



FACULTADO DE POSGRADO

TESIS DE POSTGRADO

**ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ABIERTO Y SU ESTADO
EN HONDURAS**

SUSTENTADO POR:

BRYAN ALBERTO ZEPEDA PINTO

JOSE CARLOS NOLASCO RIVERA

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE MÁSTER EN

DIRECCIÓN EMPRESARIAL

FINANZAS

SAN PEDRO SULA, CORTÉS, HONDURAS, C.A.

ENERO 2019

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

UNITEC

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR

MARLON BREVÉ REYES

SECRETARIO GENERAL

ROGÉR MARTÍNEZ MIRANDA

VICERRECTORA ACADÉMICO

DESIREE TEJADA CALVO

VICEPRESIDENTE CAMPUS SPS

CARLA MARÍA PANTOJA

DECANO DE FACULTADO DE POSTGRADO

CLAUDIA MARÍA CASTRO VALLE

**ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ABIERTO Y SU ESTADO
EN HONDURAS**

**TRABAJO PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE LOS
REQUISITOS EXIGIDOS PARA OPTAR AL TÍTULO DE**

MÁSTER EN

DIRECCION EMPRESARIAL

FINANZAS

ASESOR METODOLÓGICO

JUAN JACOBO PAREDES HELLER

ASESOR TEMÁTICO

MARIO ZELAYA

COMISIÓN EVALUADORA

CÉSAR ORELLANA

JUAN MANUEL MATUTE

DERECHOS DE AUTOR

© Copyright 2019

BRYAN ALBERTO ZEPEDA PINTO

JOSE CARLOS NOLASCO RIVERA

Todos los derechos son reservados

**AUTORIZACIÓN DEL AUTOR(ES) PARA LA CONSULTA,
REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN
ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO DE TESIS DE POSTGRADO**

Señores

**CENTRO DE RECURSOS PARA
EL APRENDIZAJE Y LA INVESTIGACIÓN (CRAI)
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA (UNITEC)
SAN PEDRO SULA**

Estimados Señores:

Nosotros, BRYAN ALBERTO ZEPEDA PINTO y JOSE CARLOS NOLASCO RIVERA, de San Pedro Sula, autores del trabajo de postgrado titulado: ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ABIERTO Y SU ESTADO EN HONDURAS, presentado y aprobado en Enero/2019, como requisito previo para optar al título de máster en Dirección Empresarial con orientación en Finanzas y master en Finanzas reconociendo que la presentación del presente documento forma parte de los requerimientos establecidos del programa de maestrías de la Universidad Tecnológica Centroamericana (UNITEC), por este medio autorizamos a las Bibliotecas de los Centros de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación (CRAI) de la UNITEC, para que con fines académicos, puedan libremente registrar, copiar o utilizar la información contenida en él, con fines educativos, investigativos o sociales de la siguiente manera:

- 1) Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo en la sala de estudio de la biblioteca y/o la página Web de la Universidad.

- 2) Permita la consulta, la reproducción, a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato CD o digital desde Internet, Intranet, etc., y en general en cualquier otro formato conocido o por conocer.

De conformidad con lo establecido en el artículo 9.2, 18, 19, 35 y 62 de la Ley de Derechos de Autor y de los Derechos Conexos; los derechos morales pertenecen al autor y son personalísimos, irrenunciables, imprescriptibles e inalienables, asimismo, por tratarse de una obra colectiva, los autores ceden de forma ilimitada y exclusiva a la UNITEC la titularidad de los derechos patrimoniales. Es entendido que cualquier copia o reproducción del presente documento con fines de lucro no está permitida sin previa autorización por escrito de parte de UNITEC.

En fe de lo cual, se suscribe el presente documento en la ciudad de San Pedro Sula a los XX días del mes de enero de 2019.

Bryan Alberto Zepeda Pinto

21713116

Jose Carlos Nolasco Rivera

21713187



FACULTAD DE POSTGRADO

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ABIERTO Y SU ESTADO EN HONDURAS, 2019

AUTORES

**BRYAN ALBERTO ZEPEDA PINTO & JOSE CARLOS NOLASCO
RIVERA**

RESUMEN

La noción a nivel nacional entre los consumidores de energía eléctrica en Honduras es la de tarifas elevadas por un servicio que no satisface a cabalidad las necesidades de la población. Las condiciones del mercado eléctrico en todas sus partes podrían trabajar hacia una mayor eficiencia y reducción de costos, pero el modelo de mercado actual de un solo comprador no prioriza estos objetivos con la baja competencia y bajo poder de negociación de los consumidores. Es por ello por lo que se plantea la investigación del mercado eléctrico en Honduras y su apertura para desde un punto de vista que analiza las limitaciones físicas, políticas y de mercado de forma individual. Desde el punto de vista de las restricciones físicas se analizan aspectos de cobertura, capacidad instalada y capacidad utilizada en los distintos elementos del mercado eléctrico nacional. En lo referente a restricciones políticas se investigan las nuevas leyes y su adopción, así como el rol de los entes reguladores. Finalmente se evalúa la influencia de la oferta y la demanda y se hacen recomendaciones a las partes del mercado.

Palabras clave: Mercado eléctrico, teoría de las restricciones, restricciones físicas, restricciones políticas.



GRADUATE FACULTY

AN ANALYSIS OF THE OPEN ELECTRIC MARKET AND ITS CURRENT STATE IN HONDURAS, 2019

BY

**BRYAN ALBERTO ZEPEDA PINTO & JOSE CARLOS NOLASCO
RIVERA**

ABSTRACT

The general and widely accepted idea nationwide and amongst consumers of electricity is that of paying an inflated rate for a service that does not quite satisfy the needs of the population. The conditions within the electric market on all its parts can potentially work towards a greater efficiency and cost reduction but the current model on which the market is based does not prioritize those objectives with its low competition and low negotiation power the general consumer has. This is the reason why the investigation of the Honduran electric market and its aperture has been posed from a point of view that analyses the restrictions from a physical, political and market stand point individually. From the point of view of physical restrictions, aspects of coverage, installed capacity and capacity used in the different elements of the national electricity market are analyzed. Regarding political restrictions, the new laws and their adoption are investigated, as well as the role of the regulatory bodies. Finally, the influence of supply and demand is evaluated and recommendations are made to the market parties.

Key words: Electric market, theory of constraints, physical constraints, political constraints.

DEDICATORIA

A Dios

Primero que todo queremos dedicar este proyecto a Dios, ya que gracias a Él estamos todos aquí en este punto importante para nosotros y por habernos dado salud para lograr nuestros objetivos, además de su infinita bondad y amor. Por las fuerzas que nos brinda para seguir adelante y no caer ante los problemas que se presentaban, enseñándonos a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento.

A nuestros Padres

Gracias a nuestros padres por el apoyo que nos han brindado en cada paso de nuestras vidas, por su amor, trabajo y sacrificios en todos los años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirnos en las personas que somos.

A nuestros Maestros

Gracias a ustedes maestros por enseñarnos, aconsejarnos e instruirnos en el camino del buen estudiante, por darnos su apoyo y su comprensión en los momentos difíciles, ustedes siempre estaban dispuestos a ayudar en los momentos más duros sin pedir nada a cambio. Ustedes son parte de este logro, ya que ustedes lo trabajaron.

A nuestros Compañeros

Tuvimos la dicha de conocer al mejor grupo de compañeros universitarios, ya que gracias a ellos logramos sacar nuestros estudios sin ningún problema, ellos nos brindaron su apoyo incondicional a lo largo de esta trayectoria y lo hicieron de diferentes maneras.

AGRADECIMIENTO

Asesores

Gracias a nuestro asesor metodológico, Doctor Juan Jacobo Paredes Heller, y a nuestro asesor temático, Ing. Mario Zelaya por habernos brindado su tiempo, conocimiento y apoyo en todo momento, para poder realizar de la mejor manera este documento.

Expertos

Agradecemos el tiempo brindado por distintos expertos para nuestra investigación. Su experiencia y conocimiento ha sido vital para alcanzar los objetivos establecidos en nuestro estudio.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	2
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	3
1.3.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	3
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	4
1.5 OBJETIVO DEL PROYECTO	4
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.6 JUSTIFICACIÓN.....	5
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL	7
2.1.1 ANÁLISIS DEL MARCROENTORNO.....	7
2.1.2 ANÁLISIS DE MICROENTORNO	9
2.2 TEORÍA DE SUSTENTO.....	12
2.2.1 TEORÍA DE LAS RESTRICCIONES.....	12
2.2.2 RESTRICCIONES FÍSICAS	13
2.2.3 RESTRICCIONES POLÍTICAS	13
2.3 CONCEPTUALIZACIÓN	13
2.3.1 MERCADOS ELÉCTRICOS.....	14
2.3.2 MODELOS DE MERCADO ELÉCTRICO.....	16
2.3.3 MERCADO DE COMPRADOR ÚNICO.....	18
2.3.4 MERCADO DE VENTA AL MAYOREO.....	19
2.3.5 MERCADO MIXTO	21
2.3.6 DIFERENTES TIPOS DE TARIFA	23
2.3.7 PRECIOS DE LA GENERACIÓN	23
2.3.8 PRECIOS DE TRANSMISIÓN	29
2.3.9 LOS PRECIOS DEL SERVICIO DE DISTRUBUCIÓN.....	32
2.4 MARCO LEGAL	34
3.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA.....	37
3.1.1 MATRIZ METODOLÓGICA.....	37

3.1.2 DEFINICIÓN OPERACIONAL DE LAS VARIABLES	39
3.1.3 HIPÓTESIS	39
3.2 ENFOQUE Y MÉTODOS\	40
3.2.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	40
3.2.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	41
3.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	42
3.3.1 DISEÑO.....	42
3.3.2 POBLACIÓN	42
3.3.3 MUESTRA	42
3.3.4 UNIDAD DE ANÁLISIS	42
3.3.5 UNIDAD DE RESPUESTA.....	43
3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS	43
3.4.1 INSTRUMENTOS	43
3.4.2 TÉCNICAS DE MANEJO DE INFORMACIÓN.....	43
3.5 FUENTES DE INFORMACIÓN	43
3.5.1 FUENTES PRIMARIAS	43
3.5.2 FUENTES SECUNDARIAS.....	44
3.6 LIMITANTES DEL ESTUDIO.....	44
4.1 RESTRICCIONES FÍSICAS	45
4.1.1 COBERTURA	45
4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA VS CAPACIDAD UTILIZADA	46
4.2 RESTRICCIONES POLÍTICAS	49
4.2.1 NEGOCIACIÓN DE TARFIAS	49
4.2.3 APOYO A INVERSIONISTAS	51
4.2.4 RITMO DE ADOPCIÓN DE NUEVAS LEGISLACIONES	51
4.3 RESTRICCIONES DE MERCADO	52
4.3.1 DEMANDA.....	52
4.3.2 OFERTA.....	53
4.3.3 TARIFAS.....	55
4.4 TABLA RESUMEN.....	57
5.1 CONCLUSIONES.....	60
5.2 RECOMENDACIONES	62

ANEXO 1. LISTA DE PREGUNTAS DE ENTREVISTA APLICADA A EXPERTOS	65
ANEXO 2. ENTREVISTA CON ORLANDO AGUILUZ EXPERTO EN DISTRIBUCIÓN Y TRASMISIÓN	66
ANEXO 3. ENTREVISTA CON ELVIS AGUILAR EXPERTO EN MEDICIÓN Y DESPACHO.....	69
ANEXO 4. ENTREVISTA CON CARLOS ZELAYA CONSULTOR EXTERNO ENEE/EEH.....	73
ANEXO 5. ENTREVISTA CON EL GERENTE DE BECOSA.....	77
ANEXO 6. SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE	80
ANEXO 7. REPORTE DE EJECUCIÓN MENSUAL DE PRESUPUESTO CREE, NOVIEMBRE 2018	81
ANEXO 8. REPORTE DE EJECUCIÓN MENSUAL DE PRESUPUESTO ENEE, NOVIEMBRE 2018	89
ANEXO 9. LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Precios de Kilowatt Hora (kWh) diciembre de 2017 a febrero de 2018.....	34
Tabla 2. Matriz Metodológica.....	38
Tabla 3. Operacionalización de las Variables.....	39
Tabla 4. Generación de energía por tipo.....	47
Tabla 5. Energía generada, año 2017 y 2018 hasta el tercer trimestre	54
Tabla 6. Energía facturada, año 2017 y 2018 hasta el tercer trimestre	54
Tabla 7. Comparación de opiniones de expertos entrevistados	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Demanda de Energía Eléctrica	6
Figura 2. Valoración de la Arquitectura Eléctrica en la Región Centroamericana.....	8
Figura 3. Distribución de Plantas Generadoras.....	9
Figura 4. Agentes del Mercado Eléctrico	14
Figura 5. Curva de carga y curva de duración	15
Figura 6. Mercado Centralizado Instantáneo	18
Figura 7. Mercado de Contratos Bilaterales Físicos	20
Figura 8. Mercado Mixto	22
Figura 9. Método de la Investigación	41
Figura 10. Generación de energía a nivel nacional.....	47
Figura 11. Crecimiento esperado de la demanda	53

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

En el mundo moderno es casi inevitable dar por sentada la energía eléctrica como algo cotidiano sin prestar mucha atención a la infraestructura necesaria ni la cantidad de procesos previos a su consumo en el diario vivir. El mercado eléctrico en un país o en una región determinada es un tema poco conocido por la población y por tanto el cambio de un modelo de mercado a otro requiere de tiempo para su implementación. Tomando en cuenta las diferentes restricciones que pueden existir para adoptar determinado tipo de mercado sin sufrir consecuencias económicas de parte del consumidor final los responsables de la toma de decisiones deberán sopesar las alternativas que satisfacen la demanda y eficientizan la producción y distribución de la matriz energética.

1.1 INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable son cada día mayores por lo que los inversionistas se están enfocando más en esta área del mercado eléctrico. Uno de los principales obstáculos que estos atraviesan son los de la falta de un mercado eléctrico abierto que permita que diferentes proveedores puedan competir por ofrecer el mejor servicio de energía eléctrica a los consumidores finales. En términos generales la adopción de un mercado eléctrico abierto generara una democratización en la toma de decisiones dando así libertad a los consumidores para que puedan decidir a su propio generador o proveedor de energía. Gracias a esto existirán precios de electricidad más alcanzables y más competitivos, mejorando la satisfacción del cliente a través de un servicio más eficiente y económico a su vez.

En la actualidad alrededor de un 15% de la población no tiene acceso a energía eléctrica, esto se asemejan a un 1.6 millones de habitantes (INE, 2016). Con la adopción de un mercado eléctrico libre surgirían potenciales generadores locales de energía que podrían cubrir la falta de acceso y suministro a la población necesitada de la misma, ya que mejoraría la calidad del servicio y aumentaría la matriz energética. A continuación, se presenta un estudio cuya finalidad de investigación es evaluar el mercado eléctrico, la infraestructura, cobertura, demanda, generación entre otros factores que puedan afectar tanto la factibilidad del desarrollo y apertura de este, así

como el estado de este mercado en Honduras ya que es considerado uno de los más cerrados en la región.

1.2 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

Honduras es un país que cuenta con una población de 8.8 millones de habitantes (BCH, 2017), la cual cuenta con una cobertura eléctrica de un 81% (INE, 2017). Estando ubicado en el centro de Centroamérica, el país cuenta con numerosas fuentes potenciales de energía eléctrica renovable. El año 2017 se realizó un reporte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), concluyendo que en el 61% de la energía generada dentro del país era energía de origen renovable, dejando con un 39% como energía de fuentes térmicas, es decir a base de combustibles fósiles, derivados del petróleo (INE, 2017).

El mercado de energía en Honduras ha sido administrado de forma pública desde su concepción, originalmente a través de las municipalidades que tenían acceso a unidades generadoras de energía aisladas. En 1957 la Junta Militar de Gobierno creó la Empresa de Energía Eléctrica (ENEE) que desde entonces fue la encargada de la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país. Con la creación de la ENEE y la realización del proyecto de la Central Hidroeléctrica Cañaveral inicio el Sistema Interconectado a nivel nacional, una red de transmisión que une las principales regiones del país (Colindres, 2015).

En los años 80s y 90s la demanda energética en el país se incrementó significativamente en Honduras, viéndose sólo en la década comprendida entre 1980 y 1990 un alza de un 74.65% en la demanda de energía. Es por esto por lo que a mediados de la década de 1990 se aprobó la Ley Marco del Subsector Eléctrico con el fin de impulsar el ingreso del sector privado en la generación de energía para el país. Asimismo, en el año 1995 los gobiernos de los seis países del istmo centroamericano junto con el gobierno de España y el Banco Interamericano de Desarrollo acordaron la puesta en marcha del proyecto de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Colindres, 2015).

En el año 2014 el Congreso Nacional aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica en el decreto No. 404-2013 publicado el 20 de mayo del 2014. Con esta ley se instauró la Comisión

Regulatoria de la Energía Eléctrica (CREE) y se abre más aún el espacio para que la inversión privada se integre en todos los sectores del mercado energético. (Colindres, 2015)

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Según Baena (2017) la definición del problema es un proceso que permite una mejor descripción y comprensión de los objetivos, contenido y procedimiento de la investigación. El planteamiento del problema tiene el objeto de establecer claramente aspectos importantes de la investigación como son la descripción, enumeración de elementos y formulación del problema.

1.3.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

La implementación de un mercado eléctrico abierto en Honduras está agendada para el segundo trimestre del 2018. Según expertos, el desarrollo pleno de este esquema de mercado podría tardar años en implementarse. Se realizaron entrevistas con expertos en el rubro para determinar el estado actual del mercado energético y las razones que detienen una adopción de un modelo de mercado abierto. Se determino realizar el estudio bajo la teoría de sustento de las restricciones físicas, políticas y de mercado y estas afectan o no afectan la apertura del mercado como tal, si alguna de estas se encuentra en condiciones óptimas para dicha apertura o bien si una de ellas fomenta el desarrollo del mercado.

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

De acuerdo con las condiciones actuales del mercado eléctrico en Honduras, la apertura del mercado afectará tanto a la industria generadora, la transmisión, distribución y al consumidor final. ¿Cómo las restricciones físicas, políticas y de mercado influyen en el precio de la energía eléctrica para el consumidor final en un modelo de mercado eléctrico abierto en Honduras?

1.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

Para responder a la interrogante postulada anteriormente se formularon las siguientes preguntas:

- 1) ¿Qué restricciones físicas de la matriz energética del país afectan una amplia apertura del mercado eléctrico?
- 2) ¿Cómo las restricciones políticas influyen en la apertura del mercado eléctrico en Honduras para los consumidores?
- 3) ¿Cómo influye la demanda del mercado energético en la apertura del mercado eléctrico en Honduras?

1.5 OBJETIVO DEL PROYECTO

Los objetivos de la investigación plantean el alcance de la investigación, el punto hasta el cual se pretende llegar con ella. Hacia el final de la investigación estos deberían coincidir con las metas finales, aunque en ocasiones no se puedan alcanzar por diferentes circunstancias. Los objetivos se detallan en términos observables y evitando una amplitud muy extensa que pierda el enfoque de la investigación o limite el estudio a un nivel primario (Baena, 2017).

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Dentro del objetivo general se plantea a grosso modo la meta que se pretende cumplir con la investigación descrita. Sobre el estado del mercado eléctrico en Honduras se plantea el siguiente objetivo: Evaluar como las restricciones de mercado, políticas, físicas y económicas influyen en el precio de la energía eléctrica para el consumidor final en un modelo de mercado eléctrico abierto en Honduras.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos describen metas concretas que se espera alcanzar el objetivo general previamente establecido. Como objetivos específicos de la investigación se presentan los siguientes:

- 1) Examinar el estado de la infraestructura actual de la matriz energética del país y ver de qué manera limitaría la apertura del mercado eléctrico.
- 2) Analizar como la política influye en la apertura del mercado eléctrico en Honduras para los consumidores.
- 3) Distinguir la influencia de la demanda de energía en el país sobre la apertura del mercado eléctrico.

1.6 JUSTIFICACIÓN

En Honduras la energía eléctrica es un tema muy delicado y controversial por lo cual conocer y saber las diferentes opciones de mejora y crecimiento energético es crucial para la economía del país y su constante desarrollo socioeconómico. Debido a la creciente demanda de energía eléctrica en el país es necesario evaluar y reconocer el problema que está a simple vista, la falta de cobertura en el país es una consecuencia de la monopolización de la energía eléctrica. No obstante, la ENEE en su afán de solventar esta crisis cuenta con un amplio portafolio de proyectos que han sido aprobados, pero no ejecutados, ya que no han sido aprobados por el congreso nacional.

En pocas palabras se puede decir que existe un atraso de muchos años para ejecutar estos proyectos los cuales son muy cruciales para la calidad de energía y la capacidad instalada. Con el mercado eléctrico abierto, cualquier empresa podrá sustentar las demandas crecientes en los diferentes sectores del país, lo cual además de no depender del estado para su aprobación traerán muchos beneficios para la población.

Sumando a esto los beneficios para el consumidor de un mercado más abierto reemplazando un mercado monopolístico como el existente en Honduras, como menciona González (2011):

Efectivamente, los teóricos neoclásicos demuestran con sus modelos que la existencia de monopolios (y, en general, de empresa con poder de mercado) supone siempre una pérdida de bienestar la empresa con poder de mercado está en condiciones de fijar un precio por encima del de mercado, restringiendo el número de unidades vendidas, y así obtener una rentabilidad extraordinaria a costa de la pérdida de bienestar de los consumidores.

En la Figura 1 se puede observar una proyección del crecimiento de la demanda en los próximos cinco años.

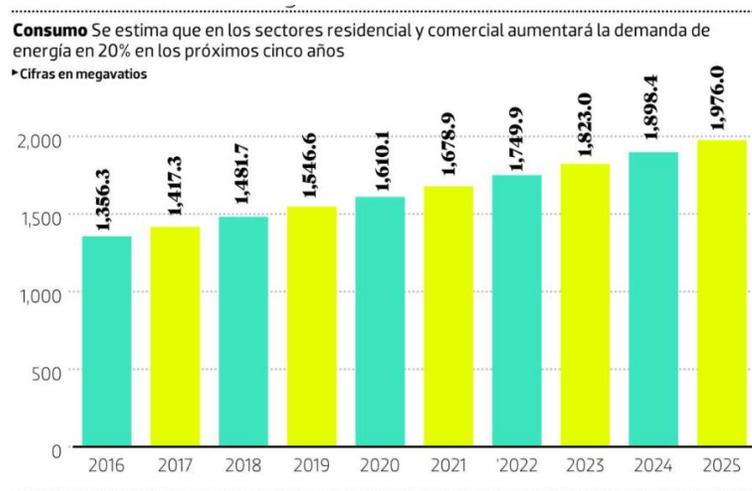


Figura 1. Demanda de Energía Eléctrica

Fuente: (ENEE, 2018)

En los próximos cinco años se espera una demanda vegetativa de alrededor de un 4% afirman los expertos, que acumuladamente será de un 20% como se ve en la Figura 1. Para suplir esta demanda se necesitará de más generadoras de energía y sistemas de transporte y distribución más robustos.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Tras haber planteado la introducción de la investigación, planteamiento del problema y su justificación se continúa con la base teórica de la misma. “El marco teórico ayuda a explicar de forma integral nuestro problema de investigación. Es producto del análisis documental, es decir, de todas las fuentes que pudimos encontrar y consultar”(Martínez Ruíz, 2012, p. 165).

El objetivo de este capítulo es la de dar un fondo basado en estudios relacionados al tema, teorías de sustento y análisis recientes de factores relacionados. A continuación, se analizan macro entorno, micro entorno, conceptos de los mercados eléctricos y un marco legal con el objetivo de determinar la validez de la investigación. A demás se presenta las teorías de sustento según Colindres, en las cuales se representan los agentes de mercado y como cada uno de ellos se desenvuelve en un mercado eléctrico de mayor competitividad, es decir un mercado eléctrico abierto.

2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Los mercados eléctricos a nivel mundial han adoptado modelos abiertos que permiten más libertades a los consumidores de la red. Con esta libertad, el mercado se vuelve más competitivo beneficiando tanto a consumidores y a los agentes del mercado que compiten en igualdad para brindar el servicio de energía eléctrica a la población. Sobre todo, esto se da en países desarrollados pero un país como Guatemala ya tiene un modelo de mercado abierto desde hace 15 años, cuya legislación es usada como base para la Ley de la Industria Eléctrica en Honduras.

2.1.1 ANÁLISIS DEL MARCROENTORNO

Freysinnier, Manzini Poli & Sabatino (2012) resaltan “Durante el período 1980 a 2008, la demanda de energía se incrementó de 7,229 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe) a 12,271 Mtpe.” (p. 10)

El Foro Económico Mundial presentó su informe de Informe sobre el Índice de Rendimiento de la Arquitectura Energética Mundial para el 2017. En este se presenta una clasificación de 127 países de acuerdo con diferentes indicadores enfocados en dimensiones como: acceso a la energía, sostenibilidad y contribución económica. En la región centroamericana

Honduras muestra la peor puntuación en el índice y se ubica en el puesto 82 de los 127 países del ranking. (Foro Económico Mundial, 2017)

En Latinoamérica países como México han realizado reformas en sus modelos de mercado. La reforma constitucional mexicana en 2013 desmontó los principales elementos en que se fundamentaba la estructura monopólica estatal del sector eléctrico. El mercado eléctrico permitió desde entonces un entorno de competencia donde los generadores venden energía libremente la energía producida mientras los consumidores gozan también de la libertad de comprar esta energía de los generadores más competitivos. (C. Hernández, 2018)



Figura 2. Valoración de la Arquitectura Eléctrica en la Región Centroamericana

Fuente: (Foro Económico Mundial, 2017)

Dentro de la región centroamericana Honduras tiene la peor puntuación del istmo de acuerdo con el mismo estudio. En lo que se refiera a mercados abiertos, Guatemala ha adoptado un este modelo de mercado desde 1996 con la Ley General de Electricidad junto con su reglamento. El objeto de esta ley era la de desmonopolizar el rubro e impedir que una sola empresa se dedique a la generación, transmisión y comercialización de la energía (Colindres, 2015). En Guatemala este proceso de apertura permitió la competencia entre diferentes generadores y comercializadores de energía, así como la posibilidad de comprar y vender energía en un mercado spot. La competencia entre generadores y comercializadores generó presión en el mercado para lograr un descenso en los precios de la energía eléctrica. Colindres (2015) explica que las tarifas

de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) logró reducir sus tarifas 21% y 25% respectivamente para la Tarifa Social y para la No Social (Colindres, 2015).

2.1.2 ANÁLISIS DE MICROENTORNO

Según datos de la ENEE, el sistema de generación eléctrica en Honduras totaliza una capacidad de 1,392.2 MW distribuidos entre plantas térmicas privadas (57%), plantas hidroeléctricas propiedad de la ENEE (33.4%), plantas térmicas propiedad de la ENEE (4.6%), plantas privadas de biomasa (4.3%) y plantas hidroeléctricas privadas (0.8%) (ENEE, n.d.).

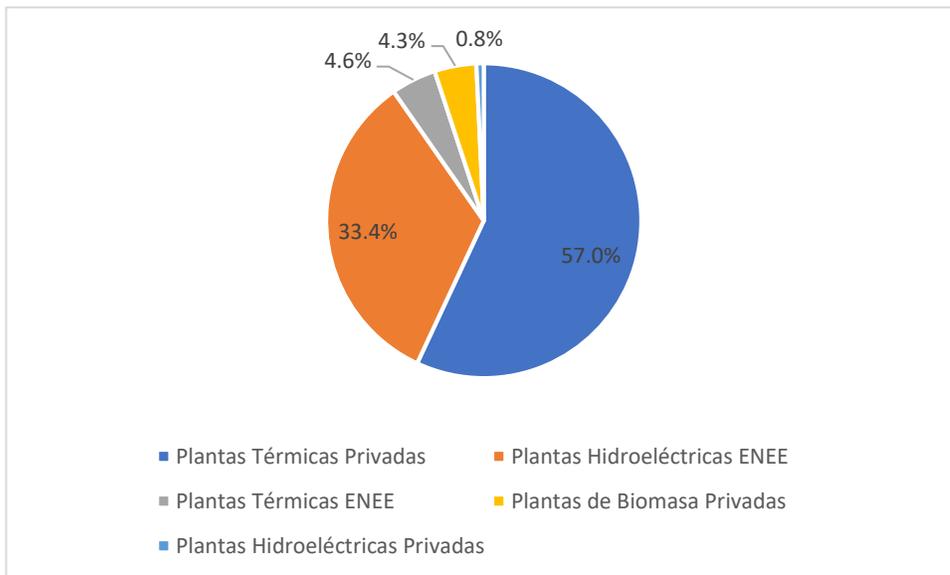


Figura 3. Distribución de Plantas Generadoras

Fuente: (ENEE, n.d.)

Como se aprecia en la imagen es evidente que el balance de la matriz energética favorece a las plantas de generación privadas, a las cuales la ENEE compra energía para revender a los consumidores finales. Las tarifas de generación son elevadas y su costo trasladado hacia el consumidor final.

La ENEE también enlista las empresas y proyectos que contribuyen a la generación de energía y son: (ENEE, 2018).

1) Compañías Privadas

- 1.1) LUFUSSA I, II y III (350.5 MW)
- 1.2) ENERSA (220 MW)
- 1.3) EMCE II (141 MW)
- 1.4) ELCOSA (80 MW)
- 1.5) Arrendamientos Privados (82.4 MW)

2) Plantas Hidroeléctricas de la ENEE

- 2.1) Francisco Morazán (El Cajón, 300 MW)
- 2.2) Río Lindo (80 MW)
- 2.3) Nacaome (30 MW)
- 2.4) Cañaverl (29 MW)
- 2.5) El Níspero (22.5 MW)
- 2.6) El Coyolar (1.7 MW)
- 2.7) Santa María del Real (1.2 MW)

3) Plantas Térmicas de la ENEE

- 3.1) EMCE I (26.6 MW)
- 3.2) La Puerta Hitachi (18 MW)
- 3.3) La Puerta General Electric (15 MW)

3.4) Santa Fé (5 MW)

4) Plantas Biomasa Privadas

4.1) CAHSA (25.8 MW)

4.2) La Grecia (12 MW)

4.3) AYSA (8 MW)

4.4) Tres Valles (7.8 MW)

4.5) Azulosa (4 MW)

4.6) EDA (1.2 MW)

4.7) Empacadora del Atlántico Lean (0.5 MW)

4.8) Empacadora del Atlántico Aguan (0.5 MW)

5) Plantas Hidroeléctricas Privadas

5.1) La Esperanza (12.8 MW)

5.2) Río Blanco (5 MW)

5.3) Babilonia (3 MW)

5.4) Zacapa (0.8 MW)

5.5) La Nieve (0.5 MW)

2.1.2.1 CREE

La Comisión Reguladora de la Energía Eléctrica (CREE) fue creada en mayo del 2014 con la publicación de la Ley General de la Industria Eléctrica. La CREE tiene la función de aplicar y fiscalizar las normas vigentes que regulan la industria energética (Diario Oficial La Gaceta, 2014).

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), tiene presupuesto propio y fondos que destinará al financiamiento de sus fines. La CREE, gozará de independencia funcional y sus ingresos provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa distribuidora. Todas las empresas distribuidoras, o la ENEE en tanto se crean estas empresas, deberán poner a disposición de la CREE, en los primeros cinco días de cada mes, el veinticinco por ciento (0.25%) del monto total que hayan facturado en el mes previo al mes anterior. Este cargo podrá ser trasladado a las tarifas de distribución final de energía eléctrica, previa autorización de la CREE (Espinoza, n.d.).

2.2 TEORÍA DE SUSTENTO

En esta sección se muestran extractos de la literatura que dan una base a la investigación, como es la teoría de las restricciones.

2.2.1 TEORÍA DE LAS RESTRICCIONES

La Teoría de las Restricciones o TOC por sus siglas en inglés (Theory of Constraints) se centra en identificar dos características fundamentales como son las restricciones políticas y físicas. Parte del convencimiento de que el rendimiento de cualquier cadena está siempre determinado por la resistencia de su eslabón más débil. Estos son los denominados limitaciones del sistema o restricciones, que son los elementos que impiden al sistema alcanzar la meta establecida. Estas restricciones pueden ser de mercado, capacidad, materiales, logísticas, administrativas y conductuales una vez que se desglosan de la clasificación principal de políticas y físicas (Manotas, Manyoma, & Rivera, 2006).

El poder de medir desempeños y la búsqueda de mejora a través de la TOC se encuentra en que esto proporciona el análisis de manera más estructurada e inteligente a la hora de concentrar esfuerzos. En un sistema en el que el desempeño se ve limitado por una de estas restricciones, los esfuerzos que busquen una mejora a través de la mitigación de restricciones específicas resultarán

en una mejora que cubre todo el sistema. Por el contrario, si las mejoras obvian las restricciones, los resultados pueden ser menos evidentes (Manotas et al., 2006).

2.2.2 RESTRICCIONES FÍSICAS

Manotas et al. (2006) definen una restricción física como aquella que existe cuando la restricción es impuesta por una máquina, material, proveedor o cualquier aspecto que pueda ser relacionado con un factor tangible del proceso de producción o sistema.

En lo respecta a restricciones físicas del mercado eléctrico se pueden considerar específicamente elementos como capacidades instaladas, recursos naturales y combustibles para la generación; capacidad instalada y cobertura de líneas de transmisión y redes de distribución.

2.2.3 RESTRICCIONES POLÍTICAS

Las restricciones políticas son aquellas en las que una compañía ha adoptado prácticas, procedimiento, estímulos o formas de operación que son contrarios a su productividad o producen resultados contrarios a los deseados (Manotas et al., 2006).

2.2.4 RESTRICCIONES DE MERCADO

Finalmente, las restricciones de mercado son aquellas en las que el desempeño se ve reducido por condiciones externas a la compañía por cuestiones de demanda de sus productos o servicios (Manotas et al., 2006).

2.3 CONCEPTUALIZACIÓN

A continuación, se explican en detalle los elementos de un mercado eléctrico y sus funciones en diferentes modelos, siendo estos los términos conceptuales necesarios para comprender la investigación.

2.3.1 MERCADOS ELÉCTRICOS

Colindres (2015) describe los agentes de un mercado eléctrico que son los generadores, transportista, distribuidores y comercializadores. En el modelo de mercado que existe en Honduras todas estas actividades son administradas por la ENEE.

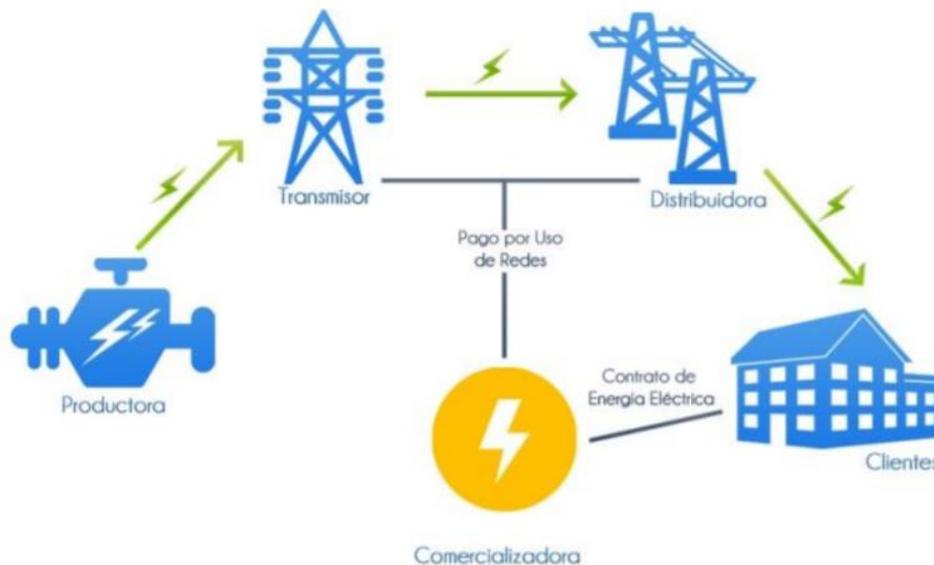


Figura 4. Agentes del Mercado Eléctrico

Fuente: (Colindres, 2015)

Como su nombre lo indica los generadores son los responsables de generar la energía eléctrica en plantas de producción para posteriormente ingresarla a la red de transporte de energía eléctrica. Las empresas transmisoras por otro lado se encargan de transportar la energía en líneas de alta tensión y asimismo de gestionar, mantener y reparar la infraestructura utilizada. De forma similar las empresas distribuidoras se encargan de transportar la energía en media y baja tensión, así como del mantenimiento y reparación de la infraestructura que utilizan (Colindres, 2015).

Según Dammert, García y Molinelli (2010), la generación de energía representan entre un 35% y un 50% del costo total de la electricidad en el sistema. Afirman también que las economías de escala se agotan a menores niveles a la demanda de los sistemas eléctricos y por tanto existe la

posibilidad de introducir competencia. La capacidad de generación en un sistema eléctrico debe ser suficiente para satisfacer el pico de demanda del año pese a que no se llegue a usar el resto de la capacidad durante el resto del año. Es por esto por lo que en las decisiones de planificación de las inversiones en generación y operación del sistema deben tenerse en cuenta los patrones de demanda horarios en un periodo de tiempo considerable, curva de carga, en la cual se denota la curva o diagrama de duración y los picos de demanda de mayor a menor. En la siguiente figura se ilustra una curva de carga junto con sus partes.

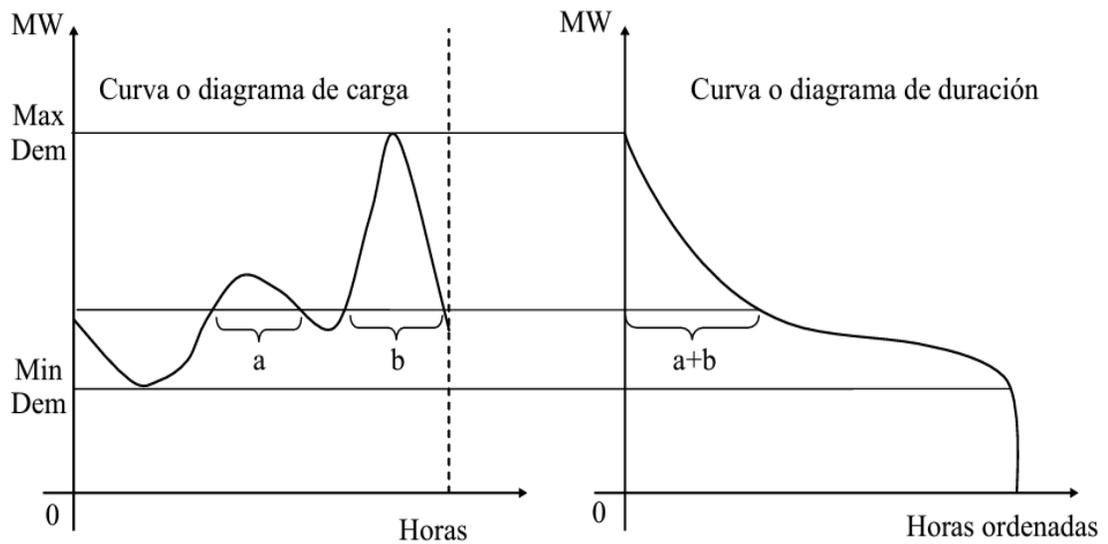


Figura 5. Curva de carga y curva de duración

Fuente: Dammert et al. (2010)

Sobre la generación de energía en principio conviene tener diferentes tipos de plantas generadoras para balancear los costos en picos de demanda, prefiriendo una producción para picos de demanda con generadores de costo de operación alto y bajo costo de inversión (como suelen ser plantas térmicas) mientras que el resto de las horas es preferible producir energía con costos plantas que tienen una relación de costos inversa (como son las hidroeléctricas, por ejemplo) (Dammert et al., 2010).

Se estima que la transmisión engloba entre un 5% y 15% de los costos de la electricidad. En la transmisión se presentan importantes economías de escala sobre todo en diseño de instalaciones y por tanto se presta por sus características a ser un monopolio natural. Debido a la

necesidad de mantener un nivel de tensión y frecuencia determinado en todo momento, resultado del balance entre la generación y la demanda, se requiere de las funciones de un operador del sistema (Dammert et al., 2010).

En un sistema eléctrico un operador del sistema es el ente que se encarga de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que es la suma total del consumo total de los clientes en cualquier momento determinado en cada nodo del sistema, manteniendo la estabilidad en el sistema de transmisión. Dammert et al. (2010) mencionan tres funciones realizadas por un operador del sistema:

- 1) Observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción.
- 2) Planificar el despacho por adelantado para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un período necesario para que estos operen.
- 3) Corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir.

Similar a la generación los costos de distribución se encuentran generalmente en un rango de entre 30% y 50% del costo de la electricidad. Se distingue de la transmisión, que transporta la electricidad en líneas de alta tensión, en que se asocia con la entrega de la energía consumidores domésticos y la mayoría de las industrias y comercios (Dammert et al., 2010).

2.3.2 MODELOS DE MERCADO ELÉCTRICO

Los nuevos mercados eléctricos competitivos hacen imprescindible que las empresas de generación cuenten con herramientas de soporte para la medición del riesgo. La predicción del nivel de riesgo y el punto óptimo de contratación resultan críticos al momento de realizar ofertas a mercados diversos, debido a que la predicción de precios de energía eléctrica es sensiblemente más compleja que la predicción de la demanda, dado que el nivel de incertidumbre es mayor. (Sánchez, Lozano, & Manotas, 2014, p. 112)

Las formas de operación de los mercados eléctricos son variadas en relación con las normas del despacho, la interrelación entre generadores y usuarios finales de la energía eléctrica. Entre

estas variantes en general se pueden distinguir cuatro estructuras fundamentales y son las siguientes (Molina, 2002).

- 1) Mercado centralizado instantáneo de energía (Poolco) o de comprador único. Es conocido como "Pool de energía" o Power Exchange, la estructura implica el despacho centralizado por parte de un monopolio comprador de la energía que producen todas las plantas de generación en una región o país. El operador, a su vez, es el único vendedor de energía a las empresas distribuidoras o usuarios finales elegibles de adquirir energía directamente del operador (Molina, 2002).
- 2) Mercado de contratos bilaterales. El funcionamiento de este modelo se da donde no existe un mercado centralizado, sino que las partes, es decir, generadores y usuarios (distribuidores, comercializadores y usuarios elegibles) contratan bilateralmente la compra-venta de energía a través de contratos de largo plazo (Molina, 2002).
- 3) Mercado de estructura mixta. Es el que se encuentra en la mayoría de los mercados estudiados, dándose una coexistencia de mercado instantáneo de energía y un mercado de contratos bilaterales. Dentro de esta forma mixta también hay otra diferenciación importante: contratos bilaterales físicos y contratos financieros o por diferencias. En la mayoría de los mercados que operan con un mercado centralizado instantáneo de energía existen contratos por diferencias que tienen como principal objetivo cubrir (a generadores y usuarios por igual) la volatilidad de precios que se presenta en el mercado (Molina, 2002).
- 4) Mercado monopólico integrado. Este esquema se distingue de los demás en que una única compañía monopólica integrada vertical y horizontalmente proporciona todo el servicio de suministro de electricidad. Este es el modelo de mercado aún existente en Honduras pese a que también se cuenta con elementos de un "Poolco" (Molina, 2002).

En los mercados dominados por contratos bilaterales, coexisten mercados centralizados en los que se comercian excedentes de energía. Los mercados centralizados generalmente han iniciado operaciones con estructuras mixtas en donde coexisten contratos bilaterales, que gradualmente van desapareciendo, hasta que todo el mercado opera con "Poolco" (Molina, 2002).

2.3.3 MERCADO DE COMPRADOR ÚNICO

Cada forma de operación tiene consecuencias relevantes sobre el mercado eléctrico. En el caso del mercado centralizado de energía, cuya máxima expresión fue el mercado inglés hasta finales del año 2000, los generadores tienen la obligación de ofrecer en el mercado toda su electricidad en cantidad y precios específicos, en respuesta a la demanda del operador del mercado.

La operación de este mercado es de tipo mercado centralizado instantáneo, "Poolco", en el que todos los productores obligatoriamente deben vender su energía al "Poolco", y éste revende a los distribuidores y usuarios calificados, aquellos grandes usuarios tienen derecho a adquirir su energía directamente del "Poolco" (Molina, 2002).

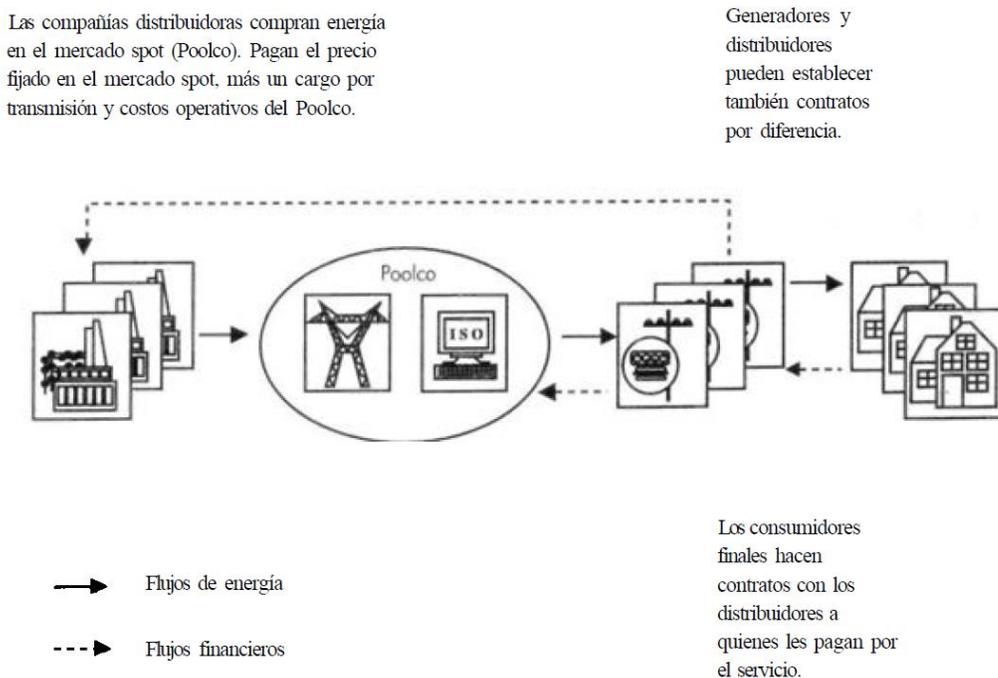


Figura 6. Mercado Centralizado Instantáneo

Fuente: (Molina, 2002)

El operador del sistema y del mercado (conocido como "iso- Poolco" u "ods-Poolco") despacha a los distintos generadores escogiendo primero las propuestas de energía ofrecidas a los menores precios y, así subsecuentemente, hasta satisfacer la demanda (Molina, 2002). El operador del sistema pagará a todos los generadores que despachó será el precio ofertado por la última planta

despachada. Este mecanismo de asignación, conocido como "despacho por mérito económico" implica que el precio de mercado es único y tiende a ser igual al costo marginal de generación de la última unidad despachada. Este último generador normalmente realizará su oferta a un precio que le garantice, al menos, sus costos variables de generación (combustibles y gastos y costos variables de la operación). Realizar una oferta a un precio menor sería irracional, pues con el ingreso derivado de su venta no podría cubrir el costo variable de generación de la electricidad vendida (Molina, 2002).

La ventaja teórica más importante del mercado centralizado instantáneo de energía es que al asignar por mérito económico el despacho de energía, se asegura que el sistema nacional en su conjunto opere minimizando el costo para la sociedad. La desventaja más relevante de este concepto de mercado, de acuerdo con varios de los participantes en distintos mercados actualmente en operación, es que el mercado centralizado significa que, por definición, no hay obligatoriedad de compra al generador por parte de nadie. El problema radica en que la estructuración de financiamientos para construcción de plantas que operan en este mercado no es viable (o inaceptablemente caros), pues no se cuenta con flujos de ingresos futuros "ciertos" que aseguren a los inversionistas (incluyendo acreedores) una fuente de pago a sus inversiones (Molina, 2002).

2.3.4 MERCADO DE VENTA AL MAYOREO

Este tercer modelo tiene un sector generador altamente competitivo. No existe una generación regulada a los costos de servicio. Los compradores en este modelo son las compañías distribuidoras y los grandes consumidores, pero este modelo aún permite monopolios en distribución sobre los consumidores finales pequeños. Existe competencia en producción donde hay mayores beneficios, también cuenta con muchos compradores que se beneficien de estos costos más bajos y evita costos y problemas de proveer de a los consumidores pequeños. (Hunt, 2002)

Molina (2002) describe esta venta al mayoreo con contratos físicos entre generadores y usuarios. En este caso el generador instruye al operador del sistema (conocido como ISO) para que la energía que genere sea transmitida al usuario. Se denominan contratos físicos porque el generador y el usuario pactan el volumen y el precio de la energía, es decir, el usuario adquiere un monto específico de carga eléctrica durante un periodo determinado, y el generador se obliga a generar esa carga. En caso de que el usuario requiera de más electricidad puede adquirirla en el mercado spot, o de otro generador, al precio vigente en el mercado en ese momento. Los contratos

físicos generalmente son establecidos a precios fijos, por lo que tanto generador como usuario conocen exactamente cuánto recibirá o pagará por el volumen de electricidad pactado (Molina, 2002).

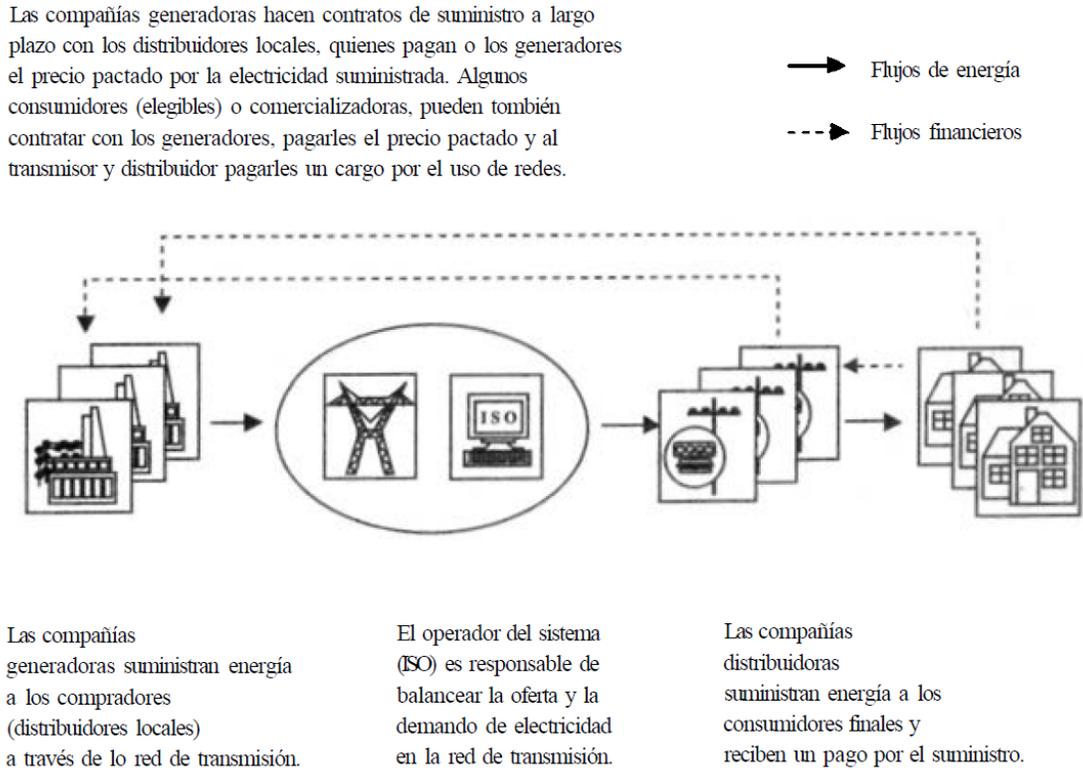


Figura 7. Mercado de Contratos Bilaterales Físicos

Fuente: (Molina, 2002)

Las ventajas tanto para el generador como para el usuario, es que al tener una relación contractual (normalmente de largo plazo) ambos tienen certidumbre tanto sobre los volúmenes de venta como de los precios de la energía. Desde el punto de vista de los potenciales acreedores financieros de un proyecto o empresa de generación, los contratos bilaterales otorgan "certidumbre" de flujos al generador, lo que significa un riesgo aceptable que se refleja en disponibilidad de recursos para la inversión a costos razonables de mercado (Molina, 2002).

Una modalidad que se ha manejado como alternativa a los contratos físicos bilaterales es la utilización de los denominados contratos por diferencias. Estos contratos, también llamados financieros, permiten que un generador y un adquirente de energía al mayoreo acuerden un precio

de electricidad durante un periodo determinado. El contrato establece que, si el precio del mercado centralizado es inferior o superior al acordado entre las partes, éstas se pagan la diferencia correspondiente. Estos contratos por diferencias permiten que ambas partes tengan certidumbre sobre el nivel de los precios no obstante que, a veces, se hubieran beneficiado de participar en el mercado instantáneo. Los contratos por diferencia son de gran utilidad para normalizar flujos de ingresos o gastos y, por lo tanto, para poder planear los resultados de las empresas con mayor certidumbre, pero no resuelven el problema fundamental para la obtención de financiamientos para la inversión, que es la certeza de un flujo de recursos financieros de gran volumen que se obtiene de un contrato de compra-venta de largo plazo (cercano o igual al valor de sus ventas) (Molina, 2002).

La desventaja más grande del establecimiento de un mercado de contratos bilaterales físicos es que no garantiza que el sistema en su conjunto opere al mínimo costo posible para el país (como es el caso del mercado centralizado). La ineficiencia se puede ejemplificar suponiendo un generador que, a través de un contrato a largo plazo, abastece a un distribuidor; puede ocurrir que, en un momento determinado del día, cuando hay una enorme capacidad disponible más barata de generación, el generador esté produciendo a un costo mucho mayor del que el mercado centralizado podría ofrecer durante ese mismo periodo (Molina, 2002).

2.3.5 MERCADO MIXTO

Prácticamente todos los mercados con elementos de competencia tienen o tuvieron en sus fases iniciales algún componente mixto de mercado centralizado de energía con contratos bilaterales físicos. La mayor certidumbre que representan los contratos bilaterales físicos ha permitido estructurar paquetes de financiamiento para la inversión de generadores privados. No obstante, esta estructura de mercado no representa la solución óptima para el sistema en su conjunto, pues no asegura que se minimicen los costos de generación de todo el sistema. Para orientar acciones hacia un mercado centralizado de energía que asegure el despacho de acuerdo con el mérito económico, probablemente habría que diseñar reglas que induzcan el tránsito entre un mercado basado en contratos bilaterales físicos hacia un centralizado de corto plazo (Molina, 2002).

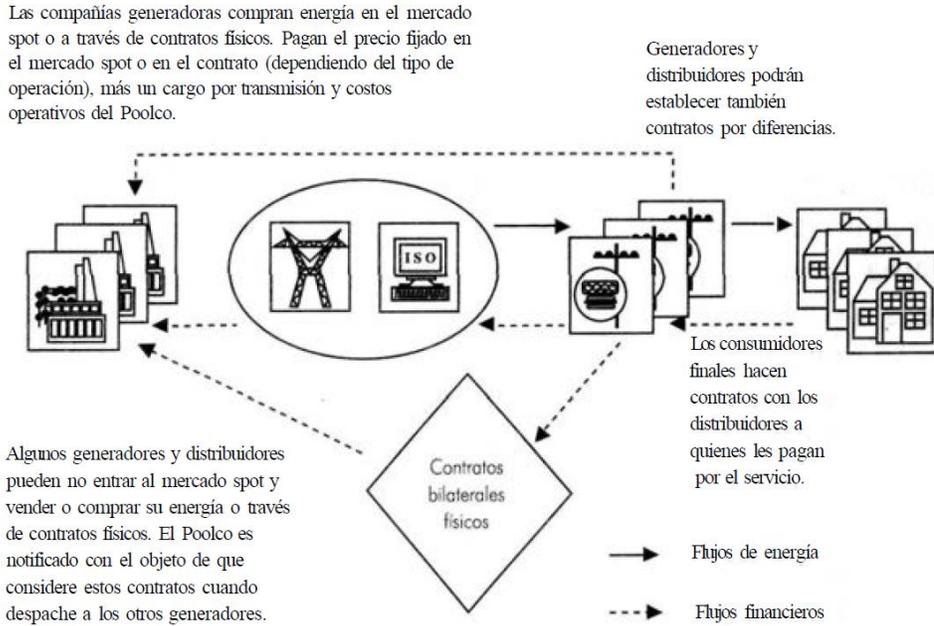


Figura 8. Mercado Mixto

Fuente: (Molina, 2002)

En este mercado el suministro integral es realizado por una única compañía monopólica, generalmente propiedad gubernamental, cuyo servicio y tarifas son reguladas por el propio gobierno federal o estatal respectivo. El caso francés, a través de la compañía Electricité de France, es la empresa más conocida y la más grande del mundo (Molina, 2002). El costo, complejidad y dificultad en la vigilancia de la operación e inversión de este tipo de monopolios es una de las razones fundamentales que han provocado la ola de desregulación eléctrica en el mundo; además de la ausencia de competencia en el suministro eléctrico, dificulta el establecimiento de tarifas "de mercado", por lo que se recurre al establecimiento de "pago de costos promedios" como criterio económico de desempeño financiero (en el siguiente apartado se amplían estos conceptos) (Molina, 2002).

La operación de monopolios deriva en varias ventajas operativas e inclusive económicas, como es la coordinación entre las distintas actividades que engloban el proceso eléctrico - generación, transmisión, distribución-; entre otras, así como la planificación conjunta de las inversiones en margen de reserva y la ampliación de la red de transmisión. Esta integración vertical se compara favorablemente con la separación de estas dos actividades en los mercados

competitivos, en donde frecuentemente se realizan inversiones en paralelo que no optimizan los recursos disponibles del sistema en su conjunto (Molina, 2002).

2.3.6 DIFERENTES TIPOS DE TARIFA

En términos teóricos, al igual que en otras industrias de servicios, el nivel de precios de la energía eléctrica debería ser una señal de mercado suficiente para que la oferta y la demanda de electricidad induzcan o no a que los inversionistas decidan invertir en más capacidad. Así, cuando la demanda por energía creciera por encima de la oferta, el precio de la electricidad aumentaría, y eso generaría más utilidades para las empresas generadoras y atraería más inversionistas que invertirían en aumentos de capacidad para igualar la oferta y la demanda. Dadas las características específicas de la electricidad (que no se puede almacenar para abastecer momentos de escasez), y que los tiempos de inversión en nueva capacidad son largos (30-40 meses), sería posible que frecuentemente hubiese momentos en que la demanda fuera mayor que la oferta, pues esta última no podría aumentar inmediatamente aun cuando el precio creciera exponencialmente (Molina, 2002).

Las características especiales de la electricidad han hecho que la autoridad considere que los precios totalmente determinados por el mercado no sean aceptables para la sociedad, y que tampoco sea aceptable un desabasto superior a niveles razonables predefinidos. Por ello, Molina (2002), define diversas metodologías de precio, cada una con ciertas ventajas y desventajas, pero, a la vez, todas con dos características fundamentales:

- 1) Que impidan un crecimiento "excesivo" en los precios.
- 2) Que induzcan a que el mercado permanentemente invierta en capacidad de generación, en un nivel que incluya la formación de una reserva operativa de generación.

2.3.7 PRECIOS DE LA GENERACIÓN

Las principales metodologías identificadas por Molina (2002) para estructurar un sistema de precios de electricidad al mayoreo son:

- 1) Sistema PPC-CFalla (conocido como LOLP-VOLL).

- 2) Sistema de última planta.
- 3) Sistema regulado con pago de costos promedios.
- 4) Sistema de pago de costos marginales de largo plazo

Las primeras tres metodologías suponen la intervención del Estado en la fijación de precios; en estos casos la regulación limita la utilidad máxima que puede alcanzar cada generador. La última podría ser denominada de libre mercado, aunque probablemente de todas formas significaría cierta intervención gubernamental (Molina, 2002).

2.3.7.1 SISTEMA PPC-CFALLA

Esta metodología determina el precio de la electricidad al mayoreo con base en la suma de los costos de generación ("precio de energía"), más los costos que implica que el sistema nacional eléctrico reinvierta en la reposición de su capacidad y, paralelamente, desarrolle una reserva de capacidad (pago o precio por capacidad). Esta metodología permite, por su diseño mismo, que una vez que la entidad reguladora ha definido un límite a la utilidad de los generadores, el mercado se incentiva a invertir en margen de capacidad (Molina, 2002).

Precio total de energía = precio de energía + precio de capacidad

Precio de energía. "Reflejará el costo por kWh despachado para satisfacer la demanda en una cierta hora y región y se determinará con base en *mérito económico*." (Molina, 2002, p. 46)

Precio o pago de capacidad. Se determina de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula:

"precio de capacidad" = PPC x (CFalla-"precio de energía")

donde,

PPC = probabilidad de pérdida de carga (apagón).

CFalla = Costo de la falla = Costo económico para el país (consumidores) de que la demanda supere a la oferta. (Molina, 2002)

PPC es la variable clave del cálculo del "pago por capacidad". La probabilidad de pérdida de carga está directamente relacionada con el balance entre la oferta (incluido el margen de reserva) y la demanda. En horas de baja demanda, la probabilidad de un apagón es muy baja debido a que existe una gran capacidad instalada no utilizada. En cambio, en horas de elevada demanda, la probabilidad de un apagón (es decir, que una planta generadora salga inesperadamente del sistema, y no exista capacidad excedente para sustituirla) aumenta. (Molina, 2002)

Molina (2002), define el CFalla como una estimación relativamente fija y arbitraria que cuantifican las autoridades en cada país. El valor de este concepto es vital para todo el mercado; si su monto es sobrestimado, se corre el riesgo de que los generadores obtengan permanentemente utilidades extraordinarias; en el caso contrario, se correría el riesgo de que no se invierta en el margen mínimo de reserva de generación. La lógica de este esquema es que cuando existe una reserva de operación elevada, la PPC va a ser baja, lo que significaría que el "pago por capacidad" sería relativamente reducido. Cuando la PPC es alta (es decir, que hay poca reserva de operación) el "pago por capacidad" es alto, lo que provoca una utilidad extraordinaria para el generador que lo incentiva a invertir más (y, por lo tanto, a ampliar la capacidad de generación del sistema en su conjunto) (Molina, 2002).

La bondad teórica del sistema PPC-CFalla es que la operación misma del mercado va provocando que se invierta o no en más reserva de capacidad de generación, dependiendo del nivel de reserva disponible. Con respecto a este mecanismo de precios, que está inspirado en la experiencia inglesa, uno de los principales analistas de la desregulación eléctrica de ese país concluyó después de varios años de operación (Molina, 2002).

- 1) El sistema de generación opera con mayores niveles de eficiencia.
- 2) El margen entre el precio y el costo de la electricidad aumentó, no obstante que benefició más a los productores que a los consumidores.

- 3) Aunque hubo mejoras en la eficiencia de la inversión, fueron menores a lo originalmente esperado.
- 4) El gobierno privatizó a un precio que ex-post-facto resultó ser bajo.
- 5) Todo parece indicar que la creación del sistema competitivo a nivel de generación conduce a hacer más eficiente el sistema y permite transferir el beneficio a los consumidores.

2.3.7.2 Sistema de Última Planta con Pago Fijo de Capacidad

Este sistema de precios se inspira en los mismos fundamentos económicos y de regulación que el esquema PPC-CFalla, y se argumenta que es de más fácil aplicación y sujeto a menor volatilidad. Sin embargo, supone una mayor regulación por parte del Estado (Molina, 2002). En este caso el mecanismo también opera bajo un mercado centralizado instantáneo de energía (Pool de energía) obligatorio, y el precio total es el resultado de la suma de un "precio de energía" y un "precio por capacidad". El "precio de energía" se calcula en forma similar que en el caso PPC-CFalla, es decir, en un mercado instantáneo en donde el precio se establece con el valor de la oferta de la última unidad despachada (por mérito económico) (Molina, 2002).

El "precio por capacidad" por kW instalado se calcula con base en la estimación del costo total de inversión de una planta con la tecnología más barata disponible (barata en el sentido de aquella tecnología de menor costo de inversión por kW de capacidad instalada), que en la mayoría de los países es una planta de turbo gas. Este esquema descansa en el siguiente supuesto: el precio máximo por capacidad que se debe pagar a un generador por su capacidad tiene que ser igual al costo de la inversión en esa capacidad. El costo de inversión es igual al valor presente de todos los pagos de deuda más la amortización de capital accionario que se hubiese requerido contratar para construir una planta de turbo gas (Molina, 2002). Las ventajas de este sistema son:

- 1) Las bases generales de esta metodología ya han sido aplicadas exitosamente en varios países y ha probado ser útil y estable, especialmente exitosa en Argentina, pero también en Colombia, Perú y España, entre otros.

- 2) La determinación del "precio de capacidad" es relativamente sencilla (comparada con PPC-CFalla) lo que ha dado certidumbre a inversionistas y entidades crediticias.
- 3) El carácter fijo del pago permite proyectar flujos estables de ingresos, que es uno de los elementos necesarios para instrumentar créditos de mediano y largo plazos.

2.3.7.3 Sistema Regulado con Pago de Costos Promedios

Este mecanismo, que fue el imperante en la regulación de monopolios, implica la determinación, por parte de la autoridad, de los precios de cada uno de los participantes en el sistema eléctrico nacional. Parte de los supuestos de que todas las fases del proceso eléctrico son monopolios naturales (públicos o privados) y que por ello deben ser reguladas, y de que la determinación de los precios no puede dejarse al libre juego de oferta y demanda. Como se describió con anterioridad, la regulación de precios de los monopolios naturales consiste en revisar permanente y detalladamente la estructura de todos sus costos, para luego establecer un precio tal que el costo sea cubierto íntegramente (precio = costo promedio de generación, incluyendo gastos y utilidad). “Las ventajas teóricas de este esquema de precios son que la autoridad reguladora puede decidir exactamente la capacidad de generación que se debe desarrollar (así como el margen de reserva), y limitar el pago del sistema exactamente a su costo” (Molina, 2002).

La desventaja es que no incentiva la operación eficiente del mercado (reducción de costos de operación y selección de la tecnología de menor costo) ya que la determinación de precios se realiza con base en costos observados, que pueden ser superiores a los que habría en un sistema de mercado de competencia. Es por esta razón que las prácticas recientes de desregulación parten del supuesto de que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización pueden y deben separarse. La generación y la comercialización pueden ser actividades en donde el mercado competitivo sea el fundamento para la determinación de precios y asignación de recursos. (Molina, 2002)

2.3.7.4 Sistema de Pago de Costos Marginales de Largo Plazo

Este esquema también está operando en forma importante en muchos países, pero especialmente en aquellos en los que la reforma de la generación de electricidad es incipiente. La

premisa de este sistema es que la oferta y la demanda entre generadores y comercializadores (y/o grandes usuarios elegibles) es el mecanismo que determina los precios. La transmisión y distribución son exclusivamente "servicios de conducción de electricidad" a los que se les paga una tarifa de "peaje" (pago por derecho de tránsito). Esta estructura supone que los precios de la electricidad se negocian libremente (a través de contratos bilaterales físicos) entre oferentes y demandantes, en un mercado con un número elevado de participantes (suficientemente amplio para evitar que alguno pueda ejercer poder de mercado).

Molina (2002), señala como principal ventaja es que en el largo plazo el mercado de competencia define el precio de la electricidad, que siempre tendería a ser tecnológica y operativamente de menor costo. Por su naturaleza este esquema implicaría la inexistencia de un mercado centralizado instantáneo de energía (de mérito económico), ya que el operador del sistema eléctrico despacharía a las plantas que así lo solicitasen, sin importar si son las más eficientes o las más costosas en su operación. Las desventajas de este esquema son:

- 1) Debido a que la existencia de contratos bilaterales no obliga a que el despacho se realice conforme a mérito económico, en el corto plazo la utilización de plantas no sería la más eficiente. Así, podría ocurrir que una planta con altos costos de generación esté operando para cumplir su contrato bilateral, aun cuando existan otras plantas disponibles con menores costos (aspecto que sí resuelve el mercado centralizado de energía obligatorio).
- 2) La inducción de inversión para mantener un margen de reserva de capacidad tendría que negociarse o imponerse mediante un mecanismo ajeno al sistema de determinación de precios en el mercado de mayoreo.

Otro problema potencial de este esquema es que, para alcanzar un precio de equilibrio para todo el mercado, se requerirá de un periodo largo, ya que no existe un mercado centralizado en donde todos los participantes pueden conocer los precios de los contratos a plazo. La ausencia de este mercado originaría precios diferenciados, aun en condiciones de aparente competencia.

2.3.8 PRECIOS DE TRANSMISIÓN

En la descripción de los diferentes sistemas de formación de precios al mayoreo se parte del supuesto de que los precios del mercado de generación no estén afectados por los precios de la transmisión; y, de hecho, en la mayoría de los mercados (con algunas excepciones como California) la formación de precios en el mercado de generación de electricidad al mayoreo efectivamente no considera los precios de la transmisión. Para los distribuidores y usuarios calificados (es decir, que pueden adquirir sus requerimientos eléctricos en el mercado de mayoreo) el precio de transmisión puede ser muy importante. La transmisión y la forma en que interactúa con el resto de los procesos eléctricos es una pieza clave para el desarrollo a largo plazo de los mercados eléctricos nacionales (Molina, 2002).

En términos generales, la ampliación de las líneas de transmisión tiene el efecto inmediato de mejorar las condiciones para el abastecimiento del fluido eléctrico y, por lo tanto, su costo.

Cualquier tipo de mercado eléctrico se beneficia en la medida en que crece la capacidad de transmisión. En mercados con productores en competencia, la ampliación de las redes de transmisión reduce la posibilidad de la explotación de ventajas monopólicas regionales o locales por parte de los generadores (evitando la segmentación de mercados).

Desde el punto de vista del sistema eléctrico en su conjunto, una mayor red de transmisión significa que se reduce la necesidad de invertir en margen de reserva de capacidad; en un país en el que la red de transmisión no tiene interconexiones suficientes entre una o varias regiones, en esa misma medida cada región tendría que desarrollar su propio margen de reserva; en un país bien interconectado los niveles de reserva podrán ser inferiores. (Molina, 2002)

Uno de los elementos centrales en la operación del proceso de transmisión es su enorme impacto sobre las decisiones de inversión en otras partes del proceso eléctrico. El cobro de un precio por transmisión por debajo de su costo puede significar una asignación equivocada en la inversión en todo el proceso eléctrico. El precio de la transmisión es, al igual que en el caso de la generación, un aspecto central que determina la naturaleza y características del sistema eléctrico nacional. En lo general, hay tres tipos de precio de transmisión: precio de nodo o nodal; precio zonal y el denominado precio por estampilla postal (Molina, 2002).

El objetivo de los tres tipos de precio es asegurar que el precio de la transmisión sea suficiente para financiar la operación y la inversión en mayor capacidad de transmisión, y que la oferta de transmisión sea igual a la demanda incluyendo las "pérdidas por transmisión"; en términos económicos, las pérdidas de transmisión aumentan o disminuyen en función de la distancia que recorre la electricidad: a mayor distancia, mayor pérdida.

Los cables para transmitir electricidad tienen una determinada capacidad máxima de transportar cargas eléctricas; cuando esta capacidad se satura, el precio por la transmisión tendrá que aumentar para inhibir la demanda e igualarla con la capacidad de transporte (precio de congestión o precio por tráfico).

2.3.8.1 Precio Nodal o Precio Marginal de Localidad

Consiste en la determinación de los precios de la electricidad en un punto específico de la red que se denomina nodo (y que es el lugar de conexión entre la línea de transmisión y las líneas de distribución); en este caso el precio nodal se refiere a la suma del precio de la energía más el precio de la transmisión en un punto geográfico específico. El precio nodal va cambiando permanentemente conforme varía la demanda en ese nodo. A medida que se utiliza más capacidad instalada de transmisión para atender la demanda en ese nodo, la disponibilidad de capacidad de transmisión se va reduciendo, o haciendo relativamente más escasa, y en esa medida el precio conjunto en el nodo va aumentando. (Molina, 2002)

Los "precios nodales" son un mecanismo económicamente eficiente para el desarrollo geográfico del mercado eléctrico sobre bases que no distorsionan las decisiones de inversión. Su principal virtud es que incorporan en el costo, además del costo de la transmisión, el costo de la saturación o congestión. En la práctica, la formación de "precios nodales" requiere de un complejo manejo centralizado de información, aunque los avances tecnológicos en materia de comunicación y medición han hecho que estos mecanismos de precio funcionen razonablemente en varias partes del mundo. En general, aunque hay pocas dudas sobre su eficacia, algunos argumentan que todavía presentan problemas de eficiencia pues en los lugares en donde se han implantado parecen haber resultado insuficientes para generar los recursos necesarios para financiar la operación e inversión de la red de transmisión, por lo que se ha tenido que recurrir a agregar cargos fijos por kWh transportado (Molina, 2002).

2.3.8.2 Precios Zonales

Son una simplificación del mismo principio de los "precios nodales". En este caso, cada zona incluye varios nodos y los precios de transmisión son promediados entre los nodos con problemas de congestión con aquellos otros en donde no se presentan problemas de insuficiencia de medios de transmisión dentro de la misma zona. La ventaja que se aduce sobre este sistema es su mayor simplicidad de operación. No obstante, en la práctica ha ido perdiendo popularidad por no estar generando señales de precio suficientemente claras y oportunas para balancear adecuadamente la oferta y la demanda. Además, el cálculo inicial para establecer las zonas necesariamente incluye el cálculo de "precios nodales", por lo que se ha destacado que su aparente simplicidad en realidad se basa, de todas formas, en la formación de "precios nodales" (Molina, 2002).

2.3.8.3 Precios por Estampilla Postal

Éste es el mecanismo más sencillo de aplicar, pues consiste en la determinación de un precio promedio único (tarifa) para todo el sistema, por la utilización de la red de transmisión.

Otorga el derecho de inyectar energía en cualquier parte de la red y/o de utilizarla en cualquier otra parte. Esta mecánica de operación implica que la congestión o saturación de la red de transmisión debe ser administrada con mecanismos no económicos (ajenos a ajustes de mercado). No obstante, los precios por estampilla fiscal tienen las ventajas de simplicidad y transparencia: los precios de transmisión son conocidos con anticipación y fácilmente controlables por el organismo regulador, separando además el mercado de generación de energía eléctrica del mercado de transmisión. (Molina, 2002)

Los precios por estampilla postal, y aun los zonales, que tienen la ventaja de simplicidad y aplicación generalizada al compararse con los "nodales", pueden ser mecanismos relativamente eficientes cuando se aplican en países con pocos problemas de transmisión y/o elevadas reservas de generación (Molina, 2002).

El otro elemento central de la determinación de precios por estampilla postal es a quién y cómo se cobra el cargo por congestión o saturación; si la estampilla postal fuese regional, en caso de que el cargo se hiciese a los usuarios, entonces se estaría induciendo un círculo perverso en que la localización de plantas de generación sería en los lugares con menores servicios de transmisión, ya que los generadores se localizarían en esas regiones para aprovechar precios elevados por su

energía. Un escenario de este tipo dejaría abierta la posibilidad del establecimiento de precios distintos en diversas regiones o partes del país, o que el manejo del subsidio cruzado entre regiones fuera absorbido y administrado por el Poolco/ISO (Molina, 2002).

Otro problema de este esquema es la dificultad de incentivar a través de mecanismos de mercado, la inversión en expansión de la red de transmisión ya que la congestión o saturación se determinaría en forma administrativa y no necesariamente reflejaría el costo de oportunidad que propicia la inversión.

2.3.9 LOS PRECIOS DEL SERVICIO DE DISTRUBUCIÓN

Idealmente, todos los consumidores, grandes y pequeños, industriales y domésticos deberían pagar exactamente el consumo que realizan de acuerdo con el valor de la energía que utilizan durante cada minuto del día. De esa forma los precios reflejarían exactamente los costos de suministrar electricidad durante cada minuto de cada día. Este método de cobranza sería el único que permitiría repercutir los distintos costos que significa suministrar electricidad durante las diversas horas del día (cabe recordar que el precio de la energía en un determinado momento es igual al costo marginal de la energía, es decir, el precio de la planta más cara que es necesario despachar para poder abastecer la demanda de electricidad en cada momento) (Molina, 2002).

Esta forma de medición y cobranza actualmente sólo es aplicable a los grandes usuarios, que pueden invertir en equipos de medición instantánea sobre su consumo de electricidad, debido a que los costos de introducir equipos de medición a usuarios pequeños y/o residenciales es todavía muy elevado (Molina, 2002).

Por esta razón actualmente la cobranza de consumos de energía a los usuarios finales es determinada basándose en tres distintas estructuras tarifarias. Las tres están construidas con base en tres componentes: el precio de la energía generada, el precio de la transmisión, y el precio de distribución, este último determinado como el nivel suficiente para financiar los costos de operación e inversión de la empresa o compañía distribuidora. (Molina, 2002)

Las estructuras tarifarias aplicables se distinguen precisamente por los mecanismos disponibles para la medición de los consumos de energía suministrada:

Tarifa para clientes con medición horaria. Cuyo consumo es medido y facturado de acuerdo con el precio de la energía en el mercado de mayoreo al momento del consumo; este tipo de clientes son fundamentalmente grandes empresas industriales que pueden adquirir sus sistemas de medición. De hecho, las compañías eléctricas exigen que exista este tipo de medidores para los grandes usuarios. Tarifas para clientes de medición de banda horaria. Clientes cuya tarifa se calcula con base en un promedio ponderado de su consumo de acuerdo con las tarifas vigentes en horario pico, intermedio y base. (Molina, 2002)

Tarifas para clientes de medición total. Clientes de consumo reducido incluyendo (residenciales) a los que se les aplica el costo promedio de suministro.

Debido a que el consumo residencial y de pequeños y medianos usuarios se rige por las tarifas de banda horaria o, más generalmente, por tarifas de medición total, existe una relación indirecta entre el costo de generación en un momento dado y su precio. Esto genera la paradoja de que el usuario de las 9 o 10 de la noche (cuando el costo de producción y transmisión de la electricidad es muy alto) paga la misma tarifa promedio que cuando utiliza energía a las 10 u 11 de la mañana, cuando el costo de generación es reducido porque la demanda es mucho menor. (Molina, 2002)

Esta característica, que dificulta la repercusión de costos sobre los precios a una parte importante de los usuarios de electricidad, también es una particularidad especial de la electricidad al compararse con otros commodities.

En Honduras las tarifas de Energía Eléctrica son estipuladas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica en base a la fluctuación de la moneda, los precios de los combustibles y sobre todo el comportamiento de los procesos de generación, transmisión y distribución de la energía, entre otros factores que alteran el comportamiento económico general (ENEE, 2018).

Cremades (2013) explica que no es conveniente mantener las mismas tarifas ya que estas deben reflejar las variaciones en los costos y que los impuestos sobre la energía deben mantenerse por razones de eficiencia energética. Una tasa impositiva con el fin de regular el consumo no suele tener los efectos esperados debido a la naturaleza esencial de la energía más un compromiso con el desarrollo sostenible debe ser una meta a alcanzar.

Tabla 1. Precios de Kilowatt Hora (kWh) diciembre de 2017 a febrero de 2018

Sector	2016	2018	Incremento
Consumo de 0 a 50 Kwh	1.6776	3.7041	121%
Consumo mayor de 50 Kwh	4.1451	4.8199	16%
Alumbrado público	3.4727	3.9322	13%
Baja tensión	4.3140	4.7928	11%
Media tensión	2.7299	3.1611	16%
Alta tensión	2.5472	2.9417	15%

Fuente: (ENEE, 2018)

En la Tabla 1 podemos observar el desglose de las diferentes tarifas de consumo y transmisión. En el período de tiempo comprendido entre el 2016 y 2018 se observó un alza considerable en el consumo de energía menor a 50 Kwh. Cabe destacar que el incremento en las tarifas mostradas no ocurrió de forma gradual dentro del período de dos años si no como una sola alza en el 2018 (ENEE, 2018).

2.4 MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica fue aprobada por el Congreso Nacional de Honduras en el año 2014, publicándose en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo del mismo año. Esta ley fue aprobada debido a que la Ley Marco del Subsector Eléctrico ya contaba con veinte años de vigencia y Honduras se había quedado atrás en la región centroamericana en cuestiones de legislación eléctrica. De hecho, en la publicación de la ley uno de los puntos considerados es la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en el que el Honduras participa para la ejecución del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y la legislación nacional debía ser armonizada con el tratado (Congreso Nacional, 2014).

El Congreso Nacional (2014), menciona en el decreto tres objetivos que pretende regular:

- I. Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras;

- II. La importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia celebrados por el Gobierno de la República; y,
- III. La operación del sistema eléctrico nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el sistema eléctrico y el mercado eléctrico regional centroamericano.

Algunos artículos para destacar son:

Artículo 11.- GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. La generación de energía eléctrica por cualquier medio se regirá por la presente Ley y sus Reglamentos.

Las empresas generadoras podrán vender sus productos a las entidades siguientes:

- I. Empresas distribuidoras;
- II. Consumidores calificados;
- III. Otras empresas generadoras;
- IV. Comercializadores; y,
- V. Al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.

En el caso de los generadores de energía con fuentes renovables quedan vigentes las disposiciones contenidas en la Ley de Promoción para In Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y sus reformas, que no contravengan lo dispuesto en esta Ley.(Congreso Nacional, 2014)

Artículo 12.- EMPRESAS TRANSMISORAS. Las empresas transmisoras no pueden tener participación, ni directa ni indirecta, en empresas que ejerzan actividades de generación, distribución o comercialización de electricidad.

Las empresas transmisoras deberán dar un trato no discriminatorio a los usuarios de la red de transmisión. (Congreso Nacional, 2014)

Artículo 13.- RED DE TRANSMISION, PLAN DE FXPANSIÓN Y OBRAS DE INTERÉS PARTICULAR. La red de transmisión se sujetará a lo dispuesto en el presente Artículo.

- A. TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. La operación de toda instalación que forma parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema.
- B. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN. El Operador del Sistema preparará cada dos años un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años.

- C. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE INTERÉS PARTICULAR. Las obras de transmisión de interés particular podrán ser realizadas por los interesados, previos estudios del Operador del Sistema para comprobar que no afectarán negativamente la operación, y previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Si estas obras contribuyen a incrementar la capacidad de la red para los usuarios en general, una parte de sus costos podrá ser recuperada vía tarifas, previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). (Congreso Nacional, 2014)

Artículo 13.- EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia.

Las empresas distribuidoras están obligadas a:

- I. Satisfacer toda solicitud de nuevo servicio con punto de entrega dentro de su zona de operación;
- II. Satisfacer las solicitudes de ampliación de la capacidad de servicio a usuarios actuales; y,
- III. Proveer el servicio a aquellos solicitantes que, estando ubicados fuera de la zona de operación, lleguen al límite de esta mediante líneas propias o de terceros. Las inversiones que las empresas distribuidoras deban hacer para cumplir con esta obligación formarán parte de las inversiones que les serán reconocidas en las tarifas.(Congreso Nacional, 2014)

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

A través de este capítulo se espera plasmar claramente la metodología que se utiliza en la presente investigación. La metodología escogida permite obtener una perspectiva amplia de lo que ocurre en el mercado eléctrico del país a través de expertos en el rubro y responsables de distintas decisiones que afectan a los agentes de mercado definido en el marco teórico. Es por tanto que se utilizaron entrevistas abiertas y los detalles de estas y su metodología de fondo se explica a continuación. A demás se muestras una matriz metodológica en la cual se muestras las variables dependientes que van de la mano con la dependiente, se explican y detallan los instrumentos utilizados y las fuentes de información primarias y secundarios que ayudaron a completar la información necesaria la para investigación.

3.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA

A continuación, se presenta la matriz de congruencia metodológica y la operacionalización de las variables.

3.1.1 MATRIZ METODOLÓGICA

En la tabla 2, se presenta la matriz metodológica como herramienta que facilita el resumen de la investigación y comprueba la secuencia lógica de los procesos de investigación.

Tabla 2. Matriz Metodológica

Matriz Metodológica					
Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos		Variables	
		General	Específicos	Independiente	Dependiente
¿Cómo las restricciones físicas, políticas y de mercado influyen en el precio de la energía eléctrica para el consumidor final en un modelo de mercado eléctrico abierto en Honduras?	¿Cómo las restricciones físicas de la matriz energética del país afectan una amplia apertura del mercado eléctrico?	Evaluar como las restricciones de mercado, políticas, físicas y económicas influyen en el precio de la energía eléctrica para el consumidor final en un modelo de mercado eléctrico abierto en Honduras.	Investigar el estado de la infraestructura actual de la matriz energética del país y ver de qué manera limitaría la apertura del mercado eléctrico.	Restricciones Físicas	Estado Actual del Mercado Eléctrico
	¿Cómo las restricciones políticas influyen en la apertura del mercado eléctrico en Honduras para los consumidores?		Determinar como la política influye en la apertura del mercado eléctrico en Honduras para los consumidores.	Restricciones Políticas	
	¿Cómo influye la demanda del mercado energético en la apertura del mercado eléctrico en Honduras?		Determinar la influencia de la demanda de energía en el país sobre la apertura del mercado eléctrico.	Restricciones de Mercado	

Como se observa en la matriz metodológica se observa que hay una congruencia entre el planteamiento del problema y la identificación de las variables de investigación.

3.1.2 DEFINICIÓN OPERACIONAL DE LAS VARIABLES

En esta sección se muestra todas las variables que se consideran para la investigación. En la tabla 3 se muestran sus características principales.

Tabla 3. Operacionalización de las Variables

Operacionalización de las Variables			
Variables Independiente	Dimensiones	Indicador	Escala
Restricciones Físicas	Ubicación	Infraestructura actual en el país	Estado (Excelente, Buen, Mal, Pésimo estado)
	Cobertura	Alcance de la Energía Eléctrica en el País	Porcentual (A nivel Nacional)
	Capacidad Utilizada vs Capacidad Utilizada	Energía Real Suministrada y la Demanda de Energía Real	MW (Megavatios)
Restricciones Políticas	Negociación de Tarifas	Acuerdos Generadoras - ENEE- Consumidor Final	Sistema de Negociación
	Apoyo a Inversionistas	Histórico	Estadística de Apoyo
	Ritmo de Adopción de Nuevas Legislaciones	Tipo de Legislaciones	Reformas a las leyes
Restricciones de Mercado	Oferta	Cantidad de Energía Suministrable	MW (Megavatios)
	Demanda	Cantidad de Energía que debe ser Suministrada	MW (Megavatios)
	Tarifas	Regulación de Tarifas	Puntos de Referencias para Regulaciones

3.1.3 HIPÓTESIS

Según (Hernandez, Fernandez, & Baptista, 2010) “La Hipótesis indica lo que tratamos probar y se definen como las explicaciones tentativas del fenómeno investigado, se consideran como el centro, la medula o el eje del método deductivo cuantitativo.”

A continuación, se presenta la hipótesis de la investigación y la hipótesis nula para determinar el si las restricciones físicas, restricciones políticas y restricciones de mercado afectan el mercado eléctrico abierto y su adopción a una apertura. Con el fin de pronosticar un hecho, se plantean las hipótesis de investigación y una hipótesis nula. Ambas hipótesis se muestran a continuación:

H_0 : El mercado eléctrico actual no tiene una apertura debido a las restricciones físicas, políticas y de mercado.

H_i : El mercado eléctrico actual tiene una apertura a pesar de las restricciones físicas, políticas y de mercado.

3.2 ENFOQUE Y MÉTODOS\

A continuación, se muestran el enfoque y método utilizado en la investigación para llegar a un análisis y resultados deseados en el ámbito de la teoría de las restricciones, se detalla el tipo de enfoque al igual que el tipo de diseño, investigación, alcance, métodos, tipos de muestra y técnicas utilizadas.

3.2.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación utiliza un enfoque mixto ya que es un proceso que recolecta, analiza y relaciona datos cuantitativos y cualitativos en un mismo estudio para resolver el planteamiento del problema. El enfoque de una investigación puede ser cualitativo o cuantitativo; en esta investigación se utilizará un enfoque cualitativo. Este método se basa en algo exploratorio o indagatorio, se realizan entrevistas abiertas, revisión de documentos, etc. El diseño de la investigación es no experimental ya que no se manipularán las variables a estudiar. Se tomarán las características reales que existen en la situación actual del país, sin alterar ningún dato a conveniencia. La investigación es transversal pues los datos utilizados como referencia para la investigación se tomaron al momento de iniciar la investigación y luego se proyectaron n un horizonte de tiempo.

3.2.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación, se muestra el desglose que se realizara para llevar a cabo el enfoque cualitativo.

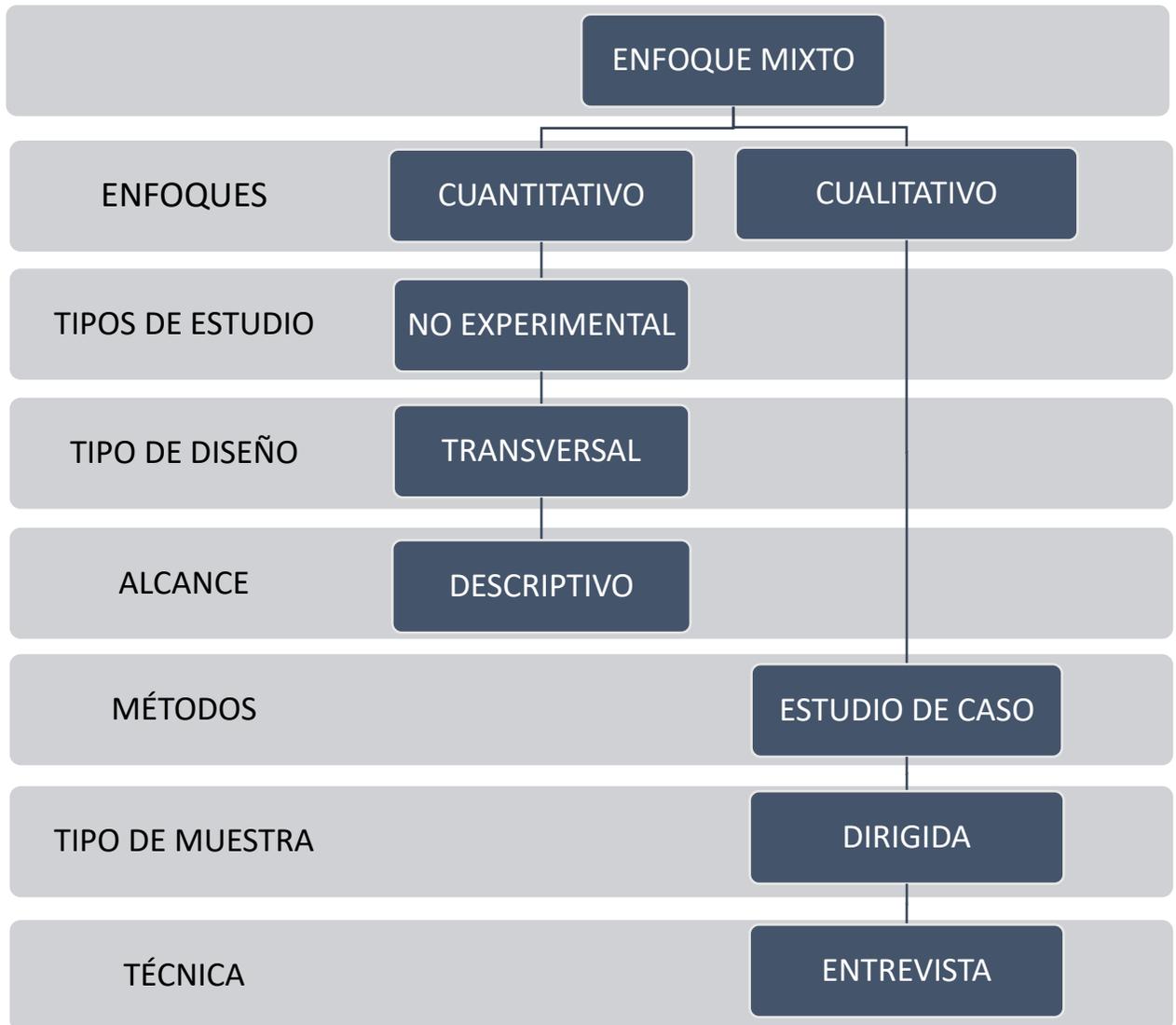


Figura 9. Método de la Investigación

Fuente: (Elaboración Propia, 2018)

3.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación, se detalla el tipo de diseño empleado en dicha investigación al igual que la población de estudio con su muestra definida se explica el porqué de dicha población y muestra, se determina el tipo de análisis, unidad de respuesta, técnica e instrumentos utilizados y el manejo de la información.

3.3.1 DISEÑO

El diseño del estudio es no experimental ya que se observan fenómenos tal y como se dan en su entorno natural, para que de esta manera analizarlos (R. Hernández, Fernández, & Baptista, 2010). El diseño transversal utilizado en esta investigación fue de ayuda para evaluar las necesidades de la población para determinar la incursión de un mercado eléctrico abierto y su proyección hacia los próximos años para determinar la urgencia de la adopción.

3.3.2 POBLACIÓN

Por la naturaleza del estudio, no se cuenta con una población en la cual realizar un análisis, ya que se estudia el mercado eléctrico como tal, y las restricciones que este tiene. No es una investigación del tipo estadística si no una investigación de tipo descriptiva. Por lo que se tomó en cuenta como población a los gerentes de plantas generadoras, empleados en el área energética y expertos en mercados eléctricos

3.3.3 MUESTRA

Debido a que anteriormente se mencionó que no existe una población para análisis, tampoco se puede determinar una muestra. Pero en este caso de estudio se tomó como muestra al gerente de la planta BECOSA, Ex presidente de la CREE, empleados de la ENEE/EEH, y expertos consultores en mercados energéticos nacionales.

3.3.4 UNIDAD DE ANÁLISIS

Son los participantes, objetos, sucesos o comunidades de estudio, lo cual depende del planteamiento de la investigación y de los alcances del estudio (Sampieri, 2010). La unidad de análisis para esta investigación está ligada a las variables que se van a evaluar y analizar cómo están descritas en la operacionalización de las variables.

3.3.5 UNIDAD DE RESPUESTA

La unidad de respuesta está conformada por el porcentaje en el cual el mercado eléctrico actual en Honduras se ve afectado por las diferentes restricciones ya sean de tipo político, físico o de mercado. Con esto se determinó como cada una de ellas tiene influencia en dicho mercado para su retraso de apertura y como cada uno de ellos fomenta la creación de un mercado libre y abierto que beneficie a la población en general.

3.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

En esta sección se ilustran las técnicas y herramientas a utilizar en el estudio del mercado eléctrico en Honduras para dicha investigación y se muestran las opiniones de expertos al igual que la información recolectada de otros países.

3.4.1 INSTRUMENTOS

En esta parte se describen las diferentes técnicas utilizadas para la recolección de información. Para ello, se hace uso de las entrevistas para el análisis de las restricciones de la apertura del mercado eléctrico en Honduras y su estado actual, se entrevistaron cinco personas las cuales fueron de mucha ayuda para recopilar información y escuchar sus opiniones respecto a los escenarios que se viene a futuro para el mercado eléctrico en Honduras en los próximos años

3.4.2 TÉCNICAS DE MANEJO DE INFORMACIÓN

En esta parte se describen las diferentes técnicas utilizadas para la recolección de la información. Se van a aplicar entrevistas con personas encargadas en el rubro como gerentes de plantas generadoras, reguladores de tarifas de la ENEE, comercializadores de energía eléctrica, y miembros de la CREE.

3.5 FUENTES DE INFORMACIÓN

Son los instrumentos que utilizarán para brindar fundamento teórico y metodológico para la investigación.

3.5.1 FUENTES PRIMARIAS

Se han considerado como fuentes primarias, toda aquella información que sea recolectada de primera mano mediante el uso de la entrevista. La información recopilada es la base para estructurar el documento de análisis con el cual se concluya el proceso investigativo.

Las fuentes primarias de las que se recopilaban datos son las siguientes:

- 1) Entrevista con Gerente BECOSA
- 2) Entrevista con Elvis Aguilar (Experto en Medición y Despacho)
- 3) Entrevista con Carlos Zelaya (Asesor ENEE/EHH)
- 4) Entrevista con Ricardo Espinoza (Ex Presidente de la CREE)
- 5) Entrevista con Orlando Aguiluz (Experto en Distribución y Transmisión)

3.5.2 FUENTES SECUNDARIAS

Como fuentes secundarias se utilizaron las consultas en libros, artículos de revistas científicas, periódicos, sitios web que provean información confiable y verificable en la información y también el uso de tesis de investigación similares, a fin de conocer la forma de investigación y las conclusiones de esta.

Algunas de las fuentes secundarias de las que se utilizaron como referencia son las siguientes:

- 1) Colindres, J. (2015). *Apertura del Mercado Energético en Honduras*.
- 2) Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2010). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*.
- 3) Hernández, C. (2018). *Reforma energética-electricidad*.
- 4) Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*.
- 5) Molina, M. (2002). *La reforma de los mercados eléctricos: una aportación para el debate en México*.

3.6 LIMITANTES DEL ESTUDIO

Las personas que se negaron a ser entrevistadas, o manifestaron algún tipo de temor a compartir cierta información la cual consideraron clasificada. Por lo que, en esos casos, y para él un número de entrevistas concluyentes se aplicó a personas que estuvieran en toda la potestad de responder a todas las preguntas de la entrevista.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Una vez descrita la metodología empleada en el trabajo de investigación y ya con los datos obtenidos mediante la aplicación del instrumento y técnicas utilizadas en el desarrollo de este. Se presentan a continuación los resultados e interpretación de los datos obtenidos a partir de 5 encuestas compuestas por 16 preguntas aplicadas a expertos en tema de Medición eléctrica ENEE, Consultoría Externa ENEE/EEH, Ex Presidente de la CREE, Gerente de Planta Generadora, Distribución y Trasmisión ENEE.

El motivo de la entrevista es con la finalidad de conocer la situación pasada y actual del mercado eléctrico, tanto como lo que se espera a futuro en un periodo no mayor a cinco años. Todo eso enfocado en las diferentes restricciones que pueda presentar el mercado eléctrico actual, para su buen funcionamiento y cumplimiento de la ley, se exponen las diferentes opiniones de cada uno de los entrevistados y su experticia expuesta en una serie de preguntas de índole meramente temático. Los resultados y análisis de cada una de estas entrevistas tienen como finalidad el desarrollo de las variables y la comprobación de la hipótesis y así de esta forma se fundamenta la realización de la investigación y los hallazgos destacados.

4.1 RESTRICCIONES FÍSICAS

A continuación, se cubren los resultados obtenidos en las entrevistas que se refieren a las restricciones con los factores tangibles del sistema eléctrico del país.

4.1.1 COBERTURA

La cobertura eléctrica tiene como definición el porcentaje de viviendas con disponibilidad de energía eléctrica, la cual en Honduras es muy bajo, de un 22% según Zelaya (2018). La cobertura es un factor que debe de ir creciendo a medida que va creciendo la población ya que entre mayor es la demanda de energía eléctrica en el país, mayor será la cobertura necesaria para poder cubrir esa energía eléctrica a esos sectores que van naciendo eléctricamente hablando. La cobertura comprende tres puntos muy importantes los cuales son: Generación, Transmisión y Distribución.

La Generación consiste básicamente en la transformación de energía eléctrica ya sea cinética, térmica, lumínica, solar, química entre otras, en Energía Eléctrica. La Transmisión básicamente es el medio físico por el cual se realiza el transporte de la energía eléctrica, esta energía es transportada en alta tensión, con la intención de reducir las pérdidas técnicas.

Según Orlando Aguiluz (2018), experto en transmisión y distribución,

Los mayores déficits de cobertura se dan en la parte de distribución ya que van apareciendo aldeas y colonias y estas hacen que la distribución se vea afectada en esta parte de la matriz energética.

Según Elvis Aguilar (2018), actual encargado de Medición de la ENEE y Despacho,

Todas las áreas tienen su propio infierno por así decirlo, en Generación los contratos con precios altísimos firmados por la ENEE, en Transmisión no ha existido una inversión en líneas nuevas para realizar una proyección de expansión y eso no ha cambiado desde hace 30 años, provocando un congestionamiento en las líneas, al igual que las subestaciones completamente cargadas provocando un deterioro de la calidad de energía en ciertas zonas del país y en Distribución, las altísimas pérdidas que han venido creciendo desde hace diez años que representa un saco roto en las finanzas de la ENEE.

Según el actual Gerente de BECOSA: “La parte de transmisión y distribución llámese líneas de transmisión, subestaciones, circuitos de distribución se necesitan realizar una fuerte inversión”.

Zelaya (2018) resalta: “La principal deficiencia que tenemos en el país es la distribución”

4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA VS CAPACIDAD UTILIZADA

La Capacidad instalada es definida como la capacidad nominal o teórica que pueda dar una planta generadora, es decir si una planta es de 100 MW, y sus generadores dicen en su placa de equipo en condiciones bien específicas eso sería la capacidad instalada, pero la capacidad utilizada o efectiva será la carga máxima que puede tomar la unidad en las condiciones que existan en dicho momento, estas son menores a la capacidad instaladas ya que pueden existir deterioros de los equipos de generación al igual que pérdidas técnicas por transformación, transmisión y distribución.

Un ejemplo adicional sería el de una planta solar, ya que esta puede tener una capacidad de instalada de 300 kW, pero a plena carga es decir cuando el sol está completamente dirigido a los paneles solares y en ciertas condiciones de temperatura. Normalmente esto se da entre horas de las

10:30 am y 3:00 pm. En las horas de luz solar la capacidad utilizada bajaría notablemente ya que las condiciones no serían las adecuadas para que funcionen a un 100% en su capacidad instalada.

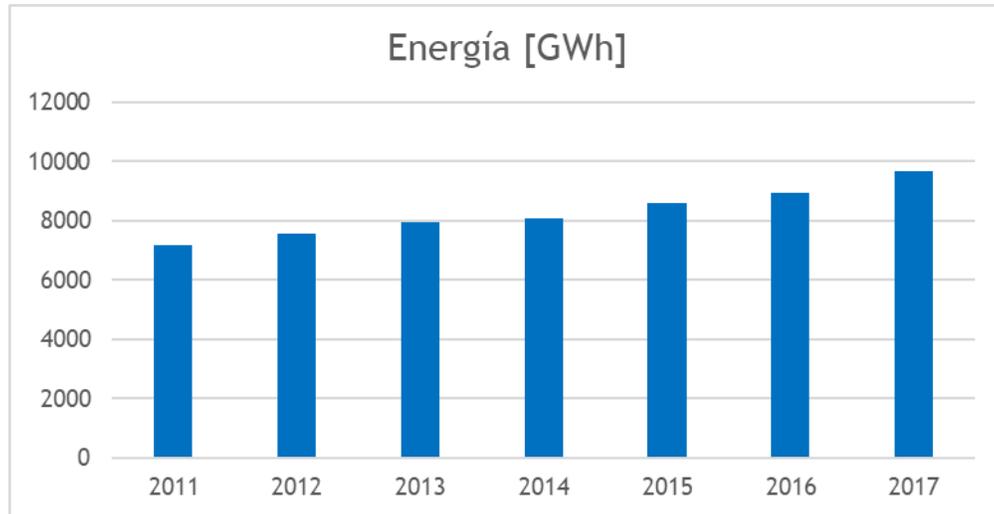


Figura 10. Generación de energía a nivel nacional

Fuente: (ENEE, 2018)

Tabla 4. Generación de energía por tipo

Tipo	Energía [GWh]							
	2011		2012		2013		2014	
Hidráulica Estatal	2467.8	34.41%	2399.2	31.71%	2274.4	28.64%	1126.7	15.41%
Térmica Estatal	24.3	0.34%	38.1	0.50%	135.8	1.71%	40.9	0.56%
Hidráulica Privada	342.1	4.77%	387.2	5.12%	464	5.84%	704.9	9.64%
Térmica Privada	4001.4	55.79%	4148.4	54.83%	4462.5	56.19%	4589.5	62.77%
Biomasa	174.2	2.43%	180.3	2.38%	179.7	2.26%	173.7	2.38%
Eólica	116.7	1.63%	336.8	4.45%	310.2	3.91%	396.9	5.43%
Fotovoltaica								
Geotérmica								
Carbón								
Importación	45.2	0.63%	75.8	1.00%	114.6	1.44%	278.5	3.81%
Total	7171.7		7565.8		7941.2		7311.1	

Continuación de la tabla 4...

Tipo	Energía [GWh]							
	2015		2016		2017		2018	
Hidráulica Estatal	1623.9	18.86%	1341.4	15.00%	1842.4	19.85%	1676.2	21.78%
Térmica Estatal	45	0.52%	18.9	0.21%	23.1	0.25%	26.4	0.34%
Hidráulica Privada	716.1	8.32%	1012.3	11.32%	1245.7	13.42%	846.5	11.00%
Térmica Privada	4668.2	54.21%	4166.5	46.59%	3351.6	36.11%	1914.8	24.88%
Biomasa	324.8	3.77%	575.7	6.44%	752.2	8.10%	564.8	7.34%
Eólica	664.6	7.72%	582.9	6.52%	578.1	6.23%	701.9	9.12%
Fotovoltaica	417.2		884.6	9.89%	923.7	9.95%	740.1	9.62%
Geotérmica					92.6	1.00%	218.1	2.83%
Carbón			165.9	1.85%	144.6	1.56%	745.6	9.69%
Importación	151.7	1.76%	195.2	2.18%	328.6	3.54%	260.9	3.39%
Total	8611.5		8943.4		9282.6		7695.3	

En la Figura 10, se observa un crecimiento de 5% en promedio en la oferta de la matriz energética en Honduras que data de los últimos 7 años. Asimismo, en la Tabla 4 se desglosa el tipo de generación existente en el país. Se puede observar claramente que la producción de energía a través de térmicas privadas es la más prominente en el país y que el porcentaje de contribución de cada uno se ha ido reduciendo con la introducción de nuevas tecnologías sobre todo renovables como la solar fotovoltaica, geotérmica y el crecimiento de la energía eólica. Todos esto corresponde a la energía producida y comprada por la ENEE.

(Zelaya, 2018) menciona: “Existe una buena generación en su capacidad utilizada a pesar del déficit que presentan y el bajo factor de planta de las generadoras.”

Por otro lado, según Aguiluz (2018): “Gracias a la SIEPAC que pasa por occidente se ha corregido esta diferencia en el sector de occidente, pero a pesar de esto se requiere de inversión en transmisión y distribución para garantizar que la diferencia sea menor.”

En conclusión, se podría decir que las restricciones físicas existen parcialmente en las diferentes áreas ya sea en generación, transmisión y distribución. Según los expertos entrevistados falta inversión en cada una de estas áreas, pero eso no quiere decir que no pueda adoptarse para un mercado eléctrico abierto. Si bien es cierto existen déficits en algunas partes de la matriz energética esto es debido a que las restricciones físicas tienen un cuello de botella muy grande en la parte de distribución y es donde debe atacarse primero para poder apertura el mercado y generar mayores beneficios para la población hondureña. A medida que la población aumente la inversión en

distribución debe de ir de la mano para no quedarse atrás y generar atrasos en los avances energéticos de la región.

4.2 RESTRICCIONES POLÍTICAS

Las restricciones políticas investigadas competen a aquellas que limitan el objetivo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica.

4.2.1 NEGOCIACIÓN DE TARFIAS

Las tarifas energéticas se fundamentan en base a un modelo matemático en el cual se debe reflejar el costo eficiente de la cadena de producción, se evalúa el precio internacional del combustible, la tasa del deslizamiento de la moneda, tema de estacionalidad y se determina la hidrología y capacidad de los embalses y luego con esto se realiza una simulación para determinar el costo marginal de generación y este es una variable que se ingresa al modelo matemático de la CREE y así se fijan los precios de los tres niveles de voltaje como ser alta, media y baja tensión al igual que los precios de cada categoría.

Como lo explica Ricardo Espinoza (2018) expresidente de la CREE:

Lo que cobraba la ENEE versus lo que pagaba era enorme, por lo que se solicitó hacer un aumento de la tarifa energética de un 27% pero como el impacto iba a ser muy grande para la población se pasó a realizarse en dos partes un 15% que se aprobó en junio del 2016 y un 12% que debería de haberse aplicado en Enero del 2017, pero debido a que era un año político por lo que la CREE considera que hubo una incidencia política, según la ley debía entregar en vigor en enero del 2017 pero esto iba afectar las aspiraciones del actual gobierno. En junio del 2018 se aplicó el nuevo incremento que debió haberse aplicado un año y medio atrás, por lo que se responsabiliza al gobierno actual ya que la ENEE necesitaba de esos fondos para poder acercarse cada día un poco más al déficit actual que manejan, es en este momento que la CREE pierde total autoridad y pasa a ser una institución más que dejan de lado ya que ahora quien manda en este tema es la ENEE en conjunto con el gobierno.

Existe un sobre costo de energía debido a que los dueños de las plantas están relacionados con el gobierno, no se puede modificar los contratos por 25 años a menos que haya un incumplimiento, la única manera de derogar esos contratos seria nacionalizando. Porque el dueño de una es amigo de aquel, o es regidor, pero al final tiene que ver con la parte del gobierno. Y debido a eso se paga un sobrecosto y es por eso por lo que no se ha podido implementar la ley marco.

Se conoce, por ejemplo, que en el contrato de una planta generadora de energía eólica se paga el kWh a \$0.11 mientras que un proyecto similar percibe \$0.15. Entre ambos contratos la diferencia radica en la relación de los propietarios con el gobierno central. Se ha obtenido el análisis financiero del anteproyecto de una de estas plantas en el que se observa que una tarifa de generación de \$0.12 es suficiente para lograr una TIR del 14%, un payback de 8 años y un VPN de \$226,914,092.45 para la duración del contrato de 20 años. Una modificación de esta tarifa a \$0.15 incrementa la TIR a 17%, reduce el payback a menos de 6 años y genera un VPN de \$346,142,515.57.

4.2.3 APOYO A INVERSIONISTAS

En la actualidad solamente se inician nuevos proyectos a través de licitaciones y las tarifas de generación pagadas por la ENEE actualmente benefician más a las empresas generadoras de energías renovables.

El Gerente de BECOSA describe lo siguiente: “En la nueva ley ya no se dan como antes que se podían suscribir contratos que se llaman PPA. Hoy en día en la nueva ley solo se puede a través de licitaciones.”

En lo que respecta a este tema Aguilar (2018) menciona lo siguiente: “No podría brindar una opinión si es amigable o no. Quien debe arrojar esas luces es el mismo mercado, entre ellos el costo marginal.”

Zelaya (2018) expresa lo siguiente:

No hay normativa; una forma de vender potencia y energía son licitaciones públicas internacionales, otra es vender en el mercado spot y una última es vender a consumidores calificados o comercializadores, actualmente no existen las últimas dos por falta de normativa. No hay oportunidad para la inversión en el tema de energía excepto para proyectos firmados en el 2014 antes de la aprobación de la ley general de la industria eléctrica.

4.2.4 RITMO DE ADOPCIÓN DE NUEVAS LEGISLACIONES

El ritmo de adopción de nuevas legislaciones básicamente consiste en hacer el cumplimiento de las leyes ya establecidas, en el modelo actual de mercado y la ley actual de mercado tiene todo lo legal necesario para adoptar un mercado eléctrico abierto, sin embargo, la ley fue aprobada en el 2014 y en la actualidad no existe ningún artículo que se haya cumplido en lo absoluto.

Espinoza (2018) ofrece guía en este tema con la siguiente declaración:

Si el ente regulador que se le ha asignado la autoridad para poner orden y para echar andar el mercado eléctrico nacional no hace valer su autoridad, quien se va a imponer es el agente dominante y en este caso será la ENEE. Ya que no ejerce las funciones que se le han dado por ley, entonces va a venir otra institución con poder dominante a manejar la situación.

Un ejemplo concreto establece en el artículo 29, que antes del 1 de junio del 2015 la Empresa de Energía Eléctrica (ENEE) se transforme en entidad y complete el proceso para escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema y al menos una de distribución,

las cuales son entidad propiedad del Estado de Honduras a través de la Empresa de Energía Eléctrica (ENEE) como empresa matriz, una vez creadas las empresas subsidiarias, y dentro del mismo plazo establecido anteriormente, se deberá proceder a traspasar los activos correspondientes a cada sociedad, eso sin perjuicio a los derechos de uso que ya han sido cedidos a los fideicomiso que más adelante en el artículo se mencionan. (Espinoza, 2018)

Existe mucha incidencia política en la toma de decisiones de la CREE, por lo que la CREE debería de ser un ente con autarquía, es decir deberá ser un ente con un carácter independiente en sus funciones regulatorias, sus decisiones no deben estar en función de que el gobierno quiere que se haga, ya que si se mantiene la autarquía manda las señales correcta a los agentes, al mercado que está emergiendo porque da certezas que está cuidando que los agentes participen en comisiones iguales, y esto es un principio básico para que un mercado eléctrico nacional funcione correctamente, el tema de igual debe ser asegurara por la CREE siempre y cuando sea autónomo y tome sus decisiones y se respeten.

Además de asegurar un presupuesto como lo establece la ley en el artículo 3, inciso G ya que no cuenta con un presupuesto adecuado para continuar con la normativa para continuar con el mercado emergente. De hecho, según datos de la Secretaría de Finanzas (2018) durante el 2018 la CREE contaba en su presupuesto con L. 58.27 millones de Lempiras de los cuales sólo recibió 14.96 millones hasta Noviembre, es decir alrededor de un 25% de lo presupuestado a falta de un mes para el fin del año. En contraste, la ENEE ejecutó el 80% de su presupuesto en el mismo periodo de tiempo (véanse Anexos 7 y 8). En pocas palabras los expertos consideran que existe mucha incidencia política por lo que si hay una restricción política

4.3 RESTRICCIONES DE MERCADO

Finalmente, las restricciones de mercado investigadas se relacionan con la demanda; aquellas que son independientes de los elementos del mercado eléctrico.

4.3.1 DEMANDA

La demanda eléctrica de un sistema es definida como la potencia eléctrica en un determinado intervalo de tiempo específico, típicamente estos intervalos son contemplados cada 15 minutos en su mayoría. La demanda actual del país es de 1481.7 MW en el año 2018 (ENEE,

2018). Y se espera que crezca en los próximos años a un ritmo de 4% anual, hasta llegar aproximadamente a un cálculo de una demanda de 2,108.9 MW.

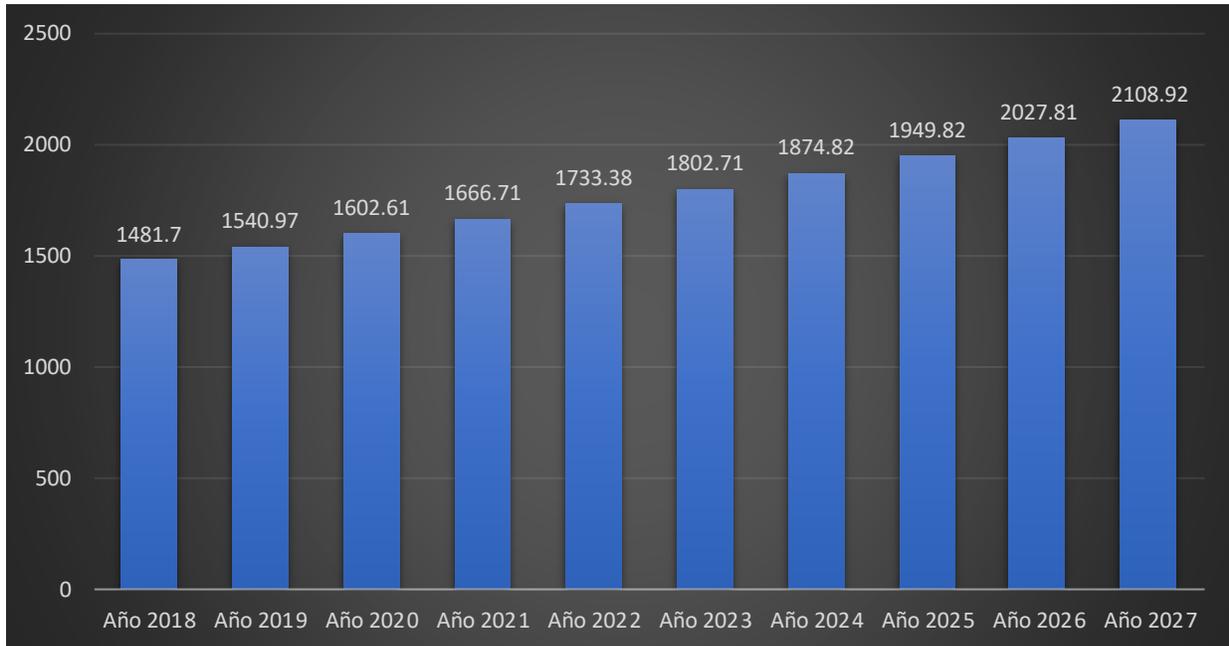


Figura 11. Crecimiento esperado de la demanda

Fuente: (ENEE, 2018)

Según Zelaya (2018): “Metodológicamente la ENEE no sabe cómo hacer para medir la demanda, pero se espera un crecimiento vegetativo de 4% anual. La ENEE a no es responsable de esto si no la CREE.

Espinoza (2018) dice lo siguiente en base a la demanda: “No hay manera de saberlo, no existe un mecanismo matemático para determinar o calcular la demanda actual ya que no existe suficiente información por parte de la ENEE para que nosotros podamos determinar la demanda en los próximos 5 años.”

El Gerente de BECOSA indica lo siguiente: “La demanda actualmente anda en un alrededor de 1,400 MW.”

4.3.2 OFERTA

La Oferta eléctrica de un sistema es la potencia eléctrica de un sistema que puedan generar en un determinado tiempo, la oferta es muy variable al igual que la demanda, con la diferencia que la oferta es más controlable o más predictiva a ciertos horarios o en ciertas plantas generadoras.

Según el Gerente de BECOSA:

La oferta podría ser de aproximadamente 2,000 MW, pero por cuestiones de factores de planta sobre todo en generación de energía renovable. A medida que crece la aportación de energías renovables en la matriz energética la oferta debe sobrepasar de mayor manera la demanda.

Zelaya (2018) explica lo siguiente: “En sistemas eléctricos, a diferencia de otros productos o servicios, la empresa o sistema como tal debe asegurar obligatoriamente la demanda porque si no, produce inestabilidades en el sistema. A pesar de esto hace años varias zonas del país (Ceiba, Occidente y Olancho) tienen problemas de suministro de energía y potencia. Entonces se entienda que no se cumple la demanda en este momento, en la actualidad y en los últimos diez años. Eso no significa que haya falta de potencia y energía todos los días si no en algunos momentos en algunos meses.

Tabla 5. Energía generada, año 2017 y 2018 hasta el tercer trimestre

Tipo de planta	Año 2017		Acumulado 2018		
	MWh	%	Generación Bruta MWh	Consumo Propio	%
Total sistema	9,674,038.3	100	8,580,838.8	615,560.6	100
Hidráulica Estatal	1,842,440.1	19.0	1,828,396.5	8,074	21.3
Térmica Estatal	23,143.7	0.2	28,724.8	873	0.3
Hidráulica Privada	1,245,666.2	12.9	972,233.8	2,846.7	11.3
Térmica Privada	3,351,613.9	34.6	2,162,786.5	43,791.9	25.2
Carbon (Térmica Privada)	536,008.3	5.5	859,703.8	428,563.4	10.0
Biomasa	752,211.6	7.8	602,160.2	131,411.8	7.0
Eólica	578,086.7	6.0	749,822.3		8.7
Fotovoltaica	923,711.9	9.5	813,718.0		9.5
Geotérmica	92,584.6	1.0	244,701.2		2.85
Importación	328,571.3	3.4	318,591.7		3.7

Fuente: ENEE (2018)

Tabla 6. Energía facturada, año 2017 y 2018 hasta el tercer trimestre

Sector de Consumo	Acumulado 2017		Octubre 2018		Acumulado 2018	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Total	6,200,863.85	100	560,481.3	100	5,224,026.9	100
Residencial	2,472,223.29	39.9	232,416.8	41.5	2,080,388.3	39.8
Comercial	1,686,026.44	27.2	149,580.3	26.7	1,401,673.8	26.8
Industrial	768,782.72	12.4	64,745.4	11.6	659,394.7	12.6
Altos Consumidores	615,808.18	9.9	54,346.6	9.7	540,253.8	10.3
Alumbrado Público	227,971.79	3.7	23,906.5	4.3	209,662.3	4.0
Gobierno	175,172.06	2.8	15,454.2	2.8	129,838.5	2.5
Entes Autónomos	151,347.35	2.4	13,732.1	2.5	127,274.6	2.4
Municipal	79,015.85	1.3	6,299.4	1.1	67,101.6	1.3
Ventas Internacionales	24,516.16	0.4	0.00	0.0	8,439.2	0.2

Fuente: ENEE, 2018

Entre la Tabla 5 y la Tabla 6, se entiende que existe un problema con la energía facturada por la ENEE. Las empresas generadoras cobran la energía en su totalidad, pero la ENEE muestra pérdidas significativas en la facturación de los consumidores. Sólo en el 2017 estas pérdidas, ahora denominadas pérdidas técnicas, alcanzaban un 35% de la energía producida. Esto afecta de gran manera el poder de negociación de la ENEE y el Estado de Honduras en lo que respecta a cambios en los contratos existentes.

4.3.3 TARIFAS

Existen cuatro tipos de tarifas las cuales son la Residencial, baja tensión, media tensión y alta tensión. No existen tarifas industriales o comerciales. Existen tres principios básicos para la obtención de las tarifas energéticas o tres variables medibles que son los costos de generación (Regulados cada tres meses), el costo de Valor agregado de transmisión y el costo de valor agregado de distribución, estos últimos dos son reguladores cada 5 años. Cada uno de estos costos son cálculos y en algunos casos son difíciles de tener un valor específico por lo que se promedian, por la misma falta de infraestructura de la ENEE. Actualmente se está realizando un proyecto de medición a gran escala con un sistema capaz de enviar alarmas a despacho con el objetivo de revisar cada una de las líneas de transmisión, distribución y generación en tiempo real.

(Zelaya, 2018) indica: “Que los costos de generación, transmisión y distribución están parcialmente ligados a los costos actuales de generación, casi sigue con estos costos actuales, pero no exactamente.”

Gerente de BECOSA respecto al tema: “No, definitivamente no. Lo que pasa que a medida que en el mercado exista una competencia justa deberían de bajar los precios, pero no sucede así, esta monopolizado.”

En la actualidad la oferta sobrepasa la demanda, pero en ciertos momentos la oferta es muy baja por lo que la demanda es mayor a lo que realmente entrega la matriz energética, por lo que se concluye tomando en consideración las opiniones de los expertos y lo investigado el tema de oferta/demanda y tarifas no es una restricción de mercado, al contrario, esto es un incentivo para que se apertura el mercado eléctrico de una manera más rápida.

Tabla 7. Comparación de opiniones de expertos entrevistados

Cuadro Comparativo de Preguntas a Expertos				
Preguntas				
1. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura?	2. ¿A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?	3. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional?.	4. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura?	5. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?
10	9	10	6	10
6. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?	7. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?	8. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?	9. ¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?	10. ¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?

5	4	8	10	9	
11. ¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?	12. ¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?	13. ¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país?	14. ¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?	15. ¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?	16. ¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?
8	10	10	10	9	1

En la Tabla 7 se muestran el nivel de concordancia entre los expertos al responder las distintas preguntas de la entrevista. En 12 de las 16 preguntas se aprecia un alto nivel de concordancia que evidencia que los expertos están de acuerdo en sus interpretaciones de la problemática y las soluciones brindadas. Por otro lado, en las preguntas 4, 6, 7 y 16 la disonancia se atribuye a sus conocimientos específicos de distintas partes del sistema eléctrico del país.

4.4 TABLA RESUMEN

A continuación, se presenta una tabla resumen la cual fue realizada con información relevante de cada uno de los expertos entrevistados en cuales dan su opinión profesional al respecto en cada una de las restricciones, físicas, políticas y de mercado y su calificación en cada una de ellas en el estado actual del mercado energético en Honduras.

Tabla 8. Tabla resumen de resultados de entrevistas

Variable Dependiente	Dimension	Importancia	Carlos Zelaya		Orlando Aguiluz		Elvis Aguilar		Gerente BECOSA		Ricardo Espinoza	
			Calificación	Valor	Calificación	Valor	Calificación	Valor	Calificación	Valor	Calificación	Valor
Restricciones Físicas	Cobertura	50%	6	3	7	3.5	7	3.5	5	2.5	7	3.5
	Capacidad Instalada vs Capacidad Utilizada	50%	5	2.5	6	3	5	2.5	7	3.5	6	3
	Total	100%		5.5		6.5		6		6		6.5
Restricciones Políticas	Negociación de Tarifas	25%	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
	Apoyo a Inversionistas	35%	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A	1	0.35	2	0.7
	Ritmo de Adopción de Nuevas Legislaciones	40%	1	0.4	2	0.8	N/A	N/A	2	0.8	0	0
	Total	100%		0.4		0.8		0		1.15		0.7
Restricciones de Mercado	Demanda	35%	10	3.5	9	3.15	9	3.15	9	3.15	8	2.8
	Oferta	35%	8	2.8	9	3.15	8	2.8	9	3.15	8	2.8
	Tarifas	30%	8	2.4	8	2.4	9	2.7	9	2.7	9	2.7
	Total	100%		8.7		8.7		8.65		9		8.3

Calificación Restricciones Físicas	61.00%
Calificación Restricciones Políticas	6.10%
Calificación Restricciones de Mercado	86.70%

Como una tabla resumen se plantea la situación en base a un análisis de las cinco personas entrevistadas donde se les da una importancia a cada una de las dimensiones en porcentual, donde el total de la suma de las restricciones suma 100%.

1) Restricciones Físicas:

1. Cobertura tiene un 50% de importancia ya que es algo totalmente necesario para cubrir las necesidades básicas de la población eléctricamente hablando.
2. Capacidad Instalada vs Capacidad Utilizada tiene un 50% de importancia ya que debemos conocer con lo que se cuenta vs con lo que realmente entra a la matriz energética.

2) Restricciones Políticas:

3. Negociación de Tarifas tiene un 25% ya que, si es importante tener una negociación de las tarifas, pero no tanto como las demás dimensiones que son las que apertura el mercado.
4. Apoyo a inversionistas tiene un 35% ya que para que exista un mercado eléctrico abierto se debe tener un buen apoyo a los involucrados en el tema de generación energética.
5. El ritmo de adopción de nuevas legislaciones es el más importante de todos ya que actualmente existe una ley para que se brinden oportunidades para la apertura del

mercado eléctrico, pero sin embargo no se está utilizando por lo que se procedió a darle una importancia de 50%.

3) Restricciones de Mercado:

6. La demanda y la oferta son dimensiones muy bien marcadas en esta restricción por lo que se les dio una importancia a ambas de 30%.
7. Las tarifas como tal son fundamentales para una apertura del mercado ya que ellas deberán bajar conforme la competencia se dé por lo que se dio una importancia de 30%.

Además de estas importancias se procedió a dar una calificación a las opiniones de los entrevistados en la cual se evaluó de 0 a 10, siendo 0 una demostración de que existe una restricción en esta dimensión y siendo 10 una demostración de que no existe restricción alguna. Una vez realizado este cuadro resumen se procedió a calcular el porcentaje de restricción en cada una de las tres, cabe mencionar que entre mayor es el porcentaje menor es la restricción y entre menor es el porcentaje mayor es la restricción, siendo los siguientes resultados

1. Calificación Restricciones Físicas 61.00%
2. Calificación Restricciones Políticas 7.10%
3. Calificación Restricciones de Mercado 86.70%

En conclusión, se determina que las restricciones físicas existen hasta cierto nivel pero que es posible que el mercado se apertura y así proceder a inversiones que mejore la calificación de estas, por el lado de las restricciones de mercado obtuvieron una calificación alta por lo que da a entender que no es una restricción en su lugar es más bien un incentivo para que se apertura el mercado de manera rápida y a corto plazo. Dejando como último a las restricciones de políticas obtuvieron una baja calificación, más baja de lo que se creyó que podría llegar a obtener por lo que se concluye que la restricción única y de mayor índole que enfrenta el mercado eléctrico para una apertura en los próximos años es el tema político por lo que se debe mejorar y tratar de ver como se desliga la incidencia política en la toma de decisiones para el futuro del mercado eléctrico.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados obtenidos en las entrevistas a los expertos en mercados eléctricos. La importancia de las conclusiones radica en la comprobación del estudio de investigación y establecer con claridad el alcance las restricciones encontradas. Las recomendaciones muestran alternativas que pueden ser tomadas por las partes involucradas en una eventual apertura del mercado.

5.1 CONCLUSIONES

1. En lo que respecta a generación la capacidad instalada es suficiente para abastecer la demanda, sin embargo, los factores de planta son bajos y reducen el output real de la generación, haciendo necesarias nuevas instalaciones en generación para los próximos años. La cobertura de las líneas de transmisión y distribución es deficiente en muchas zonas del país. Empresas distribuidoras y el operador del sistema deberán hacerse cargo de establecer líneas de transmisión y redes de distribución donde aún sean necesarias.

En el ámbito de la apertura de mercado las restricciones físicas no existen, únicamente los déficits actuales en la parte de transmisión y distribución, pero para una apertura de mercado la infraestructura actual, siendo la ideal o no, puede ser utilizada para apertura el mercado utilizando sistemas inteligentes que logren cumplir con la energización de los consumidores actuales, ya que en este momento la matriz energética que está en el país es suficiente para dar un paso a la apertura del mercado. Si nace una industria nueva que quiere negociar con alguna generadora ya sea nueva o existente se podría crear una línea de transmisión privada para suplir esa demanda específica, pero una vez finalizado el contrato estas líneas deberán pasar a ser estatales y así beneficiar a la población de la zona.

2. Las restricciones políticas son la verdadera razón por la que no existe ya un mercado eléctrico abierto en Honduras. El déficit presupuestario de la ENEE y de la CREE impiden que principalmente esta última cumpla con sus funciones establecidas.

La legislación del 2014 permite la apertura del mercado, pero la CREE aún no tiene la fuerza como ente independiente de hacer respetar su autoridad e imponer las normativas necesarias. Esto principalmente debido a un déficit presupuestario de la ENEE que se traslada posteriormente a una falta de fondos para la comisión.

Los contratos existentes con las empresas generadoras no pueden disolverse sin antes hacer el pago de una indemnización por el resto de la vigencia del contrato. El poder de negociación del gobierno se ve bastante reducido por las ahora llamadas pérdidas técnicas que reducen la facturación en un 35% por debajo de lo comprado a las empresas generadoras; se genera un déficit considerable y que incrementa cada año.

3. La probabilidad de una apertura del mercado en los próximos 5 años es alta ya que la demanda no logra ser satisfecha con la oferta actual. Los expertos esperan que haya una mayor inversión en proyectos de energía al menos a nivel de autoproducción en lugar de inversión en grandes proyectos.

Por el lado de la oferta de energía no es muy atractivo para las empresas generadoras actualmente competir en un mercado abierto porque las tarifas de generación se verían evidentemente reducidas.

Visto esto, se ha llegado a la conclusión que la mayor restricción en Honduras frente a la apertura del mercado eléctrico es la política. La legislación necesaria para un modelo de mercado más abierto ya existe, no obstante, su implementación está rezagada principalmente por el déficit presupuestario que tienen actualmente la ENEE y la CREE. Sin fondos para la realización de sus funciones reguladoras la, la CREE como institución no tiene el poder de hacer cumplir la normativa del mercado eléctrico abierto.

5.2 RECOMENDACIONES

Tomando en cuenta lo discutido anteriormente se finaliza con algunas recomendaciones considerando las partes involucradas en el desarrollo del mercado eléctrico en Honduras:

1. Se recomienda a los generadores de energía una vez realizada la apertura del mercado, utilizar las líneas de transmisión y distribución de la ENEE ya instaladas ya que se cuenta con energía eléctrica en estos momentos, es decir que ellos tendrán que alquilar las líneas de la empresa estatal independiente de tener un mercado eléctrico abierto. Con eso se seguirá garantizando energía en todos los sectores que ya lo obtienen. Se deberán nacionalizar todas las fuentes de energías ya sean renovables o no renovables al igual que las líneas de transmisión y distribución para garantizar la estabilidad en la red y el crecimiento económico de la ENEE.
2. Se recomienda la creación de una auditoría externa mediante un organismo, que sea totalmente independiente del gobierno para poder determinar la situación real de la ENEE. El personal debe ser seleccionado por meritocracia. De no poder mejorarse las condiciones de los contratos existentes por la vía de nuevas negociaciones siempre existe la posibilidad de la nacionalización de las plantas de energía. No es la opción más recomendable, pero de hacerse de esta manera se volverá aún más evidente que los gastos operativos de las empresas generadoras están muy por debajo de las tarifas de generación actualmente.
3. A los consumidores se recomienda mantenerse al tanto de la evolución en la legislación energética para realizar inversiones en autoproducción a pequeña escala para el área residencial y mediana escala para el área comercial e industrial. Con la apertura del mercado, la generación de energía se convertirá en algo mucho más viable al menos desde el punto de vista de autoproducción ya que dentro de un mercado eléctrico abierto los excedentes de energía se pueden revender.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, E. (2018). Restricciones de la Apertura del Mercado Eléctrico.
- Aguiluz, O. (2018). Restricciones de la Apertura del Mercado Eléctrico.
- Baena, G. (2017). *Metodología de la Investigación* (Tercera).
- Colindres, J. (2015). *Apertura del Mercado Energético en Honduras*. Honduras: Eleutera.
Retrieved from <http://www.eleutera.org/wp-content/uploads/2015/06/AperturaEnergeticaHN.pdf>
- Congreso Nacional. (2014). Decreto 404-2013. Diario Oficial La Gaceta.
- Cremades, J. (2013). *La energía secuestrada: Desmontando mitos del fundamentalismo energético*. España. Retrieved from <https://www.biblionline.pearson.com/Pages/BookRead.aspx>
- Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2010). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*.
- ENEE. (2018). *Boletín de Datos Estadísticos Octubre 2018*.
- ENEE. (n.d.). Descripción del Sistema Interconectado. Retrieved from http://www.enee.hn/index.php/component/content/category/Portal_transparencia/Redencion_de_Cuentas/CONTRATACIONES/arrendamiento%20suministro%20de%20termica/Arrendamiento%20Comercial%20Mathews%200080-01/Comercial%20Mathews%20contrato%200080-01.pdf
- Espinoza, R. (2018). Restricciones de la Apertura del Mercado Eléctrico.
- Foro Económico Mundial. (2017). *Índice de desempeño de la arquitectura energética mundial*.
- Freysinnier, V., Manzini Poli, F., & Sabatino, D. (2012). *Panorama de las Políticas Públicas en Energías Renovables*.
- González, F. (2011). *EL PODER DE MERCADO, VISTO DESDE LA PERSPECTIVA DEL PROCESO DE DESCUBRIMIENTO DE MERCADO*.
- Hernández, C. (2018). *Reforma energética-electricidad*. México.

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. del P. (2010). *Metodología de la Investigación*. México: McGraw Hill.

Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*.

Manotas, D., Manyoma, P., & Rivera, L. (2006). *Hacia una nueva métrica financiera basada en teoría de restricciones*. Red Estudios Gerenciales.

Martínez, H. (2012). *Metodología de la investigación*. México.

Molina, M. (2002). *La reforma de los mercados eléctricos: una aportación para el debate en México*. México: Editorial Miguel Ángel Porrúa.

Sánchez, M., Lozano, C., & Manotas, D. (2014). *Modelo de valoración de riesgo financiero en la gestión de contratos de suministro de energía eléctrica*. Colombia.

Secretaría de Finanzas. (2018). *Ejecución Mensual de Presupuesto, Noviembre 2018*. Retrieved from http://www.sefin.gob.hn/?page_id=80661

Zelaya, C. (2018). Restricciones de la Apertura del Mercado Eléctrico.

ANEXOS

ANEXO 1. Lista de preguntas de entrevista aplicada a expertos

1. ¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?
2. ¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?
3. ¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?
4. ¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?
5. ¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país? (Que tan atractivo es para un inversionista)
6. ¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?
7. ¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?
8. ¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?
9. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura? (generación, transmisión, distribución)
10. A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?
11. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional? (son 3 preguntas en una).
12. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura? (el sector que tenga mayores limitantes e impida el crecimiento en las demás áreas)
13. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?
14. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?
15. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?
16. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?

ANEXO 2. Entrevista con Orlando Aguiluz Experto en Distribución y Trasmisión

- 1. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura? (generación, transmisión, distribución)**

R:// Distribución porque es una red más grande y van apareciendo aldeas y colonias. Es cuestión de transmisión.

- 2. A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?**

R:// La Mosquitia (Gracias a Dios).

- 3. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional? (son 3 preguntas en una).**

R:// En la distribución se han ido resolviendo bastante problemas en las demás áreas desconozco la realidad actual.

- 4. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura? (el sector que tenga mayores limitantes e impida el crecimiento en las demás áreas)**

R:// Transmisión ya que es más caro instalar una línea de transmisión.

- 5. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?**

R:// No sé.

- 6. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?**

R:// No sabría decirle.

- 7. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?**

R:// Desconozco del tema.

8. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?

R:// No tengo en mente ninguna más que inversión distribución.

9. ¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?

R:// La oferta en Honduras ha estado muy bien, pero no cumple con la demanda debido a que en ciertas horas la oferta no está completa y se debe mantener en horas picos.

10. ¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?

R:// Se maneja que un crecimiento vegetativo de entre 1% y 1.3%,

11. ¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?

R:// No Respondió.

12. ¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?

R:// Residenciales, Alta, Media y Baja tensión.

13. ¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país? (Que tan atractivo es para un inversionista)

R:// No sabría decirle.

14. ¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?

R:// No, lo que realmente nos ha afectado es la política.

15. ¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?

R:// No sé.

16. ¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?

R:// Ninguno

ANEXO 3. Entrevista con Elvis Aguilar Experto en Medición y Despacho

1. **¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?**

R:// Por ahora, continúa siendo programada por el Centro Nacional de Despacho. Sin embargo, con la entrada en vigor de la nueva Ley de la Industria Eléctrica, el Operador del Sistema (ODS) deberá encargarse de esta labor. Para ello, debe realizar el predespacho, donde los generadores brindan la oferta de energía un día antes del despacho. Una vez realizado el pre- despacho, comienza el despacho de energía conforme lo requiera la demanda. Al final del día se cierra y se procede a realizar el post despacho para asuntos de liquidación.

2. **¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?**

R:// La proyección de crecimiento de la demanda está ligada a variables sociales y económicas del país. Los planificadores de las empresas distribuidoras de energía deben realizar los análisis respectivos para proyectar la demanda a corto y mediano plazo. El ODS debe proyectar la demanda de largo plazo. NO podría brindar una proyección de demanda ya que el ente oficial de realizarla es la ENEE.

3. **¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?**

R:// Quien realiza la función reguladora es la CREE (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica) y uno de sus objetivos es la emisión de las tarifas, conforme a la información que le brinden las empresas distribuidoras.

4. **¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?**

R:// Residenciales

Servicio General en Baja Tensión (comercios, oficinas, talleres, conectados en baja tensión); Alumbrado Público;

Servicio en Media Tensión; y

Servicio en Alta Tensión.

5. **¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país? (Que tan atractivo es para un inversionista).**

R:// No podría brindar una opinión si es amigable o no. Quien debe arrojar esas luces es el mismo mercado, entre ellos el costo marginal.

6. **¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?**

R:// Este es uno de los grandes objetivos que enfrenta la CREE. Para ello, ha creado un Reglamento para el cálculo de tarifas en la que se toma en cuenta todas las variables que entran en dicho análisis, siendo una de las más importantes los inventarios de las redes y los costos de los contratos.

7. **¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?**

R:// En la parte de Generación, ha estado abierto desde los años 90s con la entrada de térmicas privadas al parque eléctrico del país. Luego, a finales de la década pasada, se impulsaron las energías renovables, entrando al parque eléctrico muchas generadoras hidroeléctricas a filo de agua, generadores con biomasa, solares y eólicas. En la parte de transmisión y distribución son monopolios naturales en todos los países y eso no cambiara. La única parte que falta por liberar es la libertad que deben tener los consumidores calificados para realizar contratos de energía con generadores directamente. Además, falta la entrada de empresas comercializadoras que transen contratos financieros con generadores y con consumidores calificados.

8. **¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?**

R:// De hecho, existen desde los años 90s ya muchos contratos físicos: los llamados PPA. Todos los contratos que la ENEE ha firmado con generadores privados son contratos físicos. Más bien, con la nueva Ley se pretende que entren en vigor contratos financieros, y los llamados físicos flexibles que ya existen en otros países.

9. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura? (generación, transmisión, distribución).

R:// Todas las áreas tienen su propio infierno por así decirlo. Generación, los contratos con precios altísimos firmados por la ENEE es un costo que ha erosionado las finanzas de la ENEE y del país. Transmisión, no se ha invertido en líneas nuevas que ya han sido proyectadas en los planes de expansión que la ENEE ha realizado desde hace más de 30 años, provocando que se tengan líneas congestionadas y subestaciones completamente sobre cargadas, provocando deterioro de la calidad de energía en ciertas zonas del país. Distribución: las altísimas pérdidas que han venido creciendo desde hace diez años que representa un saco roto en las finanzas de la ENEE.

10. A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?

R:// La zona industrial del Valle de Sula, el litoral atlántico, la zona de Olancho y la zona de Intibucá.

11. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional? (son 3 preguntas en una).

R:// En generación: la capacidad instalada no es el problema, es la variabilidad de una buena parte de ella. En Transmisión: se deben realizar ampliaciones a la red de transmisión y montar nuevas subestaciones. En Distribución se requiere mejorar las redes obsoletas y crear nuevos circuitos para mejorar la calidad del servicio.

12. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura? (el sector que tenga mayores limitantes e impida el crecimiento en las demás áreas).

R:// No Respondió.

13. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?

R:// Desconozco si hay o no representación de ese tipo

14. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?

R:// No puedo opinar al respecto.

15. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?

R:// No puedo opinar al respecto.

16. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?

R:// Se espera que la Ley de Industria Eléctrica este plenamente funcional

ANEXO 4. Entrevista con Carlos Zelaya Consultor Externo ENEE/EEH

1. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura? (generación, transmisión, distribución).

R:// Distribución en primer lugar, 22% de la población no tiene acceso a la energía eléctrica. Claro, relacionado a distribución hay de por medio subestaciones, líneas de transmisión y por supuesto generación. Principalmente la mayor deficiencia que tenemos en el país es la distribución.

2. A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?

R:// La Paz, Intibucá, Lempira, Ocotepeque, Santa Bárbara y Copán son zonas con fuertes problemas de acceso a la energía eléctrica. Evidentemente la zona de Olancho también es una con bajo índice de electrificación. Las zonas rurales del país de forma general, pero con eso no hay que desconocer que el sistema interconectado necesita mejoras en transmisión urgentes y en el mediano plazo proyectos de generación de energía eléctrica de gran tamaño. Por tecnología basadas en potencia firme, tal vez haciendo a un lado inversiones en energía renovable (solar, eólica, etc.) porque ya necesitamos potencia firme.

3. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional? (son 3 preguntas en una).

R:// 30% para la generación como una calificación no por un déficit en la energía generada si no por el precio que hemos pagado como economía para cubrir esas necesidades. 75% para la transmisión, lo existente no está tan mal y la distribución tampoco.

4. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura? (el sector que tenga mayores limitantes e impida el crecimiento en las demás áreas).

R:// La forma como hemos manejado la generación de energía eléctrica porque el proceso de contratación de energía en los últimos 20 años nos ha llevado a un déficit operativo de la ENEE y una deuda acumulada de la ENEE de L.57 mil millones. No hay que olvidar que la generación representa el 82% del presupuesto de operación de la ENEE entonces ese es el cuello de botella.

5. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?

R:// En ninguno, el usuario final no tiene ninguna.

6. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?

R:// El necesario, pero nunca se cumplen las leyes.

7. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?

R:// No, la ley general de la industria eléctrica ha penetrado muy poco desafortunadamente y uno de los principales responsables es la CREE.

8. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?

R:// Ninguna y si las hay es porque de nuevo estamos tratando de nuevo de orientar la ley a beneficios de grupos específicos.

9. ¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?

R:// En sistemas eléctricos, a diferencia de otros productos o servicios, la empresa o sistema como tal debe asegurar obligatoriamente la demanda porque si no produce inestabilidades en el sistema. A pesar de esto desde hace años varias zonas del país (Ceiba, Occidente, Olancho) tienen problemas de suministro de potencia y energía. Entonces se entiende que no se cumple la demanda en este momento, en la actualidad y en los últimos diez años. Eso no significa que haya falta de potencia y energía todos los días si no en algunos momentos en algunos meses.

10. ¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?

R:// Metodológicamente la ENEE no sabe cómo hacerlo, pero se espera un crecimiento vegetativo de 4% anual. La ENEE ya no es responsable de esto si no la distribución y la CREE.

11. ¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?

R:// La tarifa de electricidad se basa en 3 principios; el costo de generación (regulado cada 3 meses), el valor agregado de transmisión (regulado cada 5 años a menos que haya una inversión que afecte el valor agregado) y valor agregado de distribución.

12. ¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?

R:// Residencial, baja, media y alta tensión. No existen tarifas industriales y comerciales.

13. ¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país? (Que tan atractivo es para un inversionista).

R:// No hay normativa; una forma de vender potencia y energía son licitaciones públicas internacionales, otra es vender en el mercado spot y una última es vender a consumidores calificados o comercializadores. [Actualmente no existen las últimas dos por falta de normativa]. No hay oportunidad para la inversión en el tema de energía excepto para proyectos firmados en el 2014 antes de la aprobación de la Ley General de la Industria Eléctrica.

14. ¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?

R:// Están parcialmente ligadas los costos actuales de generación; casi sigue los costos actuales, pero no exactamente.

15. ¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?

R:// Una viabilidad alta, es casi obligatorio, porque la demanda presiona para eso. La demanda no depende del gobierno entonces los demandantes de la energía eléctrica vamos a esa apertura, no hay forma de detenerlo. En los próximos 5 años tendremos un mercado

bastante competitivo en algunos temas específicos, quizás no en los grandes proyectos de generación, pero sí a nivel de la autoproducción del consumidor calificado y del mercado spot.

16. ¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?

R:// Es lo que se espera que haga el consumidor calificado, actualmente no existe la normativa para que se den este tipo de negociaciones y por eso actualmente el consumidor calificado no existe así que no se pueden hacer ese tipo de transacciones, pero en 5 años se espera que se vean muchas de ese tipo de transacciones.

ANEXO 5. Entrevista con el Gerente de BECOSA

- 1. ¿Qué parte del mercado eléctrico presenta mayores deficiencias de infraestructura actualmente en cuestión de cobertura? (generación, transmisión, distribución).**

R:// La parte de transmisión y distribución, llámese líneas de transmisión, subestaciones, circuitos de distribución, hay que hacer una inversión fuerte.

- 2. A nivel de país, ¿qué zonas requieren con más urgencia de inversión en infraestructura eléctrica?**

R:// En general toda la red, es un desastre y la confiabilidad del sistema es demasiado baja entonces se necesita inversión en todo el país.

- 3. ¿Cómo calificaría la capacidad instalada en generación/transmisión/distribución a nivel nacional? (son 3 preguntas en una)**

R:// En generación estamos al límite en el pico de demanda y se supone que hay un déficit de entre 80 a 100 MW. En la parte de transmisión y distribución se requiere una inversión.

- 4. ¿Cuál diría que es el cuello de botella del sector eléctrico a nivel de infraestructura? (el sector que tenga mayores limitantes e impida el crecimiento en las demás áreas)**

R:// La parte de transmisión y distribución.

- 5. ¿A qué grado está involucrado el tema de los consumidores en las negociaciones tarifarias?**

R:// No existe una socialización con el usuario final, ni siquiera con grandes consumidores mucho menos con los pequeños. Tal vez a través del COHEP en algunas instancias.

- 6. ¿Cuánto apoyo existe bajo la legislación actual para el desarrollo de proyectos de energía?**

R:// Hasta ahora que ya empezaron a implementar esto que todo debe ser a través de licitaciones, antes había más apoyo, pero hoy en día es todo a través de licitaciones.

- 7. ¿Está usted satisfecho con el ritmo de adopción de nueva legislación en el sector energético? ¿Por qué?**

R:// No, ahora que hubo un incremento de la tarifa se nombró una comisión para que entrara en vigor la nueva ley. Para entrar en vigor la nueva ley hacen falta un montón de cosas, para empezar el Operador del Sistema que debe ser un ente independiente. Actualmente los responsables quieren que el ODS sea la ENEE, pero no se puede ser juez y parte.

8. ¿Qué cambios o nuevas propuestas de reforma le parece que veremos en los próximos 5 años?

R:// Las reformas y propuestas para que el mercado eléctrico opere como debe ser ya están establecidas en la ley, sólo es cuestión de poner en vigencia esas reformas. Las leyes ya están y no se cumplen.

9. ¿Cómo se adapta la oferta de energía frente a la demanda actual?

R:// La demanda actualmente anda en un alrededor de 1,400 MW y la oferta podría ser de aproximadamente 2,000 MW, pero por cuestiones de factores de planta sobre todo en generación de energía renovable. A medida crece la aportación de energías renovables en la matriz energética la oferta debe sobrepasar de aún mayor manera a la demanda.

10. ¿Qué tanto se espera que crezca la demanda en los próximos 5 años?

R:// 80 a 100 MW anuales.

11. ¿Cuál es la base fundamental para la regulación de las tarifas energéticas?

R:// En realidad en el mercado abierto, que es lo que debería estar funcionando, las tarifas se ajustan y varían en función de oferta y demanda. En dado caso no es una cuestión de tarifas si no de un precio de mercado, a lo que le llamamos un mercado spot, hacia eso se supone que nos deberíamos dirigir.

12. ¿Cuáles son los tipos de tarifas que existen en el país?

R:// Residenciales, Alta, media y baja tensión.

13. ¿Qué tan amigable es el mercado frente a la apertura nuevas plantas generadoras, que aumenten la oferta energética del país? (Que tan atractivo es para un inversionista).

R:// En la nueva ley las cosas ya no se dan como antes que se podían suscribir contratos que se llamaban PPA en los que se podían dar la opción de declarar una emergencia o conseguir con la ENEE un PPA. Hoy en día en la nueva ley sólo se puede a través de licitaciones.

14. ¿Considera usted que las tarifas energéticas van de la mano con los costos actuales de generación, transmisión y distribución para el consumidor final?

R:// No, definitivamente no. Lo que pasa es que a medida que en el mercado exista una competencia justa deberían bajar los precios.

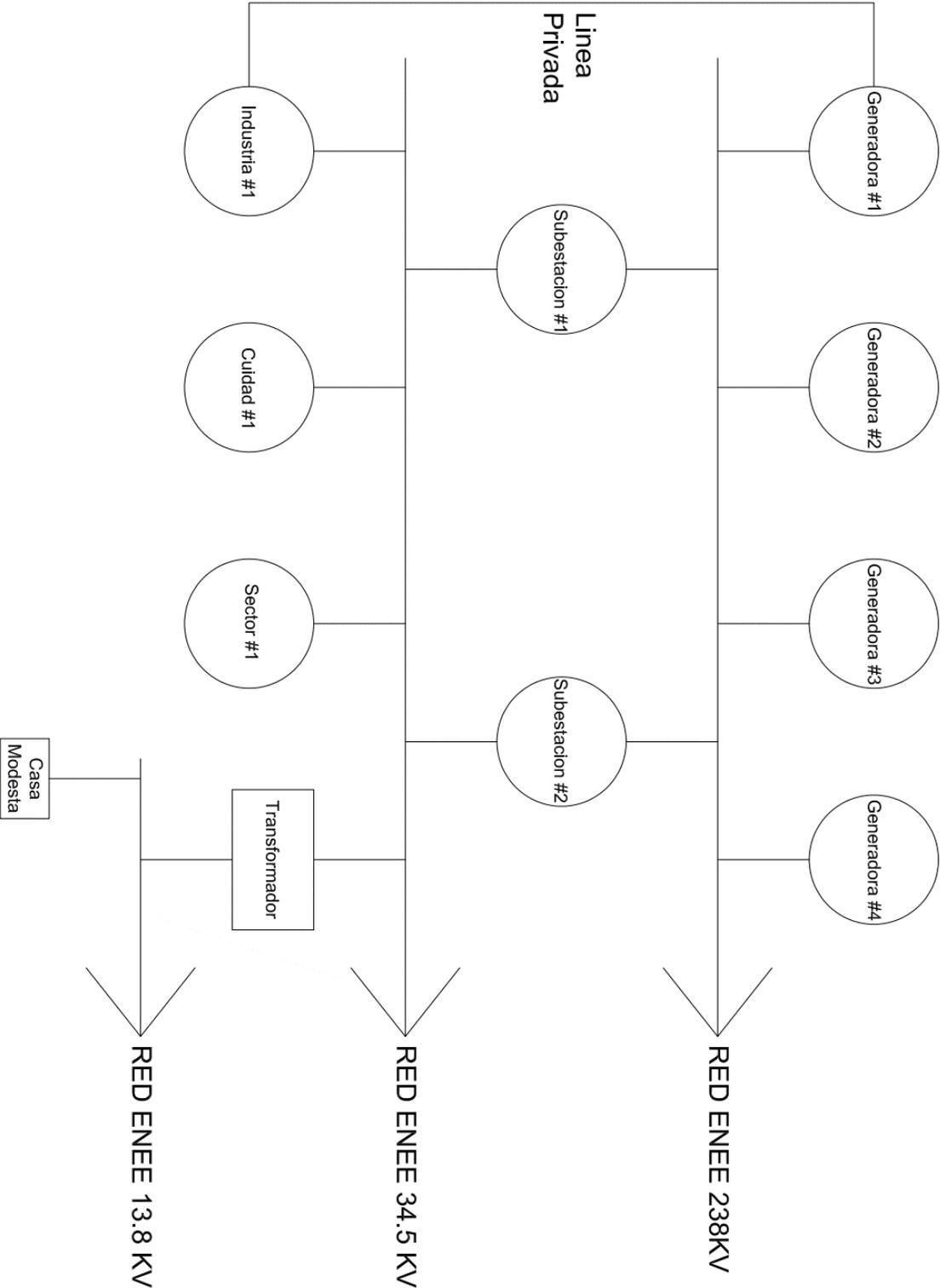
15. ¿Cuál es la viabilidad de adoptar un mercado eléctrico más abierto en los próximos 5 años?

R:// La ley del mercado se aprobó en el Congreso en el 2014 pero han pasado ya 4 años. Es un tema delicado en el que hay muchos intereses de por medio, pero si la ley ya está aprobada en el Congreso y publicada en la Gaceta hay que preguntar a los políticos por qué no se ha hecho nada.

16. ¿Qué conocimiento tiene de los mercados de contratos bilaterales físicos? ¿Podrían ser aplicables a nuestra situación, y de no serlo por qué?

R:// No tengo alguno, más que los contratos PPA y/o privados. Y el mercado Spot.

ANEXO 6. Sistema de Medición Inteligente



ANEXO 7. Reporte de Ejecución Mensual de Presupuesto CREE, Noviembre 2018

Grupo de Gasto	Objeto de Gasto	Aprobado	Vigente	Ejecutado del Mes	Ejecutado Acumulado	Saldo Disponible	% de Ejecución
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11520 - Decimocuarto Mes	-	360,000		360,000	-	100.0
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11760 - Contribuciones al Instituto Nacional de Formación Profesional	-	75,729	102	74,528	1,201	98.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22100 - Alquiler de Edificios, Viviendas y Locales	1,410,000	1,638,510	136,542	1,501,966	136,544	91.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27500 - Gastos Judiciales	-	2,632,041	222,000	2,140,040	492,001	81.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21100 - Energía Eléctrica	120,000	120,000	6,247	90,569	29,431	75.5
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12100 - Sueldos Básicos	3,000,000	8,400,000	482,233	6,070,986	2,329,014	72.3
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12550 - Contribuciones para Seguro Social	100,000	172,686		120,559	52,127	69.8
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	29100 - Ceremonial y Protocolo	60,000	60,000	40,945	40,945	19,055	68.2

10000 - SERVICIOS PERSONALES	12420 - Decimocuarto Mes	250,000	775,543		498,152	277,391	64.2
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12560 - Contribuciones al Instituto Nacional de Formación Profesional	-	61,800	7,377	31,965	29,835	51.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21200 - Agua	36,000	36,000	1,849	17,868	18,132	49.6
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11100 - Sueldos Básicos	-	4,320,000	520,000	2,076,667	2,243,333	48.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33500 - Libros, Revistas y Periódicos	8,500	8,500		4,000	4,500	47.1
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11750 - Contribuciones para Seguro Social	-	25,280		11,101	14,179	43.9
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39100 - Elementos de Limpieza y Aseo Personal	25,000	5,000	1,725	1,725	3,275	34.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21420 - Telefonía Fija	36,000	36,000	945	11,091	24,909	30.8
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23360 - Mantenimiento y Reparación de Equipo de Oficina y Muebles	80,000	15,000		4,370	10,630	29.1

20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23390 - Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos	-	50,000		13,110	36,890	26.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25300 - Servicio de Imprenta, Publicaciones y Reproducciones	600,000	600,000		148,523	451,478	24.8
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31100 - Alimentos y Bebidas para Personas	30,000	30,000	1,520	7,273	22,727	24.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25700 - Servicio de Internet	250,000	168,000	30,767	30,767	137,233	18.3
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12410 - Decimotercer Mes	250,000	775,543	-	135,323	640,221	17.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	29200 - Servicios de Vigilancia	360,000	550,000	-	95,833	454,167	17.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39600 - Repuestos y Accesorios	35,000	45,000	-	6,028	38,972	13.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24710 - Servicios de Consultoría de Gestión Administrativa, Financiera y	9,500,000	11,228,443	582,634	1,383,462	9,844,981	12.3

	Actividades Conexas						
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27210 - Tasas	-	3,500	400	400	3,100	11.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25900 - Otros Servicios Comerciales y Financieros	1,718,189	73,970		4,366	69,604	5.9
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12910 - Contratos Especiales	23,752,000	4,127,531		59,500	4,068,031	1.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26210 - Viáticos Nacionales	200,000	200,000		2,681	197,319	1.3
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42510 - Equipo de Comunicación	-	271,775	-	2,692	269,083	1.0
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42600 - Equipos para Computación	-	680,000	-	5,463	674,538	0.8
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42110 - Muebles Varios de Oficina	65,000	1,581,100		9,196	1,571,904	0.6
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11400 - Adicionales	-	7,271,488		-	7,271,488	-
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11510 - Decimotercer Mes	-	360,000		-	360,000	-

10000 - SERVICIOS PERSONALES	11710 - Contribuciones al Instituto Nacional de Jubilaciones y Pensiones de los Empleados y Funcionarios del	-	626,400			-	626,400	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21410 - Correo Postal	1,300	1,300			-	1,300	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22260 - Alquiler de Equipo de Oficina y Muebles	35,000	5,000			-	5,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23100 - Mantenimiento y Reparación de Edificios y Locales	100,000	100,000	-		-	100,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23500 - Limpieza, Aseo y Fumigación	50,000	43,000	-		-	43,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24300 - Servicios Jurídicos	720,000	720,000			-	720,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24400 - Servicios de Contabilidad y Auditoría	-	400,000			-	400,000	-

20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24500 - Servicios de Capacitación	1,200,000	411,210			-	411,210	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25400 - Primas y Gastos de Seguro	250,000	239,000	-		-	239,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26110 - Pasajes Nacionales	100,000	100,000			-	100,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26120 - Pasajes al Exterior	200,000	200,000			-	200,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26220 - Viáticos al Exterior	300,000	300,000			-	300,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31420 - Productos Forestales	10,000	20,000			-	20,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32200 - Confecciones Textiles	10,000	29,340			-	29,340	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32310 - Prendas de Vestir	10,000	25,000			-	25,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33100 - Papel de Escritorio	30,000	5,000			-	5,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33300 - Productos de Artes Gráficas	50,000	240,000			-	240,000	-

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33400 - Productos de Papel y Cartón	30,000	5,000	-	5,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35210 - Productos Farmacéuticos y Medicinales Varios	5,000	2,700	-	2,700	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35400 - Insecticidas, Fumigantes y Otros	2,500	1,000	-	1,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35500 - Tintas, Pinturas y Colorantes	30,000	15,000	-	15,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35800 - Productos de Material Plástico	1,500	1,500	-	1,500	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36400 - Herramientas Menores	-	6,000	-	6,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36920 - Accesorios de Metal	-	31,740	-	31,740	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37200 - Productos de Vidrio	10,000	33,000	-	33,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39200 - Utiles de Escritorio, Oficina y Enseñanza	35,000	15,000	-	15,000	-

40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42120 - Equipos Varios de Oficina	65,000	65,750			-	65,750	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42520 - Equipo de Señalamiento	-	5,520			-	5,520	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42800 - Herramientas Mayores	10,000	4,000			-	4,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	45100 - Aplicaciones Informáticas	2,100,000	7,600,000			-	7,600,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	46200 - Equipo de Seguridad (Policia)	-	8,250			-	8,250	-
50000 - TRANSFERENCIA S Y DONACIONES	53310 - Transferencias a Organismos Internacionales - Cuotas Ordinarias	250,000	250,000			-	250,000	-

ANEXO 8. Reporte de Ejecución Mensual de Presupuesto ENEE, Noviembre 2018

Grupo de Gasto	Objeto de Gasto	Aprobado	Vigente	Ejecutado del Mes	Ejecutado Acumulado	Saldo Disponible	% de Ejecución
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11990 - Otros Servicios Personales	1,669,862	-		-	-	#DIV/0
50000 - TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	52120 - Transferencias Corrientes a Instituciones Descentralizadas	100,000	100,000		100,000	-	100.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39700 - Energia Electrica para Reventa	17,110,213,770	17,746,163,770	419,789,605	17,489,366,767	256,797,003	98.6
50000 - TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	53310 - Transferencias a Organismos Internacionales - Cuotas Ordinarias	200,000,000	200,000,000		191,996,981	8,003,020	96.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35660 - Bunker	77,678,000	76,678,000	-	71,247,401	5,430,599	92.9
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11750 - Contribuciones para Seguro Social	13,980,734	13,980,734	1,367,630	12,933,626	1,047,108	92.5
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12420 - Decimocuarto Mes	8,098,377	8,098,377		7,448,720	649,657	92.0
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42310 - Equipo de Transporte Terrestre para Personas	-	12,392,994	4,531,304	11,393,609	999,385	91.9

10000 - SERVICIOS PERSONALES	11760 - Contribuciones al Instituto Nacional de Formación Profesional	10,218,902	10,218,902	506,579	9,284,913	933,989	90.9
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11520 - Decimocuarto Mes	61,177,829	61,177,829	-	53,803,303	7,374,526	87.9
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12100 - Sueldos Básicos	95,183,571	95,183,571	6,882,495	82,912,379	12,271,192	87.1
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	71230 - Intereses por Préstamos de la Administración Central	1,109,000,000	1,109,000,000	8,401,128	956,666,084	152,333,916	86.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25500 - Comisiones y Gastos Bancarios	67,759,411	88,759,411	7,722,525	74,955,987	13,803,424	84.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25600 - Publicidad y Propaganda	2,057,800	3,317,800	721,415	2,764,346	553,454	83.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	29200 - Servicios de Vigilancia	70,060,000	70,060,000	5,977,240	56,615,644	13,444,356	80.8
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11100 - Sueldos Básicos	743,810,096	743,810,096	53,734,594	591,580,262	152,229,834	79.5
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	71220 - Intereses por Préstamos del Sector Privado	1,053,209,609	1,053,209,609	306,731,295	831,131,920	222,077,689	78.9
10000 - SERVICIOS PERSONALES	13000 - Asignaciones Familiares	500,000	500,000	35,366	376,679	123,321	75.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22100 - Alquiler de Edificios, Viviendas y Locales	35,215,039	35,595,039	3,909,471	26,720,859	8,874,180	75.1

10000 - SERVICIOS PERSONALES	11600 - Complementos	86,828,877	124,508,877	5,117,298	92,838,006	31,670,871	74.6
10000 - SERVICIOS PERSONALES	14100 - Horas Extraordinarias	77,620,978	77,620,978	5,219,007	57,809,589	19,811,389	74.5
10000 - SERVICIOS PERSONALES	16100 - Beneficios	44,745,000	44,745,000	2,195,030	32,612,632	12,132,368	72.9
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27500 - Gastos Judiciales	251,548,650	171,548,650	28,787,415	122,492,088	49,056,562	71.4
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	74200 - Intereses de la Deuda Pública Externa a Largo Plazo	247,240,784	247,240,784		174,798,210	72,442,574	70.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25400 - Primas y Gastos de Seguro	250,073,872	250,073,872	34,274,117	176,221,822	73,852,050	70.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25900 - Otros Servicios Comerciales y Financieros	3,504,255,957	3,504,255,957	84	2,455,604,082	1,048,651,875	70.1
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12560 - Contribuciones al Instituto Nacional de Formación Profesional	1,195,795	1,195,795	233,421	835,407	360,388	69.9
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22210 - Alquiler de Equipos y Maquinarias de Producción	202,864,400	109,484,400	24,065,753	65,906,975	43,577,425	60.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24720 - Servicios de Consultoría de Monitoreo y Evaluación	306,040,000	305,038,880	82,492,012	177,160,562	127,878,318	58.1
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47210 - Construcciones y Mejoras de Bienes	2,040,723,303	2,040,723,303		1,180,495,884	860,227,419	57.8

	en Dominio Público						
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21420 - Telefonía Fija	3,462,283	3,462,283	213,216	1,915,887	1,546,396	55.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23310 - Mantenimiento y Reparación de Equipos y Maquinarias de Producción	9,827,500	6,327,500	54,550	3,439,961	2,887,539	54.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35620 - Diesel	303,683,414	116,304,214	8,891,239	62,771,583	53,532,631	54.0
10000 - SERVICIOS PERSONALES	16200 - Compensaciones	212,817,848	212,817,848	5,681,224	112,758,019	100,059,829	53.0
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	74300 - Comisiones y Otros Gastos de la Deuda Pública Externa a Largo Plazo	10,000,000	10,000,000		5,293,174	4,706,826	52.9
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26210 - Viáticos Nacionales	30,760,949	31,810,949	1,137,003	16,089,141	15,721,808	50.6
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12550 - Contribuciones para Seguro Social	3,589,200	3,589,200	12,762	1,763,968	1,825,232	49.1
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47120 - Supervisión de Construcciones y Mejoras de Bienes en Dominio Privado	17,649,616	33,649,616	1,533,595	16,192,601	17,457,015	48.1

20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21200 - Agua	584,160	1,503,360	131,466	713,197	790,163	47.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23330 - Mantenimiento y Reparación de Equipos Sanitarios y de Laboratorio	65,000	65,000	29,900	29,900	35,100	46.0
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21490 - Otros Servicios Básicos	1,253,011	1,253,011	1,740	550,968	702,043	44.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33500 - Libros, Revistas y Periódicos	735,920	1,323,253	-	533,652	789,601	40.3
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24710 - Servicios de Consultoría de Gestión Administrativa, Financiera y Actividades Conexas	181,547,999	40,197,999	748,187	15,825,459	24,372,540	39.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25100 - Servicio de Transporte	24,654,339	17,054,339	558,520	5,654,958	11,399,381	33.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26120 - Pasajes al Exterior	2,371,260	1,371,260	53,580	419,124	952,136	30.6
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35800 - Productos de Material Plástico	1,221,736	521,736	-	156,526	365,210	30.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35650 - Aceites y Grasas Lubricantes	10,271,633	9,291,633	188,165	2,670,822	6,620,812	28.7
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31100 - Alimentos y Bebidas para Personas	4,788,158	4,267,148	118,301	1,195,643	3,071,505	28.0

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	34400 - Llantas y Cámaras de Aire	8,683,256	6,653,256	65,558	1,766,009	4,887,247	26.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25300 - Servicio de Imprenta, Publicaciones y Reproducciones	10,127,500	8,207,500	583,637	2,003,368	6,204,132	24.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23500 - Limpieza, Aseo y Fumigación	6,446,262	8,347,382	795,388	2,024,094	6,323,288	24.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23320 - Mantenimiento y Reparación de Equipos de Tracción y Elevación	876,681	876,681	-	188,860	687,821	21.5
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47210 - Construcciones y Mejoras de Bienes en Dominio Público	537,653,453	537,653,453	40,286,793	114,975,966	422,677,487	21.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23200 - Mantenimiento y Reparación de Equipos y Medios de Transporte	18,311,056	11,611,056	401,834	2,432,166	9,178,890	20.9
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33100 - Papel de Escritorio	2,793,758	2,793,758	41,442	581,178	2,212,580	20.8
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23400 - Mantenimiento y Reparación de Obras Civiles e Instalaciones Varias	103,832,290	84,032,290	3,127,630	17,221,193	66,811,097	20.5

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36930 - Elementos de Ferretería	6,532,079	5,032,079	248,304	1,025,946	4,006,133	20.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39600 - Repuestos y Accesorios	72,072,025	33,222,025	895,261	6,346,394	26,875,631	19.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39100 - Elementos de Limpieza y Aseo Personal	4,895,001	3,301,901	18,784	629,412	2,672,489	19.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35610 - Gasolina	7,799,761	7,789,761	-	1,448,826	6,340,935	18.6
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32100 - Hilados y Telas	144,000	144,000	-	25,890	118,110	18.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39200 - Utiles de Escritorio, Oficina y Enseñanza	9,020,391	7,512,068	135,666	1,283,616	6,228,453	17.1
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23390 - Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos	7,243,409	5,518,409	502,344	928,397	4,590,012	16.8
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36100 - Productos Ferrosos	3,322,493	3,322,493	291,436	557,637	2,764,856	16.8
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35400 - Insecticidas, Fumigantes y Otros	1,493,524	1,493,524	188,922	240,085	1,253,440	16.1
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23360 - Mantenimiento y Reparación de	949,861	949,861	-	149,902	799,960	15.8

	Equipo de Oficina y Muebles						
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	29100 - Ceremonial y Protocolo	5,969,700	6,769,700	101,624	1,049,958	5,719,742	15.5
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35100 - Productos Químicos	3,172,750	3,492,750	82,355	541,534	2,951,216	15.5
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42110 - Muebles Varios de Oficina	8,813,023	8,813,023	266,047	1,206,562	7,606,461	13.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22220 - Alquiler de Equipos de Transporte, Tracción y Elevación	2,275,200	2,220,000	69,000	299,000	1,921,000	13.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26220 - Viáticos al Exterior	7,444,452	6,044,452	86,504	780,326	5,264,126	12.9
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33700 - Especies Timbradas y Valores	535,900	535,900	3,000	68,081	467,819	12.7
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35500 - Tintas, Pinturas y Colorantes	3,349,465	3,249,465	16,695	404,722	2,844,743	12.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23100 - Mantenimiento y Reparación de Edificios y Locales	8,491,591	4,207,191	85,215	509,117	3,698,074	12.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31420 - Productos Forestales	216,870	216,870		25,000	191,870	11.5
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11720 - Contribuciones al Instituto Nacional	500,000	500,000		56,894	443,106	11.4

	de Previsión del Magisterio						
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33400 - Productos de Papel y Cartón	955,763	955,763	1,713	106,103	849,660	11.1
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27121 - Impuesto sobre Industria, Comercio y Servicios	17,019,000	7,968,000	-	873,483	7,094,517	11.0
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39300 - Útiles y Materiales Eléctricos	137,500,690	34,043,949	406,508	3,718,738	30,325,211	10.9
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42120 - Equipos Varios de Oficina	9,644,390	9,644,390	144,211	1,005,965	8,638,425	10.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	34200 - Artículos de Cuero	520,933	520,933	50,140	53,210	467,723	10.2
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37500 - Cemento, Cal y Yeso	316,910	316,910		30,709	286,201	9.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24500 - Servicios de Capacitación	10,090,418	5,197,813	-	503,055	4,694,758	9.7
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24710 - Servicios de Consultoría de Gestión Administrativa, Financiera y Actividades Conexas	186,359,408	98,679,408	1,125,468	9,532,155	89,147,253	9.7
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	34300 - Artículos de Caucho	593,758	593,758	14,339	52,205	541,553	8.8
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	41130 - Tierras, Predios y Solares	255,000,000	255,000,000	7,109,520	22,215,664	232,784,336	8.7

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	38400 - Piedra, Arcilla y Arena	399,300	399,300		32,700	366,600	8.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24300 - Servicios Jurídicos	700,000	700,000	7,000	57,000	643,000	8.1
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	71120 - Amortización Préstamos del Sector Privado	234,388,107	234,388,107	18,059,175	18,059,175	216,328,932	7.7
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11790 - Otras Contribuciones Patronales	75,183,674	75,183,674	-	5,466,370	69,717,304	7.3
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36400 - Herramientas Menores	14,873,862	7,896,538	205,819	566,187	7,330,351	7.2
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42600 - Equipos para Computación	22,922,333	22,922,333	458,166	1,607,583	21,314,750	7.0
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	26110 - Pasajes Nacionales	3,521,396	2,421,396	-	167,014	2,254,382	6.9
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24600 - Servicios de Informática y Sistemas Computarizados	6,338,700	1,161,700	-	67,565	1,094,135	5.8
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	25700 - Servicio de Internet	1,886,411	1,886,411	13,173	102,365	1,784,046	5.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27129 - Impuestos Municipales Varios	4,001,627	3,001,627	30,684	158,457	2,843,170	5.3
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37200 - Productos de Vidrio	354,600	354,600		17,791	336,809	5.0
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42270 - Maquinaria y Equipo de	9,040,900	9,040,900	-	424,302	8,616,598	4.7

	Producción de Servicio (Agua, Luz, Teléfono etc)							
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31410 - Productos Agrícolas	509,670	509,670		23,738	485,932		4.7
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47110 - Construcciones y Mejoras de Bienes en Dominio Privado	430,511,300	543,468,306	5,551,646	24,709,773	518,758,533		4.5
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33300 - Productos de Artes Gráficas	1,462,986	1,462,986	4,654	65,734	1,397,252		4.5
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23370 - Mantenimiento y Reparación de Equipos de Comunicación	8,605,749	1,605,749	65,697	71,698	1,534,051		4.5
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42510 - Equipo de Comunicación	11,587,500	11,587,500		378,332	11,209,168		3.3
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	31500 - Madera, Corcho y sus Manufacturas	662,841	662,841		21,045	641,796		3.2
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32400 - Calzados	1,996,820	2,089,320		55,142	2,034,178		2.6
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42800 - Herramientas Mayores	63,516,571	63,516,571	364,209	1,575,883	61,940,688		2.5
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35300 - Abonos y Fertilizantes	683,660	733,660		16,320	717,340		2.2

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37400 - Productos de Cemento, Asbesto y Yeso	542,300	542,300		11,880	530,420	2.2
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23350 - Mantenimiento y Reparación de Equipo para Computación	2,767,558	1,467,558	560	31,617	1,435,941	2.2
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37910 - Productos Aislantes	891,200	891,200		12,205	878,995	1.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32310 - Prendas de Vestir	3,287,330	3,315,980	1,150	44,785	3,271,195	1.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36200 - Productos no Ferrosos	1,616,650	309,950	-	3,970	305,980	1.3
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	45100 - Aplicaciones Informáticas	101,759,050	101,759,050		1,256,863	100,502,187	1.2
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42900 - Equipos para Electrificación (Medidores, Transformadores y Postes)	65,751,700	65,751,700	120,044	750,356	65,001,344	1.1
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42510 - Equipo de Comunicación	10,200,957	10,200,957	28,152	107,227	10,093,730	1.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	33200 - Papel para Computación	1,701,041	1,801,041	9,523	17,549	1,783,492	1.0
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12410 - Decimotercer Mes	8,098,377	8,098,377	-	40,644	8,057,733	0.5

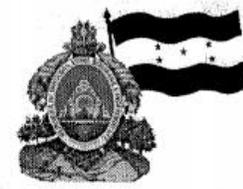
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36920 - Accesorios de Metal	1,601,000	1,101,000	592	4,931	1,096,069	0.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36300 - Estructuras Metálicas Acabadas	578,599	578,599		2,504	576,095	0.4
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35930 - Productos Químicos de Uso Personal	109,765	109,765	-	410	109,355	0.4
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27210 - Tasas	5,516,000	5,516,000		13,214	5,502,786	0.2
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37100 - Productos de Arcilla y Cerámica	912,728	908,328		2,025	906,303	0.2
10000 - SERVICIOS PERSONALES	11510 - Decimotercer Mes	61,920,116	61,920,116	-	80,669	61,839,447	0.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37920 - Productos Abrasivos	360,533	360,533		339	360,194	0.1
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24200 - Estudios, Investigaciones y Análisis de Factibilidad	54,992,700	50,992,700	-	38,500	50,954,200	0.1
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39400 - Utensilios de Cocina y Comedor	217,834	217,834		125	217,709	0.1
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47210 - Construcciones y Mejoras de Bienes en Dominio Público	15,000,000	15,000,000		-	15,000,000	-

10000 - SERVICIOS PERSONALES	11710 - Contribuciones al Instituto Nacional de Jubilaciones y Pensiones de los Empleados y Funcionarios del	-	1,669,862	-	1,669,862	-
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12200 - Jornales	261,000	261,000	-	261,000	-
10000 - SERVICIOS PERSONALES	12910 - Contratos Especiales	2,997,835	2,997,835	-	2,997,835	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21410 - Correo Postal	149,300	149,300	-	149,300	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	21430 - Telefonía Celular	150,050	150,050	-	150,050	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22250 - Alquiler de Equipo para Computación	750,000	313,320	-	313,320	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22300 - Alquiler de Tierras y Terrenos	1,459,600	9,600	-	9,600	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	22900 - Otros Alquileres	88,943	88,943	-	88,943	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	23600 - Mantenimiento de Sistemas Informáticos	2,144,133	544,133	-	544,133	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	24400 - Servicios de Contabilidad y Auditoría	7,554,000	854,000	-	854,000	-
20000 - SERVICIOS NO PERSONALES	27116 - Impuestos a Servicios de Vías Publicas	-	51,000	-	51,000	-

30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	32200 - Confecciones Textiles	751,350	751,350	-	-	751,350	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	34100 - Cueros y Pieles	12,000	12,000	-	-	12,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35210 - Productos Farmacéuticos y Medicinales Varios	2,676,628	2,676,628	-	-	2,676,628	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35640 - Gas LPG	19,850	19,850	-	-	19,850	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	35910 - Productos Explosivos y de Pirotecnia	25,000	25,000	-	-	25,000	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	36500 - Material de Guerra y Seguridad	1,213,644	1,213,644	-	-	1,213,644	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	37300 - Productos de Loza y Porcelana	63,450	63,450	-	-	63,450	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39510 - Instrumental Médico Quirúrgico Menor	10,785	10,785	-	-	10,785	-
30000 - MATERIALES Y SUMINISTROS	39800 - Utiles Deportivos, Recreativos y de Rescate	1,400,001	1,400,001	-	-	1,400,001	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	41120 - Para Construcción de Bienes en Dominio Público	93,518	93,518	-	-	93,518	-

40000 - BIENES CAPITALIZABLES	41210 - Edificios y Locales	90,000	90,000	-	90,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	41240 - Instalaciones Varias	2,100,000	2,100,000	-	2,100,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42130 - Muebles para Alojamiento Colectivo	900,700	900,700	-	900,700	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42140 - Electrodomésticos	892,400	892,400	-	892,400	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42310 - Equipo de Transporte Terrestre para Personas	83,424,400	83,424,400	-	83,424,400	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42340 - Equipo de Elevación y Tracción	20,000,000	20,000,000	-	20,000,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42430 - Equipo de Laboratorio no Médico	2,302,000	2,302,000	-	2,302,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42710 - Muebles y Equipos Educativos	80,150	80,150	-	80,150	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	43100 - Libros y Revistas	45,000	45,000	-	45,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	43300 - Películas y Otras Unidades de Imagen y Sonido	28,000	28,000	-	28,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	45200 - Otros Bienes Intangibles	50,000	50,000	-	50,000	-
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	47110 - Construcciones y Mejoras de Bienes	20,243,000	20,243,000	-	20,243,000	-

	en Dominio Privado					
50000 - TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	51220 - Ayuda Social a Personas	800,000	800,000	-	-	800,000
50000 - TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	52110 - Transferencias Corrientes a Instituciones de la Administración Central	47,731,989	47,731,989	-	-	47,731,989
70000 - SERVICIO DE LA DEUDA PUBLICA	74100 - Amortización de la Deuda Pública Externa a Largo Plazo	1,343,500	1,343,500	-	-	1,343,500
40000 - BIENES CAPITALIZABLES	42110 - Muebles Varios de Oficina	750,000	750,000	-	-	750,000

DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE HONDURAS

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Empresa Nacional de Aprovechamiento
E.N.A.G.

Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXXXVII TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A. MARTES 20 DE MAYO DEL 2014. NUM. 33.431

Sección A

<p style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: large;">Poder Legislativo</p> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px; margin: 5px 0;">DECRETO No. 404-2013</p> <p style="text-align: center; font-weight: bold;">EL CONGRESO NACIONAL,</p> <p>CONSIDERANDO: Que la Ley Marco del Subsector Eléctrico data del año 1994, y que desde entonces la industria de la energía eléctrica en el mundo, incluyendo el área centroamericana, ha continuado su evolución hacia una estructura de mercado abierto a la competencia.</p> <p>CONSIDERANDO: Que Honduras es signataria del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y que, junto con los demás países de la región, participó en la ejecución del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), el cual ha creado la infraestructura física de transmisión, así como la infraestructura institucional y regulatoria de un Mercado Eléctrico Regional que inició sus operaciones en el 2013.</p> <p>CONSIDERANDO: Que la legislación del sector eléctrico debe ser armonizada con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo objetivo es el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de los habitantes de la región.</p> <p>CONSIDERANDO: Que la situación descrita demanda que se actualice tanto la organización como las reglas de funcionamiento de la industria eléctrica del país, incorporando estructuras y prácticas modernas, para lo cual se requiere de una nueva legislación del sector eléctrico.</p>	<p style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: large;">SUMARIO</p> <p style="text-align: center; font-weight: bold;">Sección A Decretos y Acuerdos</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <tr> <td style="width: 10%; text-align: center;">404-2013</td> <td style="width: 70%;"> PODER LEGISLATIVO Decreto: LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. Decretos Nos.: 302-2013, 303-2013 y 358-2014 </td> <td style="width: 20%; text-align: center;"> A. 1-24 A. 25-139 </td> </tr> <tr> <td></td> <td>AVANCE</td> <td style="text-align: center;">A. 140</td> </tr> </table> <p style="text-align: center; font-weight: bold;">Sección B Avisos Legales</p> <p style="text-align: center; font-size: x-small;">Desprendible para su comodidad</p> <p style="text-align: right; font-size: x-small;">B. 1-36</p> <p>CONSIDERANDO: Que dicha modernización fomentará la eficiencia del sector y la reducción de las pérdidas, así como la competencia en la generación de energía eléctrica, con lo cual, en el mediano plazo, el país podrá contar con tarifas competitivas en el ámbito regional.</p> <p>CONSIDERANDO: Que la separación de las actividades del sector permitirá que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica concentre sus esfuerzos en el desarrollo de los recursos naturales renovables del país, contando con el apoyo del sector privado en las tareas subsidiarias de la transmisión, la operación del sistema y la distribución de electricidad.</p> <p>CONSIDERANDO: Que para el buen funcionamiento de la industria de la energía eléctrica a nivel nacional, así como para el funcionamiento armonioso dentro del mercado eléctrico regional, es esencial contar con un ente regulador técnicamente calificado e independiente.</p>	404-2013	PODER LEGISLATIVO Decreto: LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. Decretos Nos.: 302-2013, 303-2013 y 358-2014	A. 1-24 A. 25-139		AVANCE	A. 140
404-2013	PODER LEGISLATIVO Decreto: LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. Decretos Nos.: 302-2013, 303-2013 y 358-2014	A. 1-24 A. 25-139					
	AVANCE	A. 140					

A. 1

POR TANTO,

DECRETA

La siguiente:

**LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA**

**TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

**CAPÍTULO I
OBJETO DE LA LEY, DEFINICIONES Y NORMAS
SUPLETORIAS**

**ARTÍCULO 1.- OBJETO DE LA LEY, REGLA-
MENTACIÓN, DEFINICIONES Y NORMAS SUPLE-
TORIAS.**

A. OBJETO DE LA LEY. La presente Ley tiene por objeto regular:

- I. Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras;
- II. La importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia celebrados por el Gobierno de la República; y,
- III. La operación del sistema eléctrico nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el sistema eléctrico y el mercado eléctrico regional centroamericano.

B. REGLAMENTACIÓN. Las disposiciones de esta ley serán desarrolladas mediante reglamentos junto con normativas técnicas específicas.

C. DEFINICIONES. Para los efectos de esta Ley se entiende por:

- I. Agentes del mercado eléctrico nacional: Las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca el

Reglamento; y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como tales.

- II. Comercialización: La compra y venta de capacidad y energía eléctrica a precios libremente pactados.
- III. Consumidor calificado: Aquel cuya demanda exceda el valor que fijará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos.
- IV. CREE: La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
- V. Distribución: El transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.
- VI. Electricidad: El bien físico subyacente en las transacciones comerciales en cualquiera de sus aspectos: energía, potencia o servicios complementarios, entendiéndose que la potencia es la razón de flujo de la energía por unidad de tiempo, la capacidad de una instalación es la potencia máxima que puede entregar, transportar, o utilizar, y los servicios complementarios son servicios esenciales para mantener la calidad del suministro que serán identificados en los Reglamentos.

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

LIC. MARTHA ALICIA GARCÍA
Gerente General

JORGE ALBERTO RICO SALINAS
Coordinador y Supervisor

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-4356
Administración: 2230-3026
Planta: 2230-8787

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

- VII. ENEE: La Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- VIII. Generación: La producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de la energía de diversas clases de fuentes.
- IX. Ley: La presente Ley General de la Industria Eléctrica.
- X. Transmisión: El transporte de la energía a través de la red eléctrica de alta tensión; se entenderá por alta tensión aquella que es igual o superior a sesenta mil voltios; la red de transmisión liga a centrales generadoras, empresas distribuidoras y a grandes consumidores.
- XI. Operación del sistema: La planificación y la conducción de la operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico nacional, incluyendo las relaciones con los sistemas eléctricos de los países vecinos y con el sistema y mercado eléctrico regional.
- XII. Reglamentos: Los Reglamentos que desarrollan las disposiciones de la Ley.
- XIII. Secretaría: Secretaría de Estado que sea designada como la autoridad superior del Subsector Eléctrico.
- XIV. Sistema Interconectado Nacional: El sistema eléctrico formado por las centrales generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción.
- XV. Usuario o consumidor: La persona natural o jurídica titular de un contrato de suministro de energía eléctrica.
- D. NORMAS SUPLETORIAS.** A falta de disposición expresa en esta Ley, serán aplicables de manera supletoria, las siguientes, en el orden que se indica:
- I. El Código de Comercio;
 - II. El Código Civil;
 - III. Las leyes especiales; y,
 - IV. Las leyes generales.

TÍTULO II

INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

CAPÍTULO I

CABEZA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

ARTÍCULO 2.- POLÍTICAS PÚBLICAS. La Secretaría será responsable de proponer a la Presidencia de la República

las políticas públicas que orientarán las actividades del subsector eléctrico. El Presidente de la República puede someter dichas propuestas a discusión en Consejo de Ministros, o en el seno de un grupo de Secretarios de Estado convocados por él para ese propósito. La Secretaría será igualmente responsable del seguimiento de las políticas adoptadas, y a ese fin se creará una Subsecretaría de Estado.

CAPÍTULO II

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ARTÍCULO 3.- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. Se crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), como una entidad desconcentrada del Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica, con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar la capacidad técnica y financiera necesaria para el cumplimiento de sus objetivos. La integración y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se sujetará a lo dispuesto en el presente artículo.

A. COMISIONADOS DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE). La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), está integrada por tres (3) comisionados nombrados por el Presidente de la República a propuesta de una Junta Nominadora.

Los comisionados nombrados durarán siete (7) años en el ejercicio de sus funciones y no pueden ser removidos sin causa justificada a juicio de la Junta Nominadora.

Los comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), tienen el carácter de funcionarios públicos, desempeñarán sus funciones a tiempo completo, con exclusividad, y no podrán ocupar otro cargo remunerado o ad honorem excepto los de carácter docente. Los salarios que los comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), devengarán se basarán en valores competitivos para el tipo de actividad realizada. Sus períodos serán escalonados de tal forma que no se venzan simultáneamente, a fin de proteger la memoria institucional.

Al término del período para el que fueron nombrados, los comisionados pueden ser designados hasta por un período adicional de siete años a propuesta de la Junta Nominadora.

Podrá ejercerse acción judicial contra los miembros de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por razón de las acciones, decisiones y acuerdos adoptados en cumplimiento de la Ley, siempre y cuando previamente se haya promovido la correspondiente acción contencioso-administrativa y que ésta haya sido resuelta favorablemente a las pretensiones del demandante mediante sentencia judicial firme. Este requisito es indispensable para dar curso a las acciones judiciales contra los miembros de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), sus funcionarios y empleados a título personal.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), cubrirá los costos de la defensa de los comisionados por cualquier proceso que se inicie en su contra por decisiones tomadas en el ejercicio de sus funciones regulatorias. Lo señalado en el presente párrafo también aplicará a los comisionados que ya no estén en el ejercicio de sus funciones. Adicionalmente, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede contratar seguros de responsabilidad civil para los comisionados.

B. INTEGRACIÓN DE LA JUNTA NOMINADORA. La Junta Nominadora está integrada por:

- I. Una persona designada por los Rectores de las universidades nacionales, públicas y privadas, quien la presidirá;
- II. Una persona designada por la Federación de Organizaciones Privadas de Desarrollo de Honduras (FOPRIDEH);
- III. Una persona designada por el Consejo Hondureño de la Empresa Privada (COHEP);
- IV. Una persona designada por el Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras (CIMEQH); y,
- V. Una persona designada por la Federación de Colegios de Profesionales Universitarios de Honduras (FECOPRUH).

C. REQUISITOS PARA SER COMISIONADO DE LA CREE. Los comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), deben cumplir con los siguientes requisitos:

- I. Ser de nacionalidad hondureña;
- II. Ser profesional universitario, especialista en la materia, de reconocido prestigio y honorabilidad;
- III. No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico;
- IV. No tener cuentas pendientes con el Estado;
- V. Estar en el pleno goce de sus derechos civiles y políticos; y,
- VI. No ser miembro de juntas directivas, empleado o funcionario de empresas supervisadas por la CREE o de empresas relacionadas con aquellas.

D. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE LOS COMISIONADOS. La Junta Nominadora seleccionará a seis candidatos que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley y los presentará al Presidente de la República para que éste escoja de entre ellos a los tres comisionados. El Reglamento desarrollará el procedimiento para la nominación de los candidatos y lo relativo al funcionamiento de la Junta Nominadora.

En caso de renuncia justificada, ausencia definitiva o remoción por negligencia o incumplimiento comprobado de cualquiera de los comisionados, el Presidente de la República, nombrará al sustituto de entre la lista de seis candidatos propuestos originalmente. De no haber candidatos disponibles, el Presidente de la República solicitará a la Junta Nominadora que le proponga una terna.

Cuando se trate de llenar una vacante para sustituir a un comisionado que no completó su mandato, se entiende que el sustituto será nombrado únicamente para completar el término del mandato original.

E. NOMINACIÓN DEL PRESIDENTE Y SECRETARIO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE). Los comisionados elegirán de entre ellos a un Presidente y a un Secretario. Estos cargos serán rotatorios cada año según lo defina el Reglamento.

F. FUNCIONES DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE). La Comisión

Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), tiene las funciones siguientes:

- I. Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado;
 - II. Aplicar las sanciones que correspondan a las empresas y usuarios regulados por la Ley en caso de infracciones;
 - III. Expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico;
 - IV. Otorgar las licencias de operación para transmisión y distribución;
 - V. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes, en su caso;
 - VI. Establecer la tasa de actualización, el costo unitario de la energía no suministrada, y los bloques horarios a ser utilizados en el cálculo de tarifas;
 - VII. Aprobar las bases de licitación, supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos;
 - VIII. Aprobar las solicitudes de los abonados para su clasificación como consumidor calificado;
 - IX. Aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público;
 - X. Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas del servicio eléctrico, incluyendo a productores y usuarios;
 - XI. Revisar y aprobar, en su caso, los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el Operador del Sistema, o por la correspondiente empresa operadora en el caso de sistemas aislados que cuenten con transmisión;
 - XII. Asegurar la publicación de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes con base en los cuales fueron adoptadas las mismas;
 - XIII. Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica;
 - XIV. Preparar el proyecto de Reglamento interno, dentro de los sesenta días después de constituida, así como las modificaciones que se requieran y someterlos a la aprobación del Presidente de la República por conducto del Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica;
 - XV. Contratar la asesoría profesional, consultorias y peritajes que requiera para sus funciones;
 - XVI. Llevar el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico; y,
 - XVII. Las demás que le correspondan en virtud de esta Ley y en virtud del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.
- G. FINANCIAMIENTO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE).** La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), tiene presupuesto propio y fondos que destinará al financiamiento de sus fines. La CREE, gozará de independencia funcional y sus ingresos provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa distribuidora. Todas las empresas distribuidoras, o la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en tanto se crean estas empresas, deberán poner a disposición de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en los primeros cinco días de cada mes, el punto veinticinco por ciento (0.25%) del monto total que hayan facturado en el mes previo al mes anterior. Este cargo podrá ser trasladado a las tarifas

de distribución final de energía eléctrica, previa autorización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

- H. PERSONAL DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE).** El personal que preste sus servicios en la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), con excepción del de carácter directivo, será seleccionado mediante concurso público con la asistencia del Centro Asesor para el Desarrollo de los Recursos Humanos (CADERH) u otro ente especializado similar, con base en el mérito y la capacidad de los candidatos.
- I. RESOLUCIONES DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE) Y MEDIOS DE IMPUGNACIÓN.** Las resoluciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), es adoptadas por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Contra las resoluciones adoptadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus funciones procederá el recurso de reposición ante la propia Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el cual le pondrá fin a la vía administrativa. Lo anterior, sin perjuicio de que las partes se sometan a arbitraje en los términos de lo dispuesto en el Artículo 27 de esta Ley.

TÍTULO III

ESTRUCTURA, ORGANIZACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

CAPÍTULO I

EMPRESAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

ARTÍCULO 4.- HABILITACIÓN DE LAS EMPRESAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO. Las actividades reguladas por la Ley pueden ser realizadas por personas jurídicas privadas, públicas, o de capital mixto que cumplan con los requisitos establecidos en la presente Ley, mismas que deberán constituirse como sociedades mercantiles. Están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.

La habilitación legal de las empresas del sector eléctrico podrá imponer condiciones a la salida de las empresas del sector o al

retiro de servicio de sus instalaciones o la reducción de la capacidad de las mismas.

ARTÍCULO 5.- EMPRESAS DE GENERACIÓN Y COMERCIALIZADORAS. Las empresas generadoras y comercializadoras deberán inscribirse en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que llevará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), proveyendo toda la información que se les pida en el formulario de inscripción. Cada vez que se produzcan cambios en las características de las instalaciones o de su operación, las empresas deberán notificar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a los fines de la actualización de su inscripción en el registro antes referido.

Las empresas generadoras que utilicen recursos hidráulicos, deben obtener la respectiva concesión de derechos de aprovechamiento de aguas, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Incentivos a la Generación de Energía Renovable, Decreto No.70-2007 y sus reformas y la Ley General de Aguas, dicha concesión contendrá el plazo, condiciones, alcances y el área correspondiente donde se encuentre el recurso natural renovable y la infraestructura del proceso.

Para todas las empresas generadoras que utilicen fuentes de energías renovables la duración de la respectiva concesión, la licencia de uso del recurso renovable no hídrico y la licencia ambiental será igual a la vida útil del proyecto, la cual será definida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para cada tecnología mediante disposiciones reglamentarias.

ARTÍCULO 6.- EMPRESAS TRANSMISORAS Y DISTRIBUIDORAS. Las empresas transmisoras y las empresas distribuidoras, además de inscribirse en el Registro Público de Empresas del Subsector Eléctrico, deberán solicitar y obtener de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), una licencia de operación para el servicio público de electricidad.

CAPÍTULO II

LICENCIAS DE OPERACIÓN

ARTÍCULO 7.- LICENCIAS DE OPERACIÓN Y SU RÉGIMEN APLICABLE.

- A. LICENCIAS DE OPERACIÓN.** Las licencias de operación para transmisión y para distribución serán otorgadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), previa verificación de la capacidad técnica y

financiera del solicitante, y deberán establecer, entre otras, las condiciones siguientes:

- I. Las condiciones aplicables a la prestación del servicio, debiéndose indicar los Reglamentos que regirán;
- II. Su duración, que será de treinta (30) años como mínimo, y el procedimiento para su renovación o prórroga;
- III. Las causales para declarar la caducidad de la licencia o la terminación anticipada de la misma;
- IV. Las obligaciones y responsabilidades de las partes en las situaciones previstas en el numeral que antecede;
- V. Las indemnizaciones y sanciones por incumplimiento; y,
- VI. La manera como se calculará y se pagará a la empresa de transmisión o distribuidora que corresponda, el valor de aquellas de sus instalaciones que no estén totalmente amortizadas a la terminación de la licencia de operación, trátese de una terminación anticipada, o de terminación por vencimiento del plazo en caso de que no haya renovación o prórroga.

Al vencimiento del plazo de una licencia de operación, la empresa titular podrá solicitar su renovación o prórroga, debiendo hacerlo con una antelación de al menos un año a la fecha de vencimiento. La solicitud de prórroga o renovación deberá presentarse ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la que sólo podrá denegarla por causa justificada a través de un dictamen técnico y legal.

B. TERMINACIÓN ANTICIPADA DE LAS LICENCIAS. Son causas que facultan a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para dar por terminada anticipadamente una licencia de operación las siguientes:

- I. El incumplimiento de la empresa titular de realizar las obras e instalaciones requeridas para prestar el servicio dentro de los plazos señalados en la licencia, o las ampliaciones para cubrir el crecimiento de la demanda en las condiciones previstas en la misma;
- II. El grave o reiterado incumplimiento de lo establecido en la regulación del subsector; y,

- III. El inadecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones, siempre que la empresa no subsane las anomalías en el plazo que le señale la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. (CREE), que no podrá exceder de seis meses;

El acto administrativo que declare la terminación anticipada de la licencia de operación deberá fundarse en un dictamen preparado al efecto por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y notificarse personalmente a la empresa afectada. Contra dicha resolución procederá el recurso de reposición ante la propia Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el cual le pondrá fin a la vía administrativa. Lo anterior, sin perjuicio de que las partes se sometan a arbitraje en los términos de lo dispuesto en el Artículo 27 de esta Ley.

- C. LICITACIÓN DE LICENCIAS.** Cuando se prevea que una licencia de operación de transmisión o de distribución terminará, por cualquier causa, sin renovación o prórroga, el Estado debe convocar con anticipación suficiente a una licitación pública internacional para adjudicar la licencia a una nueva empresa. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), debe supervisar el proceso.

En este caso, el Estado deberá pagar al licenciatario saliente el valor aún no amortizado de sus inversiones, como lo prevé la licencia de operación.

Los pliegos de la licitación pública deberán incluir la licencia de operación, el régimen remunerativo que entrará en vigor al hacerse cargo del servicio el nuevo licenciatario, así como los criterios objetivos de adjudicación de la nueva licencia.

- D. PERMISOS DE ESTUDIOS.** La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), otorgará permisos de estudios para la construcción de obras de generación que hayan de utilizar recursos naturales renovables a cuyo efecto podrá establecer condiciones económicas para su otorgamiento. Los permisos tendrán una duración máxima de dos (2) años, prorrogables por el mismo término una sola vez. Los permisos se revocarán de oficio si en un término de seis meses no se han iniciado los estudios y presentado los informes requeridos por la CREE.

El permiso de estudios otorgará a su titular, por el término de su duración, la exclusividad para realizar, dentro del área geográfica delimitada en el mismo, estudios para el aprovechamiento del

recurso identificado, con propósitos de producción de energía eléctrica. También le dará el derecho de obtener la imposición de las servidumbres legales que puedan ser necesarias para la realización de los estudios.

La investigación y estudio, así como la eventual explotación posterior del viento o la radiación solar como fuentes de energía podrá efectuarse libremente en todo el territorio nacional.

CAPÍTULO III

SUPERVISIÓN E INTERVENCIÓN DEL ESTADO

ARTÍCULO 8.- SUPERVISIÓN DEL ESTADO E INTERVENCIÓN DE LAS EMPRESAS. La supervisión de las empresas y usuarios del subsector eléctrico y la intervención de aquellas se sujetará a lo siguiente:

- A. SUPERVISIÓN.** La continuidad del servicio público de energía eléctrica es esencial, por lo cual el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), estando obligadas las empresas o usuarios regulados por esta Ley a proporcionarle a ésta toda la información que les requiera para tal fin. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por su parte estará obligada a especificar de manera detallada la información que solicite y a explicar que uso hará de la misma. Asimismo, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), está obligada a guardar el secreto respecto a toda información que tenga carácter confidencial, a cuyos efectos las empresas y usuarios deberán señalar las informaciones que tengan ese carácter e indicar el fundamento legal que les dé tal calidad.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas le hayan suministrado, conforme al procedimiento establecido en el Reglamento.

- B. INTERVENCIÓN DE LAS EMPRESAS.** La Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio. A estos efectos serán causas de intervención de una empresa las siguientes:

- I. La suspensión de pagos o quiebra de la empresa;
- II. La gestión irregular de la actividad, cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización, con interrupción del suministro a los usuarios;
- III. La grave y reiterada falta de mantenimiento a la ecuado de las instalaciones, que ponga en peligro la seguridad de las mismas.

En el procedimiento sancionatorio que dé lugar a la intervención, deberán acreditarse los incumplimientos que la motiven. La intervención será una medida temporal y cesará cuando la empresa intervenida esté nuevamente en condiciones de prestar el servicio. La intervención no podrá exceder un plazo de dos (2) años.

CAPÍTULO IV

OPERADOR DEL SISTEMA

ARTÍCULO 9.- OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, INTEGRACIÓN Y FUNCIONES. El Operador del Sistema se sujetará a lo dispuesto en el presente artículo.

- A. OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.** La operación del sistema eléctrico nacional estará a cargo de una entidad que es designada como "Operador del Sistema".

El Operador del Sistema será una entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, con capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la presente Ley y los Reglamentos, independiente de las empresas de generación, transmisión, comercialización, distribución y consumidores calificados del sistema eléctrico regional, incluyendo personal experimentado en la operación de sistemas eléctricos y de mercados eléctricos. La participación accionaria en el capital social del Operador del Sistema que pueda tener cualquier empresa de sistemas eléctricos integrados en el Mercado Eléctrico Regional no podrá exceder del límite máximo del cinco por ciento (5%) de las acciones con derecho a voto del mencionado capital social y ningún grupo económico podrá tener más del Diez por ciento (10%) del capital, ni podrán tener el control de la misma ni la facultad de nombrar a los órganos de dirección directamente o mediante estructuras societarias o corporativas. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

(CREE), determina el modelo de propiedad y limitaciones adicionales de control y del capital de la entidad para asegurar la transparencia e independencia del Operador del Sistema.

En asuntos de operación, el Operador del Sistema tendrá plena autoridad sobre los titulares de instalaciones que formen parte del sistema interconectado nacional, quienes deberán operar sus instalaciones siguiendo las órdenes emitidas por el Operador del Sistema.

- B. COMITÉ DE AGENTES DEL MERCADO.** La organización del Operador del Sistema incluirá un Comité de Agentes del Mercado para proveerle evaluaciones periódicas de su desempeño y propuestas de medidas susceptibles de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico y del mercado.

El Comité está formado por representantes de las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y de los consumidores calificados. El Reglamento establecerá la composición y funciones del Comité.

El Operador del Sistema no pagará salarios, honorarios, dietas, ni ningún tipo de gastos a los miembros del Comité de Agentes del Mercado, pero pondrá a su disposición espacio de oficina y servicios secretariales.

- C. REMUNERACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA.** El Operador del Sistema es una entidad sin fines de lucro, por lo que calculará y someterá a la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la remuneración que requiera por sus servicios, la cual se basa en costos auditados de inversión, operación, mantenimiento y administración.

- D. OBLIGACIÓN DE CUMPLIR LAS ÓRDENES DEL OPERADOR DEL SISTEMA.** El incumplimiento de las órdenes emitidas por el Operador del Sistema constituye una infracción grave que será sancionada conforme a las disposiciones de esta Ley y sus Reglamentos.

- E. REQUERIMIENTO Y SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.** Las empresas del subsector eléctrico deben suministrar, en los plazos y por los medios que defina el Reglamento, la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones.

Todas las empresas del subsector eléctrico deberán comunicar al Operador del Sistema sus proyecciones de crecimiento de la demanda y sus planes de expansión a fin de que éste pueda integrarlas en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional a que se refiere el Artículo 13 de la Ley, y en sus previsiones de las fechas en que serán necesarias adiciones de capacidad firme de generación.

Las empresas que operen sistemas eléctricos aislados deberán hacerlo aplicando sanas técnicas de ingeniería y toda normativa que al efecto emita la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

- F. FUNCIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA.** El Operador del Sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.

Adicionalmente, ejercerá la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

El Operador del Sistema administrará un mercado eléctrico "de oportunidad". El precio del mercado de oportunidad será para cada intervalo de operación igual al correspondiente costo marginal determinado en función del despacho al mínimo costo realizado por el Operador del Sistema.

Todos los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho a la producción de las mismas, estarán obligados a poner a las órdenes del Operador del Sistema toda la capacidad disponible de sus centrales, mediante la presentación de sus costos variables de generación, los cuales serán debidamente verificados por el Operador del Sistema y cuya metodología de presentación será desarrollada en el Reglamento. En caso de considerarlo necesario, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede auditar los costos variables declarados por los generadores.

El Operador del Sistema despachará las unidades generadoras con base en un orden de mérito, en función de sus costos variables declarados, con el objetivo de satisfacer la demanda total al mínimo costo, dentro de los límites impuestos por las restricciones de capacidad de la red y las de seguridad de la operación.

Los agentes compradores de energía en el mercado de oportunidad deberán rendir ante el Operador del Sistema una garantía suficiente para respaldar sus operaciones.

En caso de estimarlo conveniente, después de escuchar a los agentes del mercado y habiendo completado los estudios e investigaciones que respalden su decisión, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), está facultada para optar por la implantación de un modelo diferente para operar el sistema eléctrico. El nuevo modelo propuesto debe haber demostrado su operación exitosa en otros países durante un tiempo razonable, incluyendo algunos del continente americano, y debe además producir una operación más eficiente y más económica que la que resultaba de la operación con el modelo previamente descrito en este Artículo.

G. FUNCIONES ADICIONALES DEL OPERADOR DEL SISTEMA. El Operador del Sistema tendrá adicionalmente las funciones siguientes:

- I. Efectuar diariamente el despacho nacional, aprovechando la posibilidad de ventas y compras en el MER, de forma que se garantice la satisfacción de la demanda al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico;
- II. Calcular los costos marginales de corto plazo de la energía de conformidad con un despacho en base a un orden de mérito y lo que establezcan los Reglamentos aplicables;
- III. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión;
- IV. Determinar la capacidad de los elementos de la red nacional de transmisión y de sus conexiones con la red eléctrica regional;

V. Determinar la potencia firme y la energía firme de cada una de las centrales generadoras en territorio nacional, aplicando los procedimientos que establezca el Reglamento;

VI. Impartir las instrucciones de funcionamiento de las unidades de generación, así como las de operación de la red de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales;

VII. Ordenar el funcionamiento de las instalaciones de generación cuya indisponibilidad no haya sido previamente autorizada por el, cuando se requiera para asegurar la continuidad del suministro eléctrico;

VIII. Dirigir los procedimientos para el restablecimiento del suministro eléctrico en situaciones de emergencia;

IX. Otorgar el derecho de acceso a la red de transmisión con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, aplicando el procedimiento aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE);

X. Efectuar la liquidación financiera de las operaciones en el mercado de electricidad;

XI. Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales;

XII. Elaborar informes mensuales para la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y para las empresas del subsector eléctrico; y,

XIII. Las demás que le correspondan en virtud de esta Ley y el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y el Reglamento del MER.

H. PROCEDIMIENTO DE IMPUGNACIÓN DE DECISIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA.

Cualquier empresa que se considere afectada por las decisiones del Operador del Sistema podrá impugnarlas ante la gerencia del mismo. La resolución de la gerencia del Operador del Sistema podrá ser objeto del recurso ante la

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). De no considerarse satisfecha la empresa, las partes pueden acudir a un procedimiento de conciliación o arbitraje conforme a lo dispuesto en el Artículo 27 de esta Ley.

CAPÍTULO V
CONSUMIDORES CALIFICADOS

ARTÍCULO 10.- CONSUMIDORES CALIFICADOS. Los consumidores calificados que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia que reglamentariamente se establezca.

El Reglamento establecerá las condiciones para que un consumidor calificado que haya ejercido su opción de convertirse en agente del mercado eléctrico pueda volver al régimen de cliente de una empresa distribuidora sujeto a una tarifa regulada.

El Reglamento de operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico nacional especificará las obligaciones y derechos de los agentes del mercado eléctrico.

TÍTULO IV
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO ÚNICO
EMPRESAS GENERADORAS

ARTÍCULO 11.- GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. La generación de energía eléctrica por cualquier medio se registrará por la presente Ley y sus Reglamentos.

Las empresas generadoras podrán vender sus productos a las entidades siguientes:

- I. Empresas distribuidoras;
- II. Consumidores calificados;
- III. Otras empresas generadoras;
- IV. Comercializadoras; y,
- V. Al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.

En el caso de los generadores de energía con fuentes renovables quedarán vigentes las disposiciones contenidas en la Ley de Promoción para la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y sus reformas, que no contravengan lo dispuesto en esta Ley.

En el caso de ventas al mercado de oportunidad nacional, la remuneración que la empresa generadora recibirá en cada intervalo de operación igual al costo marginal de la última unidad generadora, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para satisfacer la demanda al mínimo costo. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por vía reglamentaria determinará la metodología de cálculo para establecer los precios de referencia de la potencia que servirán para remunerar las ventas al mercado resultantes por las diferencias entre la capacidad firme del sistema eléctrico y la capacidad firme que las empresas distribuidoras, comercializadoras y consumidores calificados hayan cubierto con sus contratos.

La exportación de energía es permitida, de conformidad con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, entendiéndose que las necesidades nacionales se considerarán cubiertas cuando haya capacidad y energía disponibles en el Mercado Eléctrico Regional.

TÍTULO V
TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO I
EMPRESAS TRANSMISORAS

ARTÍCULO 12.- EMPRESAS TRANSMISORAS. Las empresas transmisoras no pueden tener participación, ni directa ni indirecta, en empresas que ejerzan las actividades de generación, distribución o comercialización de electricidad.

Las empresas transmisoras deberán dar un trato no discriminatorio a los usuarios de la red de transmisión.

CAPÍTULO II
RED DE TRANSMISIÓN

ARTÍCULO 13.- RED DE TRANSMISIÓN, PLAN DE EXPANSIÓN Y OBRAS DE INTERÉS PARTICULAR. La red de transmisión se sujetará a lo dispuesto en el presente Artículo.

A. **TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.** La operación de toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema.

- B. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN.** El Operador del Sistema preparará cada dos años un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años.

Para ello, elaborará un plan indicativo de expansión de la generación y de las interconexiones internacionales, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar nuevos proyectos.

Una vez completado el estudio, el Operador del Sistema deberá comunicarlo a los agentes para que éstos emitan sus comentarios y sugerencias.

Dentro del primer mes siguiente a la recepción de los comentarios de los agentes, el Operador del Sistema finalizará el plan de expansión de la red de transmisión identificando las obras de interés general que propone ejecutar y lo someterá a la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la cual en un plazo máximo de tres meses resolverá, indicando las obras que se deberán licitar de forma obligatoria.

El transmisor llevará a cabo las licitaciones competitivas respectivas para la construcción de las obras dentro de los plazos previstos en el plan.

Las bases de licitación deberán ser aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la cual deberá también dar su no objeción a la adjudicación del contrato o contratos, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de cinco días hábiles, contados a partir de que hubiera recibido la información completa requerida. La decisión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se basa exclusivamente en el costo ofertado y en su incidencia en la tarifa.

- C. OBRAS DE TRANSMISIÓN DE INTERÉS PARTICULAR.** Las obras de transmisión de interés particular podrán ser realizadas por los interesados, previos estudios del Operador del Sistema para comprobar que no afectarán negativamente la operación, y previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Si estas obras contribuyen a incrementar la capacidad de la red para los usuarios en general, una parte de sus costos podrá ser recuperada vía tarifas, previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

TÍTULO VI
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA
ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO I
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ARTÍCULO 14.- EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia.

Se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras.

Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia, si forman parte del Sistema Interconectado Nacional, estarán obligadas a constituir una o más empresas separadas para realizar la actividad de generación.

Si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Las empresas distribuidoras están obligadas a:

- I. Satisfacer toda solicitud de nuevo servicio con punto de entrega dentro de su zona de operación;
- II. Satisfacer las solicitudes de ampliación de la capacidad de servicio a usuarios actuales; y,
- III. Proveer el servicio a aquellos solicitantes que, estando ubicados fuera de la zona de operación, lleguen al límite de la misma mediante líneas propias o de terceros. Las inversiones que las empresas distribuidoras deban hacer para cumplir con esta obligación formarán parte de las inversiones que les serán reconocidas en las tarifas.

Los solicitantes de servicio eléctrico deben cumplir los requisitos que establezcan los Reglamentos respectivos.

El Reglamento definirá los límites de la zona de operación de la distribuidora y las modalidades para su ampliación.

Dentro de su zona de operación, las distribuidoras gozarán de exclusividad.

CAPÍTULO II OPERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ARTÍCULO 15.- OPERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS. La operación de las distribuidoras se sujetará a lo siguiente:

A. CONTRATOS DE COMPRA DE CAPACIDAD FIRME Y ENERGÍA. Tanto las empresas distribuidoras como las empresas comercializadoras deben tener cubierta, con contratos de compra de capacidad firme y energía con generadores, su demanda máxima de potencia más el margen de reserva que se establezca en el Reglamento hasta el final del siguiente año calendario como mínimo.

Las distribuidoras deben realizar sus compras de capacidad y energía en conjunto, mediante licitaciones públicas internacionales competitivas.

La duración de los contratos no será inferior a diez (10) años.

El Reglamento establecerá los procedimientos respectivos de compras de capacidad y energía y contendrá los documentos de licitación estándar, los cuales incluirán el modelo o modelos de contrato correspondientes.

B. LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) supervisará el proceso de licitación y de adjudicación de los contratos.

La Secretaría podrá establecer en ocasión de cada proceso de licitación, con base en el plan indicativo de expansión de la generación, el porcentaje mínimo de sus requerimientos de energía que las distribuidoras deberán adquirir de generadores que utilicen fuentes de energía renovables. A este efecto, el proceso de licitación para la adquisición de electricidad se hará independiente para cada tipo de fuente, a fin de garantizar la transparencia y competencia adecuada en la presentación de las ofertas.

En las licitaciones que conduzcan las empresas distribuidoras no se podrá discriminar en contra de centrales generadoras establecidas en otros países de la región centroamericana.

Los costos de generación que se reconozcan en las tarifas deberán reflejar los resultados obtenidos en las licitaciones.

El Reglamento establecerá criterios para declarar desierto o fracasado el proceso si los resultados fueran contrarios a los intereses de los usuarios.

Si no se logra adjudicar en la licitación la potencia y energía requeridas para que las empresas distribuidoras tengan cubierta toda su demanda, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede autorizarlas para que compren el faltante en el mercado de oportunidad mientras se lleva a cabo otra licitación.

Toda la información relativa a la licitación y a la adjudicación de los contratos será de acceso público.

C. INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN. Las instalaciones de distribución estarán sujetas a normativas de construcción y de operación emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que definirán sus características técnicas y de seguridad. Respetando dichas normas, las empresas distribuidoras podrán construir sus instalaciones utilizando las calles, aceras y otros espacios públicos.

Las municipalidades no cobrarán tasas o cánones por el uso de calles, aceras y espacios públicos similares para la construcción de las instalaciones referidas en el párrafo inmediato anterior, y las empresas distribuidoras estarán sujetas al mismo régimen tributario municipal que se aplique a las empresas en general.

Las municipalidades podrán solicitar a las empresas distribuidoras que modifiquen, sin costo para las municipalidades, el trazado de sus obras, siempre y cuando esto no incremente el costo de la obra en más de un diez por ciento. En caso contrario, las municipalidades pagarán la diferencia entre el costo de las dos alternativas en los términos de los convenios que celebren al efecto.

Será a cargo de las municipalidades pagar la diferencia entre el costo de una obra aérea y otra subterránea, cuando aquellas opten por la construcción de obras subterráneas.

Salvo convenio en contrario en que sea parte la empresa distribuidora, el costo de las modificaciones a las instalaciones de distribución derivadas de obras de infraestructura cuya construcción haya sido dispuesta por las municipalidades u otros organismos del Estado, o por entes privados, será sufragado por quienes soliciten tales modificaciones.

Cualquier diferencia entre las municipalidades y las empresas distribuidoras que no pueda ser resuelta mediante conversaciones directas será sometida a un procedimiento de conciliación o arbitraje conforme se establece en el Artículo 27 de esta Ley.

- D. MEDICIÓN BIDIRECCIONAL.** Las empresas distribuidoras estarán obligadas a comprar el exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen los usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red, acreditándoles los valores correspondientes en la factura mensual. Cada distribuidora deberá proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación la tarifa que se aplicará para tales compras. A ese fin las empresas distribuidoras instalarán medidores bidireccionales a esos consumidores.

El Reglamento normará lo relativo a la medición y a la liquidación mensual.

- E. CONTRIBUCIONES PARA NUEVAS OBRAS.** En caso de conexiones que requieran extensiones de línea o incrementos de capacidad, así como en otros casos de construcción de nuevas obras, incluidas las de electrificación rural, la empresa distribuidora puede demandar de los beneficiarios una contribución que será reembolsable con las modalidades que determine el Reglamento.

En casos de interés social, la contribución que corresponda a los interesados se puede cubrir, total o parcialmente, por medio del fondo a que se refiere el Artículo 24 de esta Ley.

- F. NUEVOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN.** Cuando se construyan nuevas urbanizaciones o se electrifique grupos de viviendas ya existentes dentro de la zona de operación de la distribuidora, esta última podrá solicitar que los interesados construyan total o parcialmente

la red de distribución, pudiendo requerir los circuitos primarios, los transformadores, la red secundaria y el alumbrado público. En tal caso, el proyecto deberá ser aprobado previamente por la empresa distribuidora, fijándose en esa ocasión el valor de las instalaciones a los efectos de su reembolso a los interesados, de acuerdo con lo establecido en el literal E de este Artículo 15.

El fondo al que se refiere el Artículo 24 de la Ley podrá financiar total o parcialmente la inversión en proyectos que sean de interés social. Las empresas distribuidoras deberán informar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de las obras que se construyan bajo este mecanismo.

La empresa distribuidora supervisará la construcción y, ha la conclusión de los trabajos, recibirá las nuevas instalaciones, las que pasarán a ser de su propiedad.

Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución que no hayan sido pagadas por la distribuidora, no podrán ser trasladadas a las tarifas.

Cualquier discrepancia entre los interesados y la empresa distribuidora relativa al valor de las obras, será resuelta por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

- G. CONTRATOS DE SUMINISTRO.** Las empresas distribuidoras deberán suministrar la acometida y el medidor requeridos para dar servicio a cada uno de sus usuarios y celebrar con cada uno de ellos un contrato de suministro que establecerá las obligaciones y derechos de las partes. La obligación de pago corresponde a la persona signataria del contrato de suministro; la empresa distribuidora no podrá requerir por saldos pendientes al propietario del inmueble, salvo que éste sea el signatario del contrato de suministro.

Las facturas por servicio eléctrico emitidas por las empresas distribuidoras deberán detallar claramente los conceptos facturados. En particular, deberán mostrar el desglose del cargo total por servicio en costos de generación, de transmisión y operación del sistema, y de distribución. Asimismo, las facturas deberán incluir los impuestos de todo tipo que la empresa deba pagar directamente o que le sean trasladados por empresas generadoras, transmisoras o de operación del sistema, que la empresa tiene el derecho de trasladar directamente a los usuarios, excepto por el impuesto sobre las utilidades.

Los equipos de medición se instalarán en sitios que sean accesibles a la empresa distribuidora durante las 24 horas del día, sin necesidad de ingresar al inmueble.

- H. GARANTÍA PREVIA AL SUMINISTRO.** La empresa distribuidora tendrá derecho a obtener del usuario, previo al inicio del suministro, un depósito u otra garantía, para asegurar el pago del servicio eléctrico.

El depósito corresponderá a un mes de consumo basado en la potencia contratada por el usuario y en el patrón de consumo típico de la categoría a la que pertenece.

- I. PAGO DEL SERVICIO POR LAS INSTITUCIONES DEL ESTADO.** El Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República y los presupuestos de las instituciones autónomas o desconcentradas deberán incluir las partidas necesarias para pagar el servicio de electricidad prestado a las instituciones del Estado, incluyendo los poderes legislativo y judicial, las municipalidades y cualquier otra institución autónoma o desconcentrada. Salvo el caso de las instituciones autónomas, la Secretaría de Finanzas será la responsable de efectuar los pagos por todas las instituciones del Estado, incluyendo las municipalidades, con cargo a sus presupuestos o transferencias autorizadas.

En caso de que las partidas correspondientes se agoten antes del final del año, la Secretaría de Finanzas deberá efectuar transferencias de otras partidas a fin de honrar los compromisos de pago a las empresas distribuidoras.

- J. SUSPENSIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.** Las empresas distribuidoras pueden suspender el servicio en forma inmediata, sin necesidad de preaviso, a cualquier usuario público o privado cuando:

- I. El usuario tenga pendiente el pago de una o más facturas mensuales;
- II. El usuario consume energía eléctrica sin tener un contrato de suministro o cuando viole las condiciones pactadas para el suministro en el contrato respectivo;
- III. Se ponga en peligro la seguridad de las personas o de las propiedades por desperfectos en las instalaciones de la empresa o del usuario; y,

- IV. Tengan lugar actos de consumo o uso ilícito de la energía eléctrica.

Todo lo demás relativo a la medición, facturación, depósito de garantía que deberán hacer los solicitantes de nuevos servicios, cobro, mora en el pago, cortes y reconexiones del servicio, tratamiento de los errores de medición y de facturación, hurto de energía y a otros temas similares será tratado en el Reglamento.

- K. INDEMNIZACIÓN POR UNA DEFICIENTE CALIDAD EN EL SERVICIO.** Salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) resolverá en caso de discrepancias respecto de quien es responsable de la falla, ya sean las empresas generadoras, transmisoras o distribuidoras.

El Reglamento establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso, el cual deberá basarse en el costo unitario de la energía no suministrada, fijado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

No obstante, en los casos en que la causa de la falla sea imputable a uno o más de los usuarios afectados, estos últimos no tendrán derecho a la compensación indicada.

En el caso de fallas cuya causa sea imputable a empresas generadoras o a empresas transmisoras, dichas empresas deberán reembolsar a la empresa distribuidora los montos que ésta deba pagar en calidad de compensación a los usuarios afectados.

Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.

CAPÍTULO III ALUMBRADO PÚBLICO

ARTÍCULO 16.- SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO. El servicio de alumbrado público será suministrado por una o más empresas constituidas para ese fin. A solicitud de

las empresas antes mencionadas, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobará la tasa que se cobrará por ese servicio.

Las empresas distribuidoras quedan facultadas para cobrar el servicio de alumbrado público directamente a los usuarios de la zona correspondiente en forma proporcional a su consumo eléctrico, hasta un techo de consumo que se fijará reglamentariamente.

En caso de que no sea posible medir todo el consumo de energía para alumbrado público, la parte no medida será estimada por las empresas distribuidoras, quienes deberán solicitar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que autorice la cantidad de kilovatios-hora estimados que podrán facturarle anualmente a las empresas suministradoras del alumbrado público. La empresa distribuidora facturará la energía usada para alumbrado público a una tarifa aprobada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para ese fin.

La empresa distribuidora puede cobrarse una tasa aprobada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por el servicio de facturación y cobro, debiendo transferir el excedente a las empresas encargadas de proveer el alumbrado. El reglamento puede introducir cambios en este sistema.

TÍTULO VII

USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO I

LIBRE ACCESO A LAS REDES Y USO REMUNERADO DE LAS MISMAS

ARTÍCULO 17.- LIBRE ACCESO A REDES Y PRECIOS POR USO DE LAS REDES. El acceso y uso de las redes se sujetará a lo dispuesto en el presente Artículo.

A. LIBRE ACCESO A REDES. Los transmisores y los distribuidores estarán obligados a permitir la conexión a sus redes de cualquier empresa del subsector eléctrico o consumidor que la solicite.

El Operador del Sistema debe comprobar previamente que la red correspondiente tiene la capacidad requerida para conducir los nuevos flujos de energía, o que se proponen

los refuerzos necesarios para que la misma alcance esa capacidad.

Los transmisores y distribuidores estarán asimismo obligados a permitir el uso remunerado de sus instalaciones por parte de otras empresas del subsector eléctrico, incluyendo generadores, otros transmisores o distribuidores, comercializadores y consumidores calificados.

B. PRECIOS POR EL USO DE LAS REDES. El régimen de precios por el uso de la red de transmisión y de distribución será establecido en el Reglamento.

El régimen de precios por el uso de la red de transmisión deberá ser similar al establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional para la Red de Transmisión Regional.

Los precios por el uso de la red de transmisión y los precios por el uso de las redes de distribución por terceros deberán reflejar los mismos costos de inversión, operación y mantenimiento respectivamente de transmisión y de distribución que se determinen para el cálculo de las tarifas con base en las disposiciones del capítulo sobre el régimen tarifario de la presente Ley.

TÍTULO VIII

RÉGIMEN TARIFARIO, FISCAL E IMPOSITIVO

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 18.- TARIFAS. Las tarifas reflejarán los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Las tarifas serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente de la energía eléctrica.

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

Con base en los principios establecidos en este capítulo, el Reglamento desarrollará el método detallado para los cálculos de tarifas y establecerá los plazos y procedimientos para los estudios, así como los valores de los parámetros a utilizar en los cálculos.

Las tarifas no deberán cargar a una categoría de usuarios costos atribuibles a otra categoría. Cuando el Estado decida subsidiar a los consumidores de bajos ingresos, deberá hacerlo sin alterar las tarifas y sin afectar las finanzas del subsector eléctrico.

ARTÍCULO 19.- TASA DE ACTUALIZACIÓN. La tasa de actualización que se usará para el cálculo de las tarifas será la tasa real anual de costo del capital, determinada mediante estudios que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) deberá contratar con firmas consultoras especializadas en la materia.

La tasa de actualización deberá reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país.

Si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento (7%) real anual o bien superior a trece por ciento (13%) real anual, se aplicará el límite inferior de siete por ciento (7%) para el primer caso y el límite superior del trece por ciento (13%) para el segundo caso.

En su caso, se podrán usar tasas de costo de capital diferentes para las actividades de transmisión y de distribución.

ARTÍCULO 20.- REQUERIMIENTO Y ENTREGA DE INFORMACIÓN A LA CREE. Las empresas del subsector eléctrico estarán obligadas a entregar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) toda la información, incluyendo modelos matemáticos y financieros, que utilicen en la preparación de los estudios tarifarios, transfiriéndola por los medios y dentro de los plazos que específicamente señale la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

CAPÍTULO II

COSTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, OPERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

ARTÍCULO 21.- CÁLCULO DE COSTOS. El cálculo de los costos de generación, transmisión, operación y distribución se sujetará a lo siguiente:

A. COSTO BASE DE GENERACIÓN. El Operador del Sistema calculará anualmente, aplicando la metodología establecida en el Reglamento, los costos base de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las distribuidoras que formen parte del Sistema Interconectado Nacional y los propondrá a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) examinará la propuesta del Operador del Sistema y solicitará los cambios que considere necesarios, en su caso. Concluido el proceso de revisión a satisfacción de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), esta última aprobará los costos base de generación para cada distribuidora.

A fin de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ajustará los costos base de generación trimestralmente aplicando el método que indique el Reglamento.

Para los sistemas de distribución que no forman parte del Sistema Interconectado Nacional, serán las propias empresas distribuidoras las que deberán calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), de conformidad con lo que disponga el Reglamento.

Los indicados costos de generación se basarán en los siguientes datos:

- I. Costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la distribuidora;
- II. Costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad, los cuales deberán incluir componentes de potencia y de energía diferenciados por bloque horario; y,
- III. Cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.

Para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato; para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.

B. COSTOS DE TRANSMISIÓN Y DE OPERACIÓN DEL SISTEMA. La empresa transmisora calcula cada tres años los costos de transmisión y de operación del sistema que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales

de las empresas distribuidoras que formen parte del Sistema Interconectado Nacional y los propondrá a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) actualizará anualmente el cálculo de los costos de transmisión de conformidad con lo que al respecto disponga el Reglamento.

- I. Los costos de transmisión incluirán lo siguiente:
 - a) las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización establecida; y,
 - b) los costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión.
- II. Los costos de operación de la transmisión incluirán, entre otros:
 - a) El costo de las pérdidas de potencia y de energía en la red reconocidas por el Reglamento, basadas en porcentajes de pérdidas estándar aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE);
 - b) El valor esperado de las indemnizaciones a que se refiere el literal K del Artículo 15 anterior, que el transmisor deberá pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la norma fijada reglamentariamente.

La empresa transmisora y las distribuidoras tendrán derecho de trasladar a los usuarios finales los impuestos de todo tipo que deban pagar, salvo el impuesto sobre las utilidades. El reglamento establecerá el mecanismo que se aplicará para este fin.

- C. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.** Las empresas distribuidoras mandarán a realizar cada cinco años un estudio, con una firma consultora precalificada por la CREE, para

determinar los costos de distribución y las tarifas a los usuarios finales, y propondrán esos costos y tarifas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Los costos de distribución serán los que reflejan el valor económico agregado a la electricidad por las empresas distribuidoras, el cual se designará como Valor Agregado de Distribución (VAD).

- D. CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.** El Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada distribuidora se calculará suponiendo una empresa modelo eficiente operando en el mismo entorno que la empresa real, e incluirá los siguientes componentes:
- I. Los costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía;
 - II. Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil, y la tasa de actualización establecida; y,
 - III. Los costos de operación y mantenimiento de distribución, los cuales incluirán, entre otros: (i) el costo de las pérdidas reconocidas de potencia y de energía en las redes y (ii) el valor esperado de las indemnizaciones a que se refiere el literal K del Artículo 15 anterior, que la distribuidora deberá pagar si la calidad del servicio que ofrece corresponde exactamente a la norma.

El estudio calculará los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) separadamente para zonas de distribución típicas, diferenciadas por su densidad de demanda de energía, su densidad de usuarios y otros parámetros similares que el Reglamento indicará.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) determinará, para cada empresa distribuidora, factores de ponderación con base en las características de su zona total de operación, que se aplicarán para calcular finalmente el Valor Agregado de Distribución (VAD) de esa empresa distribuidora.

CAPÍTULO III
CÁLCULO Y AJUSTE DE TARIFAS

ARTÍCULO 22.- CÁLCULO Y AJUSTE PERIÓDICO DE TARIFAS. El cálculo y ajuste periódico de las tarifas se llevará a cabo conforme a lo siguiente:

A. CÁLCULO Y AJUSTE PERIÓDICO DE TARIFAS.

Cada empresa distribuidora deberá contratar, con una firma consultora precalificada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el estudio necesario para determinar cada cinco años su Valor Agregado de Distribución (VAD) así como las tarifas a los usuarios finales y sus mecanismos de ajuste, y las propondrá a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) elaborará los términos de referencia para el estudio.

La firma consultora contratada deberá trabajar con independencia de criterio con respecto a la distribuidora, en estricto cumplimiento de los términos de referencia emitidos por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) podrá supervisar el avance del estudio y hacer las observaciones que considere necesarias en caso de encontrar que el consultor se ha desviado de lo que plantean los términos de referencia.

El Reglamento establecerá el mecanismo para el ajuste periódico de las tarifas a los usuarios finales y los parámetros económicos externos que se usarán para ello.

Cuando la empresa distribuidora presente el estudio elaborado por sus consultores para la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), esta última formulará por escrito las observaciones que considere pertinentes.

La distribuidora tendrá el plazo que reglamentariamente se establezca para responder a los comentarios y observaciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y para efectuar en el estudio los cambios que sean necesarios. De completarse este proceso a satisfacción de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), aprobará las tarifas y las publicará para que entren en vigencia.

En el proceso de revisión y aprobación de las tarifas al consumidor final, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) celebrará audiencias públicas a fin de dar oportunidad a los usuarios de que presenten sus puntos de vista.

El Reglamento establecerá la frecuencia y los procedimientos para las audiencias. Todos los informes que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) elabore durante el proceso de discusión y aprobación de las tarifas serán de público acceso.

Las tarifas sólo podrán aplicarse una vez publicadas en el Diario Oficial La Gaceta y en al menos uno de los diarios de mayor circulación del país.

Los valores del pliego tarifario aprobado y publicado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), serán valores máximos. La empresa distribuidora podrá cobrar valores inferiores, a condición de dar el mismo tratamiento a todos los usuarios de una misma clase.

En todos los casos descritos en los Capítulos I a III del presente Título VIII, relativos al cálculo de los costos de generación, de transmisión y de distribución, así como al cálculo de las tarifas a los usuarios finales, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede realizar en paralelo sus propios cálculos o, en el caso de la distribución, contratar a otra de las firmas consultoras precalificadas por ella y encomendarle la elaboración de un estudio paralelo para la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y de las tarifas a los usuarios finales, utilizando los mismos términos de referencia.

B. RESOLUCIÓN DE DISCREPANCIAS EN LA REVISIÓN Y APROBACIÓN DE TARIFAS.

En caso de no resolverse de la manera indicada en el literal A de este Artículo 22, las eventuales discrepancias, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) formulará por escrito las diferencias que subsistan y que deberán ser resueltas por una comisión pericial de tres integrantes, uno nombrado por cada parte y el tercero seleccionado de común acuerdo por los dos primeros.

La comisión pericial se pronunciará exclusivamente sobre las discrepancias formuladas por escrito por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y su decisión no será vinculante para las partes.

Evacuado este procedimiento, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede aprobar los costos de generación o de transmisión teniendo en cuenta los estudios realizados por ella misma y por la empresa, así como el pronunciamiento de la comisión pericial. En el caso de la distribución, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) puede emitir y publicar el correspondiente pliego tarifario, basándose en los estudios realizados por las firmas consultoras contratadas por ella y por la distribuidora, y teniendo en cuenta asimismo el pronunciamiento de la comisión pericial.

En caso de que, por causas atribuibles a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), las nuevas tarifas a los usuarios finales no sean aprobadas antes de expirar el periodo de aplicación de las vigentes, la empresa distribuidora queda autorizada para continuar aplicando las tarifas anteriores, ajustándolas trimestralmente con el correspondiente mecanismo de ajuste automático.

CAPÍTULO IV

RÉGIMEN FISCAL E IMPOSITIVO

ARTÍCULO 23.- RÉGIMEN FISCAL E IMPOSITIVO. Las empresas que se dediquen a las actividades reguladas por esta Ley están sujetas al mismo régimen fiscal, aduanero e impositivo aplicable a cualquier otra sociedad mercantil. No se podrá dictar ninguna medida de carácter aduanero, impositivo o fiscal que discrimine en contra de las empresas del subsector eléctrico.

Las ventas de energía y potencia de las empresas del subsector eléctrico estarán exentas del pago del Impuesto Sobre Ventas, con excepción de las ventas a consumidores finales.

Lo establecido en este Artículo es sin perjuicio del beneficio a la generación de energía eléctrica con recursos renovables a que se refiere el cuarto párrafo del Artículo Once (11) de esta Ley.

ARTÍCULO 24.- FONDO SOCIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO. Créase un Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE), que será administrado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que servirá para financiar los estudios y las obras de electrificación que sean de interés social. El Fondo será financiado con un aporte de las empresas distribuidoras igual al uno por ciento (1%) de las ventas a usuarios finales. Este aporte será trasladado a los usuarios en la factura

mensual. Como complemento al Fondo, el Gobierno Central consignará en el Presupuesto General de Ingresos y Egresos de cada año fiscal una partida de QUINCE MILLONES DE LEMPIRAS (L.15,000,000.00).

TÍTULO IX

DE LA IMPOSICIÓN DE SERVIDUMBRES EN BIENES DE DOMINIO PÚBLICO Y PRIVADO

CAPÍTULO ÚNICO

DISPOSICIÓN GENERAL

ARTÍCULO 25.- SERVIDUMBRES. En materia de servidumbres, se aplicarán las disposiciones correspondientes de la Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), del Código Civil y de las demás leyes aplicables. Cuando la Ley Constitutiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se refiere a "Empresa" debe entenderse que se está refiriendo a todas las empresas del subsector eléctrico, y donde se refiere al Ministerio de Fomento y al Ministerio del Interior y Población, debe entenderse que se refiere a la Secretaría.

Las servidumbres se constituirán siguiendo el trámite legal que corresponda.

TÍTULO X

INFRACCIONES Y SANCIONES

CAPÍTULO ÚNICO

DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 26.- INFRACCIONES Y SANCIONES. Las infracciones a la Ley y los Reglamentos, y las sanciones aplicables se sujetarán a lo siguiente:

A. INFRACCIONES. Las infracciones a la Ley o Reglamentos por las empresas del sector o por los usuarios del servicio eléctrico constituyen infracciones que serán sancionadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tomando en cuenta los elementos siguientes:

- I. La gravedad de la infracción;
- II. Si el infractor es reincidente; y,
- III. Si el infractor, de manera voluntaria y antes de ser requerido, solventa la infracción.

B. CLASIFICACIÓN DE LAS INFRACCIONES. Para los efectos de la Ley y el Reglamento, las infracciones se clasifican de la siguiente manera:

I. Infracciones muy graves, que son:

- a) El incumplimiento por parte de las empresas o usuarios regulados por la Ley, de los requisitos aplicables a las instalaciones, de manera que se ponga en manifiesto peligro a las personas o a los bienes;
- b) El incumplimiento de las instrucciones dictadas por el Operador del Sistema;
- c) La interrupción o suspensión del servicio eléctrico a una zona o grupo de población, sin que medien causas razonables que lo justifiquen;
- d) La negativa a suministrar energía eléctrica a solicitantes de nuevos servicios sin que existan razones que la justifiquen;
- e) La negativa a admitir verificaciones o inspecciones por parte de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), o la obstrucción de su práctica;
- f) La aplicación de tarifas no autorizadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE);
- g) La aplicación irregular de las tarifas autorizadas, de manera que el precio resulte alterado en más de un quince por ciento;
- h) Cualquier actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido de más del quince por ciento;
- i) La negativa, no meramente ocasional o aislada, a suministrar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la información que solicite con base en esta Ley;
- j) La reducción, sin autorización, de la capacidad de producción, transmisión o distribución de

energía eléctrica por parte de los generadores, transmisores o distribuidores;

- k) La realización simultánea de actividades incompatibles de acuerdo con la presente Ley;
 - l) El desarrollo de las actividades del subsector eléctrico sin la habilitación requerida;
 - m) La no presentación de ofertas por capacidad disponible no comprometida en contratos, no meramente ocasional o aislada, al Operador del Sistema, por cualquier agente del mercado eléctrico nacional titular de unidades de generación o que haya adquirido el derecho sobre la producción de tales unidades;
 - n) El desarrollo de prácticas dirigidas a impedir la libre formación de los precios en el mercado eléctrico nacional;
 - o) La denegación injustificada de acceso a la red de transmisión o de distribución;
 - p) La comisión de dos o más infracciones graves durante un período de doce meses; y,
 - q) El reiterado incumplimiento de las normas de calidad del servicio y la no elaboración de planes para la mejora de la calidad que ordene la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
- II. Infracciones graves que son las conductas tipificadas en el presente Artículo como muy graves, cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves; y, en particular:
- a) La negativa ocasional o aislada a facilitar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la información que reclame de acuerdo con lo previsto en la presente Ley;
 - b) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aún cuando no implique peligro manifiesto para personas o bienes;

- c) El atraso injustificado en el inicio de la prestación del servicio a los solicitantes de nuevos servicios;
 - d) El incumplimiento por los distribuidores, comercializadores o consumidores calificados, reiterado por tres o más veces, del consumo de la energía eléctrica demandada al Operador del Sistema;
 - e) La aplicación irregular de las tarifas autorizadas, de manera que se produzca una alteración en el precio de entre el cinco por ciento (5%) y el quince por ciento (15%);
 - f) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al diez por ciento (10%);
 - g) La no presentación ocasional de ofertas por capacidad disponible no comprometida al Operador del Sistema por los generadores que estén obligados a hacerlo, o por quienes tengan el derecho a la producción de las centrales;
 - h) El incurrir el Operador del Sistema en retrasos injustificados en el cumplimiento de sus funciones de despacho económico o de liquidación de las transacciones;
 - i) El incurrir el Operador del Sistema en retrasos injustificados en la comunicación de los resultados de la liquidación o de sus deberes de información sobre la evolución del mercado;
 - j) Cualquier actuación por el Operador del Sistema, a la hora de determinar el orden de entrada efectiva en funcionamiento de las unidades generadoras que implique una alteración injustificada del resultado del despacho económico; y,
 - k) El incumplimiento de las normas de calidad del servicio.
- III. Infracciones leves que son las que no tengan el carácter de muy graves o graves de conformidad con los dos numerales precedentes.

C. SANCIONES. Las infracciones se sancionarán de la manera siguiente:

- I. Las infracciones muy graves, con multa no menor de un medio del uno por ciento y no mayor del uno por ciento de las ventas anuales de la empresa infractora durante el último año calendario;
- II. Las infracciones graves, con multa no menor de una décima del uno por ciento y no mayor de un medio del uno por ciento de las ventas de la empresa infractora durante el último año calendario; y,
- III. Las infracciones leves, con multa no menor de tres centésimas del uno por ciento y no mayor de una décima del uno por ciento de las ventas de la empresa infractora durante el último año calendario.
- IV. En caso de infracciones y acciones ilícitas por parte de los usuarios, el Reglamento definirá las multas a pagar, las cuales no podrán ser inferiores al cincuenta por ciento (50%) del costo de la energía consumida y no pagada cuando se trate de la primera infracción, y podrán llegar hasta un quinientos por ciento (500%) de dicho costo cuando se trate de reincidentes.

Todas las multas deberán pagarse en la Tesorería General de la República, sin perjuicio del pago de la energía consumida y de los intereses correspondientes a la empresa suministradora.

La aplicación de las sanciones la hará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) siguiendo los procedimientos establecidos en los Reglamentos. Las sanciones anteriores se entienden sin perjuicio de la responsabilidad criminal y civil a que pudiere haber lugar de conformidad con la Ley y de las penalizaciones que pudieren pactarse en los contratos regulados por esta Ley y sus Reglamentos.

Contra las resoluciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en materia de sanciones, proceden los recursos previstos en la legislación sobre lo contencioso-administrativo. Lo anterior, sin perjuicio de que las partes se sometan a un procedimiento de conciliación o arbitraje en los términos de lo dispuesto en el Artículo inmediato siguiente de la Ley.

TÍTULO XI
RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

CAPÍTULO ÚNICO
CONCILIACIÓN Y ARBITRAJE

ARTÍCULO 27.- CONCILIACIÓN Y ARBITRAJE.

Las partes podrán acudir al Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio e Industria de Tegucigalpa para poner fin a sus diferencias o pactar las condiciones en que, en su caso, se sujetarán a un procedimiento de conciliación o arbitral. De no pactarse dichas condiciones, serán aplicables las disposiciones de la Ley de Conciliación y Arbitraje. El fallo emitido en el procedimiento arbitral será definitivo.

TÍTULO XII
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 28.- DISPOSICIONES TRANSITORIAS. Se establecen las siguientes disposiciones transitorias:

- A. Los recursos materiales y financieros que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se encuentren a cargo de la Comisión Nacional de Energía serán traspasados a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) dentro de un plazo máximo de diez días hábiles contados a partir de la juramentación de los primeros comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Los derechos laborales de los trabajadores de la Comisión Nacional de Energía serán respetados conforme a las disposiciones de las Leyes laborales vigentes, sin perjuicio de que puedan participar en los concursos de mérito que celebre la CREE conforme lo previsto en la presente Ley.

Para la conformación de la primera Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y a fin de asegurar la memoria institucional, el Presidente de la República nombrará a un comisionado para que sirva únicamente tres años, a otro para que sirva cinco años y al tercero para que sirva siete años. Habiendo cumplido sus respectivos mandatos, los sustitutos serán nombrados por periodos de siete años.

- B. Los contratos de compra de capacidad y energía que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tenga a la

entrada en vigencia de la presente Ley con empresas generadoras privadas, continuarán sin cambio alguno hasta el vencimiento de su plazo, cuando terminarán. Los costos de tales contratos podrán transferirse a las tarifas únicamente durante el tiempo que resta hasta su vencimiento y su despacho se realizará tomando en cuenta las condiciones contractuales de cada uno de ellos y de tal forma que se minimice el costo del conjunto de operaciones del mercado eléctrico. Dichos contratos no serán renovados.

No obstante las plantas objeto de dichos contratos pueden participar en el mercado eléctrico como plantas mercantes, que son aquellas que venden al mercado de oportunidad sin tener contratos con agentes del mercado y además podrán participar en las licitaciones que promuevan las empresas de distribución.

Se faculta a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) o las empresas distribuidoras para que de mutuo acuerdo con las empresas generadoras convengan y formalicen previo dictamen de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) los cambios que pudieran ser necesarios en los contratos si por causa de condiciones específicas contenidas en los mismos, el nuevo esquema contenido en la presente Ley llegara a afectar la efectividad de los mismos.

Durante el periodo transitorio y mientras no se concluya el proceso de adjudicación del fideicomiso aprobado mediante Decreto No.18-2013, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) puede efectuar nuevas compras de capacidad y energía, mediante licitaciones internacionales abiertas y competitivas, y bajo los principios establecidos en la presente Ley y su reglamento.

- C. Las empresas distribuidoras serán las responsables de la facturación a los usuarios, y los fideicomisos aprobados por el Congreso de la República mediante Decretos No.118-2013 y 163-2013, de conformidad con los contratos correspondientes, le trasladan a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) los fondos que correspondan para el cubrimiento de sus obligaciones.
- D. En caso de que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su condición de empresa distribuidora, deba efectuar nuevas compras de capacidad y energía, deberá hacerlo mediante licitaciones internacionales competitivas.

- E. Cualquier contrato de lectura de medidores y de facturación que pudiera estar vigente a la fecha de entrada en vigencia de esta Ley, no podrá ser renovado a su vencimiento, salvo que la renovación expire a más tardar el 30 de junio de 2015, de tal forma que la empresa, o las empresas de distribución que resulten del proceso de selección de inversionistas-operadores privados puedan manejar la lectura y la facturación de la manera que juzguen más conveniente.
- F. Las disposiciones reglamentarias que establezcan las normas de calidad del servicio tanto para la transmisión como para la distribución, deberán prever su aplicación de manera gradual durante un periodo de transición, teniendo en cuenta la condición inicial de las redes y el tiempo que llevará realizar las obras para su reforzamiento y expansión.

ARTÍCULO 29.- MODERNIZACIÓN DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE). Se instruye a la Junta Directiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a efecto de que con el objeto de modernizarse, antes del 1 de Julio de 2015, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se transforme en entidad y complete el proceso para escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema y al menos una de distribución, las cuales son entidades propiedad del Estado a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como empresa matriz.

Una vez creadas las empresas subsidiarias, y dentro del mismo plazo establecido anteriormente, se deberá proceder a traspasar los activos correspondientes a cada sociedad, esto sin perjuicio de los derechos de uso que ya han sido cedidos a los fideicomisos que más adelante se mencionan.

También se instruye a la Junta Directiva de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para que la empresa de Generación que sea creada se modernice, de manera que pueda competir activamente en el mercado de generación y en el desarrollo de los recursos renovables del país.

Los miembros de la Junta Directiva deberán llevar a cabo todos los actos necesarios y facilitar a la Gerencia de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) la implementación correspondiente, siendo administrativamente responsables en caso de incumplimiento. Los activos, pasivos y el personal de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) deben ser divididos y transferidos a cada una de estas nuevas empresas según corresponda a la naturaleza de sus funciones, con absoluto

respeto de los derechos laborales de los trabajadores. Todo lo anterior irá dirigido a lograr la expedita implementación de los mandatos fiduciarios aprobados por el Congreso Nacional de la República mediante los Decretos No.118-2013, 119-2013 y 163-2013 mismos que se ejecutarán en sus términos, conforme a la estructuración que resulte conveniente de acuerdo con los estudios que lleven a cabo las instituciones fiduciarias.

ARTÍCULO 30.- DEROGACIÓN DE DISPOSICIONES. Se deroga la Ley Marco del Subsector Eléctrico, y sus reformas, salvo por lo referido y dispuesto expresamente en la presente ley, también se derogan todas aquellas disposiciones contenidas en otras leyes y decretos que se opongan a la presente Ley, exceptuando el Decreto No. 279-2010 contenido de la Ley Especial Reguladora de Proyectos Públicos de Energía Renovable.

ARTÍCULO 31.- ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LEY. La presente Ley entrará en vigencia cuarenta y cinco (45) días después de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Dado en la ciudad de Tegucigalpa, municipio del Distrito Central, en el Salón de Sesiones del Congreso Nacional, a los veinte días del mes de enero de dos mil catorce.

MAURICIO OLIVA HERRERA
PRESIDENTE, POR LA LEY

GLADIS AURORA LÓPEZ CALDERÓN
SECRETARIA

ÁNGEL DARÍO BANEGAS LEIVA
SECRETARIO

Librese al Poder Ejecutivo en fecha 2 de abril de 2014.

Por Tanto: Ejecútese.

Tegucigalpa, M.D.C., 11 de abril, 2014

JUAN ORLANDO HERNÁNDEZ ALVARADO
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

EL SECRETARIO DE ESTADO EN LOS DESPACHOS
DE RECURSOS NATURALES, AMBIENTE Y MINAS.

JOSÉ GALDAMES