baja demanda, y los desincentive a consumir en las horas pico.
- Una estructura tarifaria que incentive el uso eficiente de la energía incentivando a los consumidores a corregir su factor de potencia.
- Una estructura tarifaria que garantice a la ENEE recuperar los costos de generación a través de la valoración de tales costos con una mayor frecuencia en el tiempo, por ejemplo, calculando, verificando, y actualizando los costos de la generación como mínimo cada trimestre o cuatrimestre. O por otra parte, se puede sustituir en la estructura tarifaria la señal económica del Costo Marginal de Corto Plazo por un Costo Medio de Generación que sufra actualizaciones periódicas cada tres o seis meses.
- Una tarifa que no penalice a los usuarios conectados en media tensión a costa de aquellos consumidores residenciales conectados en baja tensión y que lógicamente deben ser los únicos responsables de los costos relacionados con el uso de la red de distribución en baja tensión.

Una vez identificadas algunas de las características deseables de la tarifa, se pasa a describir con mayor detalle cuales consideramos deberían ser las modificaciones necesarias a la estructura tarifaria vigente.

Tarifa diferenciada por bloques Horarios

En Honduras, con la única excepción de la Tarifa G (Sector Municipalidades y Otros, Bombeo de Agua: Servicio Público: Servicio Público, Bombeo de Agua, ver Anexo C), las tarifas de los demás sectores de la sociedad son iguales en todas las horas del día.

No reconocer que los costos de generación, transmisión y distribución son distintos dependiendo de las variaciones de la demanda que se suministra durante un día, y que por lo tanto la tarifa también debiese variar, no es una buena práctica desde los puntos de vista técnico y económico.

En actualidad (y bajo el concepto de la “*Smart Grid*”) un objetivo común de los sistemas de suministro de energía eléctrica modernos, es el de aplanar o suavizar los perfiles de las curvas de carga diarias, ya que en general, es bien sabido que la mayoría de la infraestructura eléctrica está siendo sub utilizada, pues los SSEE están diseñados para soportar la demanda durante las horas pico, es decir en su valor máximo y por poco tiempo (el pico máximo puede durar hasta un par de horas). La posibilidad de incorporar las redes inteligentes mediante la interacción entre generadores y consumidores, a través de la comunicación y suministro de información en tiempo real (*smart meters*), permitiría en principio hacer un aprovechamiento óptimo de la infraestructura eléctrica y diferir algunas inversiones intensivas necesarias para la ampliación de las redes, etc.

Sin embargo es importante ser realistas y entender que en el actual contexto Hondureño, las redes inteligentes son impracticables, al menos en el mediano plazo, debido a la difícil situación financiera de la ENEE. No obstante sí es posible implementar medidores inteligentes, en un principio, en las instalaciones de los usuarios industriales. Este tipo de medidores acompañados de una opción tarifaria horaria, representan una herramienta fundamental para lograr el objetivo de suavizar el perfil de carga.

Son varios los países que han implementado este tipo de tarifas al menos para los sectores industrial y comercial²¹ y en principio para dos bloques horarios, punta y fuera de punta. Un ejemplo de esto último, son los países comparados en este informe, Colombia y Perú, en los que existe la opción tarifaria horaria para estos sectores, ver anexos A y B. De hecho en Perú existe la opción tarifaria de doble medición de Energía Activa, en la que el cargo por consumo de energía en horarios de punta es mayor al 14% del horario fuera de punta, dependiendo de la opción tarifaria. En el caso colombiano, la diferencia entre la tarifa en horas punta y fuera de punta es de sólo el 2%, sin embargo tal diferencia puede ser significativa en lo económico especialmente en industrias con importantes consumos de energía eléctrica.

Este tipo de tarifa es altamente deseable en un país como Honduras, ya que la misma conduciría a un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica actual.

Por otro lado se debe considerar que el parque de generación eólica actualmente instalado en Honduras (102 MVA, poco menos del 10% de la capacidad de generación instalada) no representa una fuente totalmente firme de energía en cuanto depende de la aleatoriedad de viento. Nótese que el recurso primario para la generación de electricidad con aerogeneradores no es almacenable, por lo que en cuanto hay posibilidades para generar electricidad la misma se debe consumir sin importar la hora del día. La energía eólica es además competitiva ya que presenta costos variables muy bajos, dado que el recurso primario tiene costo cero, y además es amigable con el medio ambiente. Por lo tanto es altamente recomendable consumir este tipo de energía en todo momento del día, para así minimizar el consumo de energía de las centrales térmicas, la cuales tienen mayores costos y que preferencialmente deberían ser despachadas en las horas punta en las que los consumidores pagarían un mayor cargo por la energía demandada.

En la Figura 32 se muestra el porcentaje de participación de los diferentes sectores de la sociedad en el consumo de energía del 2012. Además en la Figura 33, se indica el porcentaje de cada sector en relación al número total de abonados de la ENEE. De estas dos figuras se puede inferir, que de implementarse una tarifa horaria, en una primera etapa al menos en lo que respecta a usuarios comerciales, industriales y altos consumos, se podría facturar casi un 52% de la energía consumida bajo este esquema. Aún más importante, desde el punto de vista de implementación técnica, sólo habría que implementar medidores (o reprogramarlos) para el 8% del número total de abonados, de tal forma que tales instrumentos sean adecuados a los fines del esquema tarifario que se propone.

Por otro lado, como se ha mencionado antes, para la adecuada socialización de un esquema horario, se recomienda aplicar los cambios gradualmente. En tal sentido, en principio se debería ofrecer la opción tarifaria a los sectores comprometidos, de tal forma que la opción sea vista como un incentivo y no como una penalización.

Por ejemplo, ofrecer la oportunidad de consumir energía a un menor costo durante las horas fuera de punta, es un primer paso para facilitar la adhesión de la industria y el comercio al nuevo esquema. Luego de un tiempo y en una segunda instancia, se debería proceder a penalizar con cargos más elevados a aquellos abonados que no opten por la tarifa Horaria. Finalmente en un escenario entre el mediano y largo plazo, se debería procurar allanar el camino para llevar la tarifa horaria hasta el sector residencial, en consonancia con la tendencia moderna de los SSEE hacia las redes inteligentes.

²¹ Aunque se espera que con el advenimiento y la masificación de los medidores inteligentes, las tarifas horarias puedan también ser aplicadas a usuarios residenciales.

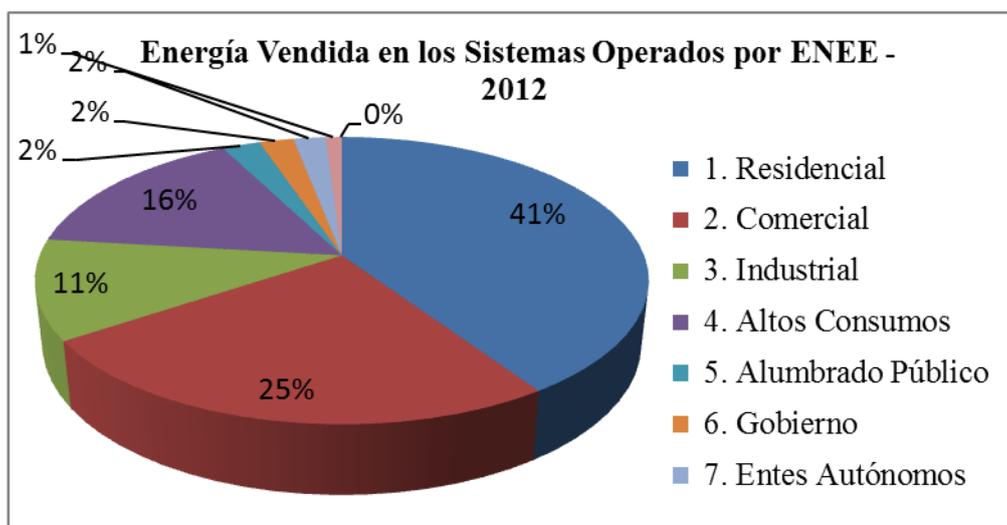


Figura 32. Porcentaje de participación en la energía vendida por sector, durante el año 2012

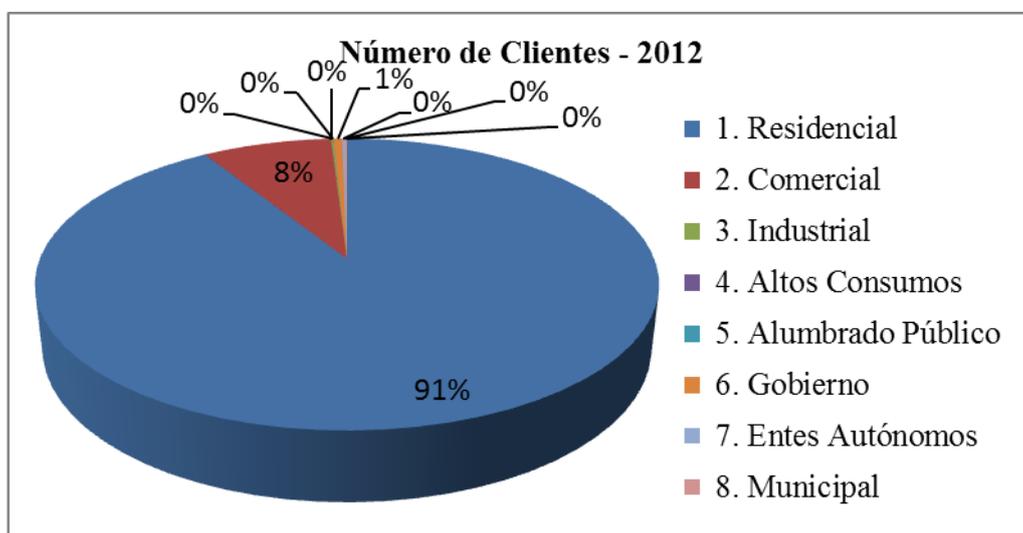


Figura 33. Porcentaje de participación en números de abonados por sector, durante el año 2012

Es importante aclarar, que una propuesta de tarifas horarias no es nueva en Honduras ya que en este sentido existe ya un estudio precedente en Honduras. Se trata de un cuidadoso y detallado estudio publicado en Septiembre de 2011, que se denominó Tarifas multihorarias, socialización e impacto – GAUREE II Mejora de la curva de Demanda – Módulo M4, [37]. Tal estudio fue elaborado por las consultoras AETS, BCEOM y EDE Ingenieros a solicitud de la Comisión Europea. Luego se recomienda considerar tal documento para la implementación de un sistema de tarifas diferencias en bloques horarios, ya que el estudio es aún vigente dada su relativa reciente fecha de publicación y por lo tanto es una referencia inicial de elevada importancia.

Cargos por la no Corrección del Factor de Potencia o por la Energía Reactiva Demanda

En un sistema de suministro de energía eléctrica es bien sabido que al transportar energía eléctrica de un punto a otro, a través los distintos componentes de la red (transformadores, líneas, etc.), se producen pérdidas técnicas. Por ejemplo en el elemento transformador, entre las múltiples perdidas, se destacan las perdidas en el cobre y las perdidas en el núcleo de hierro de la unidad. Mientras que las primeras son variables y dependen de la corriente, suministrada a través del transformador, elevada al cuadrado, las segundas son constantes ya que dependen de la corriente de magnetización de la unidad que es independiente de la energía suministrada a través de la misma. La situación en relación a las pérdidas técnicas es las líneas de transmisión y distribución depende básicamente de

la corriente que circula, al cuadrado (aunque también puede haber una proporción importante relacionada con las pérdidas por efecto corona en las líneas de alta tensión).

De acuerdo con lo anterior, una forma de reducir las pérdidas técnicas, es a través de la adecuada y efectiva corrección del factor de potencia, ya que al reducir la energía reactiva circulada en el sistema las pérdidas por I^2R decrecen.

Por lo tanto es altamente recomendable, incentivar a que los usuarios abonados realicen una corrección del factor de potencia en su punto de conexión a la red eléctrica.

Como se mencionó en la sección 5.2.2 del documento MMH-003 de esta consultoría, el reglamento de la ley Marco del subsector eléctrico reconoce la situación imperante de altas pérdidas eléctricas y la imposibilidad de llevarlas a un nivel consistente con la sana práctica empresarial de un año para el otro. Por lo que se prevé una transición gradual, pero continua, hasta alcanzar un nivel de eficiencia que se base en un 15% para las pérdidas totales.

Sin embargo tal objetivo prefijado en la ley, en la actualidad y según el reporte estadístico del informe anual de operación 2011 de la ENEE, [37], las pérdidas en distribución fueron del 27,0%, siendo mayores con respecto al 24,3% registrado en el 2010.

Tabla 29. Total de energía distribuida por los sistemas operados por la ENEE

Concepto	2010		2011	
	Energía GWh	Porcentaje %	Energía GWh	Porcentaje %
Energía Vendida	5 112,8	75,7	5 235,0	73,0
Perdidas de Energía	1 639,1	24,3	1 934,7	27,0
Total	6 751,9	100,0	7 169,7	100,0

Las pérdidas reportadas incluyen las técnicas y no-técnicas (hurto de energía eléctrica). Luego para lograr el objetivo de la ley es necesario reducir ambos tipos de pérdidas. Las primeras por ejemplo a través del aplanamiento del perfil de carga y de una adecuada corrección del factor de potencia, y las segundas a través de un riguroso control para minimizar el hurto de energía eléctrica e incluso a través del cambio de tecnología en redes de distribución, como por ejemplo a través de la instalación de cable anti-hurto etc.

Es claro que re-cablear las redes de distribución empleando cable anti-hurto es una opción que implica elevadas inversiones que la ENEE en este momento críticamente financiero no sería capaz de asumir. Por lo que debería ser un paso a seguir luego de la recuperación económica de la empresa. Sin embargo, adelantar acciones en lo que se refiere a una tarifa que penalizase a los usuarios por bajo factor de potencia es una alternativa que implica menores costos de inversión y que va de la mano con la implementación de la tarifa horaria, ya que se trata de implementar medidores capaces de registrar la energía reactiva.

En el caso peruano se realiza medición de potencia reactiva en todas las opciones tarifarias en media tensión y en baja tensión en las opciones de la BT1a la BT4; se exceptúan las opciones de la BT5 a la BT8 (usuarios en baja tensión que no cuentan con medidores aptos para la medición de la energía reactiva). El cargo por energía reactiva es de 3,25 ctm. S/./kVAr.h luego de que la misma supere el 30% del valor de la energía activa.

En el caso Hondureño en todas las tarifas, exceptuando la Tarifa A –Residencial, se considera un cargo por bajo factor de potencia, en particular se indica que el usuario se debe comprometer a mantener un factor de potencia no inferior al 90%. En el caso que el factor de potencia promedio

del usuario sea inferior al 90%, la factura total sería incrementada, aplicándole al valor original, el cociente que resulte de dividir el factor de potencia mínimo establecido (90%) entre el factor de potencia promedio del usuario en ese mes. La ENEE puede exigir que el usuario mantenga un factor de potencia superior al 90%, debiendo en este caso comunicarlo a sus usuarios con un (1) año de anticipación.

Sin embargo el problema fundamental radica en que la ENEE confía el control del factor de potencia al compromiso del usuario. Por lo tanto, si la empresa no está en condiciones de medir y verificar que el usuario realmente hace la corrección, entonces tampoco estará en capacidad de aplicar los cargos correspondientes. Consecuentemente, es urgente la implementación de medidores con capacidad de registrar el factor de potencia o la energía reactiva. De esa manera sería posible aplicar los cargos tal como lo indica el pliego tarifario actual, o incluso penalizando no en función del factor de potencia sino en función de la energía reactiva registrada mes a mes.

Recuperación los costos de generación

Como se explicó en el documento MMH-005 de esta consultoría, para el costo total de generación se tiene en cuenta la teoría económica marginalista y se aplica el término de costo marginal de corto plazo promedio de la energía para la determinación de los costos del servicio de energía eléctrica así como las tarifas al usuario final. Además, el costo marginal de corto plazo (CMCP) calculado por la ENEE sólo incluye costos variables de generación y no los costos fijos.

Si bien la Ley Marco aprueba el cálculo de la tarifa en barra anualmente, cada vez que se calcula el CMCP, este cálculo no se ha realizado por parte de la ENEE, al menos en los últimos 13 años, aplicando exclusivamente la fórmula de ajuste por el cambio de precios de los combustibles (dicha fórmula será analizada en la sección 6.6.2, ya que en este estudio se ha observado que también está sujeta a posibles modificaciones). La Figura 32 muestra la tendencia del CMCP en comparación con el Costo Medio de compra de energía para el periodo de 2006 a 2012.

En la Figura se puede observar que el CMCP es menor que el costo medio, con la excepción del año 2009; por lo que concluye que la ENEE, en general, puede no recuperar los costos de generación mediante la estructura tarifaria vigente.

El uso de la señal económica de CMCP es aplicada en la teoría marginalista cuando se tienen modelos de mercados liberalizados o competitivos. En el caso del mercado eléctrico de Honduras, el cual está basado predominantemente en contratos de suministro de largo plazo, los precios contractuales definidos en cargos fijos y variables no se relacionan con la señal de CMCP.

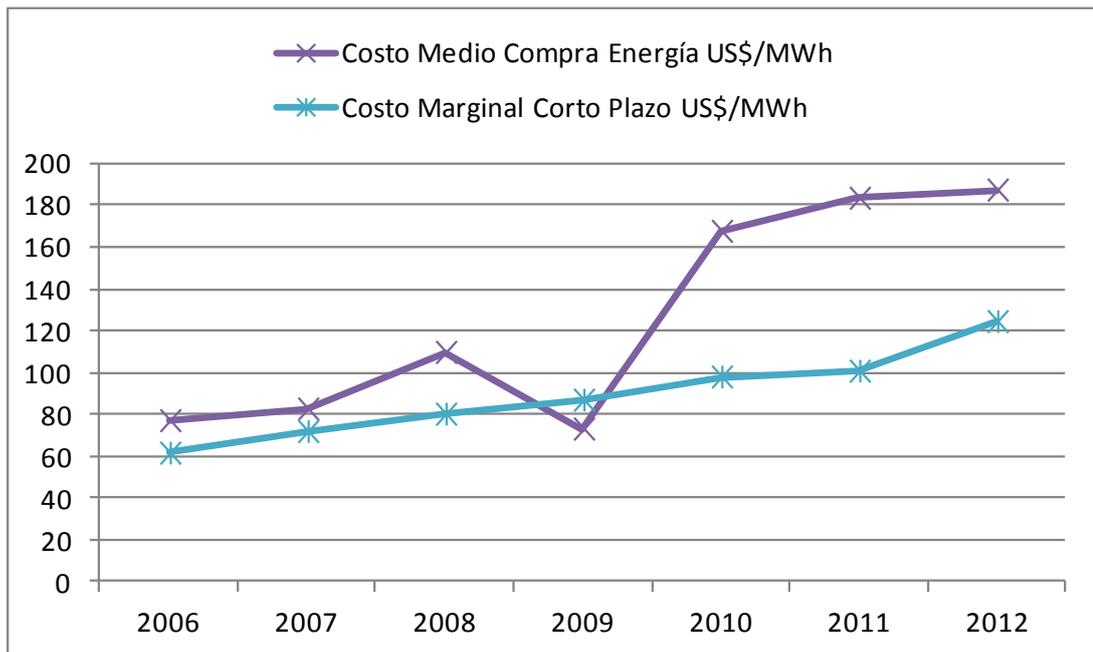


Figura 34. Análisis de Costo Medio de compra de energía versus CMCP.

El CMCP no representa en la estructura tarifaria el costo real de la compra de energía eléctrica en que incurre la ENEE. Por lo tanto, el usuario no está pagando los costos reales del suministro de energía eléctrica, lo cual va en un claro detrimento de la situación financiera de la ENEE, especialmente cuando los volátiles precios de los combustibles empleados en la generación de energía eléctrica son elevados.

En la siguiente figura se muestra la variación mensual de los costos unitarios pagados por la ENEE a los distintos generadores del parque térmico en el país durante el año 2012. En la Figura 35, se ha superpuesto el CMCP de la energía aprobado para el año 2012 el cual es, en promedio, de 0.12445 USD \$/kWh. Desde luego los costos variables de generación se ven fuertemente influenciados por la volatilidad del precio de los combustibles fósiles.

En la Figura 24, se ha superpuesto el CMCP de la energía aprobado para el año 2012 y la variación mensual de los costos unitarios pagados por ENEE a distintos generadores del tipo renovable en el país durante el año 2012. Algunos generadores renovables, más que todo centrales hidroeléctricas a filo de agua de pequeña o mediana capacidad que cuentan con contratos entre 15 y 25 años, tienen precios de venta inferiores al CMCP vigente debido a que estos contratos fueron suscritos con precios de CMCP de años anteriores.

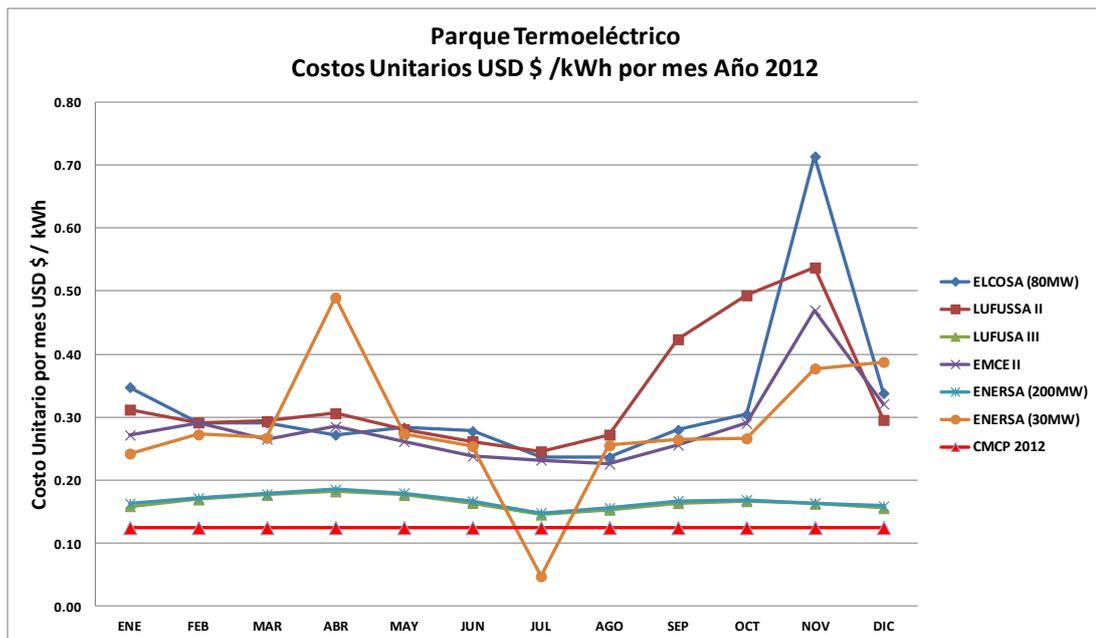


Figura 35. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores térmicos, Año 2012.

Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE

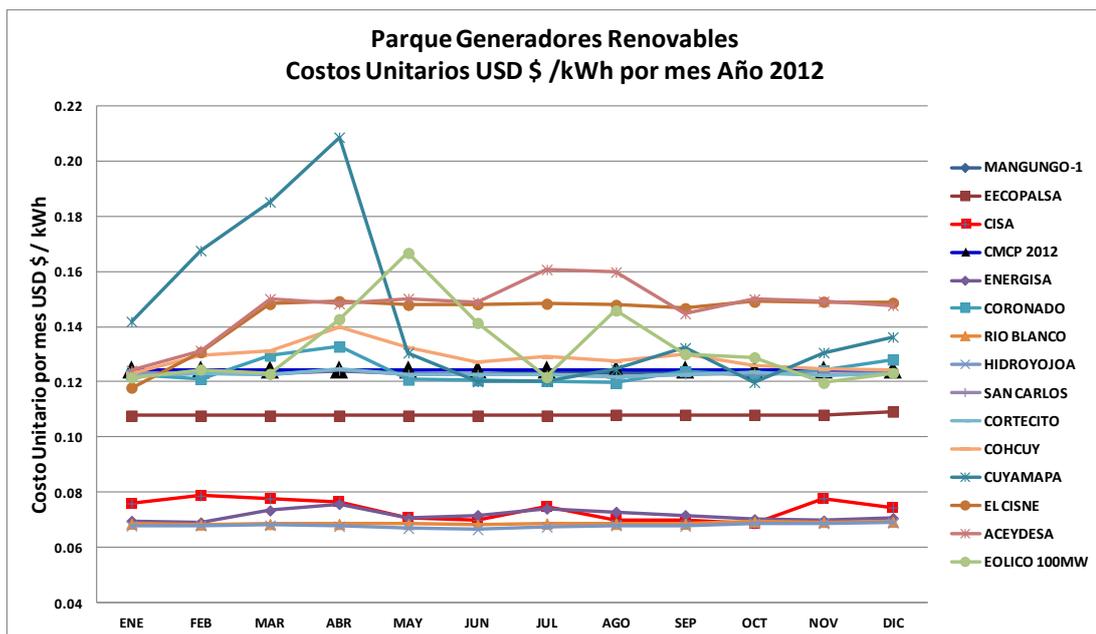


Figura 36. Precios de compra de energía pagados mensualmente por ENEE a varios generadores renovables, Año 2012.

Fuente: Datos de División Administración de Contratos de Energía ENEE.

Se concluye nuevamente que la estructura tarifaria no refleja los precios reales de compra de energía eléctrica generada con recursos renovables. Por lo tanto, tampoco la ENEE puede recuperar estos costos por medio de la estructura tarifaria vigente en vista que la metodología de cálculo de tarifa en barra usa la señal de CMCP.

En este contexto, existen estudios bien detallados que proponen el cálculo de los costos de generación utilizando los costos medios reales en lugar de la metodología del costo marginal con el propósito de establecer un pliego tarifario más acorde a la estructura de un mercado eléctrico que no es competitivo como es el caso de Honduras [33].

Luego del anterior análisis y en total acuerdo con lo propuesto en [33], para el cálculo de los costos de generación se deberían utilizar los costos medios reales, luego una modificación importante al esquema tarifario vigente debería considerar la revisión de tales costos con una mayor frecuencia. De hecho, los cálculos de los costos medios reales deberían realizarse al menos cada 3 o 4 meses (4 o 3 veces al año respectivamente) en función del costos medio de generación del periodo anterior.

Equidad: evitar el traslado de costos de la redes de baja tensión a los usuarios conectados en media tensión

Anteriormente se presentó en la Figura 32 la composición porcentual de la energía vendida por la ENEE y en la Figura 33 el número de clientes abonados por cada uno de los sectores de la sociedad. De las gráficas se observa que durante el 2012 que el 91% de los clientes de la ENEE correspondieron al sector residencial y consumieron el 41% de la energía eléctrica vendida en el país. Sin embargo sólo contribuyeron con un 32% de los ingresos de la empresa. Por otro lado, la ENEE percibió un 59% de sus ingresos de los clientes comerciales e industriales (los ingresos fueron 32%, 13% y 14%, para los sectores comercial, industrial y altos consumos respectivamente).

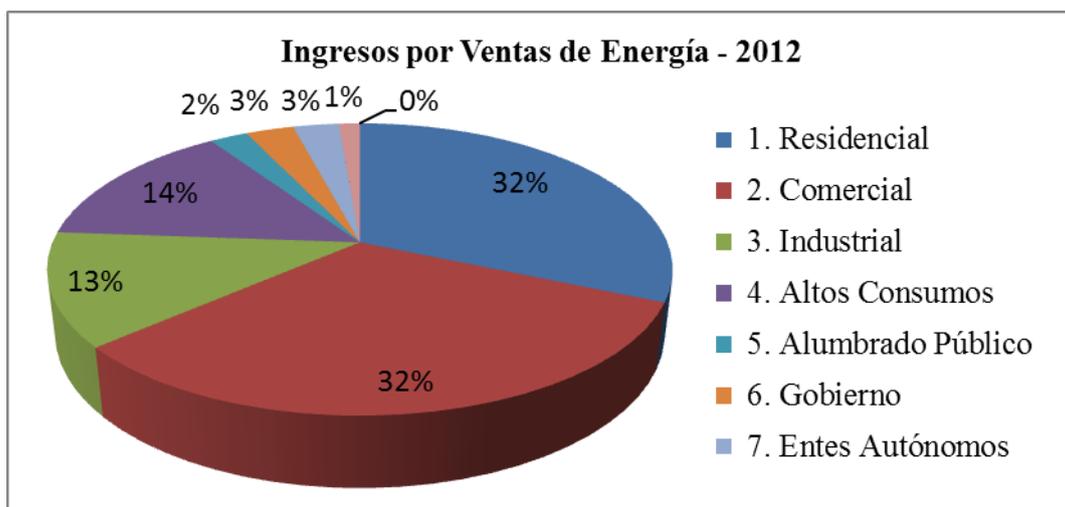


Figura 37. Porcentaje de participación en los ingresos por ventas de energía por sector, durante el año 2012

Continuando el análisis y según los datos reportados en [37], los precios medios pagados por los clientes abonados en cada tarifa durante el 2011 y 2012 son los que se reportan en la siguiente tabla.

Tabla 30. Precio medio del kWh por sector de la sociedad (2011 y 2012). Los precios medios fueron calculados como la relación entre importes netos y consumo de energía.

Sector	2011	2012
1. Residencial	2,60	2,82
2. Comercial	4,43	4,68
3. Industrial	3,87	4,05
4. Altos Consumos	3,17	3,36
5. Alumbrado Público	3,37	3,62
6. Gobierno	4,81	5,04
7. Entes Autónomos	4,82	5,09
8. Municipal	4,52	4,76
9. Internacionales	4,08	--

Como se puede observar el precio medio pagado por el sector residencial en el 2012 fue de 2,82 L\$/kWh, mientras que el precio pagado por el sector comercial fue de 4,68 L\$/kWh (abonados de

tarifa B) y de 4,05 y 3,36 L\$/kWh para los sectores industriales pequeños y grandes respectivamente (Tarifas C y D).

Considerando que casi el 100% de los clientes abonados como residenciales se conectan en la red de baja tensión, al igual que un amplio porcentaje de los clientes comerciales y que abonan en la tarifa B, se debe observar que los costos de la ENEE para suministrar energía eléctrica a estos dos grupos de usuarios son del mismo orden, sin embargo el precio del kWh de la tarifa B es un 66% mayor al de tarifa A. Inclusive en el caso en que los clientes Comerciales o Industriales se conecten en la red de media tensión, se presenta una situación en la que los costos en que incurre la ENEE para suministrar energía son aún menores que los de los clientes residenciales conectados en la red de baja; sin embargo las tarifa de estos últimos es mucho menor.

El desequilibrio entre tarifas descrito en el párrafo anterior se debe principalmente a la política de subsidios cruzados (que fue analizada en detalle en el producto N° 3, MMH-004, de esta consultoría), la cual traslada los costos del sector residencial a los demás sectores. A pesar de que esta política puede tener una connotación de tipo social, en la práctica termina desincentivando el consumo de energía eléctrica para las actividades productivas y económicas y premiando el consumo para uso residencial; el que además en ausencia de claras señales que incentiven el uso racional y eficiente de la energía, puede estar atentando contra el desarrollo económico del país y contra la estabilidad financiera del sector eléctrico.

Adicionalmente el precio medio de la energía abonado por el sector residencial para el 2012, fue de 2,82 L\$/kWh. Considerando que el Costo Marginal de la Energía para el 2012, publicado por la SERNA en [38], es de 124,45 USD\$/MWh, que a la tasa de cambio actual (19,83 L\$/USD\$) equivale a 2,46 L\$/kWh. Se infiere que el sector residencial que consumió el 41% de la energía del país, escasamente cubre los costos de generación, y en consecuencia, no contribuye al mantenimiento de los sistemas de transmisión ni distribución (y por el análisis arriba realizado, a cubrir los costos reales de generación). En conclusión, se entiende que no es factible recargar sobre los restantes abonados los costos de generación no cubiertos más los costos de transmisión, distribución, pérdidas y mora.

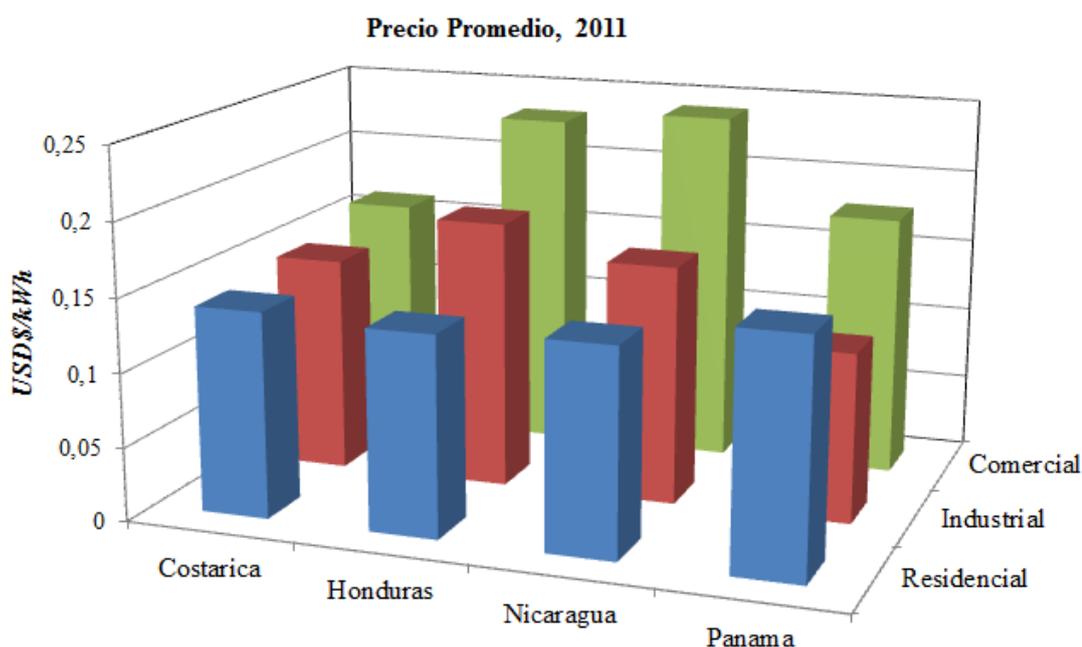


Figura 38. Precios promedio de la Energía Eléctrica para los sectores residencial, comercial, e industrial, 2011; valores en dólares/kWh.
 Fuente: CEPAL [30]. Elaboración: Propia

En la Figura 38, se han graficado los valores de los precios medio de la energía para los sectores residencial, comercial e industrial, de cuatro países de Centroamérica, incluido Honduras. Es interesante observar como Honduras presentó el precio promedio más bajo para el sector residencial, 0,136 USD\$/kWh, y la tarifa más alta para el sector industrial, 0,232 USD\$/kWh, de los cuatro países representados en gráfico, durante el año 2011.

Lo anterior es una deficiencia que desincentiva el consumo de energía en el sector industrial. Un caso interesante es el de Costa Rica, donde los precios promedios parecen ser homogéneos para los tres sectores analizados. Por otro lado está el caso panameño, donde incluso el precio promedio del sector industrial es menor que el del residencial, lo que se puede pensar como lógico en cuanto si el sector industrial se conecta en la redes de media tensión, no debe ver reflejados en su tarifa los costos asociados a las redes de baja tensión.

En ese sentido, el esquema tarifario en Honduras se debe reformular para evitar tal distorsión y la penalización hacia los sectores productivos de la sociedad. De hecho la solución está en la reformulación del esquema actual de subsidios cruzados, en el cual se está haciendo una mala interpretación de los dispuesto en el artículo 46 de Ley Marco del Subsector Eléctrico (capitulo IX, del Régimen Tarifario). Esta mala interpretación del subsidio cruzado se analizó en el documento MMH-004, (ver Figura 2, del documento citado) y en tal documento se concluyó que con el actual esquema tarifario, incluso usuarios residenciales que consumen más de 500 kWh, pagan un precio que es menor que el costo de la energía, por lo tanto la mayoría de usuarios del sector residencial se ven beneficiados gracias al subsidio cruzado actualmente implementado.

6.1.2 Mejoras en los Mecanismos de Subsidios a la Energía Eléctrica

Como se identificó en el producto N°3 de la consultoría, los subsidios al consumo de electricidad constituyen una de las causas de la ineficiencia del subsector eléctrico hondureño, las cuales se manifiestan de las siguientes formas:

- El flujo de efectivo insuficiente para financiar las necesidades de inversión en el sector.
- Debido a los subsidios, el consumidor observa un costo de energía por debajo del real, lo que provoca el rápido crecimiento de la demanda energética y los problemas conexos, tales como la necesidad de importación de combustibles fósiles, el aumento en la contaminación, la reducción de la balanza comercial, y en el caso de la implementación de la interconexión eléctrica regional la disminución de las exportaciones de energía y aumento de las importaciones.
- Incentivos débiles para los consumidores a utilizar la energía de manera eficiente y minimizar los daños ambientales.

En la actualidad, los técnicos y los responsables políticos se enfrentan a la dificultad de plantear una reforma adecuada para la aplicación de los subsidios al consumo de energía. Estos deben responder varias preguntas necesarias para dirigir adecuadamente cualquier reforma, ninguna de las siguientes preguntas es sencilla de contestar:

- ¿Cuál es el nivel adecuado de precios de la electricidad y cómo se pueden estimar?
- ¿Cómo se debe distribuir los subsidios y como se evalúa su desempeño?

- ¿Cuáles son los efectos a corto y largo plazo de la reforma o la eliminación de los subsidios en la economía, incluyendo la tasa de inflación, el gasto de los hogares y los ingresos/egresos del gobierno?
- Si las reformas incluyen elevación de precios a niveles económicos competitivos, ¿cómo se debe lograr, poco a poco o de forma inmediata?
- ¿Las reformas planteadas deben referirse sólo al sector electricidad o deben estar acompañadas de modificaciones a otros aspectos de la sociedad, por ejemplo, salud, educación, servicios de agua, entre otros?
- ¿Qué grupos sociales deben ser compensados por la pérdida de ingresos que la reducción o eliminación de los subsidios implicaría?
- ¿Cuál sería una cantidad apropiada de compensación y cuál sería la mejor forma de pago?

A continuación se realiza una serie de propuestas relacionadas con la aplicación de subsidios en el sector eléctrico hondureño:

- Realizar un estudio socio económico en el país que permita discriminar mejor entre usuarios pobres y no pobres para focalizar adecuadamente los subsidios.
- Utilizar parámetros adicionales al nivel de consumo para establecer quien recibe los subsidios.
- Cualquier cambio que se realice debe efectuarse de forma gradual, y debe basarse en estudios de consumo de electricidad, por ejemplo estudios de elasticidad precio y elasticidad ingreso. En caso de requerirse se debe establecer mecanismo de compensación para los más pobres
- Cualquier cambio que se ejecute debe ser acompañado de mecanismos de seguimiento con el propósito de evaluar el desempeño de las medidas tomadas.
- Establecer claramente fechas de finalización para los subsidios, especialmente en el caso de los incentivos para las energías renovables.

En lo que sigue se explicará los fundamentos de estas propuestas.

Dada la cultura de energía “gratuita” que se institucionalizó en Honduras, los actuales consumidores residenciales son reticentes a cambios en los esquemas de subsidios porque ellos se verían directamente afectados. Como consecuencia, aquellos potenciales usuarios que no están conectados son perjudicados puesto que el creciente déficit económico provoca que no exista inversión en nuevas conexiones sobre todo en el área rural. Este antecedente tiene como consecuencia que en el ámbito político sea poco atractivo, debido a su impopularidad, llevar a cabo cualquier propuesta que involucre eliminación o reducción de subsidios.

La reforma de los subsidios de energía existentes requiere una fuerte voluntad política para tomar decisiones difíciles que beneficien a la sociedad como un todo. Los políticos están a menudo más dispuestos a abordar temas difíciles relacionados con subsidios inmediatamente después de una elección con la esperanza de que la oposición a la reforma disminuya por el tiempo que falta para nuevas elecciones y se pueda analizar con raciocinio las propuestas. Los siguientes métodos pueden ayudar a los políticos para superar la resistencia [39]:

- Se considera que las reformas deberían aplicarse de manera gradual para aliviar el efecto financiero en aquellos que pueden perder beneficios y darles tiempo para adaptarse, sin

embargo, el ritmo de avance de cualquier reforma, no debería ser tal que retrase demasiado su plena aplicación provocando costos excesivos.

- Si la reforma de un subsidio de energía reduce el poder adquisitivo de un grupo social específico, las autoridades pueden adoptar medidas compensatorias que apoyan sus ingresos reales en forma más directa y eficaz - si ese objetivo se considera socialmente deseable. En cualquier caso este sería el precio que el gobierno tiene que pagar para lograr el apoyo público para la reforma. Esta medida, sin embargo, depende de los sistemas y estructuras para distribuir los pagos de asistencia social a los necesitados.
- Los políticos deben comunicar claramente al público en general los beneficios globales con respecto a la economía por la eliminación o reducción de los subsidios. Esta comunicación efectiva se puede lograr mediante el involucramiento de las partes interesadas en el proceso de formulación de las reformas de subsidios para contrarrestar la inercia política y la oposición.

Se ha discutido largamente en todo el mundo sobre la conveniencia o no de la existencia de subsidios. Sin embargo, de acuerdo a la realidad de Honduras una eliminación completa de estos no sería aceptada por la población. Por lo tanto, cualquier reforma que se plantee no se debe enfocar en su eliminación, sino en una mejor focalización de los subsidios de tal forma que aquellos que realmente lo necesiten sean sus destinatarios.

Actualmente en Honduras existen dos tipos de subsidios para los clientes residenciales. Un subsidio cruzado y un subsidio directo, fundamentados en el nivel de consumo. Sin embargo, existen estudios que muestran evidencia empírica de que el nivel de consumo eléctrico no es el criterio más adecuado para diseñar un esquema de subsidios que beneficie a los hogares menos favorecidos, ya que hasta cierto punto, esta variable ha mostrado independencia con relación al nivel de ingresos de los hogares.

La evidencia indica que el nivel de consumo está más relacionado con la satisfacción de ciertas necesidades básicas puntuales que no son transables, luego el criterio de consumo mínimo, sería ineficaz para lograr el objetivo de aliviar la carga que representa el gasto en electricidad de los hogares más pobres, debido a la poca precisión del criterio para identificar a quienes deberían destinarse los recursos.

En el caso de Honduras aproximadamente un 25 % y un 30% de los hogares pobres accede a los subsidios cruzado y directo. Por lo tanto, el mayor beneficio de los subsidios lo disfrutaban personas que en teoría no lo necesitan. Esto se puede explicar básicamente como el resultado de la aplicación de un esquema basado en el nivel de consumo, donde este nivel no ha sido definido a través de estudios económicos y sociales, sino por guías políticas. Para Honduras, en el inicio de la reforma, se fijó este nivel en 300 kWh-mes, con lo cual aproximadamente 86% de los hogares consumía por debajo de este nivel, de allí que el esquema se tornó inviable por el gran peso financiero que representa para los consumidores industriales y el Gobierno que financian el subsidio. Posteriormente en el año 2012 se redujo este nivel a 120kWh-mes.

Ante este problema, que implica ineficiencias en la distribución de recursos e incluso potenciales problemas de regresividad por el diseño del esquema de subsidios, es necesario, evaluar alternativas que consideren otros criterios para seleccionar y focalizar mejor a los potenciales beneficiarios.

Como se mencionó en el producto 3, existen métodos, cada uno con sus inconvenientes, para dirigir/focalizar los subsidios, a saber:

- La selección administrativa basada en: la ubicación geográfica, en la comprobación de medios de vida, o en la pertenencia a un determinado grupo vulnerable;
- La autoselección, es decir, la manifestación de un individuo por acceder a determinado beneficio.

Como primera propuesta de este estudio se establece la necesidad urgente de crear un mecanismo adecuado de focalización. Con el propósito de que se reduzca los errores de inclusión y exclusión en la asignación de subsidios, es necesario realizar una selección a través de varios mecanismos simultáneamente, a saber: selección administrativa y autoselección. De esta forma se abre la posibilidad de reducir drásticamente los errores.

Se debe poner especial énfasis en la selección administrativa basada en la comprobación de medios de vida. En principio se podría argumentar que la inversión requerida para realizar el estudio socioeconómico asociado a esta selección, podría sobrepasar los beneficios obtenidos. Sin embargo, la información obtenida se puede utilizar para asignar mejor otros subsidios/ayudas que el gobierno de Honduras entrega o que planea otorgar dentro de sus políticas sociales de redistribución de la riqueza. De esta forma los resultados del estudio socio económico podrían focalizar mejor otros servicios como: educación, salud, agua/alcantarillado/aseo, entre otros. Este múltiple beneficio ocasionara un prorrateo de la inversión requerida para el estudio socio económico entre todos los sectores beneficiados (energía, salud, educación entre otros), produciendo un nivel de inversión menor por parte del sector eléctrico.

Se propone también establecer una tarifa mínima o un costo fijo del servicio de electricidad, el cual debería aplicarse tan solo a partir de un nivel de consumo (energía), o un nivel de potencia instalada (potencia), por supuesto excluyendo al quintil más pobre de la población, con el propósito de evitar que aquellos que consumen menos por razones de pobreza terminen subsidiando de alguna forma el costo de los que más consumen.

Este esquema se puede prestar para abusos. Por ejemplo, las familias con mayor poder adquisitivo pueden tratar de obtener más de una suscripción para la misma dirección, especialmente si los ahorros potenciales son grandes. Este ha sido un problema que ya se ha detectado en Honduras con el esquema actual de subsidios. Este tema se debería manejar a través de la constatación de los medios de vida, en el cual el nivel de consumo no afecte la decisión de acceder o no al subsidio. Por ejemplo, hogares que habitan en zonas pudientes, que mantienen por cualquier medio un nivel bajo de consumo de electricidad, no deben acceder a ninguna forma de subsidio.

Adicionalmente, se plantea realizar estudios del impacto de los subsidios sobre los hogares pobres, puesto que es necesario, establecer de una forma metódica si aquellos que reciben los subsidios están percibiendo un beneficio más allá del monetario (por el ahorro en costos de energía) y que esta ayuda recibida les permite o contribuye a salir de situaciones de pobreza.

En caso contrario sería mejor redirigir el recurso invertido en este subsidio hacia otros aspectos que contribuyan de forma más significativa en el mejoramiento de la calidad de vida de la población, más aun en un ambiente de restricciones presupuestarias en la cual la asignación óptima de los recursos escasos es el propósito fundamental de los gobiernos.

En concreto, una vez establecido cualquier mecanismo de subsidio se debe establecer formas de monitoreo de resultados con el propósito de corregir en el camino las ineficiencias que se detecten durante la etapa de implementación. Este seguimiento no debe restringir a los subsidios del sector eléctrico sino a todos los existentes.

Los subsidios, que llevan a precios al consumidor final con un valor inferior al que cubre el costo de producción, pueden dirigirse directamente al consumidor o mediante la reducción del costo de producción. Estos subsidios siempre conducen a un uso de energía más alto, excepto donde la oferta está restringida, y por tanto reducen los incentivos para conservar o utilizar la energía más eficientemente. En este punto es interesante señalar que los niveles de consumo promedio en Honduras son similares a los de la región aunque el índice de ingresos per cápita es menor en Honduras, es decir, los niveles de producción no justifican los niveles de consumo.

La magnitud del aumento en el consumo depende de la elasticidad precio de la demanda. Mientras mayores sean los subsidios, menores serán los costos que el consumidor paga, luego mayor el nivel de consumo. En el caso de Honduras, no se encontraron referencias o análisis sobre este tema, luego se requiere llevar adelante esta investigación que permitiría definir como podría ser la gradualidad ante una posible elevación del precio de la energía.

Dentro un sistema eléctrico los subsidios pueden destinarse a los productores y/o consumidores. En el caso de la generación, cualquier incentivo que se utilice destinado a cierta clase de generación se convierte en un subsidio puesto que atenúa las presiones de los mercados competitivos, tienden a reducir los incentivos para minimizar los costos, lo que resulta en el funcionamiento de las plantas menos eficientes, e inversiones que de otra manera no serían económicas. Se justifican en un inicio como una medida temporal que permita alcanzar objetivos sociales o ambientales como es el caso de los incentivos para el desarrollo de tecnologías o fuente amigable con el medio ambiente. Por lo tanto, se propone que los subsidios a los productores de energía debería estar restringido a las fuentes de energía y tecnologías que aportan beneficios ambientales reales. Las subvenciones a las energías renovables normalmente deben estar dirigida a las tecnologías probadas y que tiene la opción ser competitivas con las tecnologías y combustibles convencionales. En el caso de Honduras se debe mantener los incentivos para las energías renovables, pero, los subsidios al consumo de los combustibles fósiles para producción de electricidad se deben eliminar por completo, puesto que como se ha detectado, pueden prestarse para realizar desvíos de fondos a otras actividades distintas a la producción de energía eléctrica.

El subsidio se podría reconsiderar como asignaciones directas para inversiones auditadas a través de los entes recaudadores y no a través de intermediarios (generadores), lo que permitiría tener una contabilidad y control adecuado de los fondos dirigidos para este propósito.

Los subsidios siempre tienen un impacto en el comercio internacional. Los subsidios al consumo, que aumentan el consumo de energía, aumentarán la demanda de importaciones de energía o reducirán la cantidad de energía disponible para la exportación. Luego en un contexto en el cual se promueve un mercado eléctrico centroamericano, las distorsiones introducidas por los subsidios al consumo podrían ser tales que afecten de manera seria los beneficios potenciales de esta integración, lo cual debería tomarse como un costo de oportunidad perdido. Esto perjudica a la balanza de pagos mediante el aumento de la dependencia del país de las importaciones, lo cual se ve reflejado en el nivel de ahorro del país, recursos que se podrían servir para inversión social y no para importación de energía.

Al considerarse el suministro de energía como un servicio básico, por lo general, las políticas de gobierno procuran establecer una forma distorsionada de subsidio, esto es, imposibilitar a las empresas de distribución a cortar el suministro de energía por falta de pago, lo que provoca que las empresas asuman los costos relacionados, lo que contribuye a socavar su capacidad para mantener un servicio confiable y actualizado, y expandir la red para satisfacer la demanda.

También desalienta nuevos inversores. Una forma de subsanar esta inquietud sería que aquellos que acceden a un subsidio solo podrán contar con él siempre que se encuentren al día en sus pagos, caso

contrario, deberán pagar la tarifa plena, lo que se convierte en un incentivo para el pago oportuno, este mecanismo ha sido implementado en Chile y ha producido una elevada tasa de recaudación en el servicio de agua potable [40].

Una discusión adicional que debería darse se refiere a quien debería pagar por los subsidios. El esquema actual involucra a una parte de los consumidores residenciales y a los consumidores industriales. Se debería replantear que estos últimos contribuyan para este propósito, puesto que la industria es el motor de desarrollo de un país y cualquier sobre costo no relacionado con su actividad puede afectar significativamente su desempeño, sobre todo en estos tiempos de economía globalizada. En último caso, quien debería asumir los subsidios deberían ser el Gobierno, y por ende la sociedad en general, que busca la redistribución de la riqueza.

En este punto es importante resaltar que la estrategia de focalización es importante cuando se trata de aplicar un esquema de subsidios cruzados que tengan como objetivo fines redistributivos. El estudio presentado por A. Baide en [31] constituye, con base en la situación actual, un intento adecuado por redistribuir los beneficios y costos, de tal forma de hacer viable el modelo de subsidios cruzados existente.

Se puede tomar esta propuesta como un punto de partida para una reforma, sin embargo, como se dijo anteriormente, la ley actual ignora por completo variables adicionales al nivel de consumo para asignar los subsidios, luego se podrían idear diferentes fórmulas como las presentadas en este estudio, pero si no se realizan los estudios necesarios para focalizar adecuadamente las subvenciones, cualquier fórmula de asignación de subsidios adolecerá siempre del mismo error, esto es, partir de supuestos no confirmados, a saber: asignar subsidios en función únicamente del nivel de consumo considerándolo como una medida de la pobreza.

Actualmente en Honduras se ha tomado la política de bajar el nivel básico de consumo, por supuesto, esto reducirá la cantidad de beneficiarios del subsidio, la pregunta subyacente es cuál es el costo para la sociedad de esta tendencia. Se podría conjeturar que a cambio de reducir el error de inclusión, se está aumentando el error de exclusión puesto que solo se toma como parámetro de discriminación el nivel de consumo.

Como se indica en [29], cualquier reforma en el sector eléctrico, es un proceso político complejo, donde existen ganadores y perdedores como resultado de ella. La incorporación de criterios explícitos adicionales para focalizar adecuadamente el esquema generaría importantes movimientos dentro del grupo de actuales de beneficiados y financiadores. Esto implicaría costos de transacción bastante altos en términos de política. Por ello, si bien resulta socialmente óptimo procurar el acceso y satisfacer los niveles de consumo de energía eléctrica de los hogares con menores recursos, en la práctica el grupo de perjudicados, que constituye el de mayor poder económico, podría ejercer presiones políticas sobre el Gobierno.

Un ejemplo que sobresale y que podría ser presentado como base para elaborar un mecanismo de focalización más eficiente para Honduras, es el estudio presentado en [29]. En él se cuestiona para el Perú el uso de un nivel de consumo de 100 kWh-mes para discriminar entre quienes acceden y quienes financian un esquema de subsidios cruzados. Plantea el uso de una base de datos nacional, que estratifica a los hogares de acuerdo a diversas variables, como un mecanismo de complementario para definir la asignación de los subsidios.

En conclusión, de acuerdo con la experiencia, se espera que los mecanismos de subsidios planteados cumplan con las siguientes características [46]:

- Bien dirigido. Los subsidios deben ir solamente a los que están destinados y merecen recibirlas y no debe entrar en conflicto con otros instrumentos y objetivos;
- Eficiente. Las subvenciones no deben socavar los incentivos para generadores/distribuidores o consumidores de proporcionar o utilizar un servicio eficiente, reducir al mínimo la distorsión del mercado;
- Una base sólida. Los programas de subsidio se deben justificar mediante un análisis completo de los costos y beneficios;
- Práctico. El importe total de la subvención debe ser asequible y la administración del programa de subsidios debe estar en un costo razonable;
- Transparente. La información sobre la cantidad de dinero del gobierno dedicado a la subvención, y en los receptores de subvenciones deben ser controlada y divulgada;
- Limitada en tiempo. Se debe incluir cláusulas de extinción en el diseño de los programas de subsidios para evitar que los consumidores y productores como la excesiva dependencia de este apoyo y unos costes fuera de control.

6.2 Propuestas para Mejora al Marco Regulatorio

Después de haber descrito en mayor grado de detalle el funcionamiento del mercado eléctrico hondureño, su marco regulatorio vigente y el régimen tarifario dispuesto en la Ley, y tomando como punto de referencia características relevantes de otras estructuras de mercados, en este caso de estudio, el de Colombia y Perú, los cuales coinciden en la conformación de mercados mayoristas con apertura a la competencia, las reformas del sector eléctrico de estos países que se promulgaron a inicio de los años noventa alcanzaron resultados evidentes. En la época, un poco después en 1994 se suscitó la reforma al sector eléctrico hondureño, sin embargo de la información expuesta es notorio que mientras tanto Perú y Colombia fueron evolucionando gradualmente con el quehacer regulatorio, Honduras se quedó rezagada con un marco regulatorio que proponía una estructura de mercado con cierto grado de separación de actividades y apertura a la competencia, esto partiendo del cambio de estructura organizativa institucional y de propiedad como es usual en estos procesos, pero por diversas razones no se siguió la dinámica de transformación formulada en la ley, que comprendía la finalidad y el cómo.

No obstante, bajo un escenario complicado en el que se encuentra, es factible que el sector eléctrico hondureño evolucione hacia un concepto de mercado eléctrico mayorista donde se beneficien los actores, principalmente los consumidores finales. Se debe iniciar con reformas al marco legal, empezando por revisar su estructura organizativa y otros aspectos claves para el fomento a la competencia, pero todo esto no será posible sin la voluntad de las autoridades políticas del país de tomar las medidas correspondientes. En este sentido, a continuación se propone una serie de recomendaciones con directrices específicas para la industria de la energía eléctrica de Honduras de forma que funcione como una modalidad de mercado competitivo.

Organización Político-Institucional

Antes de promover el ámbito de competencia en la separación de actividades del sector eléctrico, es necesario plantear reformas o proponer cambios en la estructura de organización político-institucional que rige el país. Podemos tomar los ejemplos de Perú y Colombia que cuentan con estructuras superiores con marcos estratégicos claramente definidos tales como sus respectivos ministerios o secretaría de estado en energía y minería.

Sin bien Honduras en su marco regulatorio define un Gabinete Energético que define políticas del sector, a su vez, se tiene la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) con su vice ministerio de energía, y a la cual se le adjudica como rectora del sector, se considera que existe una debilidad en la definición de roles traduciéndose en la ausencia de una pragmática política energética de país y cuyos resultados están a la vista. También en la revisión de la normativa del marco regulatorio hondureño, se encontró la creación de un nuevo Gabinete de Política Energética mediante decreto del poder ejecutivo, definiendo otra estructura paralela y con funciones diferentes, al organismo que originalmente se definió en la ley marco del sub-sector eléctrico vía decreto legislativo llamado Gabinete Energético.

En el ámbito de fomentar la competencia, es un buen ejemplo el caso de Perú, que cuenta en el sector eléctrico, con el control o regulación de oligopolios y monopolios, es decir, un control de fusiones de empresas eléctricas en diferentes modalidades jurídicas limitando la concentración horizontal y vertical de empresas eléctricas. Expertos reconocen que aunque se tenga un marco regulatorio teóricamente correcto, se fracasaría si no se tienen límites adecuados en la concentración de empresas del sector. En el caso colombiano, para el rol de control, supervisión y vigilancia del sector participan dos entidades: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, donde la segunda institución vigila la aplicación de las normas de competencia.

Es de notar aquí, que Honduras cuenta con instituciones como la Comisión para la Promoción y Defensa de la Competencia (CDPC) que podría jugar un rol preponderante en el sub-sector eléctrico.

Desde luego, se parte del hecho que los cambios estructurales para la transición hacia un escenario de competencia es bajo el concepto de gradualidad y reduciendo la percepción de incertidumbre regulatoria que se pudiera crear en los actores existentes.

Operación y Administración del Mercado Eléctrico

La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico promueve las condiciones de monopolio otorgando exclusividad de la operación y administración del mercado eléctrico a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Esto es incompatible con el contexto competitivo de un mercado eléctrico, por más regulación que exista al respecto, no se puede ser juez y parte en el juego. Es una modificación que hay que llevar a cabo en la Ley Marco para lograr independencia y una absoluta conducta de transparencia en la delicada labor de operar el sistema eléctrico y administrar el mercado, más aun cuando se tienen a cargo de esta entidad también la administración de servicios complementarios y la planificación de las redes de transmisión.

En el caso de Perú y Colombia, se tienen operadores y administradores independientes aunque con formatos diferentes, donde se tiene plena participación de los agentes del mercado bajo una plataforma de transparencia y participación en la gestión bajo una clara regulación definida.

Generación

Tanto es el caso de Colombia como Perú, en sus estructuras de operación del mercado, ambos han adoptado aunque en formatos diferentes, un Mercado de Corto Plazo organizado como directriz principal a la apertura de la competencia dentro de un esquema de mercado mayorista, en el caso de Colombia en términos agresivos se tiene una “bolsa de energía” o mercado de precios. A la vez también por razones técnicas y económicas se opera y administra un mercado de mediano y largo plazo mediante diferentes modalidades instrumentos financieros (contratos) para la compra de venta y energía para asegurar condiciones de estabilidad en el mercado.

El caso contrario ocurre en Honduras, que a pesar de que la Ley Marco promueve la liberalización y fomento de la competencia en la producción, hoy se tiene un mercado “concentrado” basado en contratos de largo plazo para la compra y venta de energía, en términos horizontales de la actividad, y una empresa estatal monopólica de integración vertical como comprador único (monopsonio), por tanto se requiere de un cambio radical en este aspecto.

Aquí lo fundamental en reformas o cambios a la Ley Marco vigente en Honduras, es el tema de la definición de costos marginales horarios de la energía, tomando como referencia y con mayor similitud el modelo de mercado peruano, que también aplica la teoría de costo marginal de la energía y la potencia para definir precios regulados de tarifa en barra. Para el caso Hondureño, tanto de forma cualitativa como cuantitativa se ha analizado que esto afecta sensiblemente en la estructura tarifaria a los consumidores finales (regulados) y se ha creado una distorsión con esta señal económica en perjuicio de las finanzas de la ENEE. Se demostró que existe una gran falla donde la estructura tarifaria se basa en costo marginal del suministro para definir una tarifa en barra, y por otro lado, no se tiene un mercado de corto plazo horario (mercado spot) sino un mercado de generación basado en contratos de largo plazo con precios (costos fijos y variables) que no tienen nada que ver con el modelo teórico que establece la Ley. Para demostrar esto, se realizó un ejercicio utilizando el costo medio de generación como posible señal para conformar una tarifa en barra.

En la actividad de generación para el caso hondureño, también se describió un régimen especial con marco regulatorio específico, el cual hace un tratamiento preferencial a las fuentes de generación a partir de recursos renovables, mediante un paquete atractivo de incentivos fiscales, incentivo al precio de venta y obligatoriedad en el despacho. Lo que se recomienda en este aspecto, considerando siempre el tema de la competencia, evaluar el impacto de la operación de niveles importantes de penetración de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico hondureño, considerando que ya se cuenta con casi el 10% del suministro de la demanda con fuentes” intermitentes” como una central eólica de 102 MW y se espera en el corto y mediano plazo la incorporación de más centrales de este tipo y de centrales hidroeléctricas a filo de agua.

Transmisión

Si bien la actividad de transmisión de energía, tanto para los mercados hondureño, colombiano y peruano, se trata como un monopolio natural el cual debe ser sujeto de regulación, bajo criterios de técnicos y económicos eficientes, se requiere de una adecuada metodología de remuneración de esta actividad con el propósito de mostrarlo como un negocio atractivo. También para todos los mercados comparados, se tiene una planificación centralizada de la expansión bajo diferentes estrategias o mecanismos para lograr inversiones. Un reto para el marco regulatorio es que los agentes del mercado eléctrico reciban señales económicas adecuadas considerando la topología y punto de acceso a la red eléctrica para la operación congruente con el mercado eléctrico.

Cabe mencionar, que el sub-sector eléctrico de Honduras, siendo propietaria la ENEE de las redes y a la vez operador del sistema, se tiene un claro conflicto de intereses en las actividades, y que por tanto, al menos una separación contable sería lo recomendable como una estrategia para el adecuado funcionamiento, partiéndose de la estructura organizacional que se tiene y el precepto de la gradualidad en su aplicación.

Distribución

El marco regulatorio vigente de Honduras, promueve la segregación empresarial de la actividad de distribución que igual que la transmisión, se tiene una condición de monopolio natural el cual debe ser regulado. No obstante, también esta actividad permanece concentrada por la ENEE.

A diferencia de la actividad de transmisión, tiene una especial atención desde el punto de vista técnico y económico considerando que esta red es el vínculo físico directo entre el mercado eléctrico y los consumidores finales, sean estos regulados o no regulados. Pasa por definir un adecuado marco regulatorio de la actividad para establecer pliegos tarifarios, que reflejen los costos incurridos en esta actividad bajo modelos de empresas eficientes.

Otro aspecto a considerar en la vía de la recomendación, es establecer la regulación de la calidad del servicio eléctrico prestado a los consumidores y tiene que ver mucho con el diseño tarifario al considerar instalaciones óptimas. En la actualidad en Honduras no se cuenta con regulación en los diferentes aspectos de la calidad del servicio, a pesar de que la Ley establece que debe prestarse en condicione de calidad.

Otro desafío es la interconexión de centrales de generación distribuida, embebidas y conectadas directamente a redes de media tensión. En este sentido, sería recomendar una regulación avanzada en el contexto de redes considerando mayores grados de automatización para la operación satisfactoria y en adecuados niveles de calidad del servicio, pensando en una visión del concepto de “redes inteligentes” también orientado a hacer gestión eficiente de la demanda.

También en la Ley Marco, no es explícito la prohibición a las empresas distribuidoras (actividad regulada) realicen una actividad desregulada como la generación. Entre la declaración de agentes de mercado, el rol del comercializador juega un papel importante en el ámbito y fomento de la competencia, antes de diseñar un mercado minorista en distribución.

También como producto de este trabajo, se espera se tomen en cuenta todas las recomendaciones relacionadas a la estructura tarifaria a partir de todas las incongruencias y debilidades encontradas, que comprometen seriamente las finanzas de la ENEE como empresa distribuidora.

Comercialización

Las actividades de generación, comercialización y la figura de los grandes consumidores, son los agentes participantes que realizan transacciones propias de un mercado mayorista de electricidad en competencia. La actividad de comercialización consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados.

En la actualidad, en el mercado eléctrico hondureño no se ejecutan transacciones del tipo puramente financiero en vista que es la misma ENEE ejerce funciones dentro del mercado como único distribuidor y comercializador de energía eléctrica, esto a pesar que en la regulación vigente se contempla la posibilidad que puedan operar actores distintos a la ENEE en la actividad de distribución y generación.

Si bien existe dentro de la Ley Marco la figura de Grandes Consumidores como usuarios con capacidad de elección, es decir, usuarios desregulados o libres que podrían comprar sus necesidades de energía eléctrica directamente en el mercado de generación o empresas distribuidoras por medio de un comercializador, esto no ha ocurrido hasta la fecha, manteniéndose como abonados cautivos de la ENEE a tarifa regulada.

En la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico hondureño, se refiere a la actividad de comercialización, pero no define explícitamente agentes comercializadores independientes. El caso hondureño es similar al caso peruano, donde la distribución ejerce esta actividad.

Por tanto se debe considerar el caso colombiano, donde esta actividad puede llevarse a cabo en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico pero diferente a la de transmisión.

Planificación

La liberalización o desregulación del sector eléctrico generalmente se acompaña de una descentralización de las actividades de operación y la planificación. La Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico dispone que la ENEE tiene la facultad de preparar cada dos años los programas de expansión del sistema interconectado nacional, los cuales debía someter a la CNE para dictamen; esta situación se debe revisar. Se recomienda que en los posibles cambios en el marco regulatorio vigente, esta actividad pase a ser responsabilidad del ente operador y administrador del mercado.

En el caso de la expansión de la generación, la recomendación vuelve entorno a la forma de cálculo del costo marginal de corto plazo que define la Ley Marco, pues se trata de una señal económica que en principio deberá asegurar la garantía del suministro de la demanda y será quizás necesario introducir una regulación complementaria para incentivar la inversión en este rubro.

En la actualidad, en el mercado eléctrico hondureño, el cálculo del costo marginal de corto plazo, además de utilizarse para calcular la tarifa en barra (precio regulado), sirve como señal de precio de venta para suscribir un contrato de suministro con la ENEE, acogiéndose al incentivo en precio (10% adicional) que otorga la ley de energía renovable. No obstante, en la actualidad predomina un parque generador térmico.

El Ente Regulador

No obstante, para llevar a cabo un cambio sustancial en el marco regulatorio hondureño, se requiere de una profunda reestructuración y fortalecimiento de las capacidades del ente regulador, es decir, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que de preferencia sea una institución con verdadera independencia política y presupuestaria. Hasta la fecha la CNE lleva casi dos décadas desde su creación dentro de la Ley Marco, y de acuerdo a la investigación realizada esta institución cuenta con una gran mora en instrumentos de reglamentación que la misma ley ordenaba redactar en determinados plazos. En comparación con los mercados del sector eléctrico colombiano y peruano, estos cuentan con entes reguladores fuertes y donde la actividad de fiscalización, control y supervisión se ve fortalecida con otras instituciones que velan por la competencia y la garantía del suministro de servicios públicos como la electricidad.

Si se pretende una segunda reforma del sub-sector eléctrico, el Estado en su papel de regulador debe encarar un gran desafío para transformar el sector eléctrico hacia una estructura abierta a la competencia persiguiendo el máximo beneficio social del sector.

Integración con otros Mercados

Honduras es parte un séptimo mercado, el Mercado Eléctrico Regional (MER), un mercado mayorista concebido en el ámbito de competencia, en el cual los agentes del mercado regional exigirán reciprocidad en las reglas del juego para las transacciones propias de este mercado que entrará en vigencia en abril de 2013. En este escenario ante la existencia de un mercado mayorista competitivo, existe una oportunidad para tomar aceleradamente las reformas necesarias de la regulación local para adaptarse al formato de la competencia.

7 Bibliografía del Producto N° 5

- [1] “Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano”, información disponible en el sitio web oficial: <http://www.xm.com.co>
- [2] “Sector Energético en Colombia”, Empresa de Energía en Bogotá (EEB), información disponible en el sitio web oficial: <http://www.eeb.com.co>
- [3] “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”, Unidad de Planeación Minero Energética–UPME, República de Colombia, julio 2004.
- [4] “Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios”, Ley No. 142, Diario Oficial No. 41.433, 11 de julio de 1994.
- [5] Luis Guillermo Vélez Álvarez, “La Regulación del Sector Eléctrico Colombiano- Visión de conjunto”, Universidad EAFIT, febrero de 2012. Artículo disponible en sitio: <http://www.luisguillermovelezalvarez.blogspot.com>
- [6] “Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad”, Ley No. 143, Diario Oficial No. 41.434, 12 de julio de 1994.
- [7] “Ley de Concesiones Eléctricas” Decreto Ley N° 25844, Diario Oficial El Peruano, 19 de noviembre 1992.
- [8] “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Diario Oficial El Peruano, 25 de febrero 1993.
- [9] Sitio Web de la Secretaría de Energía y Minas del Perú: <http://www.minem.gob.pe>
- [10] “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de La Generación Eléctrica”, Ley N° 288321, 23 de julio 2006.
- [11] A. Dammert Lira, D. Molinelli, M.A Carbajal, *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), 1° ed., Lima, Perú, Mayo 2011.
- [12] Sitio Web del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) del Perú: <http://www.coes.org.pe>
- [13] “Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico”, Ley N° 26876, noviembre 1997.
- [14] Sitio Web del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN): <http://www.osinergmin.gob.pe>
- [15] Sitio Web de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) de la República de Honduras: <http://www.serna.gob.hn>
- [16] “Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)”, Decreto Legislativo No. 048-1957, Diario Oficial La Gaceta No. 16,125 del 27 de febrero de 1957. Disponible en <http://www.enee.hn>

- [17] “Ley Marco del Sub-sector Eléctrico”, Decreto Legislativo No. 158-94, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 27,511, Noviembre 1994.
- [18] “Reglamento de la Ley Marco del Sub-sector Eléctrico”, Acuerdo Ejecutivo No. 934-97, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 28,837, Abril 1999.
- [19] “Ley de Estímulo a la Producción, a la Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano”, Decreto Legislativo No. 131-98, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 28,566, Mayo 1998.
- [20] Sitio Web de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de la República de Honduras: <http://www.cne.gob.hn>
- [21] “Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”, Decreto Legislativo No. 70-2007, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 31,422, Octubre 2007.
- [22] Informe Final “Interfaces del Mercado Eléctrico de Honduras”, por Ing. Gerardo Salgado, abril 2010.
- [23] Resolución No.0018-2009, Comisión Nacional de Energía (CNE), La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 31,972, Julio 2009.
- [24] Sitio Web de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de la República de Honduras: <http://www.enee.hn>
- [25] Decreto Ejecutivo No. PCM-004-2010, La Gaceta, Diario Oficial de la República de Honduras, Núm. 32,166, Marzo 2010.
- [26] Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” Actualizada al 11 de Mayo de 2012.
- [27] “Opciones Tarifarias y Condiciones De Aplicación De Las Tarifas A Usuario Final” Resolución De Consejo Directivo OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD. Publicada en el diario oficial El Peruano el 15 de Octubre de 2009.
- [28] “Ley del Fondo de Compensación Social Eléctrica”, Ley No 27510, Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 28 de agosto 2001.
- [29] Jorge M. Franco; Gisella Aragón; “La focalización es relevante: propuesta de un esquema óptimo de subsidios al consumo eléctrico residencial e impactos sociales de su implementación”; Informe Final - Proyecto Breve Abierto CIES 2010.
- [30] “Pliego Tarifario 2009 -20013”, Comisión Nacional de Energía; La Gaceta, Republica de Honduras – Tegucigalpa M. D. C., 31 de Enero del 2009.
- [31] Angel Baide, “Subsidios al Consumo Residencial de Electricidad en Honduras”, Elaborado para el Banco Mundial; Marzo de 2010.
- [32] Sostenibilidad de la reforma de la electricidad en Latinoamerica -estudio de caso de Honduras Ian Walker y Juan Benavides Cliente: Banco Interamericano de Desarrollo. Versión 2.5 11 de abril de 2002.

- [33] “Tarifas Multihorarias, Socialización e Impacto Tarifa horaria y Manejo de la Demanda”, Módulo 4, Proyecto GAUREE II, Generación Autónoma y Uso Racional de La Energía Eléctrica, ENEE, Septiembre 2011.
- [34] Angel Baide, “Estudio Sectorial del Mercado de Energía Eléctrica en Honduras: Situación y Perspectivas”, Honduras, año 2009.
- [35] “Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía”, Informe Final, Banco Mundial, julio 2007.
- [36] Manuel I. Dussan, “Problemática de la energía eléctrica: Impacto fiscal y de mercado en Honduras”, Resumen Ejecutivo, FIDE, septiembre 2005.
- [37] Boletín Estadístico, Diciembre de 2012 – Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE. Disponible en línea en: <http://www.enee.hn>
- [38] “Acuerdo No. 0298-2012, Secretaría de Recursos Naturales”, publicado en Diario Oficial la Gaceta, Número 32,751, Tegucigalpa, Honduras. 18 Febrero 2012.
- [39] Moltke, A. von, C. McKee and T. Morgan (2004), Energy Subsidies: Lessons Learned in Assessing Their Impact and Designing Policy Reforms, London: Greenleaf Books for UNEP.
- [40] Komives Kristin, Foster Vivien, Halpern Jonathan, and Wodon Quentin Water, electricity, and the poor: Who benefits from utility subsidies. Washington, D. C. 2005. The World Bank. xvii, 283.
- [41] Centroamérica: Estadísticas de hidrocarburos, 2011. CEPAL. Disponible en línea. http://www.eclac.cl/mexico/noticias/documentosdetrabajo/9/48319/2012-036_CA-Estad.hidrocarburos_2011-para_web.pdf
- [42] UNEP Reforming energy subsidies: Opportunities to contribute to the climate change agenda. T Morgan – 2008.

8 Anexos del Producto N° 5

8.1 Anexo A. Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad – Lima Norte – EDELNOR. Vigencia al 4 de marzo de 2013.

Tabla 31. Pliego Tarifario del Servicio de Electricidad - Lima Norte -EDELNOR

MEDIA TENSIÓN			
TARIFA	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P	UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA MT2:	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3,42
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	15,92
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13,96
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	30,33
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	9,26
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	10,89
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	15,92
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	13,96
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	24,36
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	14,99
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	9,96
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10,32
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25	
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	14,44
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	24,36
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	14,99
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	9,96
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10,32
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25

BAJA TENSIÓN			
TARIFA BT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P	UNIDAD	TARIFA Sin IGV
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3,42
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	17,43
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	15,28
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	32,23
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	46,65
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	37,06
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25
TARIFA BT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	17,43
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	15,28
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	24,47
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	15,12
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	45,58
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	42,24
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25	
TARIFA BT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	15,80
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	24,47
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	15,12
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	45,58
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	42,24
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3,25
TARIFA BT5A:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E		
	a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	89,23
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	15,28
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	39,55
	b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,86
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	82,10
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	15,28
Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	39,55	

BAJA TENSIÓN			
TARIFA		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT5B: No Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,40
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,70
TARIFA BT5B Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,34
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	26,15
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,34
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	7,84
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	34,86
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,40
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,70
TARIFA BT5C:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3,34
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	38,42
TARIFA BT6:	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2,40
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	15,21
TARIFA BT7: No residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2,18
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,16
TARIFA BT7: Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E		
	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2,13
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	25,76
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2,13
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	7,73
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	34,34
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2,18
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,16

8.2 Anexo B. Cuadro Tarifario en Colombia.

Tabla 32. Cuadro Tarifario Tipo

Tarifa Residencial (*)	
Estratos 1 a 6	\$/kWh
Tarifa No Residencial	
Industrial, Comercial, Oficial, Bombeos y Otros	\$/kWh
Opciones Tarifarias Horarias	
Industrial, Comercial, Oficial, Bombeos y Otros (**)	

(*) El sector residencial se encuentra dividido en estratos (1 al 6) de acuerdo a su consumo.

(**) Costo Monomio por Horario Aplicado en Punta y Fuera de Punta.

INFORMACIÓN HORARIA							
TARIFA HORARIA NO RES.		Nivel I - \$/kWh					
Industrial y Comercial	Punta	435.19	417.14	399.10			
	Fuera de Punta	428.54	410.50	392.45			
Oficial y Exentos	Punta	362.66	347.62	332.58			
	Fuera de Punta	357.12	342.08	327.05			
COSTO UNITARIO:		$CU_v = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + C_{v_{m,i}} + PR_{n,m,i} + R_{m,i}$		$CU_f = C_{f_m}$			
Total CUnmt Punta		362.66	347.62	332.58			
Costo Compra: G _{m,i}		134.54	134.54	134.54			
Cargo transporte STN: T _m		23.82	23.82	23.82			
Cargo transporte SDL: D _{n,m}		133.70	118.66	103.62			
Margen Comercialización: C _{V_{m,t}}		37.80	37.80	37.80			
Costo G, T, pérdidas: P _{R_{n,m}}		26.10	26.10	26.10			
Restricciones: R _m		6.70	6.70	6.70			
Total CUnmt Fuera de Punta		357.12	342.08	327.05			
Costo Compra: G _{m,i}		132.67	132.67	132.67			
Cargo transporte STN: T _m		19.96	19.96	19.96			
Cargo transporte SDL: D _{n,m}		133.70	118.66	103.62			
Margen Comercialización: C _{V_{m,t}}		37.80	37.80	37.80			
Costo G, T, pérdidas: P _{R_{n,m}}		25.22	25.22	25.22			
Restricciones: R _m		7.78	7.78	7.78			
		Nivel II		Nivel III		Nivel IV	
		Punta	Fuera de Punta	Punta	Fuera de Punta	Punta	Fuera de Punta
TARIFA							
Industrial y Comercial		353.64	347.83	300.70	294.93	269.47	263.78
Oficial y Exentos		294.70	289.86	250.58	245.77	224.56	219.82
COSTO							
Total CU		294.70	289.86	250.58	245.77	224.56	219.82
Costo Compra: G _{m,i}		134.54	132.67	134.54	132.67	134.54	132.67
Cargo transporte STN: T _m		23.82	19.96	23.82	19.96	23.82	19.96
Cargo transporte SDL: D _{n,m}		85.43	85.43	42.20	42.20	17.96	17.96
Margen Comercialización: C _{V_{m,t}}		37.80	37.80	37.80	37.80	37.80	37.80
Costo G, T, pérdidas: P _{R_{n,m}}		6.40	6.22	5.52	5.37	3.74	3.65
Restricciones: R _m		6.70	7.78	6.70	7.78	6.70	7.78
CU Monomio **		291.20		247.10		221.13	

TARIFA MONOMIA HORARIA -FRANJAS APLICADAS:

Horas de Punta: 9 a.m. - 12 m; 6 p.m - 9 p.m.

** Dato informativos

Horas fuera de Punta: 12 p.m - 9 a.m.; 12 m - 6 p.m y 9 p.m - 12 p.m.

Figura 39. Cuadro Tarifario Empresa Públicas de Medellin. 2011.

8.3 Anexo D. Cuadros Tarifarios Vigentes en Honduras, por Sectores de la Sociedad.

Tarifa A: Servicio Residencial

Corresponde a todos los clientes denominados como residenciales por la ENEE. En este caso no se aplican los cargos diferenciados por potencia ni por energía reactiva, que integran el precio de la energía. Los segmentos del cuadro tarifario son:

Tabla 33. Cuadro Tarifario. Tarifa A, Sector Residencial

Segmento	Precio
Los primeros 100 kWh	1,403 7 L\$/kWh
Los siguientes 50 kWh	2,495 5 L\$/kWh
Los siguientes 150 kWh	2,495 5 L\$/kWh
Los siguientes 200 kWh	3,119 3 L\$/kWh
El exceso de 500 kWh	3,431 3 L\$/kWh

Tarifa B: Sector Comercial - Servicio General en Baja Tensión

Corresponde a todos los clientes que no son denominados residenciales por la ENEE y se conectan en la red de baja tensión. En el pliego vigente se indica que este sector ha sido afectado por una innovación tarifaria que permite a los usuarios, con consumos menores o iguales a 500 kWh por mes, acceder a tarifas adecuadas y orientadas a permitir que la mayoría de los clientes puedan desarrollar la actividad comercial, resultando en mejoras a la economía nacional.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 34. Cuadro Tarifario. Tarifa B, Sector Comercial

Segmento	Precio
Los primeros 500 kWh	3,5872 L\$/kWh
Los siguientes 500 kWh	3,7432 L\$/kWh
El exceso de 1000 kWh	3,7432 L\$/kWh

En este caso no se aplica el cargo diferenciado por potencia, pero sí por energía reactiva, indicándose que el usuario se debe comprometer a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa C - Sector Industrial Pequeño: Servicio en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Circuito Primario de Distribución, Tensiones de 13,8 kV y 34,5 kV

Corresponde a todos los clientes que tienen un único punto de conexión por centro, y la medición de consumo se realiza en media /alta tensión. Estos clientes tienen que suscribir un contrato con la ENEE de al menos un año de duración. Además deben tener una demanda máxima mensual de al menos 250 kW.

La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se compara con los 11 meses anteriores al mes facturado. Esto último supone una innovación en la *tarifa C*, cuyo objetivo es incentivar a los clientes a desarrollar proyectos de eficiencia energética al pagar la demanda máxima del mes, sin comparar con las demandas máximas de los once (11) meses anteriores.

Se indica también en el pliego tarifario, que a los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 250 kW, se les factura un cargo adicional de L\$ 70 724,97 más los correspondientes cargos por energía y potencia consumida.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 35. Cuadro Tarifario. Tarifa C, Sector Industrial Pequeño

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	111,455 4 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	2,354 1 L\$/kWh
Cargo mínimo por los 250 kW de demanda	27 863,84 L\$

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho (CND) ordene absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa D - Sector Industrial Grande: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Tensión Primaria, Tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV o Mayor

Corresponde a todos los clientes que tienen un único punto de conexión por centro, y la medición de consumo se realiza en media /alta tensión. Estos clientes tienen que suscribir un contrato con la ENEE de al menos un año de duración. Además deben tener una demanda máxima mensual de al menos 2500 kW.

La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se compara con los 11 meses anteriores al mes facturado. Esto último supone una innovación en la *tarifa D*, cuyo objetivo es incentivar a los clientes a desarrollar proyectos de eficiencia energética al pagar la demanda máxima del mes, sin comparar con las demandas máximas de los once (11) meses anteriores.

A los usuarios cuya demanda máxima mensual de facturación sea inferior a 2 500 kW, se les factura un cargo adicional de L\$ 114 127,61 más los correspondientes cargos por energía y potencia consumida.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 36. Cuadro Tarifario. Tarifa D, Sector Industrial Grande

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	146,754 9 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	2,195 5 L\$/kWh
Cargo mínimo por los 250 kW de demanda	366 887,28 L\$

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa E - Sector Gobierno: Servicio Público: Gobierno Central, Poderes: Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye Entes Autónomos y Semiautónomos y otros

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, tanto del Poder Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye entes autónomos y semiautónomos y otros.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 37. Cuadro Tarifario. Tarifa E, Sector Gobierno

Segmento	Precio
Servicio Monofásico, por kWh	3,743 2 L\$/kWh
Servicio Trifásico, por kWh	3,743 2 L\$/kWh

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa F - Sector Municipalidades y Otros: Servicio Público: Municipalidades

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público que comprenden las Municipalidades, Patronatos, Juntas de Agua, Plantas de Tratamiento de Agua y de Aguas Negras de Servicios Comunitarios con consumos inferiores a 2500 kWh/mes. Esto último supone una innovación tarifaria que permite que más usuarios puedan incluirse en esta tarifa.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 38. Cuadro Tarifario. Tarifa F, Sector Municipalidades y otros

Segmento	Precio
Servicio Monofásico, por kWh	3,431 3 L\$/kWh
Servicio Trifásico, por kWh	3,431 3 L\$/kWh

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa G - Sector Municipalidades y Otros, Bombeo de Agua: Servicio Público: Servicio Público, Bombeo de Agua

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, patronatos, juntas de agua, plantas de tratamiento de agua y de aguas negras de servicios comunitarios, que utilizan bombeo de agua, cuyos consumos son superiores a 2 500 kWh/mes. Esta tarifa al ser horaria presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que más usuarios puedan incluirse en esta tarifa y que puedan tener menores costos al operar en las horas de demanda mínima en donde los costos de producción de la ENEE son menores.

En cuanto a la energía reactiva se indica que el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

El cuadro tarifario horario de este sector es:

Tabla 39. Cuadro Tarifario. Tarifa G, Sector Municipalidades y otros

Segmento	Precio
PUNTA Día de semana: de 9 am a 12 pm y de 5 pm a 7 pm	4,409 9 L\$/kWh
SEMIVALLE Día de semana: de 5 am a 9 am; de 12 pm a 5 pm y de 7 pm a 10 pm Sábado: de 6 am a 10 pm Domingos y Feriados: de 10 am a 12 pm y de 4 pm a 9 pm	3,544 2 L\$/kWh
VALLE Día de semana de 0 am a 5 am y de 10 pm a 12 pm Sábado: de 0 am a 6 am y de 10 pm a 0 am Domingos y Feriados: de 0 am a 10 am ;12 pm a 4 pm y de 9 pm a 0 am	3,079 1 L\$/kWh

Tarifa H - Zonas de Inversión y Empleo: Servicio Industrial Alta, Media Y Baja Tensión

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, que han firmado contrato para suplirse del servicio acogiéndose a esta tarifa por un mínimo de cuatro años y cuyas proyecciones de demanda máxima determinan que, en ese tiempo, tendrán una demanda máxima igual o superior a 2500 kW/mes. La demanda máxima se cobra mensualmente, y no se comparara con los 11 meses anteriores al mes facturado.

Esta tarifa presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que las empresas industriales que se adhieran al decreto PCM-43-2006, puedan desarrollar su actividad económica en distintas zonas del país y con ello generar empleo, lo que contribuye al desarrollo nacional, en las diferentes actividades de la economía.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 40. Cuadro Tarifario. Tarifa H, Zonas de Inversión y Empleo

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	122,295 8 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	1,829 6 L\$/kWh

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el Centro Nacional de Despacho (CND) ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.

Tarifa I - Tarifas Interrumpibles: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición único en Tensión Primaria (69 kV, 138 kV y 230 kV o mayor)

Corresponde a todos los abonados del servicio eléctrico del sector público, que han firmado contrato para suplirse del servicio y mediante el cual, se permite interrumpirles el servicio, a petición del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de ENEE, con la ventaja de tener acceso a esta tarifa.

Esta tarifa presenta una innovación con respecto al anterior pliego, ya que permite que empresas con demandas mayores de 2 500 kW/mes, y conectadas en alta tensión, puedan obtener mejoras en las tarifas a cambio de tener que, a solicitud del CNDC, desconectar parte de su demanda, de acuerdo al contrato establecido con la ENEE, respetando la ley marco del subsector eléctrico.

El cuadro tarifario de este sector es:

Tabla 41. Cuadro Tarifario. Tarifa I, Tarifas Interrumpibles

Segmento	Precio
Por kW de Demanda Máxima de Facturación	122,295 8 L\$/kW-mes
Por kWh de Energía	1,829 6 L\$/kWh

En cuanto a la energía reactiva se indica que, sólo en los casos en que el CNDC ordene a un absorber reactivo, se acepta un factor de potencia inferior al 90%, caso contrario el usuario se compromete a mantener un factor de potencia no inferior al 90%.