



**FACULTAD DE POSTGRADO
TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN**

**AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL
SECTOR COMERCIAL Y SU IMPACTO FINANCIERO EN EL
SISTEMA TARIFARIO DE LA EMPRESA NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2018- 2023**

SUSTENTADO POR:

JOCELYN VANESSA MENDOZA SÁNCHEZ

PREVIA INVESTIDURA AL TÍTULO DE

MÁSTER EN FINANZAS

TEGUCIGALPA, FRANCISCO MORAZÁN, HONDURAS, C.A.

DICIEMBRE, 2024

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA
UNITEC**

FACULTAD DE POSTGRADO

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTORA

ROSALPINA RODRÍGUEZ

VICERRECTOR ACADÉMICO NACIONAL

JAVIER ABRAHAM SALGADO LEZAMA

SECRETARIO GENERAL

ROGER MARTÍNEZ MIRALDA

DIRECTORA NACIONAL DE POSTGRADO

ANA DEL CARMEN RETTALLY VARGAS

**AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL
SECTOR COMERCIAL Y SU IMPACTO FINANCIERO EN EL
SISTEMA TARIFARIO DE LA EMPRESA NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2018- 2023**

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

MÁSTER EN FINANZAS

ASESOR

OSCAR DONALDO MOLINA

MIEMBROS DE LA TERNA:

GRACIA ANDINO

RENE SANTOS

PABLO MOYA

DERECHOS DE AUTOR

© Copyright 2025
Jocelyn Vanessa Mendoza Sánchez

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)

Estimados Señores:

Yo, JOCELYN VANESSA MENDOZA SÁNCHEZ, de Tegucigalpa, autora del trabajo de postgrado titulado: “AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR COMERCIAL Y SU IMPACTO FINANCIERO EN EL SISTEMA TARIFARIO DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2018- 2023”, presentado y aprobado en el mes de enero de 2025 como requisito previo para optar al título de máster en finanzas y 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 autorizo a las Bibliotecas de los Centros de Recursos para el Aprendizaje y la Investigación (CRAI) de 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 las salas de estudio de la biblioteca y/o la página Web de la Universidad.
- 2) Permita la consulta y/o 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 los artículos 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, el autor cede de forma ilimitada y exclusiva a 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 Tegucigalpa,
a los 14 días del mes de febrero del año 2025

Jocelyn Vanessa Mendoza Sánchez

12253101

*** La autorización firmada se encuentra adjunta a mí expediente**



FACULTAD DE POSTGRADO

AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR COMERCIAL Y SU IMPACTO FINANCIERO EN EL SISTEMA TARIFARIO DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO 2018- 2023

Jocelyn Vanessa Mendoza Sánchez

Resumen

La autoproducción de energía eléctrica presenta diferentes beneficios, entre los más conocidos están la independencia energética al incorporar fuentes locales de generación y la contribución con la reducción de pérdidas de energía. No obstante, la misma ha puesta en duda el modelo de negocio de las empresas de distribución de electricidad, entre ellas a las de Honduras, debido al modelo de recaudación de ingresos (tarifas) que actualmente implementan estas empresas en el país. El presente trabajo de investigación tiene como objetivo evaluar el impacto financiero que tienen los autoprodutores comerciales en la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la empresa de distribución de electricidad más grande de Honduras. La metodología de investigación presenta un enfoque cuantitativo, un alcance exploratorio y el instrumento utilizado fue la ficha técnica. Dicho impacto fue medido mediante los ingresos, costos, liquidez y rentabilidad. Dentro de los resultados que se obtuvieron fueron que en promedio los ingresos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales con respecto a los ingresos que presentan todos los usuarios comerciales de la ENEE representan un 7% aproximadamente, de igual manera, se observó que tanto la liquidez como la rentabilidad se ven afectadas por este tipo de usuarios. En función de los resultados, se concluyó que existe efectivamente un impacto financiero dentro de esta empresa ocasionado por este tipo de usuarios, por lo que se recomienda crear mecanismos que permitan a la ENEE recuperar mediante tarifas los costos en los que incurre

por brindar el servicio de electricidad a dichos usuarios.

Palabras claves: Autoproducción de electricidad, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, impacto financiero, usuarios comerciales y tarifas de electricidad.



GRADUATE SCHOOL

SELF-PRODUCTION OF ELECTRICITY IN THE COMMERCIAL SECTOR AND ITS FINANCIAL IMPACT ON THE TARIFF SYSTEM OF THE NATIONAL ELECTRICITY COMPANY FOR THE PERIOD 2018-2023

Jocelyn Vanessa Mendoza Sánchez

Abstract

Self-production of electricity presents various benefits, among the most well-known are energy independence by incorporating local generation sources and contributing to the reduction of energy losses. However, it has called into question the business model of electricity distribution companies, including those in Honduras, due to the revenue collection model (tariffs) currently implemented by these companies in the country. The objective of this research paper is to evaluate the financial impact that commercial self-producers have on the National Electric Power Company (ENEE), the largest electricity distribution company in Honduras. The research methodology presents a quantitative approach, an exploratory scope, and the instrument used was the technical sheet. This impact was measured through income, costs, liquidity, and profitability. Among the results obtained, it was found that on average, the income related to commercial self-producer users represents approximately 7% of the income presented by all commercial users of ENEE. Likewise, it was observed that both liquidity and profitability are affected by this type of users. Based on the results, it is concluded that there is indeed a financial impact within this company caused by this type of users, therefore it is recommended to create mechanisms that allow ENEE to recover through tariffs the costs incurred in providing electricity service to these users.

Palabras claves: Self-generation of electricity, National Electric Energy Company, financial impact, commercial users, and electricity rates.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a mi madre Virginia y a mis tías Reina y Digna, por ser ese apoyo y amor incondicional.

AGRADECIMIENTO

Deseo agradecer en primer lugar a Dios por haberme dado la oportunidad de concluir de manera exitosa este trabajo de tesis y por acompañarme a lo largo de mi vida. Quiero agradecer a mi mamá, tíos, hermanos y primos, los cuales han sido un pilar fundamental en todas las áreas de mi vida. Asimismo, quiero agradecer a mis compañeros de clase de la Universidad Tecnológica Centroamericana con los que tuve el privilegio de compartir cuestiones profesionales, así como momentos sociales. De igual manera, deseo agradecer a los docentes que me prepararon en los temas relacionado con este posgrado y con este trabajo final de tesis. Finalmente, agradezco a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica por haberme dado el apoyo con la información relacionada con el presente trabajo de investigación, sin su apoyo este trabajo no hubiese sido posible.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	x
AGRADECIMIENTO	xi
ÍNDICE DE CONTENIDO	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
LISTA DE ABREVIATURAS	xviii
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	2
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	4
1.3.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	8
1.3.1.1. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	8
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	8
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	8
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	9
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	11
2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	11
2.1.1 MACROENTORNO.....	11
2.1.1.1 PROPUESTAS METODOLÓGICAS	11
2.1.1.2 EUROPA.....	12
2.1.1.3 SUDAMÉRICA	13
2.1.1.4 ESTADOS UNIDOS	13
2.1.2 MESOENTORNO	14
2.1.3 MICROENTORNO	16
2.1.3.1 SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO.....	16
2.1.3.2 EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	18
2.1.1.1 USUARIOS AUTOPRODUCTORES.....	19
2.1.1.2 TARIFAS DE ELECTRICIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE HONDURAS	19

2.1.1.3	SITUACIÓN FINANCIERA DE LA ENEE 2022.....	22
2.2	CONCEPTUALIZACIÓN.....	23
2.2.1	ELECTRICIDAD	23
2.2.2	TARIFA DE ELECTRICIDAD.....	23
2.2.3	MERCADO ELÉCTRICO.....	24
2.2.4	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	24
2.2.5	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	25
2.2.6	ENERGÍAS RENOVABLES	25
2.2.7	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS	25
2.2.8	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	25
2.2.9	AUTOPRODUCTOR	26
2.2.10	ESTUDIO FINANCIERO	26
2.2.11	ESTADO DE RESULTADOS	26
2.2.12	INGRESOS Y COSTOS.....	27
2.2.13	LIQUIDEZ.....	27
2.2.14	RENTABILIDAD.....	27
2.1	TEORÍAS DE SUSTENTO.....	27
2.3.1	TEORÍA DE LOS COSTOS DE TRANSACCIÓN.....	27
2.3.2	TEORÍA MICROECONÓMICA	29
2.3.3	METODOLOGÍAS DESARROLLADAS	31
2.3.3.1	METODOLOGÍA DE EMPRESA MODELO EFICIENTE.....	31
2.2	MARCO LEGAL.....	32
2.3.1	LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	32
2.3.2	REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	34
2.3.3	REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA	35
2.3.4	REGLAMENTO PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS PROVISIONALES	36
2.3.5	REGLAMENTO DE TARIFAS.....	36
2.3.6	NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES.....	37
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA		39

3.1	CONGRUENCIA METODOLÓGICA	39
3.1.1	MATRIZ METODOLÓGICA	39
3.1.2	ESQUEMA DE VARIABLES DE ESTUDIO	40
3.1.3	OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	41
3.1.4	HIPÓTESIS.....	43
3.2	ENFOQUE Y MÉTODOS.....	43
3.3	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.3.1	POBLACIÓN.....	44
3.3.2	MUESTRA	44
3.3.3	TÉCNICAS DE MUESTREO	44
3.4	TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y PROCEDIMIENTOS APLICADOS	45
3.4.1	TÉCNICAS	45
3.4.2	INSTRUMENTO	45
3.4.3	VALIDACIÓN DEL INSTRUMENTO	46
3.4.3.1	VALIDACIÓN	46
3.4.3.2	APLICACIÓN	46
3.4.3.3	PROCEDIMIENTOS.....	46
3.5	FUENTES DE INFORMACIÓN	47
3.5.1	FUENTES PRIMARIAS	47
3.5.2	FUENTES SECUNDARIAS	48
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS		49
4.1	INFORME DE PROCESO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	50
4.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS APLICADAS.....	50
4.2.1	RESULTADOS CUANTITATIVOS	51
4.2.1.1	ESTADOS FINANCIEROS	51
4.2.1.2	RENTABILIDAD.....	56
4.2.1.3	LIQUIDEZ.....	62
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		66
5.1	CONCLUSIONES	66
5.2	RECOMENDACIONES.....	67
CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD.....		68

6.1	NOMBRE DE LA PROPUESTA.....	68
6.2	JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.....	68
6.3	ALCANCE DE LA PROPUESTA.....	69
6.3.1	OBJETIVO GENERAL.....	69
6.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	69
6.4	DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO.....	69
6.4.1	DESCRIPCIÓN	69
6.4.1	DESARROLLO.....	70
6.4.1.1	DETERMINACIÓN DE COSTOS RELACIONADOS CON LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES COMERCIALES.....	71
6.4.1.2	METODOLOGÍA TARIFARIAS APLICABLES A LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES COMERCIALES.....	74
6.4.1.3	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN.....	76
6.5	MEDIDAS DE CONTROL.....	79
6.6	CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN Y PRESUPUESTO.....	81
6.7	CONCORDANCIA DE LOS SEGMENTOS DE LA TESIS CON LA PROPUESTA 83	
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86
	ANEXOS	91
	ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS.....	91
	ANEXO 2: BALANCE GENERAL Y ESTADO DE RESULTADOS DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje de participación en capacidad instalada, energía y consumo por sector que presenta la ENEE	5
Tabla 2. Diagrama general de la metodología tarifaria aplicada a los recursos energéticos distribuidos.....	16

Tabla 3. Estructura tarifaria aplicada por la ENEE.....	22
Tabla 4. Estado de rendimiento financiero de la ENEE (Cifras en Lempiras).....	22
Tabla 5. Estado de la situación financiera de la ENEE (Cifras en Lempiras)	23
Tabla 6. Estructuras de mercado.....	30
Tabla 7. Matriz Metodológica.....	39
Tabla 8. Matriz de operacionalización de las variables	41
Tabla 9. Estructura de ficha técnica.....	45
Tabla 10. Costos incorporados dentro del modelo tarifario de la ENEE, periodo 2018-2023	55
Tabla 11. Qué y cómo se hará la propuesta de implementación.....	70
Tabla 12. Detalle de otros costos que se incorporan en la tarifa al usuario final.....	74
Tabla 13. Medidas de control para aplicar la propuesta de implementación.....	80
Tabla 14. Presupuesto para desarrollar la propuesta de implementación del trabajo de investigación	82
Tabla 15. Concordancia de los segmentos de la tesis con la propuesta.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Usuarios autoprodutores según categoría tarifaria	6
Figura 2. Cantidad de energía inyectada por categoría tarifaria	6
Figura 3. Cantidad de energía inyectada por año.....	7
Figura 4. Modelo del Mercado Eléctrico de Honduras.....	17
Figura 5. Usuarios autoprodutores por departamento	19
Figura 6. Evolución de la tarifa promedio de la ENEE para el periodo de enero 2022 a septiembre 2024.....	20
Figura 7. Asignación de costos en tarifa promedio de la ENEE.....	20
Figura 8. Costos relacionados con la tarifa de la ENEE	24
Figura 9. Autoproducción e inyección de excedentes de energía mediante generación solar fotovoltaica	26
Figura 10. Equilibrio de mercado	30
Figura 11. Esquema de variables de estudio.....	40
Figura 12. Infografía del marco metodológico	43
Figura 13. Diagrama de Gantt.....	47

Figura 14. Flujograma del proceso de resultados y análisis	49
Figura 15. Tarifa aplicada a los usuarios comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023.....	52
Figura 16. Ingresos de los usuarios comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023	53
Figura 17. Cargo por potencia que debieron pagar los usuarios autoprodutores comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023.....	55
Figura 18. Comparación entre rentabilidades financieras: situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023	59
Figura 19. Comparación entre márgenes de utilidad bruta: situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023	59
Figura 20. Utilidades/ pérdidas de la ENEE, periodo 2018-2023.....	60
Figura 21. Impacto de los usuarios autoprodutores comerciales dentro del indicador ROE, periodo 2018-2023	61
Figura 22. Impacto de los usuarios autoprodutores comerciales dentro del indicador MUB, periodo 2018-2023	61
Figura 23. Razón rápida: comparación entre situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023.....	64
Figura 24. Razón corriente: comparación entre situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023.....	65
Figura 25. Desarrollo de la propuesta de implementación	70
Figura 26. Costos que se deben incorporar dentro de la tarifa.....	71
Figura 27. Costos de generación de la ENEE aplicados al 4to ajuste tarifario.....	72
Figura 28. Flujograma de metodología de evaluación de la propuesta de implementación	78
Figura 29. Resultados de evaluación de la propuesta de implementación, datos expresados en miles de lempiras	79
Figura 30. Flujograma de metodología de evaluación de la propuesta de implementación	81
Figura 31. Cronograma de la implementación de la propuesta metodológica.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS

CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
ED	Empresa Distribuidora
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MUB	Margen de utilidad bruta
ROE	Rentabilidad sobre capital
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UAC	Usuario autoproducer comercial
VAD	Valor Agregado de Distribución

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Producto de las restricciones técnicas, económicas, ambientales y sociales, los sistemas eléctricos de potencia han experimentado importantes cambios, especialmente en la producción de electricidad, la cual ha emigrado de generación que se encontraba instalada a distancias considerables del punto de consumo, a generación que se encuentra más cerca de dicho punto (conectada directamente a la red de distribución, también conocida como generación distribuida). Estos cambios conllevan a que los países analicen el impacto que tiene la generación distribuida en la parte operativa, económica y financiera del sector eléctrico.

En el caso de Honduras, el cual cuenta con un potencial considerable en fuentes de generación de energía eléctrica basadas en recursos renovables, ha emitido mediante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, normativas relacionadas con la generación distribuida, entre las que destaca la Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales, que establece condiciones operativas y en cierta medida financieras para los usuarios autoprodutores, los cuales mediante las inyecciones que realizan a la red son considerados generadores distribuidos. No obstante, aún falta realizar más análisis sobre el impacto, tanto positivo como negativo, que tienen estos usuarios dentro de las empresas del sector eléctrico hondureño (NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES, 2022).

En función de lo anterior, el presente trabajo de investigación tiene como fin evaluar el impacto que tienen los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica. El trabajo se ha estructurado en seis capítulos y adicionalmente contempla referencias bibliográficas y anexos.

En el capítulo I se detallan los antecedentes y definición del problema, así como los objetivos y justificación de este trabajo de investigación. En el capítulo II se presenta el marco teórico, el cual detalla la revisión de la literatura especializada en el tema, las definiciones, las teorías de sustento y el marco regulatorio en el que se basó este trabajo. Luego en el capítulo III se muestra la metodología que se siguió para desarrollar la investigación. En el capítulo IV se muestran los resultados y análisis de cada uno de los objetivos de dicho trabajo. Finalmente, en los capítulos V y VI se presentan las conclusiones y recomendaciones y la propuesta de aplicabilidad

que surgió producto de esta investigación.

1.2 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

En los últimos años las fuentes de energía eléctrica han experimentado cambios, los cuales han sido impulsados por la necesidad de reducir la contaminación ambiental, así como de reducir el impacto de los costos del petróleo dentro de las tarifas de electricidad. En función de esto, varios países han incrementado el empleo de sistemas de generación de energía basados en fuentes renovables. Entre estos sistemas de generación se tienen la solar fotovoltaica, la geotérmica, eólica, hidráulica y biomasa.

Aunado a lo anterior el modelo de negocio de la industria eléctrica a nivel mundial está cambiando, inicialmente este modelo se basaba en la generación de electricidad centralizada, la cual involucra grandes plantas conectadas a las redes de transmisión y distribución, que ajustan la oferta a la demanda en tiempo real, ahora con el desarrollo de generación de energía renovable se puede generar electricidad en mediana y pequeña escala, ampliando con esto las posibilidades de provocar ahorros y mejoras de eficiencia a nivel del usuario final (Sioshansi, 2014).

El desarrollo de esta generación de energía ha obligado a los países a repensar el modelo de negocio de la industria eléctrica, el cual abarca, entre otros temas, la regulación y las tarifas al usuario final. Este último tema ha generado gran controversia debido a que la incorporación de estas tecnologías ha puesto en duda la sostenibilidad del modelo de negocio de servicios públicos basado en las tarifas tradicionales. Tarifas que para algunos tipos de usuarios dependen directamente del volumen de energía que el usuario consume, lo que podría traer impactos negativos en la recaudación de las empresas distribuidoras, o una mala redistribución de costos en el universo de usuarios. Para evitar esto, se tiene que revisar el régimen tarifario a aplicar a los usuarios autoprodutores.

De acuerdo con Sioshansi (2014), en Europa se observa un crecimiento considerable en la generación distribuida con fuentes de generación renovable, el cual ha venido motivado por subsidios u objetivos obligatorios impuestos por los países. Por ejemplo, en Dinamarca, Suecia y España tienen como objetivo de política llegar a generar para el año 2050 el 100% energía eléctrica mediante fuentes renovables. Sin embargo, en este mismo documento se indica que a medida que crezca este tipo de generación, específicamente la de los usuarios autoprodutores, se presentan desafíos en los mecanismos tarifarios, dado que los ingresos de las empresas distribuidoras pueden

verse mermados ya que los mismos se recuperan mediante tarifas volumétricas (tarifas tradicionales).

En ese sentido, en Chile mediante la Ley de Medición Neta se dieron las bases para promover el uso de energía renovables no convencionales. En esta ley se regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras conectas en el servicio residencial. Adicionalmente, permite a los usuarios realizar la conexión de equipos de generación para la inyección de excedentes de energía a la red de distribución, así como el cumplimiento en cuanto a las norma de conexión y calidad (Ley 20571: REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES, 2012).

Por su parte Costa Rica ha desarrollado diversos mecanismos con el objetivo regular a la generación distribuida, entre ellos el tema tarifario, el cual ha conllevado a que la regulación en este tema sufra diferentes cambios, específicamente en las metodologías tarifarias que resultan aplicables a los generadores distribuidos en operación con entrega de excedentes o en operación sin entrega de excedentes. El propósito de estas modificaciones es enviar las señales de precio e impacto de estos recursos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense. Entre los temas que se persiguen están la asignación real de costos de interconexión a la red eléctrica, acceso y cargos de potencia (ALCANCE NO 174 A LA GACETA NO 169, 2023).

En Guatemala se ha buscado incentivar la generación distribuida e incorporar para esta un esquema tarifario adecuado. La regulación establece que la empresa distribuidora cobrará dentro de la tarifa el cargo fijo y los cargos por potencia que le sean aplicables a cada usuario, según la tarifa correspondiente. Asimismo, establece que, para el caso de tarifas sin medición de potencia, es decir una tarifa tradicional, la empresa distribuidora podrá cobrar los cargos por distribución correspondientes en función de la energía que entregue al usuario, esto último con el fin que este tipo de usuarios no afecten la salud financiera de la empresa (NORMA TÉCNICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA, 2014).

Finalmente, en Honduras se han indagado estrategias para abordar el tema de la generación distribuida, específicamente el de autoproducción, actualmente existen mecanismos para regular la conexión y operación de la autoproducción, así como el tipo de tarifa que debe ser cobrada por

las empresas distribuidoras a los usuarios autoprodutores; esta tarifa tiene como finalidad no afectar la salud financiera de dichas empresas (NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES, 2022).

No obstante, dicha tarifa no ha sido aplicada por las empresas de distribución, entre las razones que indica una de ellas, Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), específicamente en el informe denominado “Propuesta tarifa para Usuarios Autoprodutores” («Consulta Pública», 2024), es que el sistema comercial actualmente no cuenta con la capacidad para incorporar una nueva tarifa y la otra razón es que la ENEE no ha realizado los estudios necesarios para presentar ante el regulador del subsector eléctrico una propuesta tarifaria de acuerdo con la regulación vigente.

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La introducción de tecnologías digitales inteligentes en Honduras, así como los gustos cambiantes de los consumidores y las nuevas políticas del gobierno que promueven las fuentes de energía renovables han puesto en duda la sostenibilidad del modelo de negocio de las empresas distribución de electricidad basado en las tarifas tradicionales como lo son las tarifas monómicas, la cual considera únicamente el volumen de electricidad consumida y es aplicada a los usuarios que están conectados en la red de baja tensión.

El país actualmente cuenta con seis empresas que brindan el servicio de distribución de energía eléctrica, cinco lo brindan de manera aislada, de las cuales tres se encuentran en el departamento de Islas de la Bahía y dos en el departamento de Gracias a Dios («Sistemas Aislados», 2024).

La empresa que opera el servicio de distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es decir, de manera no aislada, es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la cual es la más grande del país. La ENEE es una empresa pública autónoma responsable de la transmisión, distribución y comercialización del servicio de la energía eléctrica en el SIN. Asimismo, es responsable de una parte de la generación de energía eléctrica en dicho sistema (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2024).

Esta empresa tiene disponible para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) una capacidad de 3,007.86 MW. En cuanto la energía eléctrica, se prevé que para el año 2024 la empresa consuma mediante sus usuarios 11,255.52 GWh y que tenga un crecimiento anual

de 3.5%. Se prevé que la energía será obtenida a través de fuentes renovables y fuentes no renovables (CND, 2024).

Asimismo, se proyecta que este consumo se distribuya por sector. En la tabla siguiente se muestra de manera detallada lo antes indicado.

Tabla 1. Porcentaje de participación en capacidad instalada, energía y consumo por sector que presenta la ENEE

Variable de análisis	Porcentaje de participación
Capacidad instalada	
Renovable	64.22%
No renovable	35.78%
Energía prevista	
Hidráulica	34.97%
Solar fotovoltaica	9.04%
Eólica	6.62%
Biomasa	4.05%
Geotérmica	2.70%
Térmica	40.16%
Consumo por sector	
Residencial	45.40%
Comercial	27.20%
Industrial	21.50%
Público	5.90%

Fuente: (ENEE, 2024)

La ENEE cuenta con clientes en alta, media y baja tensión (residenciales y otros con características diferentes de consumo con respecto al residencial, también conocidos como servicio general en baja tensión) (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016)

Entre este tipo de clientes se encuentran los autoprodutores, según datos de la CREE, la ENEE a 2024 cuenta con un total de 535 autoprodutores, que se distribuyen servicio general en baja tensión (343), servicio residencial (135) y servicio en media tensión (57), asimismo, estos usuarios se distribuyen en diferentes departamentos del país (CREE, 2024c).

En los siguientes gráficos se muestran las distribuciones antes indicadas.

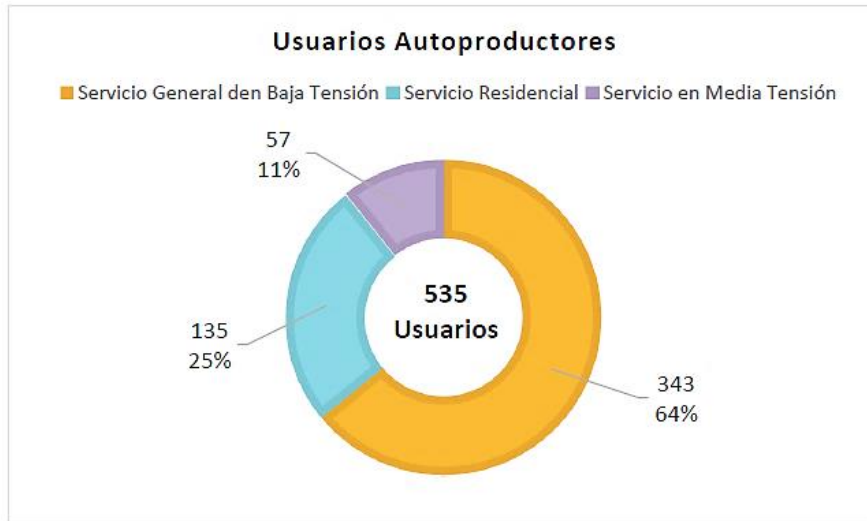


Figura 1. Usuarios autoprodutores según categoría tarifaria

Fuente: (CREE, 2024c)

La cantidad de energía total inyectada por este tipo de usuarios entre los años 2018 y 2023 fue de 105.40 GWh, la cual fue solar fotovoltaica. La distribución por tipo de usuario se muestra en el siguiente gráfico. Es importante resultar que la mayor inyección de energía se dio en el año 2023, la cual fue impulsada debido a que en el año 2022 la CREE emitió la normativa relacionada con los usuarios autoprodutores.

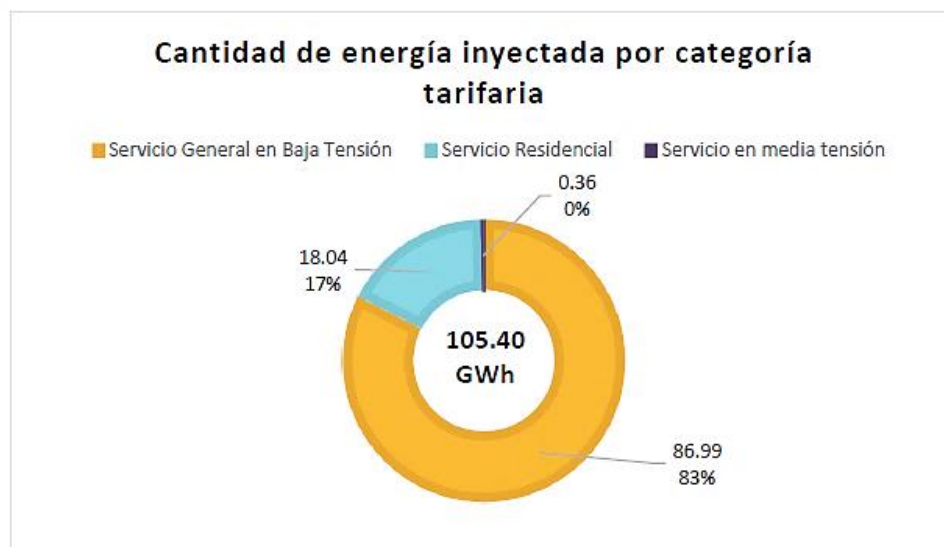


Figura 2. Cantidad de energía inyectada por categoría tarifaria

Fuente: (CREE, 2024c)

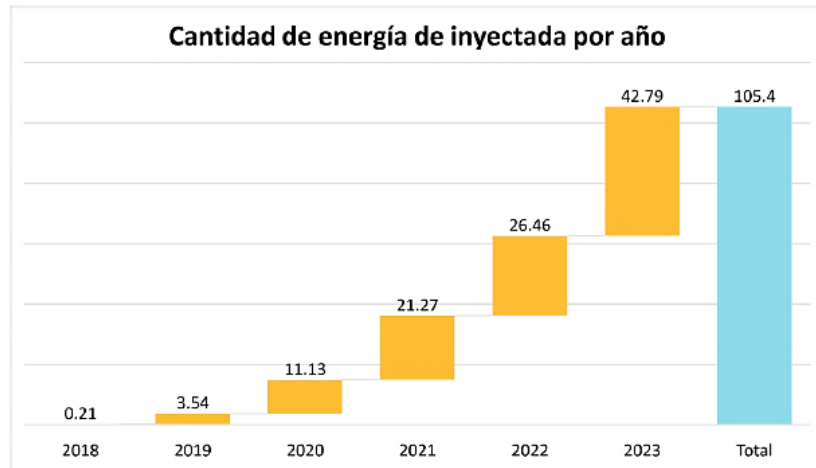


Figura 3. Cantidad de energía inyectada por año

Fuente: (CREE, 2024c)

La ENEE tiene entre sus funciones proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) las tarifas de electricidad aplicadas a cada usuario en el SIN, así como el recaudo por el cobro de estas tarifas. Las tarifas se componen de los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos por proveer el servicio eléctrico. Asimismo, la ENEE debe presentar ante el ente regulador para su aprobación la tarifa que aplicará para las compras exceso de energía proveniente de fuentes de energía renovable que generen sus usuarios residenciales y comerciales y que inyecten de retorno a la red de distribución de la empresa (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014).

En julio de 2024 la ENEE presentó ante la CREE una propuesta tarifaria por la inyección de energía eléctrica que pueden realizar los usuarios autoprodutores. Esta propuesta contempla la tarifa con la que se debe remunerar la energía inyectada a la red por este tipo de usuarios, así como los plazos en los que será implementada dicha tarifa. La ENEE de acuerdo con la Norma Técnica de Autoprodutores, debía también presentar una propuesta de tarifa en la cual cobrara los costos que no pueden ser recaudados mediante el consumo de energía que hacen dichos usuarios en la red, estos costos son la potencia e inversiones en la red, sin embargo, la empresa no la presentó.

A partir de los gráficos antes indicados y con base en la tarifa que está cobrando la ENEE actualmente («Tarifas-vigentes-ENEE», 2024), se estima una reducción anual en la recaudación

por L144,000,000, la cual impactaría directamente en las finanzas de esta empresa, recaudación que podría disminuir aún más debido al potencial de energía renovable que tiene el territorio de Honduras y al incentivo por pago de excedentes que prevé realizar la ENEE (IRENA, 2023).

En función de lo antes expuesto a continuación se presenta la formulación del problema y las preguntas de investigación del presente trabajo de tesis.

1.3.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo han influido los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el periodo 2018-2023?

1.3.1.1. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál es la situación mostrada entre los indicadores de ingresos y costos de los estados financieros para los usuarios comerciales de la ENEE en el periodo 2018-2023?

2. ¿Qué incidencia muestran los usuarios autoprodutores en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023?

3. ¿Qué efectos para el periodo 2018-2023 puede tener en los indicadores de liquidez de la ENEE, el sistema tarifario relacionado con los usuarios autoprodutores?

4. ¿Se puede implementar una metodología tarifaria que permita a la ENEE cubrir los costos de los usuarios autoprodutores?

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Comparar los valores entre los indicadores de ingresos y costos de los estados financieros para los usuarios comerciales de la ENEE en el periodo 2018-2023.

2. Calcular la incidencia de los usuarios autoprodutores en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023.

3. Determinar para el periodo 2018-2023 los efectos financieros de los usuarios autoprodutores en los indicadores de liquidez de la ENEE.

4. Proponer una metodología tarifaria que permita a la ENEE el establecimiento de los costos de los usuarios autoprodutores.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Actualmente las empresas distribuidoras de Honduras no cuentan con una tarifa para los usuarios autoprodutores conectados a la red de baja tensión que logre cubrir todos los costos en los puede incurrir este tipo usuarios, lo cual ocasiona perdidas para dichas empresas. Analizar el impacto que pueden tener los usuarios autoprodutores en la situación financiera de las empresas de distribución durante un periodo determinado es de vital importancia, debido que este análisis permitirá a los tomadores de decisiones crear mecanismos que conlleven a brindar señales de precio acordes a la evolución y a los efectos que pueden tener dichos usuarios sobre la sostenibilidad financiera del mercado eléctrico hondureño y en especial, en el de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Los principales beneficiarios de esta investigación serán la empresa de distribución más grande de Honduras, ENEE, y sus usuarios. No obstante, esta investigación podrá servir de referencia para las demás empresas distribuidoras de Honduras que cuentan con usuarios autoprodutores. De igual forma, el presente trabajo servirá de insumo al ente regulador del subsector eléctrico (CREE), para elaboración y modificación del marco regulatorio relacionado con la temática de investigación.

Esta investigación tendrá como fin realizar un análisis financiero el cual permita medir para el periodo 2018-2023, el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE, así como dar una propuesta de solución a la problemática antes indicada e incidir en las políticas públicas de Honduras. Para ello se utilizará parte de la información contenida en los estados financieros de esta empresa, información técnica relacionada con los usuarios autoprodutores y metodologías tarifarias aplicables a estos tipos de usuarios.

En definitiva, el desarrollo de la presente investigación es viable, en vista que se cuenta con una amplia gama de trabajos de investigación, de los cuales muchos ya han sido desarrollados e implementados en diferentes partes del mundo, lo que conlleva a tener un marco teórico robusto.

Aunado a lo anterior, Honduras presenta normativas y reglamentos en el subsector eléctrico que delimitan la línea trabajo que se debe desarrollar para esta investigación, así como datos financieros de la ENEE, los cuales pueden ser descargados de forma libre en la página de la empresa.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1.1 MACROENTORNO

A continuación, se presentan diferentes propuestas metodológicas que tienen como fin resolver el problema de los usuarios autoprodutores en la estructura de costos de las empresas distribuidoras, así como la implementación o manejo de los usuarios autoprodutores en el pliego tarifario de Valonia región de Bélgica, Alemania, Brasil, Chile y EUA, específicamente en Illinois.

2.1.1.1 PROPUESTAS METODOLÓGICAS

Faruqui y Bourbonnais (2020) indican que dado al despliegue que ha habido de los recursos energéticos distribuidos, la estructura tarifaria que deben cobrar las Empresas Distribuidoras (ED) debe incluir un cargo fijo, el cual está relacionado con los costos de facturación, medición y servicio al cliente; un cargo de energía que varía con el tiempo, este cargo recupera los costos de energía, ya sea de manera simple (independiente de la hora) o de acuerdo con la hora de consumo; y un cargo por demanda, el cual recupera los costos de capacidad de la red, generalmente basados en el consumo máximo de electricidad en un lapso.

Borenstein (2016) destaca que la fijación de tarifas debería comenzar fijando precios que reflejen el costo marginal social de corto plazo (precio eficiente), el cual debe variar en el tiempo y en todo momento, de generar y suministrar electricidad, también indica que estos precios deben incluir adicionales con el objetivo de cerrar la brecha entre los ingresos recaudados de la fijación de precios eficiente y los ingresos que la empresa de servicios públicos necesita para cubrir sus costos.

En Avau et al. (2021) los autores evalúan el impacto que tienen las tarifas en la respuesta a la demanda de los prosumidores (autoprodutores). En esta investigación se analizan 5 estructuras tarifarias de distribución, tarifa fija, tarifa de medición neta volumétrica anual, tarifa volumétrica de consumo horario, tarifa volumétrica bidireccional horaria y tarifa de capacidad máxima de consumo anual. Este trabajo de investigación contribuye al debate sobre el diseño de tarifas de distribución al investigar su efecto operativo a corto plazo sobre los prosumidores, para varias combinaciones de sistemas fotovoltaicos, bombas de calor y baterías.

Por su parte Manuel De Villena et al (2019) analizan el impacto que tienen en los

prosumidores las estructuras tarifarias en relación con sus costos de inversión, para ello se analizan y comparan el impacto entre las tarifas volumétricas y las tarifas en dos partes. Asimismo, este artículo evalúa los efectos de diferentes marcos regulatorios en la evolución de las redes de distribución.

En Eid et al. (2014) proponen que el diseño tarifario para los usuarios autoprodutores incluya dentro de la facturación un pago por capacidad contratada, la cual es la capacidad máxima utilizada, con esto la ED podría cobrar con precisión la capacidad máxima de los usuarios de la red. Este mismo artículo propone como otra opción, que dentro de la tarifa se incluya un cargo fijo, el cual debe estar asociado a la contribución de las pérdidas, a la contribución en las inversiones de la red y a los costos de conexión.

Hanser & Van Horn (2014) señalan que la interacción entre la implementación de la generación distribuida, las tarifas y la disminución de la demanda y las implicaciones para los ingresos de la ED no pueden abordarse adecuadamente con los modelos de negocios existentes, por lo que propone diferentes enfoques de metodología de cálculo tarifario, dentro de los que destacan, es que las ED se deben convertir en proveedor de confiabilidad de último recurso, las ED determinarán las necesidades de confiabilidad de los clientes dependiendo de su equipo y evaluarán los cargos fijos en consecuencia para garantizar el nivel de confiabilidad deseado por el cliente, es decir, se debe crear una tarifa mensual fija por el nivel de confiabilidad que el usuario desee.

2.1.1.2 EUROPA

De Villena et al. (2021) señalan que en una región de Bélgica llamada Valonia, el regulador definió una tarifa para los prosumidores, la cual debe ser pagada por los mismos como contribución a los costos de la red. Esta tarifa se basa en la capacidad fotovoltaica de cada prosumidor y se calcula para compensar las tarifas evitadas de la red de distribución suponiendo una tasa de autoconsumo del 37,76%. Asimismo, este trabajo destaca que los medidores inteligentes permiten tarifas de red más justas y sostenibles.

En Stute & Klobasa (2024) se examinan las tarifas minoristas de electricidad dinámicas y los diferentes diseños de cargos de red como medidas clave para apoyar la integración de la energía renovable. En este trabajo se detalla que en Alemania los cargos de red para los consumidores residenciales son independientes de la cantidad de energía utilizada y que cuanta con varias

opciones de tarifas por capacidad, la primera opción es un precio fijo para una capacidad fija, la segunda, es que, para diferentes niveles de capacidad, existen diferentes niveles de precios y la última, un precio que depende del momento de consumo.

2.1.1.3 SUDAMÉRICA

En Chile actualmente existe una regulación relacionada con el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales, en esta los clientes pueden inyectar sus excedentes, que son valorizados por la ED al mismo precio que cobra por la energía base, sin incluir otros cargos asociados a transporte y demás servicios, para posteriormente netear mensualmente en la factura de electricidad, permitiéndole al consumidor compensar el gasto de suministro eléctrico. La idea de estos beneficios es para que los dueños de estos equipos de generación eviten tener que invertir en baterías o sistemas de almacenamiento (Ley Net Billing en Chile para Empresas | Solcor Chile, 2021).

En dicha regulación se establecen las diferentes opciones que puede tener el usuario, proyectos sin inyecciones de energía a la red, proyectos pequeños (<100 kW) y proyectos con excedentes que se inyectan a la red y de capacidad superior a 100 kW (Ley 20571: REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES, 2012).

Para el caso de Brasil, Stankiewicz et al. (2019), mencionan que las estructuras tarifarias deben adaptarse a los cambios fundamentales en el costo de la infraestructura para el suministro de energía eléctrica, así como en la interacción entre los consumidores y la red eléctrica, en ese sentido, el autor señala que en Brasil mediante el proyecto de ley resultante de la consulta pública número 33/2017, propone cambios en la estructura tarifaria, orientados a cobrar un cargo por capacidad (kW) y no por volumen de energía (kWh), tal como se venía cobrando.

2.1.1.4 ESTADOS UNIDOS

Finalmente, Knittel (2019) presenta una investigación relacionada con las implicaciones de las tarifas eléctricas residenciales en términos de distribución y eficiencia económica. En ese sentido, los autores evalúan los impactos en las facturas de los planes tarifarios alternativos utilizando datos de medición por intervalos de más de 100,000 clientes en el área de Chicago, Illinois. Cambian estos datos con datos granulares del censo para evaluar la incidencia de los cambios en las facturas

en los diferentes grupos socioeconómicos. En este trabajo concluyen que los clientes de bajos ingresos enfrentarían aumentos en las facturas en una transición a tarifas eléctricas económicamente más eficientes. Sin embargo, demuestran que los cambios simples en los cargos fijos en las tarifas de dos partes pueden mitigar estas disparidades y, al mismo tiempo, preservar la totalidad o la gran mayoría de las ganancias de eficiencia.

2.1.2 MESOENTORNO

En este apartado se presenta las metodologías de estructuras tarifarias implementadas para usuarios autoprodutores en Guatemala y Costa Rica.

En Guatemala con el objetivo de facilitar el acceso al sistema eléctrico nacional mediante fuentes energéticas renovables, dispuso a través de una normativa mecanismos que detallan las reglas de conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable y de los usuarios autoprodutores (NORMA TÉCNICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA, 2014).

En ese sentido, el pliego tarifario de las ED cuenta con diferentes tarifas para los usuarios autoprodutores (CNE, 2024), las cuales son:

1. Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores, es una tarifa en baja tensión aplicables a los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza mediante un medidor bidireccional y no se mide potencia. Los cargos que incluye esta tarifa son cargo fijo por consumidor y cargo por energía.

2. Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores: es una tarifa en baja tensión que aplica a los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza mediante un medidor bidireccional, se considera la potencia máxima demandada y potencia punta demandada. Los cargos que se incluyen es esta tarifa son: cargo fijo por consumidor, cargo por energía, cargo por potencia punta y cargo por potencia contratada.

3. Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores: es una tarifa en media tensión que aplica a los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza mediante un medidor de energía bidireccional, se considera la potencia máxima demandada y potencia punta demandada. Los cargos que se incluyen es esta tarifa son: cargo fijo por

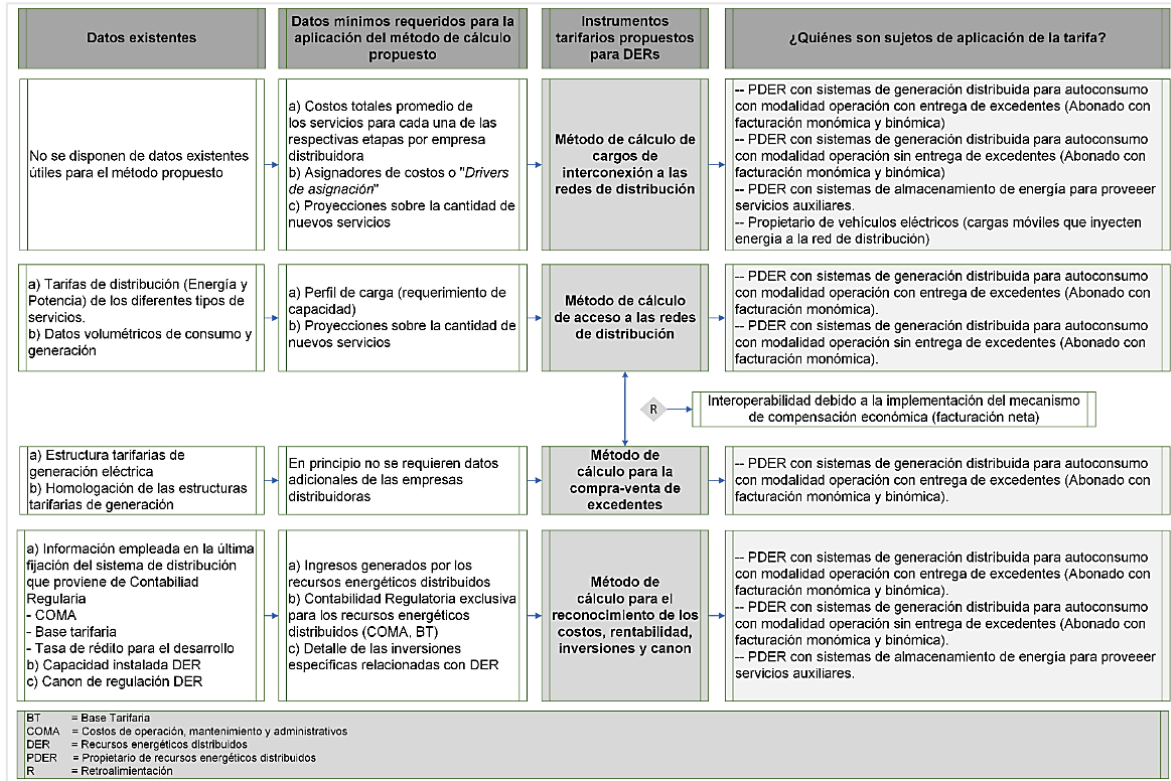
consumidor, cargo por energía, cargo por potencia punta y cargo por potencia contratada.

Por su parte en Costa Rica con el fin de enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de los DER en el sistema eléctrico del país, así como promover que las empresas distribuidoras realicen una adecuada y flexible gestión comercial para aquellos usuarios que posean recursos energéticos distribuidos e incidir en la adecuada integración de los DER y cumplir con lo establecido en las leyes N.º 7593 y N.º 10086, se incorpora en el año 2023 metodologías tarifarias (RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023, 2023) referente con:

1. Los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los DER.
2. El acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido.
3. La compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora.
4. El reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico nacional.

Dentro de estas metodologías se incorpora de manera general para cada caso, los objetivos y alcance, el modelo de cálculo, los componentes del cálculo tarifario, el suministro de información, aplicación del método de cálculo y el listado de fórmulas y variables. En la tabla siguiente se muestra el diagrama de la metodología de la estructura tarifaria contemplada para los recursos energéticos en dicho país.

Tabla 2. Diagrama general de la metodología tarifaria aplicada a los recursos energéticos distribuidos



Fuente: (RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023, 2023)

2.1.3 MICROENTORNO

2.1.3.1 SECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO

El sector eléctrico hondureño ha experimentado importantes cambios en su marco regulatorio desde el año 2014. Por medio del Decreto Legislativo No. 404-2013, entró en vigencia a partir del 4 de julio de 2014 la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la cual deroga la anterior "Ley Marco del Subsector Eléctrico" y busca liberalizar la industria de la energía eléctrica en Honduras, teniendo como objetivos: i) armonizar la legislación del sector eléctrico con el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central", ii) fomentar la eficiencia del sector y la reducción de pérdidas para mejorar la competitividad del país, iii) regular la importación y exportación de energía eléctrica, y iv) regular la operación del sistema eléctrico nacional y su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano (MER).

La LGIE designa como cabeza del sector a una Secretaría de Estado como la autoridad superior del subsector eléctrico, función actualmente desempeñada por la Secretaría de Estado en los Despachos de Energía (SEN), la cual es la encargada de proponer las políticas públicas de las actividades del subsector eléctrico. Asimismo, crea la CREE como entidad reguladora y permite que un ente sea el operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) principalmente encargado de la operación y administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

El MEN está conformado por empresas generadoras, empresas transmisoras, empresas distribuidoras y consumidores calificados. El modelo que utiliza este mercado es de competencia mayorista, basado en compras mediante contratos y “oportunidad”. En este mercado las empresas distribuidoras de energía venden la energía y potencia a un cierto grupo de usuarios a tarifa regulada. Asimismo, en este mercado se abre la puerta a las compras directas por parte de los consumidores calificados (grandes usuarios, cuya demanda máxima debe ser mayor a 5 MW). En este sentido, las empresas generadoras compran (mediante contratos de respaldo) y venden energía y potencia, utilizando el sistema de transmisión eléctrica como plataforma física de interconexión con los consumidores calificados y empresas de distribución. En la siguiente figura se muestra el modelo de mercado antes descrito.

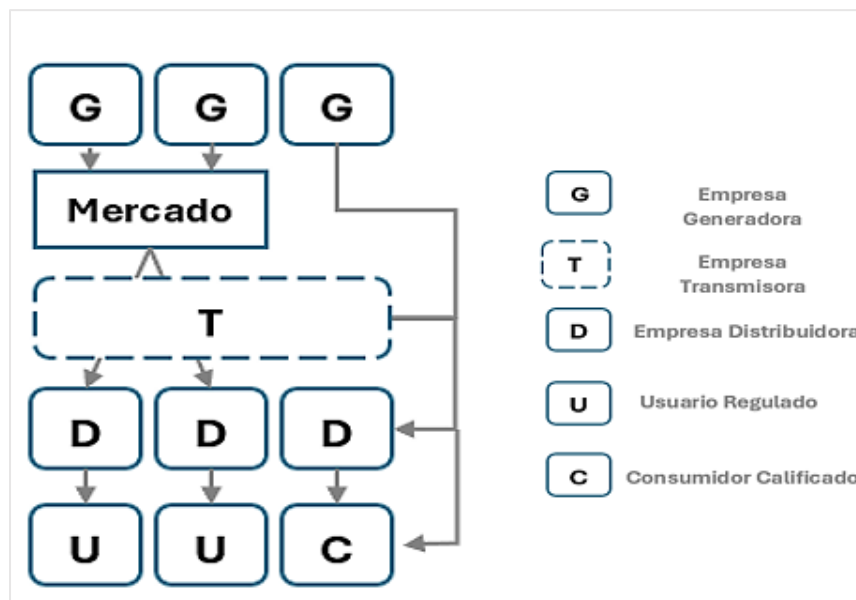


Figura 4. Modelo del Mercado Eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia

2.1.3.2 EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, ENEE, es una empresa pública autónoma responsable de la transmisión, distribución y comercialización del servicio de la energía eléctrica en el SIN de Honduras, es decir, es empresa trasmisora y distribuidora. Asimismo, es responsable de una parte de la generación de energía eléctrica de dicho sistema. La ENEE fue creada el 20 de febrero de 1957, mediante el Decreto número 48 de 1957, antes de eso el sector eléctrico estuvo a cargo de municipalidades las cuales operaban de manera aislada. El objetivo principal de esta empresa de acuerdo con dicho decreto es promover el desarrollo de la electrificación del país (Gobierno, 1957).

La ENEE tiene como misión operar para mejorar la calidad de los servicios de electricidad y llevar dicho servicio a todos los rincones del país, siendo una plataforma que contribuya a reducir la pobreza energética y a impulsar el desarrollo de la economía social de la nación. La visión de esta empresa es ser para el año 2026 una de las empresas públicas eléctricas más importante de la región, preservando la categoría de patrimonio nacional y considerando al servicio de energía eléctrica como un recurso estratégico para la nación y un derecho humano de naturaleza económica social, además, asegurándole a los ciudadanos tarifas justas y accesibles para las amplias capas poblacionales del país.

Entre los valores que posee la ENEE están: la responsabilidad, trabajo en equipo, respeto, compromiso, transparencia, calidad y efectividad. Entre los objetivos estratégicos se tienen, recuperar financieramente a la ENEE, garantizar el servicio de energía eléctrica e impulsar la separación técnica y administrativa y financiera de las unidades de negocio de generación, transmisión y distribución (ENEE, 2024).

La ENEE a noviembre de 2023 cuenta con un total de 1,836,784 de usuarios, los cuales están divididos por categoría tarifaria: residencial, servicio de baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. La demanda total de energía eléctrica de esta empresa para el año 2023 fue de 10,609,195.98 GWh (CREE-Fiscalización, 2023).

La ENEE es propietaria de 7 centrales de generación que operan en el MEN, estas centrales son El Cajón, El Níspero, Cañaveral, Patuca, Río Lindo, Ceiba Térmica, Santa Fe y La Puerta. Las primeras cuatro centrales son hidráulicas y las otras son centrales térmicas. La generación de la ENEE para los meses de enero y febrero de 2024 representó el 21.28% de la generación total del

mercado eléctrico hondureño (CREE-Tarifas, 2024).

Asimismo, la estatal eléctrica es propietaria de todo el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica del SIN, es decir, es dueña de todos los activos de transmisión (líneas y subestaciones de alta tensión y de los equipo de protección y medición con los que opera dichas líneas y subestaciones) y de todos los activos de distribución (líneas y subestaciones de media y baja tensión y de los equipo de protección y medición con los que opera dichas líneas y subestaciones), incluyendo los activos relacionados con el sistema de medición comercial (ENEE, 2024).

2.1.1.1 USUARIOS AUTOPRODUCTORES

Tal como se indicó en CAPITULO I, la ENEE cuenta con un total de 535 usuarios autoprodutores comerciales, estos usuarios se distribuyen en diferentes departamentos del país (CREE, 2024c).

En la figura siguiente se muestra dicha distribución.



Figura 5. Usuarios autoprodutores por departamento

Fuente: (CREE, 2024c)

2.1.1.2 TARIFAS DE ELECTRICIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL DE HONDURAS

Tal como se indicó en la sección 2.1.3.3, las empresas distribuidoras deben cobrar una tarifa regulada. De acuerdo con la regulación vigente esta tarifa debe contemplar todos los costos relacionados por brindar el servicio de energía eléctrica. En ese sentido, la ENEE, empresa que brinda el servicio de distribución y comercialización de energía en el SIN, cobra a sus usuarios

tarifas reguladas. Actualmente la ENEE está cobrando una tarifa promedio de 6.3949 L/kWh, la cual es un promedio ponderado entre la tarifa y el consumo de energía por categoría tarifaria. En la figura siguiente se muestra la evolución de la tarifa promedio de esta empresa desde el año 2022 a julio 2024.

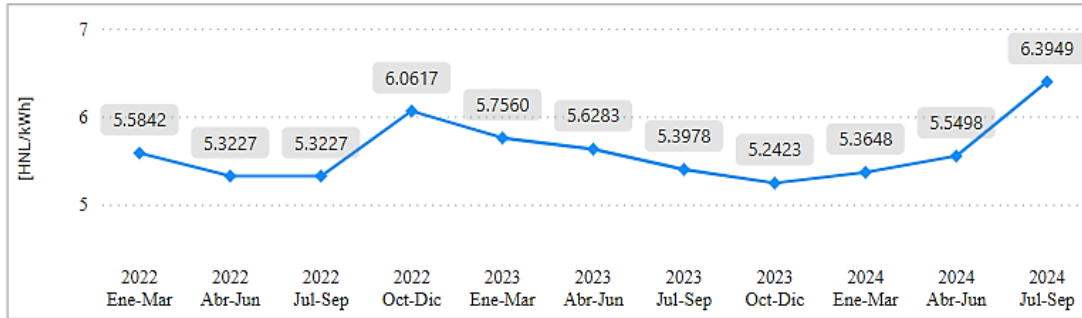


Figura 6. Evolución de la tarifa promedio de la ENEE para el periodo de enero 2022 a septiembre 2024

Fuente: («Historial de Tarifas», 2024)

La tarifa se divide en costos de generación, transmisión, operación del SIN, operación y regulación del MER, costos de distribución y costos de comercialización. En el siguiente grafico se muestra la distribución porcentual de estos costos dentro de la tarifa promedio de la ENEE.

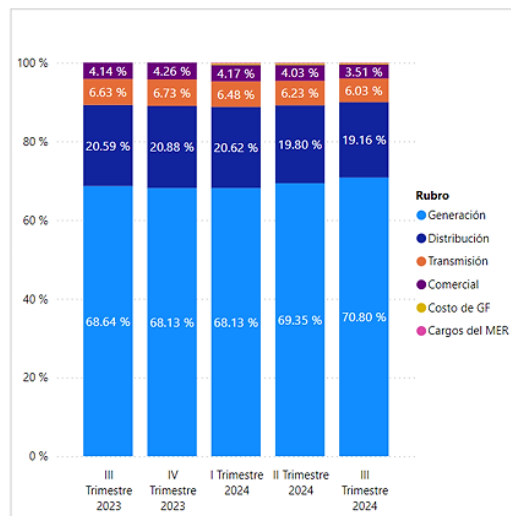


Figura 7. Asignación de costos en tarifa promedio de la ENEE

Fuente: (CREE, 2024b)

Los cargos de generación reflejan los costos de compras de potencia y energía para suministro de los usuarios regulados. Estos se ven afectados por las características de la demanda, déficit de energía, matriz de generación de energía eléctrica, precios de combustible y previsiones hidrológicas. Los costos de operación del MEN y los costos de operación y regulación del MER están relacionados con los costos en los que incurre el operador nacional y regional por administrar y operar el mercado correspondiente.

Por su parte, los costos de transmisión contemplan los costos asociados a los activos usados para la actividad de transmisión, así como los costos de operación y mantenimiento por realizar esta actividad y los costos asociados a las pérdidas de potencia y energía en el sistema. Finalmente, los costos de distribución, también llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), son los costos de los activos usados para la actividad de distribución, los costos de operación y mantenimiento, los costos de pérdidas de energía y potencia, y una componente de costos de comercialización.

De conformidad con la regulación vigente, la ENEE asigna los costos antes indicados en función de la participación que tiene cada categoría tarifaria. Esta empresa cuenta con cinco, las cuales dependen del nivel de tensión en el que están conectadas y de las características de consumo. Las categorías son: servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión, servicio en alta tensión y servicio de alumbrado público.

La estructura o cuadro tarifario que se asigna a las distintas categorías tarifarias varia, la ENEE define su estructura en la tabla siguiente. La “X” significa se incluye el cargo correspondiente. El cargo fijo está asociado a los costos de facturación, medición y atención al cliente. El precio de potencia son los costos por compras de potencia, inversiones en la red de transmisión y distribución. El precio de energía está asociado con la producción de energía. Es importante señalar que, a los servicios residencial, baja tensión y alumbrado público se le cobra únicamente el precio de la energía, el cual es un monomio del precio de energía y potencia.

Tabla 3. Estructura tarifaria aplicada por la ENEE

Servicio	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	L/abonado-m	L/kW-mes	L/kWh
Servicio Residencial	X		X
Servicio General en Baja Tensión	X		X
Alumbrado Público	X		X
Servicio en Media Tensión	X	X	X
Servicio en Alta Tensión	X	X	X

Fuente: Elaboración propia con datos («Tarifas-vigentes-ENEE», 2024)

2.1.1.3 SITUACIÓN FINANCIERA DE LA ENEE 2022

De acuerdo con la información presentada por el Tribunal Superior de Cuentas, la ENEE para el año 2022 presentó un déficit de L-6,012.8 millones. Para ese mismo año los activos totales ascendieron a L43,524.4 millones y el patrimonio fue de -L 55,062,358,854.41. En las tablas siguientes se muestra de manera detallada el estado de rendimiento y de situación financiera de la ENEE (TSC, 2023).

Por otro lado, y de acuerdo con los datos de la Secretaría de Finanzas, al primer trimestre del año 2023 el presupuesto destinado para la ENEE fue de L 2,172.8 millones, presupuesto que fue financiado con crédito externo (94%), fondos propios (5%) y donaciones externas (1%) (SEFIN, 2023).

Tabla 4. Estado de rendimiento financiero de la ENEE (Cifras en Lempiras)

Descripción	2022	2021	Variación absoluta	Porcentaje de variación
Ingreso de Operación	35,073,909,521.44	27,547,260,184.39	7,526,649,337.05	27.32%
Ingreso de no Operación	3,848,623,080.71	3,739,859,311.29	108,763,769.42	2.91%
Total de ingresos corriente	38,922,532,602.15	31,287,119,495.68	7,635,413,106.47	24.40%
Gastos de consumo	41,042,224,258.36	34,932,724,408.56	6,109,499,849.80	17.49%
Gastos financieros de corto plazo	407,500,150.77	360,057,892.12	47,442,258.65	13.18%
Gastos financieros de largo plazo	3,398,105,089.11	3,438,909,043.15	-40,803,954.04	-1.19%
Donaciones, transferencias y subsidios	87,536,999.28	93,959,632.08	-6,422,632.80	-6.84%

Descripción	2022	2021	Variación absoluta	Porcentaje de variación
Total gastos corriente	44,935,366,497.52	38,825,650,975.91	6,109,715,521.61	15.74%
Resumen de ingreso y gastos	-6,012,833,895.37	-7,538,531,480.23	1,525,697,584.86	-20.24%

Fuente: (TSC, 2023)

Tabla 5. Estado de la situación financiera de la ENEE (Cifras en Lempiras)

Descripción	2022	2021	Variación absoluta	Porcentaje de variación
Activos corrientes	21,308,866,595.40	15,271,207,156.93	6,037,659,438.47	39.54%
Activos no corrientes	22,215,556,437.62	22,089,423,118.03	126,133,319.59	0.57%
Total de activos	43,524,423,033.02	37,360,630,274.96	6,163,792,758.06	16.50%
Pasivo corriente	35,672,890,720.47	32,294,923,454.02	3,377,967,266.45	10.46%
Pasivo no corriente	62,913,991,166.95	57,852,271,770.66	5,061,719,396.29	8.75%
Total pasivo	98,586,881,887.42	90,147,195,224.68	8,439,686,662.74	9.36%
Total patrimonio	-55,062,458,854.40	-52,786,564,949.72	-2,275,893,904.68	4.31%
Total pasivo + patrimonio	43,524,423,033.02	37,360,630,274.96	6,163,792,758.06	16.50%

Fuente: (TSC, 2023)

2.2 CONCEPTUALIZACIÓN

2.2.1 ELECTRICIDAD

De acuerdo con Cevallos (Cevallos, 1996) la electricidad es una forma de energía, la cual puede producirse mediante diferentes fuentes de energía, como ser la energía hidráulica, térmica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica, entre otras. Por otro lado, de acuerdo con la legislación hondureña, la electricidad es 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.

2.2.2 TARIFA DE ELECTRICIDAD

Son el mecanismo mediante el cual se recuperan los costos por brindar el servicio de energía eléctrica. Entre los costos se tienen los de explotación (operación y mantenimiento), los

relacionados con conservación de los activos y los de rentabilidad (Bitu, 2005). En la figura siguiente se muestra de manera grafica los costos que puede contemplar la tarifa para el caso de Honduras. Donde: PRT es el costo de transmisión, CG el costo de generación, ODS es el costo de operación del SIN, MER son los costos relacionados con la operación y regulación del MER, SC son los costos de servicios complementarios y VAD es el valor agregado de distribución.

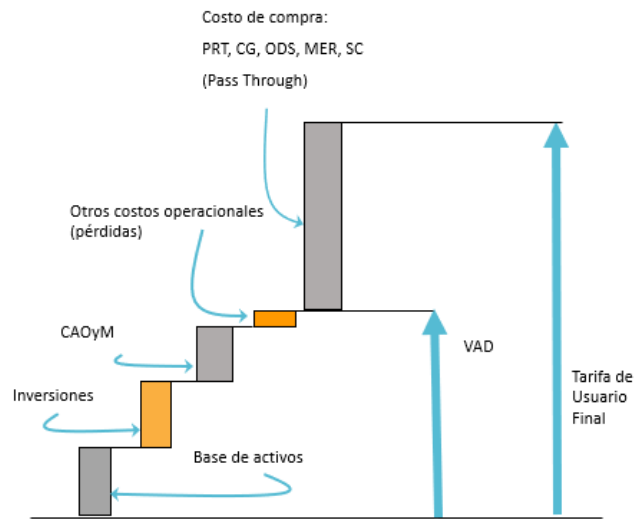


Figura 8. Costos relacionados con la tarifa de la ENEE

Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que las tarifas son presentadas por las empresas distribuidoras y son revisadas y aprobadas por el ente regulador asignado. El regulador debe velar, entre otros aspectos, que dichas tarifas establezcan requisitos de calidad del servicio y de pérdidas en la red, requisitos que deben ser asignados de acuerdo con las zonas de servicio. Asimismo, debe asegurar la viabilidad financiera del negocio de la distribución.

2.2.3 MERCADO ELÉCTRICO

Es el medio donde se realizan transacciones comerciales de compraventa de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo entre diferentes participantes. Su objetivo es equilibrar la oferta y la demanda de energía, buscando garantizar el suministro a los consumidores a precios competitivos y promover la eficiencia del sistema eléctrico (CENACE, 2024).

2.2.4 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

De conformidad con la regulación vigente en Honduras es el sistema eléctrico formado por

las centrales generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción (Honduras, 2022).

2.2.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es la parte final del sistema eléctrico, encargada de transportar la energía desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales, como hogares, comercios e industrias. Se compone de redes de cables de menor tensión que permiten la entrega de la energía de manera segura y eficiente (Producción y distribución de electricidad, 2024).

2.2.6 ENERGÍAS RENOVABLES

Son fuentes energéticas que se basan en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal, entre otras. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente. Su impacto ambiental es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan contaminantes. Entre sus beneficios está la diversificación de la matriz energética de un país, la cual permite la no dependencia de la generación mediante combustibles fósiles (¿Qué son las energías renovables?, 2018).

Entre las fuentes primarias de energía renovable se encuentra la solar, la cual utiliza como fuente de energía a la radiación solar; la energía eólica, que utiliza la energía cinética de los vientos; la energía hidráulica, que utiliza la energía cinética y potencial gravitatoria de los movimientos de agua; y finalmente, la energía geotérmica, que utiliza el calor del interior del planeta como fuente de energía (Lira, 2009).

2.2.7 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

“Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) son recursos a pequeña escala que pueden ser gestionados de forma automática o manual, instalados cerca de los centros de consumo, conectados a la red de distribución, con posibilidad de inyectar energía, consumir energía o proveer servicios complementarios a la red de forma dinámica”(MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2021). Entre los DER se encuentran: los vehículos eléctricos, la gestión de la demanda, los sistemas de almacenamiento de energía, la generación distribuida y la autoproducción de energía.

2.2.8 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida es una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el sitio del medidor del cliente (Viral & Khatod, 2012).

2.2.9 AUTOPRODUCTOR

Es aquel consumidor que produce su propia energía, por lo que también se le conoce como prosumidor de energía. La autoproducción de energía se refiere a la producción de energía por parte de un consumidor, ya sea una empresa, una industria o un hogar, utilizando fuentes de energía renovable o tecnologías de generación distribuida. Esto significa que, en lugar de depender completamente de la red eléctrica tradicional, y del operador de red que exista en dicha zona; el consumidor genera su propia energía de manera parcial o total. En la figura siguiente se muestra un ejemplo de cómo funciona la autoproducción.

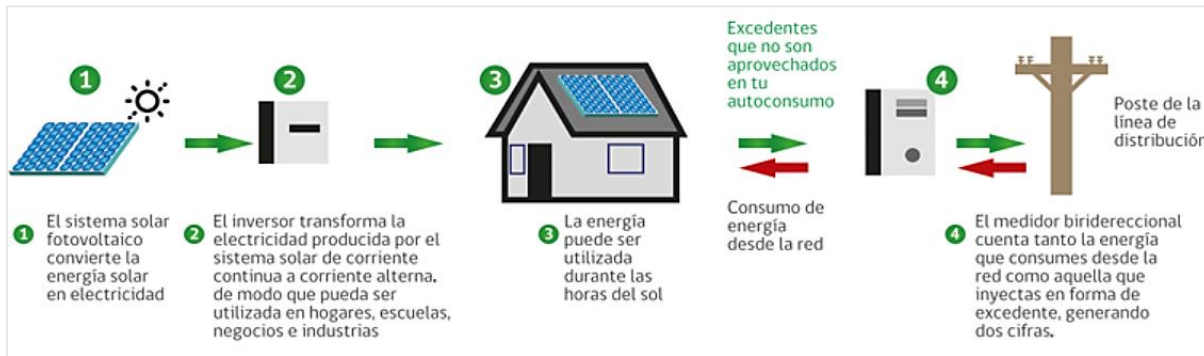


Figura 9. Autoproducción e inyección de excedentes de energía mediante generación solar fotovoltaica

Fuente: (Ministerio de Energía, 2017)

2.2.10 ESTUDIO FINANCIERO

Son los estudios que permiten decidir sobre la viabilidad de un plan de negocios, en dichos estudios se integra el comportamiento de las operaciones necesarias para que una empresa marche, visualizando a su vez el crecimiento de esta en el tiempo. Los estudios financieros se componen de el balance general, estado de pérdidas y ganancias y flujo de efectivo (González, 2008).

2.2.11 ESTADO DE RESULTADOS

Es el estado financiero que resume el desempeño de una empresa durante cierto periodo de tiempo, este resume los ingresos, gastos y ganancias de la empresa. Matemáticamente, es la diferencia entre los ingresos y costos (Ross, 2009).

2.2.12 INGRESOS Y COSTOS

Un ingreso es el incremento de los activos o el decremento de los pasivos de una entidad, durante un periodo contable, con un impacto favorable en la utilidad o pérdida neta o, en su caso, en el cambio neto en el patrimonio contable y, consecuentemente, en el capital ganado o patrimonio contable, respectivamente. Un costo son decrementos de los activos o incrementos de los pasivos de una entidad, durante un periodo contable, con la intención de generar ingresos y con un impacto desfavorable en la utilidad o pérdida neta (Ross, 2009).

2.2.13 LIQUIDEZ

Es un concepto financiero que “se refiere a la rapidez y facilidad con que un activo se convierte en efectivo”. Cuanto mayor liquidez tenga una empresa, es menos probable que experimente dificultades financieras (Ross, 2009).

2.2.14 RENTABILIDAD

Es una medida relativa de las utilidades, es la comparación de las utilidades netas obtenidas en la empresa con las ventas, con la inversión realizada, y con los fondos aportados por sus propietarios (Morillo, 2001).

Existen diferentes formas para medir la rentabilidad, entre ellas están: margen de utilidad, rendimiento sobre los activos (ROA, siglas de return on assets), rendimiento sobre capital (ROE, siglas de return on equity) (Ross, 2009).

2.1 TEORÍAS DE SUSTENTO

2.3.1 TEORÍA DE LOS COSTOS DE TRANSACCIÓN

La Teoría de Costos de Transacción fue expuesta por primera vez por Ronald Coase en 1937 y dada a conocer principalmente por Oliver Williamson en 1975. De acuerdo con (Salgado, 2003) la Teoría de los Costos de Transacción (TCT) tiene como fin identificar las fuentes de los costos de transacción y especificar el mecanismo de gobierno que puede coordinar de la manera más eficiente la transacción, de manera que se logren economizar dichos costos. La eficiencia se constituye en el criterio con el cual medir el desempeño, que se entiende como una forma de economizar costos y se atribuye a formas organizadas. La TCT se basa en la suposición de que las personas están influenciadas por el interés propio competitivo.

En el marco de esta teoría existen tres tipos de costos de transacción, costos de investigación e información: son los costos incurridos en determinar si el bien necesitado está disponible en el mercado, quién tiene el menor precio, entre otros; costos de negociación y de decisión: son los costos necesarios para llegar a un acuerdo aceptable con la otra parte de la transacción, como la redacción de un contrato apropiado; y costos de vigilancia y de ejecución, son los costos relacionado con asegurar que la otra parte mantenga los términos del contrato y tomar acciones apropiadas (a menudo, mediante sistema legal) si no se logra este cometido (Dahlman, 1979).

De acuerdo con Salgado (2003) los costos de transacción tienen profundas implicaciones en la asignación de recursos y en la estructura de la organización económica. Dichos costos se han vinculado a actividades desarrolladas dentro del proceso de intercambio que implica ceder derechos de propiedad que ejercen los agentes económicos sobre sus factores productivos. Es decir, que la TCT explica los diferentes costos en los que se enfrentan los actores al momento de realizar intercambios comerciales, celebración de contratos, búsqueda de información o cualquier transacción. Dichos costos pueden verse afectados por:

1. La incertidumbre.
2. Negociación y la especificidad de los activos, a las organizaciones que realizan transacciones les resulta costoso abandonarlas.
3. Los individuos poseen una racionalidad limitada, lo que significa que obtienen y procesan información limitada y, por lo tanto, tienen menos opciones para elegir.
4. comportamiento oportunista inherente de los individuos en una economía hace que sea más difícil que los acuerdos contractuales se hagan cumplir después de un largo período de tiempo

Existen diferentes trabajos que han utilizado esta teoría, trabajos orientados a estudiar los problemas de entorno, asociado a las políticas de apoyo para la creación de las pequeñas y medianas empresas, trabajos que estudian la decisión de integrar verticalmente la empresa en el momento de su creación, trabajos relacionados con la formación y conocimiento previo de los empresarios que emprenden un negocio, considerando por ello problemas de incertidumbre en la calidad del producto y finalmente, trabajos vinculados con instrumentos financieros (Salgado, 2003).

2.3.2 TEORÍA MICROECONÓMICA

Se considera a Adam Smith como el fundador de la microeconomía. En la riqueza de las naciones, libro elaborado por Smith, consideró la manera en la que se fijan los precios individuales, analizó y estudió la determinación de los precios de la tierra, el trabajo y el capital, asimismo investigó las fortalezas y debilidades del mecanismo de mercado e identificó las propiedades notables de eficiencia de los mercados y observó que el beneficio económico resulta de las acciones interesadas de los individuos. La microeconomía es aquella parte de la economía que trata con el comportamiento básico de los agentes económicos individuales, tales como consumidores, empresas y poseedores de recursos y los mecanismos de formación de precios (Nordhaus, 2006).

Entre los temas que trata la microeconomía que son de interés para la presente investigación están:

1. La elasticidad del precio de la oferta y la demanda, la cual mide la sensibilidad de la cantidad demandada de un bien respecto al cambio en su precio, cuando todas las demás variables que influyen en las decisiones de compra de los consumidores permanecen sin cambio. Existen diferentes tipos de elasticidad de la demanda: elástica, indica que un pequeño cambio en el precio provoca grandes cambios en la demanda (valor de elasticidad mayor que 1); inelástica (valor de elasticidad menor que 1), indica que un pequeño aumento o disminución del precio no afectará a la demanda; y elástica unitaria (valor de elasticidad igual a 1), indica que el cambio de precio es equivalente a la cantidad demandada.

2. La ley de oferta y la ley demanda. Por un lado, la ley de oferta indica que si el precio de un bien aumenta, la cantidad ofrecida de ese bien también aumenta. Esto se debe a que, cuanto mayor es el precio, más rentable es para los productores vender ese bien. Por otro lado, la ley demanda establece que si el precio de un bien aumenta, la cantidad demandada de ese bien disminuye. Es decir, cuando un producto es más caro, menos personas están dispuestas a comprarlo.

3. Costo marginal. Este es el incremento en el costo total dado un incremento en las unidades producidas (Parodi & Brusco, 2024).

4. Eficiencia del equilibrio competitivo. En esto se supone que los mercados son

perfectamente competitivos. Se dice que un mercado es competitivo cuando la cantidad demandada de un bien es igual a la cantidad ofrecida a un determinado precio, es decir, se logra el equilibrio de mercado. En la siguiente figura se muestra dicho equilibrio, el cual es representado en el punto “Q”.

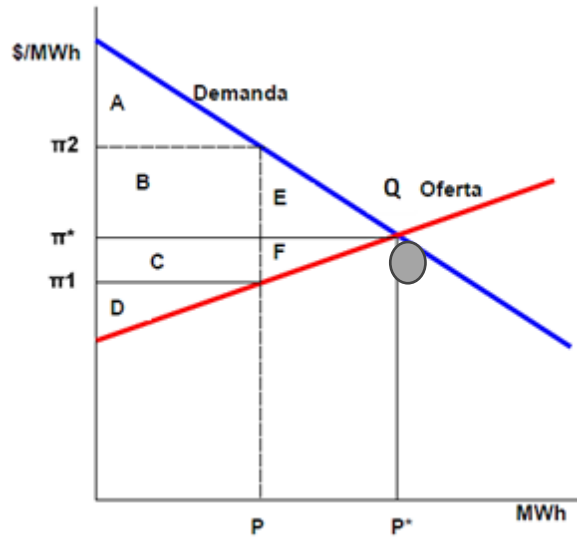


Figura 10. Equilibrio de mercado

Fuente: (IEE, 2012)

5. Estructura de mercado: monopolio, oligopolios, duopolio, competencia monopolista, competencia perfecta. Monopolio es cuando solo hay una empresa del producto o servicio; por su parte el oligopolio es cuando hay pocas empresas de tamaño parecido ofreciendo un mismo producto; el duopolio es cuando solo hay dos empresas ofreciendo el mismo bien; y finalmente la competencia perfecta es cuando hay teóricamente un número infinito de empresas que pueden ofrecer un mismo bien. En la tabla siguiente se presenta de manera más detallada dicha estructura.

Tabla 6. Estructuras de mercado

Cantidad de oferentes	Cantidad de demandantes		
	Uno	Pocos	Muchos
Uno	Monopolio bilateral	Monopolio parcial	Monopolio
Pocos	Monopsonio parcial	Oligopolio bilateral	Oligopolio
Muchos	Monopsonio	Oligopsonio	Competencia perfecta

Fuente: Elaboración propia con datos de (Parodi & Brusco, 2024)

6. Ley de los rendimientos decrecientes, esta ley señala que el producto marginal de cada unidad de insumo se reducirá a medida que la cantidad de ese insumo aumente, considerando que todos los demás insumos se mantienen constantes.

7. Monopolio natural, es cuando resulta más factible que un bien o servicio sea producido por una sola empresa que por dos o más. Este es el caso de los mercados de distribución y transmisión energía eléctricos, por lo que en un área geográfica opera una sola empresa y sus precios son regulados. Estos mercados presentan economías de escala asociadas a grades costos de inversión en redes.

2.3.3 METODOLOGÍAS DESARROLLADAS

2.3.3.1 METODOLOGÍA DE EMPRESA MODELO EFICIENTE

Esta metodología consiste en la utilización de un modelo de negocios que determina las tarifas de los servicios de acuerdo con los costos que tendría una empresa que provee los servicios con las tecnologías más eficientes disponibles comercialmente en el mercado al momento de tarifificar y que organiza de manera óptima su operación, suponiendo con ello una total desvinculación con la situación real de las empresas reguladas (UTI, 2008).

La metodología tuvo sus orígenes a principios de los ochenta como respuesta a los problemas que presentaban las empresas públicas de la época, los cuales están relacionados principalmente con el estímulo a la sobreinversión que presentaban estas empresas y el escaso incentivo a controlar sus costos. En esencia, dicha metodología es un mecanismo de regulación tarifaria utilizada para regular a las empresas de servicios públicos, entre ellas a las empresas que brindan el servicio de electricidad, que por sus características son monopolios naturales que necesitan ser supervisados por un ente especializado en la materia (Álvaro Bustos & Galetovic, 2002).

En Bustos & Galetovic (2002) se muestra que matemáticamente esta metodología se puede representar partiendo de una identidad contable que no depende del mercado, para eso se supone que para proveer $q = Q(p)$ unidades demandadas al precio p se necesitan $K(q)$ unidades de capital e incurrir en un costo variable pero constante de c pesos por unidad. La vida útil del capital es de T años al cabo de los cuales pierde toda utilidad. Si el costo de capital es r , el valor presente neto de las utilidades generadas por una industria que invierte $K(q)$ en $t = 0$ es:

$$Vp_0 = \int_0^T (p_t - c)Q(p_t) e^{-rt} dt - K(q)$$

Al considerar la ecuación antes indicada y suponiendo que $K(q)$ es igual a $k \cdot q$, con k es fijo y los retornos a escala son constantes y despejando para p_t , se tiene lo siguiente:

$$p = c + \frac{k}{R}$$

Es importante indicar que el precio es igual al costo medio de largo plazo que coincide con el costo marginal, concluyendo con esto que si el precio está por sobre $c + \frac{k}{R}$ se estimula la entrada, mientras que si cae por debajo saldrá capital a medida que se completa su vida útil y, que las empresas cubren exactamente sus costos económicos de largo plazo, es decir son sustentables.

Por otro lado, es importante señalar que no existe un mecanismo de regulación perfecto. La regulación por empresa eficiente presenta ventajas y desventajas como cualquier metodología, entre las ventajas se tiene que dado la claridad conceptual que presenta esta permite que mucha de su aplicabilidad quede por escrita en leyes y reglamentos y entre las desventajas se encuentra que dicha regulación no ha sido suficientemente efectiva para extraerle los ingresos a las empresas reguladas cuando han sido privatizadas.

2.2 MARCO LEGAL

A continuación, se presenta la regulación vigente aplicada al presente trabajo de investigación.

2.3.1 LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión, distribución en el territorio de Honduras, así como la importación y exportación de energía eléctrica y operación del sistema eléctrico nacional, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos y con el sistema y mercado eléctrico regional centroamericano. La LGIE fue publicada el 20 de mayo de 2014 mediante el decreto legislativo 404-2013, dicha ha sufrido cuatro modificaciones, la última fue publicada el 6 de junio de 2023 (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014).

La LGIE está dividida en 12 títulos y cuenta con 31 artículos. En función del tema de la presente investigación se destacan los siguientes artículos:

- Artículo 3. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

...

D. FUNCIONES DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

...

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.

- Artículo 15. OPERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

...

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.

- 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. 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.

- Artículo 21. CÁLCULO DE COSTOS

...

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.

2.3.2 REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) fue publicado en la Gaceta el 2 de julio de 2020. Este reglamento tiene como objetivo desarrollar las disposiciones de la LGIE. En particular, el presente reglamento desarrolla la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia (Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, 2016).

Los artículos relacionados con el RLGIE que servirán de insumo para este trabajo de investigación son:

- Artículo 47. Usuarios Autoprodutores

Son Usuarios Autoprodutores los Usuarios que dentro de sus instalaciones internas poseen equipos de generación de energía eléctrica capaces de operar en paralelo con la red.

...

A. Requisitos. Los Usuarios Autoprodutores deberán cumplir con los requisitos mínimos siguientes.

...

Los Usuarios Autoprodutores deberán cumplir las normativas específicas que regulen la conexión e inyección de excedentes de energía a las redes de distribución y transmisión que para

este efecto emita la CREE.

- Artículo 48. Inyección de excedentes

Las inyecciones de excedentes deberán cumplir con las reglas siguientes:

A. Las Empresas Distribuidoras, dentro de los límites de inyección que establece la Norma Técnica respectiva, están obligadas a comprar el exceso de energía inyectada por los Usuarios Autoprodutores residenciales y comerciales que estén conectados a la red de distribución, únicamente cuando esta sea de fuentes de energía renovable.

- Artículo 49. Pago de excedentes

A. En el caso de Usuarios Autoprodutores residenciales y comerciales conectados a la red de distribución que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovable, la energía inyectada será remunerada a la tarifa propuesta por la Empresa Distribuidora y aprobada por la CREE, la cual estará basada en los costos evitados a la Empresa Distribuidora debido a la inyección de energía que haga el Usuario Autoprodutor. Las Empresas Distribuidoras deberán cobrar una tarifa binómica aprobada por la CREE, por el suministro a los Usuarios Autoprodutores conectados en su red de distribución.

- Artículo 72. Disposiciones transitorias varias

A. Pliego tarifario transitorio

...

La CREE deberá incluir dentro del pliego tarifario la tarifa binómica por el suministro de servicio eléctrico para Usuarios Autoprodutores.

2.3.3 REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

El objetivo del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) es establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras, incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano (Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2020).

2.3.4 REGLAMENTO PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS PROVISIONALES

Este reglamento fue publicado el 20 de abril de 2016 en el diario oficial "La Gaceta" y contiene las instrucciones para que la ENEE calcule unas tarifas provisionales del servicio eléctrico. Este reglamento será de vital importancia debido a que el mismo detalla la metodología de cálculo que realiza la ENEE para determinar las tarifas del usuario final, se estructura en nueve capítulos, cada uno de ellos describe los pasos a seguir para determinar dichas tarifas (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

2.3.5 REGLAMENTO DE TARIFAS

El Reglamento de Tarifas (RT) fue publicado en el diario oficial "La Gaceta" el 24 de junio de 2019, el objeto de este reglamento es establecer las metodologías, criterios y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica (Decreto Legislativo 4042013, Título VIII, en adelante la LGIE) (Reglamento de Tarifas, 2019).

En particular, este Reglamento establece la manera como se han de calcular los costos de generación, transmisión, operación del sistema, y distribución que entran en el cálculo de las tarifas a usuarios finales, y los cargos por el uso de redes.

Al igual que el reglamento anterior, el RT es de vital importancia dado que en este se describe la nueva metodología tarifaria que la ENEE debe aplicar a sus usuarios, metodología que no ha podido ser implementado, debido a que esta empresa se encuentra realizando los estudios necesarios ejecutarla. Asimismo, este reglamento establece en el capítulo cuatro la compra de energía a los usuarios autoprodutores.

...

Artículo 152. Principio rector. La Empresa Distribuidora está obligada a comprarle la energía excedente a Usuarios Autoprodutores con fuentes de energía renovable, pero podrá comprarle energía a Usuarios Autoprodutores que utilicen otro tipo de fuente de energía. En cualquier caso, para que un Autoprodutor pueda vender energía a una Empresa Distribuidora, las partes suscribirán un contrato según lo establecido en el Reglamento de Usuarios Autoprodutores. El precio de compra de dicha energía corresponderá a los costos evitados de energía.

Artículo 153. Procedimiento. La Empresa Distribuidora propondrá a la CREE, para su

análisis y aprobación, la tarifa de compra de energía a Usuarios Autoprodutores con base en los costos evitados de energía. La propuesta deberá estar debidamente fundamentada, pudiendo la CREE, solicitar información complementaria.

Artículo 154. Precio de compra de la energía para Usuarios Autoprodutores Conectados en Baja Tensión. El precio de compra de energía a Usuarios Autoprodutores ubicados en Baja Tensión será determinado por la Empresa Distribuidora, mediante la metodología establecida en el Reglamento de Usuarios Autoprodutores y pasarán a formar parte del Costo Base de Generación que entrará en el Cálculo Tarifario.

2.3.6 NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES

La Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales fue publicada en el diario oficial “La Gaceta” el 31 de agosto de 2022, esta tiene por objeto establecer los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a la conexión, operación y control de equipos de generación eléctrica que aprovechan recursos renovables, ubicadas dentro de las instalaciones internas de un Usuario residencial o comercial de la Empresa Distribuidora, que posee equipos de generación con el objeto de abastecer su demanda y que podría inyectar a la red de distribución eléctrica el exceso de energía generada. Entre los elementos más importantes que destaca esta norma y que sirven para el presente trabajo de investigación están los artículos 28, 29 y 30 (NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES, 2022).

Artículo 28. Valorización de los excesos de energía. Las Empresas Distribuidoras remunerarán los excesos de energía eléctrica provenientes de fuentes de energía renovables que generen los Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales.

...

Artículo 29. Tarifa binómica. Todo Usuario Autoprodutor deberá tener una tarifa binómica para el consumo que haga de la red de la Empresa Distribuidora. Artículo 30. Remuneración por excesos de energía.

Artículo 30. Remuneración por excesos de energía. La remuneración se aplicará como créditos en la factura de suministro de energía eléctrica. Si durante un período de lectura el monto

por acreditar resulta mayor que el monto a facturar por el consumo de energía, el remanente a favor del Usuario Autoproducer después de la facturación de dicho período se aplicará como crédito al monto del cargo por energía facturada del período siguiente.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 CONGRUENCIA METODOLÓGICA

Con el objetivo de evaluar si la presente investigación contempla una concordancia adecuada, en esta sección se presenta la congruencia metodológica, la cual permitió evaluar la cohesión que existe entre el tema de investigación, los objetivos propuestos, las variables y dimensiones de estudio, el diseño, la población de estudio y los instrumentos de recolección de información.

3.1.1 MATRIZ METODOLÓGICA

La matriz metodológica es una herramienta que permite organizar las diferentes etapas del proceso de la investigación en el sentido que desde el principio exista una congruencia entre cada una de las partes involucradas en dicho procedimiento. Dicha matriz permite identificar de manera sencilla un resumen de la investigación, así como comprobar si efectivamente existe una congruencia lógica.

En el contexto de la presente investigación, la matriz se organiza en: tema de investigación, objetivo general, objetivos específicos, dimensiones de análisis, variables e indicadores. En la Tabla 7 se presentan de manera detallada cada uno de estos componentes.

Tabla 7. Matriz Metodológica

Título de la investigación	Objetivos de Investigación		Variables	Dimensiones de análisis	Indicadores
	General	Específicos			
Autoproducción de energía eléctrica en el sector comercial y su impacto financiero en el sistema tarifario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para el periodo 2018-2023	Analizar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023	Comparar los valores entre los indicadores de ingresos y costos de los usuarios autoprodutores comerciales en los estados de resultados de la ENEE en el periodo 2018-2023	Estados financieros	Estados resultados	Costos Ingresos
		Calcular la incidencia de los usuarios autoprodutores en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023	Rentabilidad	Ratios financieros	Margen de utilidad bruta Rentabilidad financiera (ROE)
		Determinar para el periodo 2018-2023	Liquidez	Capacidad de pago	Prueba acida

Título de la investigación	Objetivos de Investigación		Variables	Dimensiones de análisis	Indicadores
	General	Específicos			
		los efectos financieros de los usuarios autoprodutores en los indicadores de liquidez de la ENEE			Razón corriente
		Proponer una metodología tarifaria que permita a la ENEE el establecimiento de los costos de los usuarios autoprodutores	Metodología de cálculo tarifario	Tarifa	Costos de servicio asociados a la autoproducción

Fuente: Elaboración propia

3.1.2 ESQUEMA DE VARIABLES DE ESTUDIO

En la Figura 11 se presenta el esquema de las variables de estudio de la presente investigación. Este esquema tiene como fin mostrar de manera visual las diferentes variables que fueron objeto de estudio en dicha investigación.

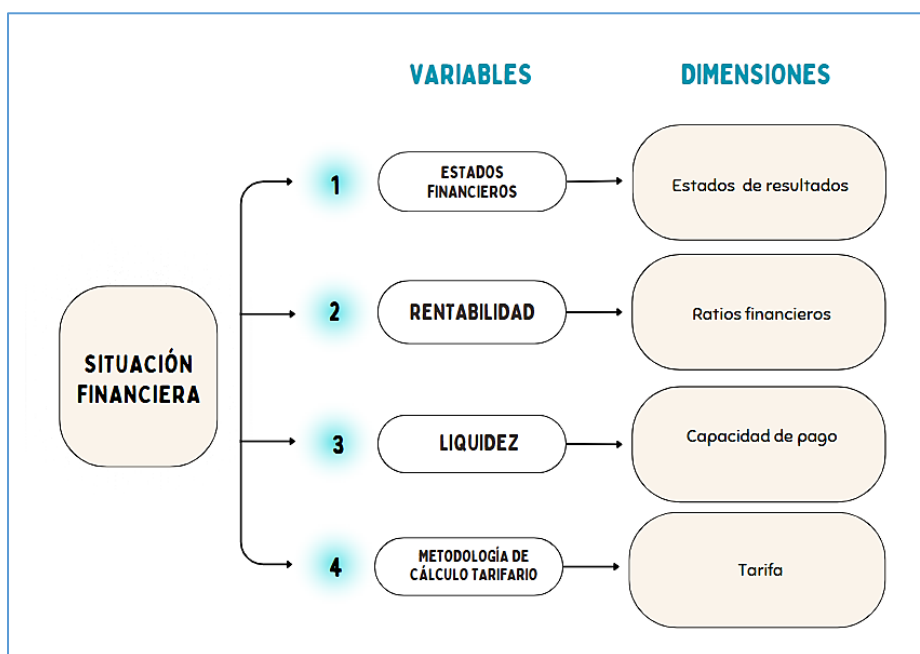


Figura 11. Esquema de variables de estudio

Fuente: Elaboración propia

3.1.3 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Dada la naturaleza de la presente investigación, se utilizó como estrategia de recolección de datos a la revisión sistemática. En la Tabla 8 se muestra la operacionalización de las variables. Con el objetivo de indicar los ítems contenidos en la matriz indicada, a continuación, se enumeran los parámetros de la siguiente manera: 1) Costos de administración, operación y mantenimiento, 2) Costos de inversión, 3) Ventas de energía, 4) Utilidades, 5) Capital contable, 6) Activo corriente, 7) Pasivo corriente y 8) Inventario.

Tabla 8. Matriz de operacionalización de las variables

Título de la investigación	Objetivos de Investigación		Variables	Dimensiones de análisis	Indicadores	Estrategia de recolección de datos	Instrumento	Parámetros	Ítem	Nivel de medición	Tipo de fuente	Referencia
	General	Específico										
Autoproducción de energía eléctrica en el sector comercial y su impacto financiero en el sistema tarifario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para el periodo 2018- 2023	Analizar el impacto de los usuarios autoproducidos comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023	Comparar los valores entre los indicadores de ingresos y costos de los usuarios autoproducidos en los estados de resultados de la ENEE en el periodo 2018-2023	Estados financieros	Estados resultados	Costos	Revisión sistemática	Ficha técnica	Costos de administración, operación y mantenimiento	1	Nominal	Estados financieros de la ENEE	https://portalunico.aip.gob.hn/portal=421
								Costos de inversión	2			
								Ventas de energía	3			

Título de la investigación	Objetivos de Investigación		Variables	Dimensiones de análisis	Indicadores	Estrategia de recolección de datos	Instrumento	Parámetros	Ítem	Nivel de medición	Tipo de fuente	Referencia			
	General	Específico													
		Calcular la incidencia de los usuarios autoprodutores en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023	Rentabilidad	Ratios financieros	Margen de utilidad bruta			Utilidades	4						
		Determinar para el periodo 2018-2023 los efectos financieros de los usuarios autoprodutores en los indicadores de liquidez de la ENEE	Liquidez	Capacidad de pago	Prueba acida			Ventas	3						
						Rentabilidad financiera (ROE)		Utilidades	4						
								Capital contable	5						
								Activo corriente	6						
								Pasivo corriente	7						
								Inventario	8						
								Razón corriente				Activo corriente	6		
												Pasivo corriente	7		

Fuente: Elaboración propia

3.1.4 HIPÓTESIS

El trabajo presenta un alcance exploratorio, en función de ello este no presenta hipótesis. En dicho trabajo se previó obtener una comprensión clara y detallada de las variables de interés, sin analizar correlaciones entre ellas, en ese sentido, se realizó una recopilación sistemática de datos y con esto un análisis y presentación de resultados, los cuales permitieron ofrecer una visión objetiva y detallada de la situación que se está estudiando.

3.2 ENFOQUE Y MÉTODOS

Dado que los objetivos específicos del presente trabajo de investigación se enmarcaron en recoger y analizar datos cuantitativos sobre las subvariables de dicho trabajo, este contempla un enfoque cuantitativo. Con el objetivo de evaluar y analizar el impacto financiero de los usuarios autoprodutores en la ENEE, se hizo uso de datos económicos y financieros relacionados con esta empresa. Tal como se indicó en la sección anterior, el alcance de este trabajo es exploratorio, en vista que el tema de investigación del mismo no ha sido investigado en Honduras. Asimismo, es importante señalar que las variables de estudio de dicho trabajo no se manipulan, por lo que este presenta un diseño no experimental y dado las características de la investigación presenta un corte longitudinal. En la Figura 12 se muestra de manera grafica la estructura del marco metodológico.

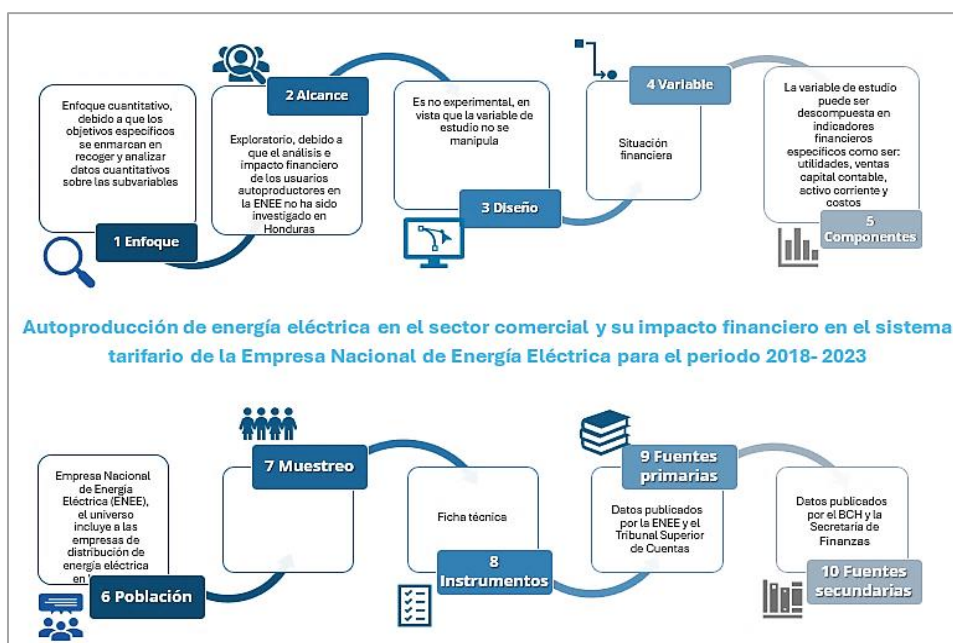


Figura 12. Infografía del marco metodológico

Fuente: Elaboración propia

3.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Con el objetivo de dar respuesta a las preguntas de la presente investigación, el diseño más adecuado es el no experimental, el cual se realiza sin manipular las variables, es decir, se analiza el fenómeno de estudio sin la intervención directa del investigador. En ese sentido, se entenderá que el presente trabajo de investigación no tendrá sesgo ni manipulación intencional.

3.3.1 POBLACIÓN

Población es un conjunto de unidades usualmente personas, objetos, transacciones o eventos, en los que se está interesado en estudiar (Robles, 2019).

Dada el objeto de estudio de la presente investigación, la población bajo análisis será la ENEE para el periodo 2018-2023, los análisis que se desarrollaron para dicha población fueron los relacionados con los estados financieros de esta empresa y sus usuarios autoprodutores comerciales. Para realizar dichos análisis se utilizaron herramientas computacionales, las cuales facilitaron el procesamiento y análisis de datos.

3.3.2 MUESTRA

La muestra es la parte representativa de la población, la cual tiene las mismas características generales de la población (Condori, 2020). Debido a la población que se considera en el presente trabajo de investigación, no se determinará una muestra, se analizarán los datos de la población (ENEE) mediante el programa de Excel.

3.3.3 TÉCNICAS DE MUESTREO

En la medida de lo posible se debe garantizar que la muestra represente de manera adecuada a la población de estudio. La mejor forma hacer esto es que la muestra de participantes sea elegida de manera aleatoria, con el propósito que todos los elementos de la población tengan la misma probabilidad de ser incluidos en el estudio. No obstante, esto no es posible realizarlo en todos los estudios por diferentes razones, por lo cual se necesario recurrir a los procedimientos denominados técnicas de muestreo, las cuales se dividen en muestreos probabilísticos o aleatorios y muestreos no probabilísticos (Arias-Gómez et al., 2016).

En este trabajo la población de análisis fue los datos financieros de la ENEE y los datos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales para el periodo 2018-2023 y tal como se indicó anteriormente, estos fueron analizados mediante un programa computacional, por lo que

no se establece una técnica de muestreo.

3.4 TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y PROCEDIMIENTOS APLICADOS

3.4.1 TÉCNICAS

Como estrategia de recolección de datos se utilizó la revisión sistemática, la cual es empleada a los datos financiero de la ENEE para el periodo 2018- 2023.

3.4.2 INSTRUMENTO

El instrumento utilizado en la presente investigación fue la ficha técnica, la cual fue aplicada a los datos financieros de la ENEE. Este instrumento se desprende del esquema de operacionalización de variables, el mismo tiene como fin cumplir con los objetivos de dicha investigación. Se creó una ficha técnica por cada variable de estudio.

La ficha técnica contempla el sujeto de la investigación, las dimensiones de análisis, los indicadores y parámetros de la variable, el valor y la medida del parámetro, así como el tipo de fuente, fecha de consulta y referencia de donde se obtuvieron los valores del parámetro. En la tabla siguiente se muestra de manera grafica la estructura de dicha ficha.

Tabla 9. Estructura de ficha técnica

Ficha Técnica									
Tema:									
Objetivo General:									
Objetivo Especifico:									
Variable:									
Estrategia de Recolección de Datos:									
Sujetos de la Investigación	Dimensiones de Análisis	Indicadores	Parámetros	Período de Análisis	Valor del Parámetro	Medida	Tipo de Fuente	Fecha de Consulta	Referencia de la Fuente (URL)

Fuente: Elaboración propia, con base en información proporcionada en la clase de la metodología de la investigación.

3.4.3 VALIDACIÓN DEL INSTRUMENTO

3.4.3.1 VALIDACIÓN

De acuerdo con lo señalado dentro del documento “UTILIZACIÓN DE LOS MÉTODOS DE VALIDACIÓN Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS EN LOS TRABAJOS DE TESIS DE POSTGRADO” (Martinez, 2019) este indica que la validez de un instrumento se refiere al grado que un instrumento realmente mide la variable que pretende evaluar. Asimismo, indica que para poder realizar la validación de dicha medición esta se puede obtener mediante dos enfoques: pruebas piloto o juicio de expertos, este último consiste en que personas expertas en la temática de estudio puedan validar el instrumento, identificando con ello si las preguntas redactadas en el instrumento contienen lo necesario para medir la variable de análisis y en caso de que las mismas no estén bien redactadas, el experto puede recomendar modificaciones. Es importante señalar que el instrumento de la presente investigación fue validado por el gerente de distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

3.4.3.2 APLICACIÓN

El instrumento utilizado en la presente investigación fue la ficha técnica. Se elaboraron tres fichas técnicas, las cuales están detalladas en los anexos de este trabajo. En función de la información contenida en cada una de las fichas, se calculó y analizó cada uno los indicadores contenidos en las variables que son objeto de estudio en esta investigación. La información que se presenta en estas fichas se obtuvo básicamente del portal del Instituto de Acceso a la Información Pública.

3.4.3.3 PROCEDIMIENTOS

A continuación, se presenta el procedimiento para aplicar el instrumento de ficha técnica en la presente investigación. Este procedimiento es mediante un diagrama de Gantt, el cual brinda el tiempo de dedicación proyectado para cada una de las tareas con relación al tiempo previsto para el trabajo. Es importante indicar que el análisis de datos finalizó en la primera semana de diciembre de 2024.

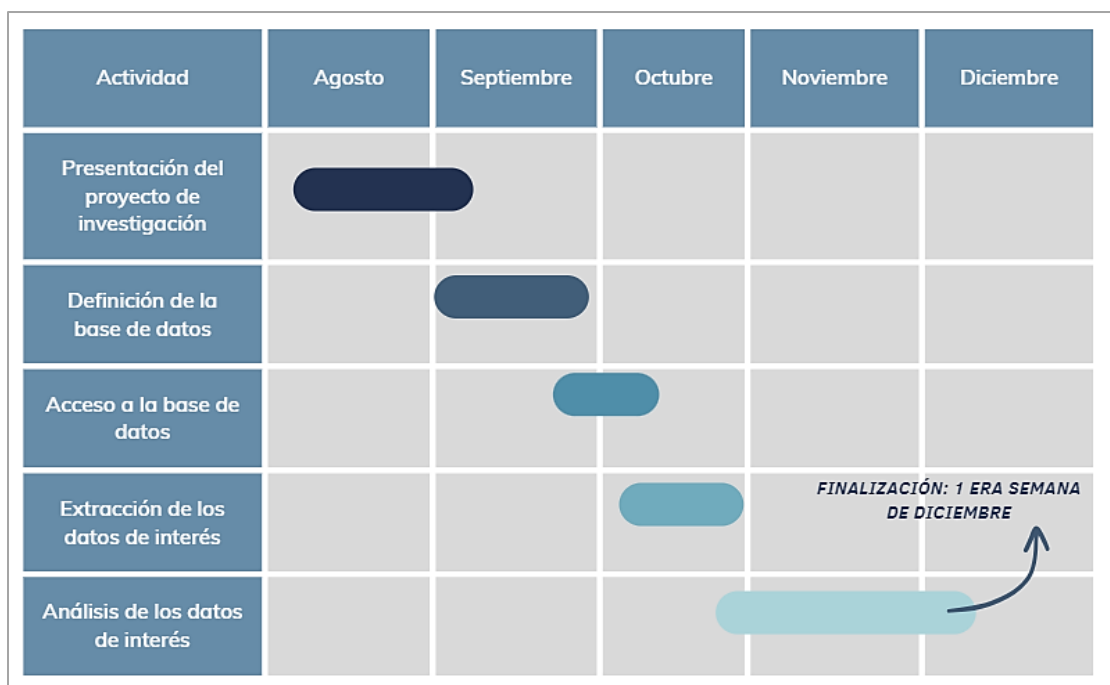


Figura 13. Diagrama de Gantt

Fuente: Elaboración propia

3.5 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las fuentes de información son instrumentos para el conocimiento, acceso y búsqueda de la información, su principal objetivo es el de buscar, fijar y difundir la fuente de información implícita en cualquier soporte físico, dichas fuentes se pueden catalogar de diferentes perspectivas, sin embargo, cada autor puede elaborar su propia clasificación dependiendo su grado de información. De acuerdo con el grado de información que proporcionan, las fuentes de información en el ámbito académico se dividen en primarias, secundarias y terciarias (Cruz García, 2019).

El presente trabajo para obtener los datos de la investigación se dividió en fuentes primarias y fuentes secundarias.

3.5.1 FUENTES PRIMARIAS

Las fuentes primarias que se utilizaron en este trabajo de investigación fueron: los estados financieros de la ENEE y los informes de fiscalización del Tribunal Superior de Cuentas y datos publicados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Con dichas fuentes se obtiene la información necesaria para analizar y valorar el impacto financiero que ocasionan los usuarios

autoprodutores comerciales en esta empresa, específicamente desde el año 2018 hasta el 2023. De estas fuentes se obtuvieron las ventas de energía, los costos asociados a la distribución de energía eléctrica, las utilidades, los pasivos y activos corrientes, entre otros datos de interés.

3.5.2 FUENTES SECUNDARIAS

A lo que respecta a las fuentes secundarias, este trabajo utilizó datos del Banco Central de Honduras y de la Secretaría de Finanzas del mismo país. Asimismo, se utilizaron libros electrónicos, artículos científicos y el marco regulatorio de Honduras que aplica a esta investigación.

Relacionado con la presente investigación, este tipo de fuentes permitieron comprender los problemas históricos, los desafíos, las tendencias metodológicas y tecnológicas, así como el contexto y aplicabilidad que se puede llevar a cabo en Honduras.

CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos de la medición de las variables de la presente investigación. Esta medición se realizó en función de la matriz de operacionalización de variables, la cual se encuentra en el CAPÍTULO III de este trabajo, específicamente en la Tabla 8. El capítulo está dividido en dos secciones, la primera trata del proceso de recolección de datos que se llevó a cabo en esta investigación y la segunda presenta los resultados que se obtuvieron en cada una de las variables. Las variables son cuantitativas, describen parte de la situación financiera de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y el impacto financiero que ocasionan los usuarios autoprodutores comerciales en la ENEE.

A manera de resumen en el siguiente flujograma se presenta el proceso que se llevó a cabo para obtener los resultados y análisis de las variables de esta investigación.

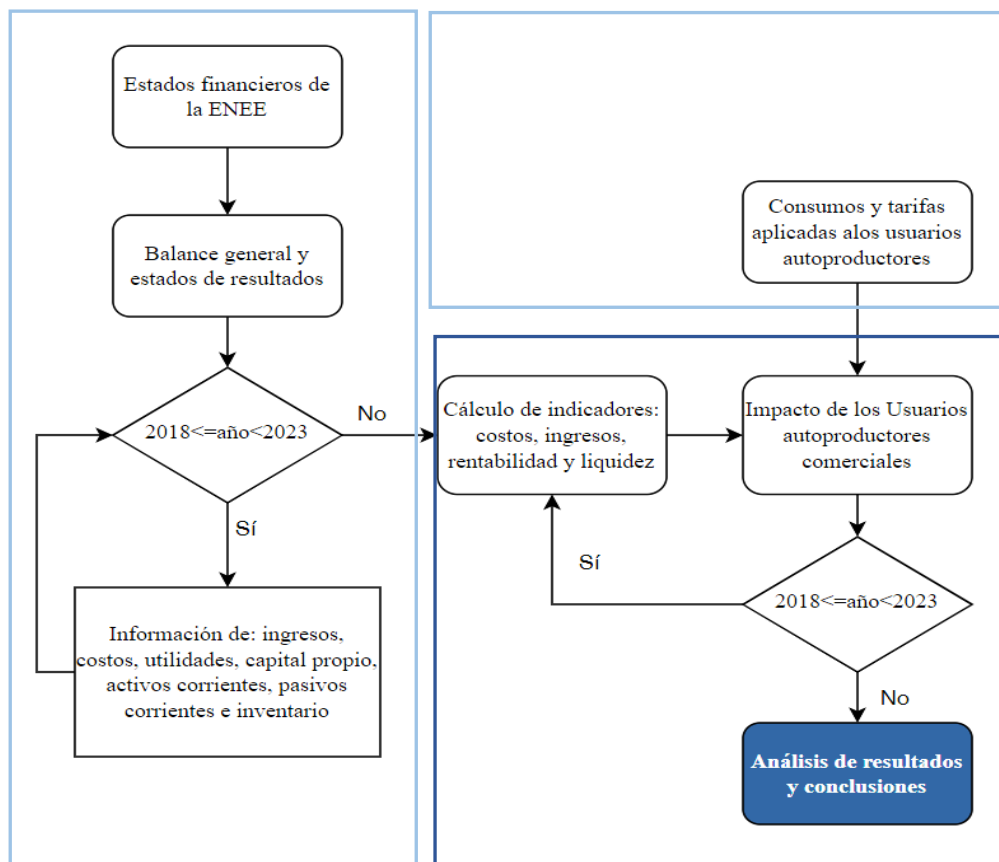


Figura 14. Flujograma del proceso de resultados y análisis

Fuente: Elaboración propia

En la primera parte del flujograma (delimitada con color azul claro) se describe gráficamente el resumen del proceso de recolección de datos, en esta parte se muestra las bases de datos que fueron consideradas, el detalle de los parámetros de la presente investigación, los datos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales y el periodo de análisis (2018-2023). En la segunda parte (delimitada con color azul oscuro) se muestra de manera visual el desarrollo que se llevó a cabo para obtener los resultados de cada uno de los indicadores que sirvieron para medir las variables de la investigación, mediciones que finalmente fueron analizadas.

4.1 INFORME DE PROCESO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El proceso de recolección consistió en obtener una base datos mediante la búsqueda de información en los repositorios del Instituto de Acceso a la Información Pública (IAP), de la ENEE y de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). En la página del IAP se obtuvieron los balances y estados de resultados de la ENEE para los años comprendidos de 2018 a 2023. Esta información se obtuvo en formato PDF, por lo que para realizar el análisis de los datos la misma se transcribió en plantillas de Excel.

Para el caso de la información concerniente a la ENEE y a la CREE, en las páginas de estas instituciones se obtuvieron datos y estadísticas relacionadas con los usuarios autoprodutores de la ENEE, información que a la fecha está disponible en formato PDF; en este sentido, y para efectos de analizar dicha información, se procedió a transcribir en plantillas de Excel.

Posteriormente, se sostuvieron reuniones con el personal de la CREE con el objetivo de aclarar dudas relacionadas con la información contenida en los informes que publica el regulador sobre los usuarios autoprodutores comerciales. Asimismo, se sostuvo reuniones con personal de la ENEE, en las cuales se solicitaron aclaraciones sobre el sistema de facturación que ha implementado dicha empresa para este tipo de usuarios, así como las características de consumo de estos.

4.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS APLICADAS

En esta sección se presentan los resultados y análisis obtenidos de las variables del presente trabajo de investigación, los cuales fueron desarrollados utilizando como estrategia de recolección de datos a la revisión sistemática de la información. El periodo de estudio comprende desde el año 2018 al año 2023.

Cada una de las variables fue analizada conforme a la matriz de operacionalización de variables (CAPÍTULO III, Tabla 8) y de acuerdo con la dimensiones e indicadores que se definieron en dicha matriz, para el presente estudio se hizo uso del programa Excel, estudio que tiene como objetivo analizar el impacto financiero que tienen los usuarios autoprodutores comerciales en la ENEE. Los parámetros de cada una de las variables se detallan en los anexos de este trabajo.

4.2.1 RESULTADOS CUANTITATIVOS

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de cada una de las variables de estudio de la presente investigación.

4.2.1.1 ESTADOS FINANCIEROS

De acuerdo con la dimensión de análisis e indicadores que se definieron en la investigación, esta variable está relacionada con el análisis de los costos e ingresos que presentan los usuarios autoprodutores comerciales de la ENEE.

Previo a realizar los análisis correspondientes, es importante resaltar que de manera general los ingresos de la ENEE están relacionados con la venta de energía que esta realiza a los distintos sectores de consumo (residencial, comercial, industrial, gobierno y municipalidades), así como por la energía exportada al mercado eléctrico regional y a otros ingresos asociados con la comercialización, recargos por mora y alquileres de bienes e instalaciones eléctricas. En cambio, los costos de la ENEE están vinculados con las compras de combustibles para generación propia, con la energía comprada a las distintas empresas dedicadas a este rubro, con las depreciaciones y amortizaciones, con otros costos de operación (gastos del personal, materiales, servicios de terceros, alquileres, beneficios de contrato colectivo, entre otros), con el pago de intereses y otros gastos no operativos. En los anexos se muestra de manera detallada lo antes indicado. Estos costos son trasladados a las tarifas, siempre y cuando cumplan con lo indicado en la regulación vigente.

- **Ingresos**

Para el caso del sector comercial los ingresos dependen de la tarifa aplicada a este grupo de usuarios, así como del consumo que los mismos tuvieron. En la Figura 15 se muestra la tarifa que fue cobrada por la ENEE a dicho sector desde el año 2018 hasta el año 2023. En este gráfico se observa que la tarifa ha presentado una tendencia hacia el alza, al realizar el comparativo entre

el 4to ajuste tarifario de 2023 y 1er ajuste 2018, la tarifa ha experimentado un aumento de aproximadamente de 31%. De acuerdo con los informes de ajustes tarifarios de la CREE, entre las principales causas de este fenómeno se tienen: el aumento en los costos de generación, los efectos del deslizamiento de la moneda y la incorporación de costos relacionado con la operación y administración del mercado eléctrico nacional y regional («Tarifas-vigentes-ENEE», 2024).

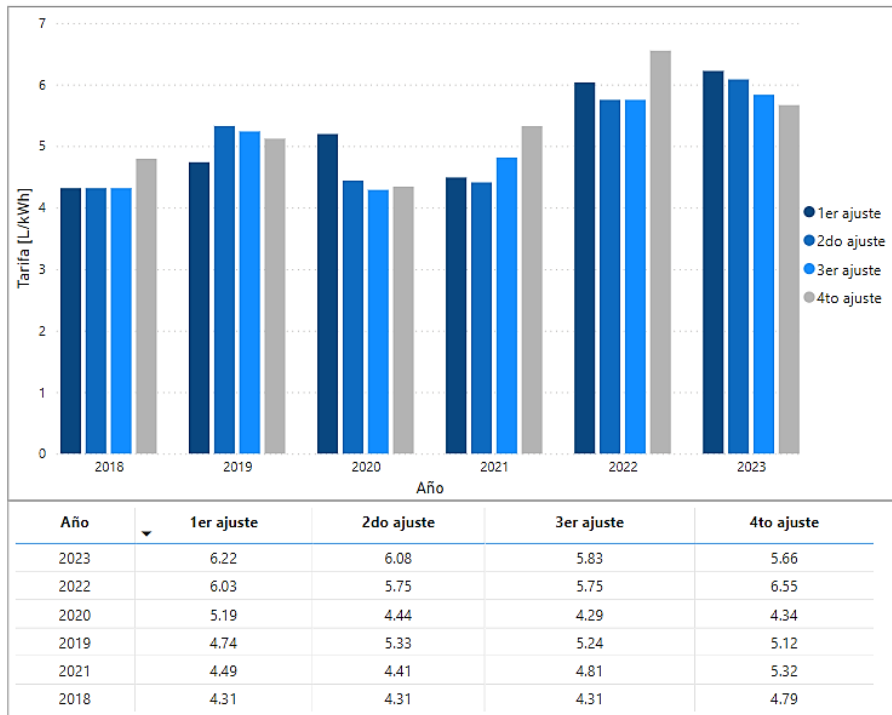


Figura 15. Tarifa aplicada a los usuarios comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la CREE

En la Figura 16 se observa los ingresos que presenta la ENEE por brindar el servicio a sus usuarios autoprodutores comerciales, los cuales para el periodo 2018-2023 fueron de aproximadamente 3,699 millones de lempiras. Asimismo, se muestran los ingresos relacionados con los usuarios comerciales que obtuvo esta empresa y el impacto de manera porcentual que tienen los autoprodutores comerciales en los ingresos de esta categoría tarifaria. Es importante señalar que los de ingresos están expresados en miles de lempiras. Los ingresos están expresados en miles de lempiras.

En función de los datos indicados en la Figura 16 se observa que en promedio los ingresos

relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales (UAC) con respecto a los ingresos que presentan los usuarios comerciales de la ENEE (incluye tanto a este tipo de usuarios autoprodutores así como los que no lo son pero que están dentro de la misma categoría tarifaria) representan un 7% aproximadamente. Asimismo, se observa que dicha relación presenta una tendencia hacia la baja, entre las razones se tiene que conforme aumenten los UAC, la ENEE dejará de percibir mayores ingresos, ya que estos ingresos dependen de los consumos que estos usuarios realizan de la red, es decir, entre más autogeneren estos usuarios, menos uso harán de la red y por lo tanto presentaran montos menores en su facturación.

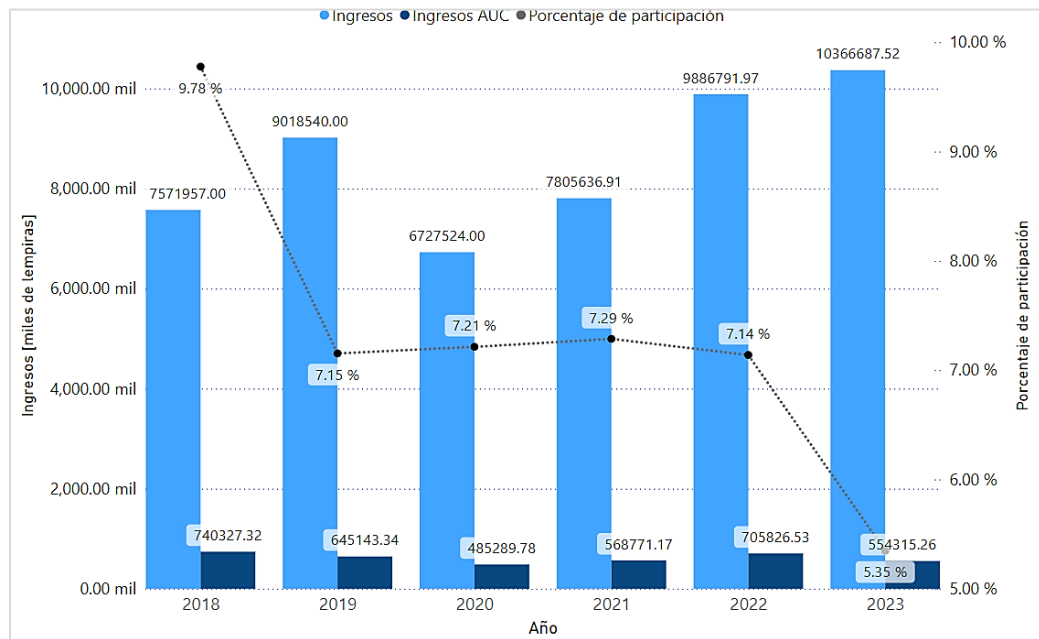


Figura 16. Ingresos de los usuarios comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE

- **Costos**

Por otro lado, se tienen los costos en los que incurre la ENEE por brindar el servicio a los UAC, mismos que deben ser recuperado mediante tarifas. De acuerdo con la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos, dichos costos pueden ser trasladados a tarifas, siempre y cuando los mismos no presenten ineficientes operacionales o administrativas por parte de la empresa, estos costos son: costos de generación (energía y potencia), costos de transmisión, costos de distribución, costos de comercialización, costos de operación y administración del mercado

mayorista de Honduras y los costos relacionados con la operación y regulación del mercado regional (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014) y (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

En ese sentido, en el siguiente gráfico se muestra de manera aproximada los montos de los costos que estos usuarios deberían pagar independiente del consumo de energía que estos tomen de la red. Para elaborar este escenario, se considera lo siguiente:

1. Independiente del consumo de energía que tengan los usuarios autoprodutores comerciales, en los costos de transmisión y de distribución se debe pagar las inversiones de red, así como su operación y mantenimiento, asimismo se debe pagar el costo asociado a la compra de potencia, así como los costos de operación y administración del mercado mayorista de Honduras y los costos relacionados con la operación y regulación del mercado regional. Todos estos costos deben ser considerados dentro de tarifas como un cargo mensual en función de la potencia que estos usuarios consuman.
2. Para realizar los cálculos de potencia se utilizaron las fórmulas indicadas en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, las cuales están relacionadas con la imputación de los costos que deben entrar en las tarifas (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).
3. De igual forma, en estos cálculos se consideró la evaluación que experimento dentro de cada ajuste tarifario el tipo de cambio del lempira con respecto al dólar de los EE. UU., así como los costos que fueron incorporados dentro de la tarifa en el periodo de análisis de la presente investigación, costos que fueron indicados en el párrafo anterior. Asimismo, se incluyeron los costos de inversión y operación y mantenimiento de la red de transmisión y de distribución los cuales fueron aprobados por la CREE en el año 2016.

En la Tabla 10 se muestra la incorporación previamente señalada, donde la “X” indica los años en que se añadieron los costos dentro de la tarifa y por lo tanto los mismos deben ser incorporados dentro del cargo de potencia. Es importante indicar que los costos de operación y administración del mercado mayorista de Honduras (ODS) y los costos relacionados con la operación y regulación del mercado regional (MER) y los

costos de generación forzada (GF) se actualizan de manera anual y lo relacionado con las inversiones en transmisión estas se actualizaron únicamente en el año 2019.

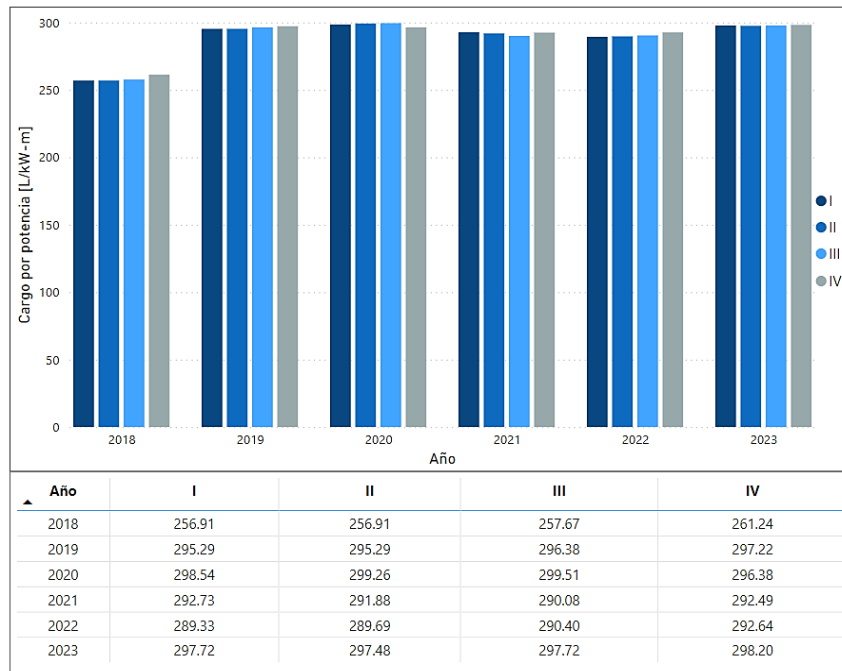


Figura 17. Cargo por potencia que debieron pagar los usuarios autoprodutores comerciales de la ENEE, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

Tabla 10. Costos incorporados dentro del modelo tarifario de la ENEE, periodo 2018-2023

Año	Actualización de inversiones en transmisión	ODS y MER	GF	Referencia
2018				
2019	X	X		Resolución CREE-130-2019
2020	X	X		Acuerdo CREE-051-2020
2021	X	X		Acuerdo CREE-13-2021, Acuerdo CREE-44-2021, Acuerdo CREE-104-2020
2022	X	X		Acuerdo CREE-69-2021, Acuerdo CREE-58-2021
2023	X	X	X	Acuerdo CREE-60-2022, Acuerdo CREE-59-2022, Acuerdo CREE-153-2023

Fuente: elaboración propia con datos de la página web de la CREE

Al considerar los cargos indicados en la Figura 16 dentro de la estructura tarifaria de la ENEE, esta empresa pudo haber garantizado de manera aproximada el pago de dichos cargos por

parte de los usuarios autoprodutores y con ello hubiese aumentado su recaudación. Es importante señalar que los montos de dinero relacionados con la potencia que pagarían estos usuarios dependerían de la potencia que estos tengan contratada con la ENEE y del cargo de potencia que corresponda (Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, 2020).

Adicionalmente, en dicho gráfico se observa que el cargo por potencia que debieron pagar los usuarios autoprodutores ha aumentado, por ejemplo, para el primer ajuste de 2018 este debía ser de 256.91 L/kW- mes y para el último trimestre de 2023 este tuvo que ser de 298.20 L/kW- mes. En este aspecto se puede concluir que el aumento de este cargo depende directamente de las exigencias operacionales que requiera el sistema eléctrico de Honduras, es decir, que entre mejor sea la calidad del servicio de electricidad, mayores inversiones y modelos de operación más complejos y dinámicos requerirá la ENEE. Esta situación también es indicada por diferentes especialistas en la materia, los cuales señalan que las empresas de distribución deben realizar importantes inversiones para modernizar la red e integrar Recursos Energéticos Distribuidos (por sus siglas en inglés DER), entre ellos la autoproducción de energía (Faruqui & Bourbonnais, 2020).

4.2.1.2 RENTABILIDAD

Esta variable está relacionada con el impacto que presentan los usuarios autoprodutores comerciales de la ENEE en la rentabilidad de la empresa.

Tal como se indicó en el Capítulo 2, específicamente en la sección de definiciones, la rentabilidad está asociada con el beneficio que se puede obtener al realizar una inversión. Existen diferentes tipos de rentabilidad, entre las más conocidas se tienen: absoluta, acumulada, económica, financiera, bruta y neta; estas se pueden medir en términos absolutos o relativos. En este trabajo de investigación se analizará la rentabilidad de la ENEE y el impacto de sus usuarios autoprodutores comerciales utilizando dos indicadores: la rentabilidad financiera (ROE) y el margen de utilidad bruta (MUB)

Por un lado, la ROE determina la rentabilidad con respecto al patrimonio, es un indicador que permite determinar si la empresa es generadora de ganancias o de pérdidas, este mide el rendimiento ganado sobre la inversión de los accionistas comunes de la empresa, entre más alto sea la ROE, más ganan los propietarios. Seguidamente se muestra de manera matemática el cálculo de este indicador (Campos & Chauca, 2021).

$$ROE = \frac{Utilidades}{Capital\ propio}$$

Por otro lado, el MUB mide el porcentaje que queda de cada unidad monetaria de ventas después de que la empresa pago sus bienes, entre mayor es dicho porcentaje, la empresa cuenta con un margen más grande para cubrir sus compromisos y obtener mayores beneficios. El cálculo de dicho margen se representa mediante la siguiente ecuación (Gitman & Zutter, 2012).

$$MUB = \frac{Utilidades}{Ventas}$$

Para obtener los cálculos de la ROE y del MUB de la ENEE se recurrió a los balances generales y estados de resultados de la empresa, específicamente de estos estados financieros se obtuvieron los parámetros que conllevaron a estos cálculos, parámetros que se detallan en los anexos de la presente investigación.

Para determinar el impacto aproximado de los usuarios autoprodutores en los indicadores ROE y MUB se procedió a identificar cuál es el efecto que tienen en los ingresos de la ENEE estos usuarios (es decir, qué pasaría si no fuesen autoprodutores), para ello se realizó lo siguiente:

1. Se determinó una aproximación del consumo de energía eléctrica que hubiesen tenido los autoprodutores si no fuesen este tipo de usuarios. La manera de determinar este consumo consistió que para cada usuario autoprodutor se realizó un comparativo entre volumen total de energía del año posterior a la inscripción y el volumen total de energía del año previo a que se inscribió como usuario autoprodutor, luego se calculó el promedio del comparativo de todos los usuarios involucrados y finalmente, se sumó este promedio a el consumo de energía que este grupo de usuarios tuvo en cada ajuste tarifario. En la siguiente ecuación se muestra de manera matemática lo antes indicado.

$$C_{pa} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N \frac{E_{i,n+1}}{E_{n-1}} - 1}{N} + 1 \right) * E_{pa}$$

Donde:

C_{pa} es el consumo aproximado de energía para cada periodo de ajuste trimestral pa

N : es el número total de usuarios autoprodutores comerciales

$E_{i,n+1}$: es la energía total del año posterior a la inscripción del usuario i

$E_{i,n-1}$: es la energía total del año anterior a la inscripción del usuario i

E_{pa} : es la energía total de los usuarios autoprodutores comerciales en el periodo de ajuste pa

Es importante señalar que el promedio comparativo antes indicado resultó en aproximadamente 26%.

2. Una vez determinada la aproximación de consumos, se estableció los ingresos que la ENEE dejó de percibir producto del cambio de modalidad (de usuario regulado a usuario regulado autoprodutor) que tuvieron algunos usuarios comerciales; para esto se multiplicó dichos consumos por la tarifa que estaba vigente en cada periodo tarifario. Lo anterior se expresa de la siguiente manera:

$$I_n = \sum_{pa=1}^4 (C_{pa} * T_{pa})$$

Donde:

I_n : son los ingresos anuales para el año n

C_{pa} es el consumo aproximado de energía para cada periodo de ajuste trimestral pa

T_{pa} es el tarifa para cada periodo de ajuste trimestral pa

3. Finalmente, se determinaron los indicadores de la ROE y del MUB considerando los ingresos calculados en función del párrafo anterior. Dentro de los gráficos estos indicadores son conocidos como “ROE P” y “MUB P”, respectivamente.

En función de lo anterior, a continuación, para el periodo comprendido entre los años 2018 y 2023, se muestran en la Figura 18 y Figura 19 los resultados que se obtuvieron al aplicar dichos indicadores a la ENEE. Asimismo, se presenta el impacto que tienen los UAC en los mismos indicadores.

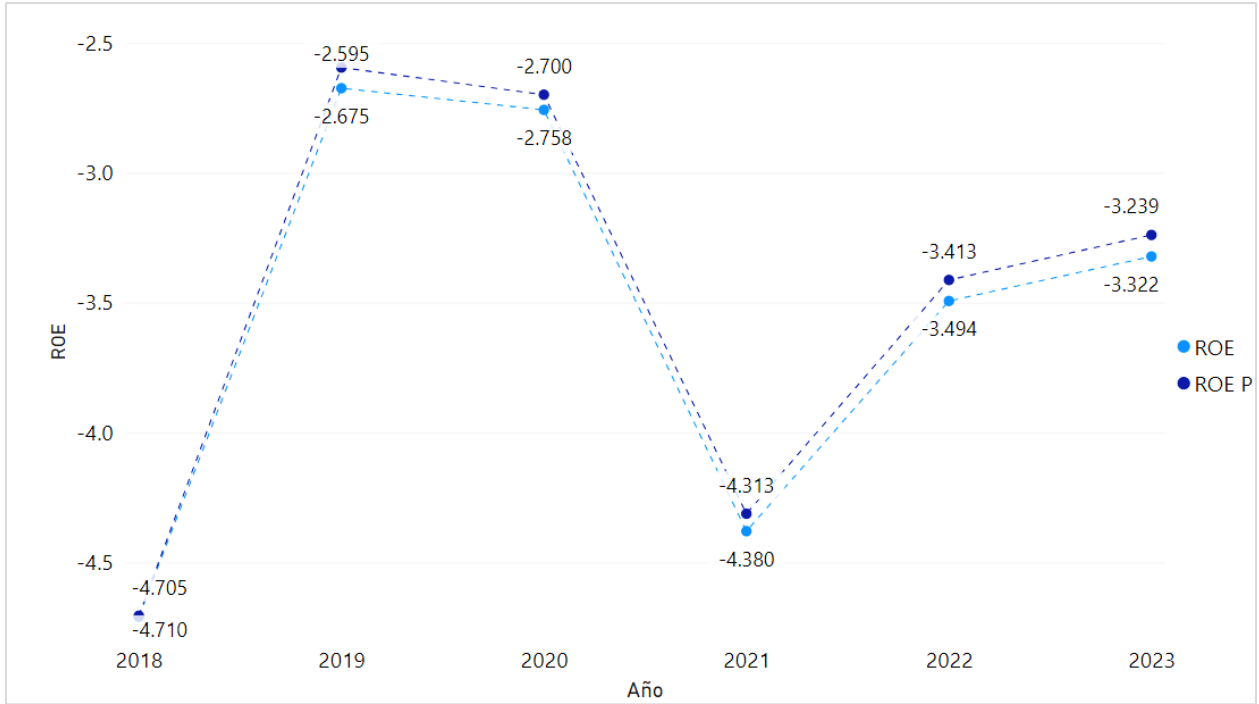


Figura 18. Comparación entre rentabilidades financieras: situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

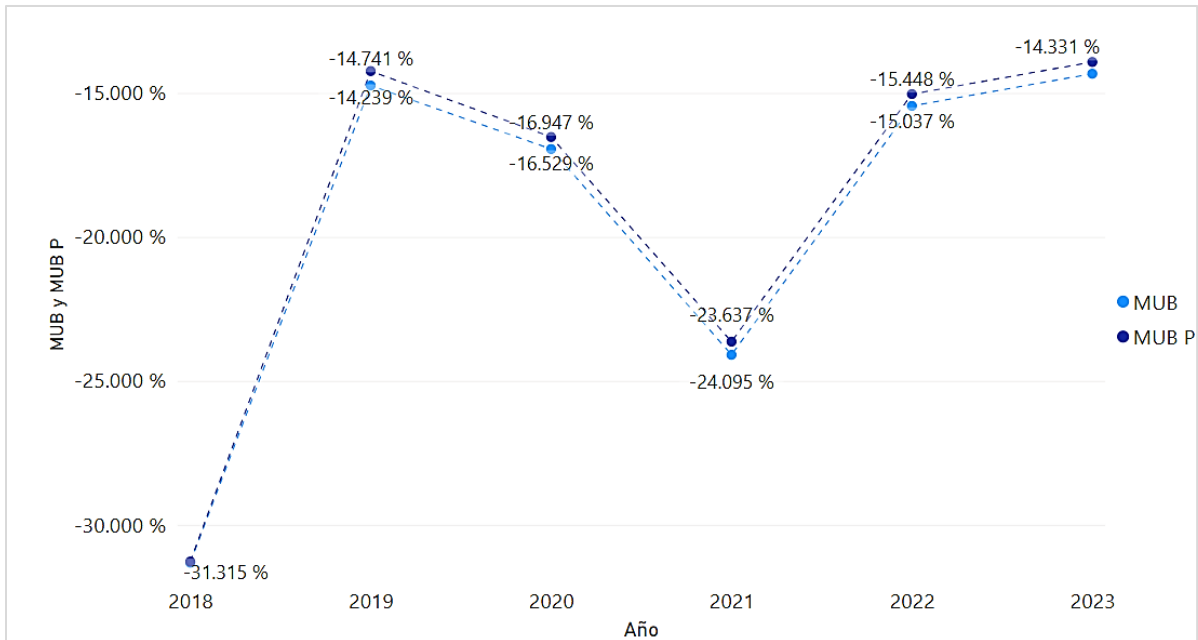


Figura 19. Comparación entre márgenes de utilidad bruta: situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

En las figuras anteriores se observa que para todos los casos los indicadores resultan negativos, esto debido a que la ENEE no presenta utilidades, al contrario, presenta pérdidas. Por un lado, tener una ROE negativa significa que esta empresa no está generando valor, es decir, está incurriendo en pérdidas. Por otro lado, presentar un MUB negativo indica que los costos de la ENEE son más altos que sus ingresos. Ambas situaciones no son sostenibles en el largo plazo, por lo que esta empresa debe buscar mecanismos para reducir sus costos y aumentar sus ingresos (Gitman & Zutter, 2012).

Asimismo, en las figuras anteriores se observa, con excepción del año 2018, que en el año 2021 ambos indicadores presentan una disminución, esto como consecuencia de los efectos de la pandemia. De acuerdo con los estados financieros en ese año la ENEE presentó mayores pérdidas (Figura 20). Al analizar esta situación de manera gráfica y al compararla con las gráficas anteriores se identifica que los indicadores presentan el mismo comportamiento que el de las pérdidas, lo cual podría esperarse, sin perjuicio de los análisis que se tengan que hacer en los demás parámetros que sirvieron de insumo para calcular dichos indicadores, dado que las utilidades/ pérdidas son directamente proporcionales a estos indicadores.

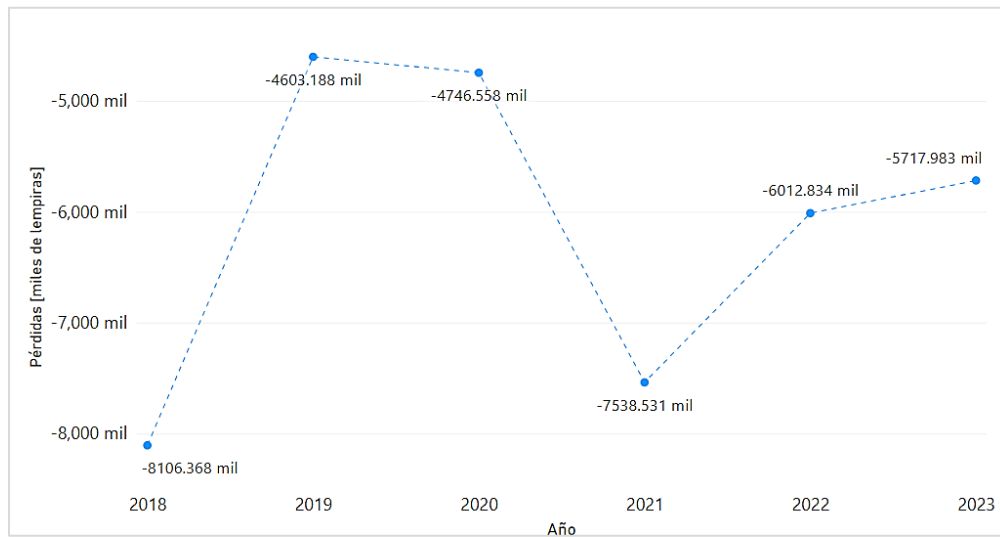


Figura 20. Utilidades/ pérdidas de la ENEE, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

Al analizar el impacto que tienen los usuarios autoprodutores comerciales dentro de estos indicadores, se observa que los indicadores mejoran, en otras palabras, estos presentan menos

valores negativos. Para entender esta situación se comparan en valores absolutos los indicadores ante la situación actual (con UAC) y ante el impacto sin autoprodutores (en otras palabras, siendo únicamente usuarios regulados), en las siguientes figuras se observa dicha comparación.

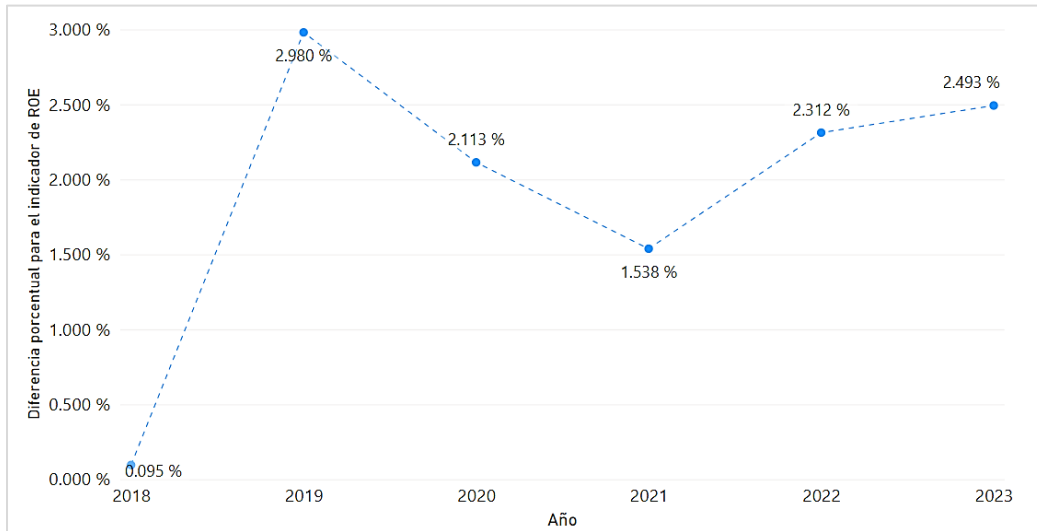


Figura 21. Impacto de los usuarios autoprodutores comerciales dentro del indicador ROE, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

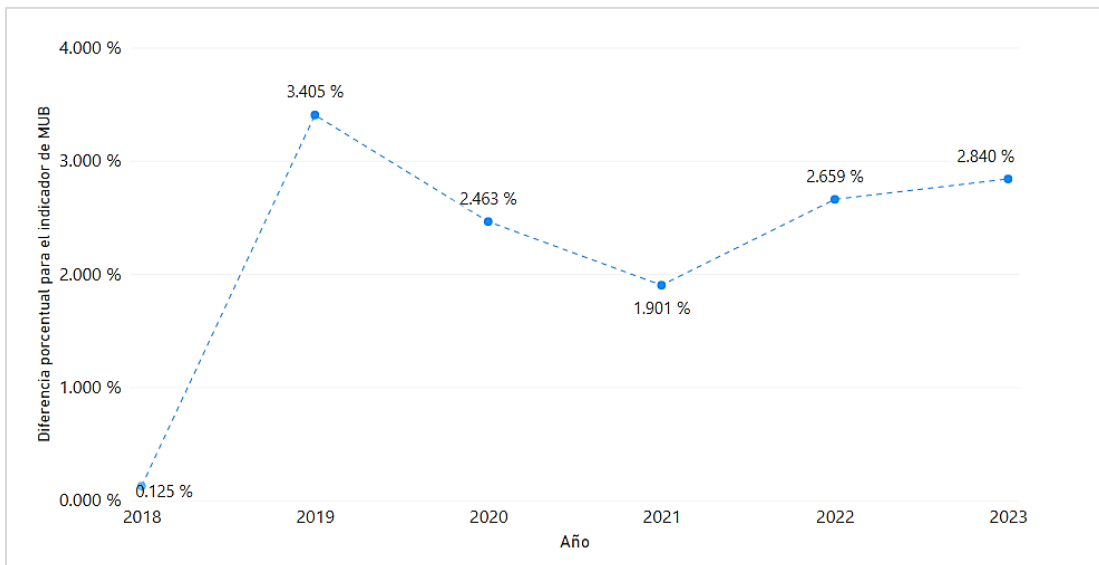


Figura 22. Impacto de los usuarios autoprodutores comerciales dentro del indicador MUB, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

Partiendo de la graficas antes indicadas, se observa que tanto en el indicador ROE como en el MUB se presenta una mejoría, en promedio el primero mejoró un 1.92% y el otro mejoró un 2.23%. No obstante, dada la situación financiera que presenta la ENEE, se concluye que esta empresa aparte de buscar un mecanismo que le permita recuperar mediante tarifas los costos en los que incurre por brindar el servicio a los UAC, debe buscar la implementación de estrategias efectivas que conlleven a que la rentabilidad mejore, en otras palabras, a que la empresa presente valores de rentabilidad positivos.

4.2.1.3 LIQUIDEZ

La última variable que se analiza en la presente investigación es la liquidez, con esta se pretende medir el impacto que tienen los usuarios autoprodutores comerciales en la liquidez de la ENEE.

La liquidez es la capacidad que tiene una empresa para cumplir con sus obligaciones de corto plazo conforme que las mismas llegan a su vencimiento. La liquidez mide la facilidad con las que la empresa puede pagar sus cuentas. Existen dos maneras de medir esta variable: razón corriente y razón rápida (prueba de ácido). La primera también es conocida como liquidez corriente, esta mide la capacidad de la empresa para cumplir con sus obligaciones de corto plazo y la segunda, es muy similar que la primera, solo que esta no incluye a los inventarios, debido a que se considera que es el activo corriente menos líquido. Se dice que, si estos indicadores son mayores que uno, la empresa presenta una buena forma financiera, caso contrario, es señal que la esta puede tener dificultades para cumplir con sus obligaciones financieras. A continuación, se presentan la manera de calcular dichos indicadores (Gitman & Zutter, 2012).

$$\text{Razón corriente} = \frac{\text{Activos corrientes}}{\text{Pasivos corrientes}}$$

$$\text{Razón rápida} = \frac{\text{Activos corrientes} - \text{inventario}}{\text{Pasivos corrientes}}$$

Para calcular los indicadores de liquidez de la ENEE, primero se identificaron los parámetros que están detallados en las fórmulas antes indicadas, estos parámetros se encuentran descritos en los anexos de la presente investigación y luego se realizó dicho cálculo. Para evaluar el impacto aproximado que tienen los usuarios autoprodutores comerciales en la liquidez de la ENEE, se utilizó como parámetro de referencia a las cuentas por cobrar de los usuarios comerciales, en vista que estas cuentas son las únicas que dentro del balance general de la empresa muestran una relación directa con esta categoría tarifaria, para valorar dicho impacto, se procedió de la siguiente manera:

1. Se identificó las cuentas por cobrar (CC) relacionadas con los usuarios autoprodutores comerciales y en función de ello se determinó la participación que tienen los usuarios autoprodutores de esta categoría tarifaria dentro de dichas cuentas, esta contribución se realizó considerando el porcentaje de participación que tienen los usuarios autoprodutores en los ingresos de esa categoría y luego este porcentaje fue multiplicado por el monto total anual de (CC) en el que participan los usuarios comerciales. Lo anterior se representa mediante la siguiente ecuación:

$$CC_{ACn} = \frac{I_{UACn}}{I_{UCn}} * CC_{UCn}$$

Donde:

CC_{ACn} : son las cuentas por cobrar de los usuarios autoprodutores comerciales para el año n

I_{UACn} : son los ingresos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales que percibió la ENEE en el año n .

I_{UAN} : son los ingresos relacionados con los usuarios comerciales que percibió la ENEE en el año n .

CC_{UCn} : son las cuentas por cobrar relacionados con los usuarios comerciales que percibió la ENEE en el año n .

2. Se realizó el mismo calculo anterior, solo que en este se considera que los usuarios autoprodutores no cambiaron de régimen, es decir, son únicamente usuarios regulados.

3. Se calcula la diferencia entre el numeral 2 y el numeral 1 y luego se incorpora dicha diferencia dentro de los activos corrientes.

4. Finalmente, se determinaron los indicadores de la razón líquida y razón rápida considerando los activos corrientes calculados con base en el párrafo anterior.

En los siguientes gráficos para cada uno de los indicadores de liquidez se muestra un comparativo entre la situación actual de la ENEE (con usuarios autoprodutores) y el escenario en el cual los usuarios autoprodutores comerciales no impactan dentro de los activos corrientes. Asimismo, en estos gráficos se muestra la diferencia porcentual entre el último escenario y situación actual.

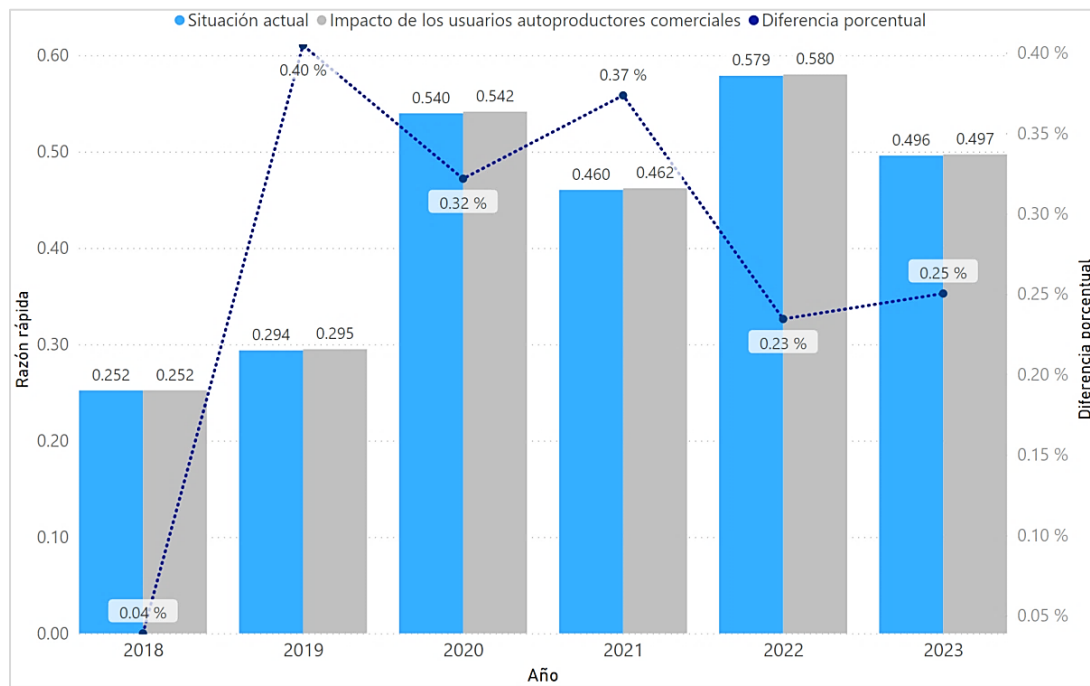


Figura 23. Razón rápida: comparación entre situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

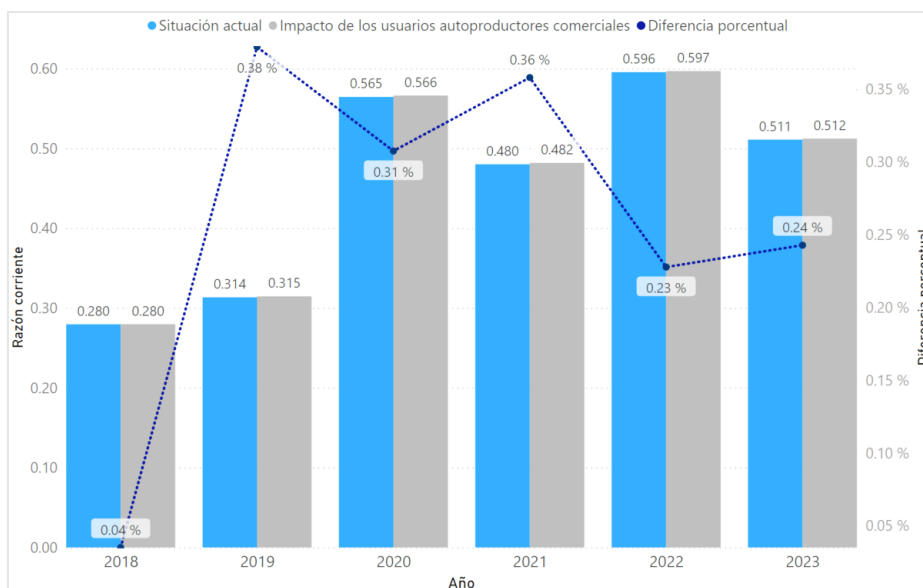


Figura 24. Razón corriente: comparación entre situación actual e impacto de UAC, periodo 2018-2023

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENEE y de la CREE

En estos gráficos se observa que para ambos escenarios dichos indicadores son menores que uno. Por un lado, la ENEE al presentar una razón rápida con los valores indicados en la gráfica, es señal que esta empresa puede presentar problemas para pagar sus obligaciones a corto plazo, indicando con ello una posición financiera no sólida y por otra parte, al tener la ENEE una razón corriente menor uno, indica que esta empresa no tiene suficientes activos líquidos para pagar sus deudas a corto plazo.

Por otro lado, al analizar la diferencia porcentual para cada uno de los indicadores, se observa que hubo una mejoría en la liquidez de la empresa, es decir, hubo un aumento en los valores de razón rápida y razón corriente, en promedio estos mejoraron un 0.27% y 0.26%, respectivamente. No obstante, se observa que la ENEE en el año 2023 disminuyó su liquidez, por lo que la misma debe evaluar las razones de esta situación y compararla con la del año 2024.

En función de lo anterior y al igual que para el análisis de rentabilidad, se concluye que la ENEE necesita desarrollar mecanismos que permitan mejorar su situación financiera, si bien es cierto que ante el escenario del impacto de los usuarios autoprodutores comerciales la liquidez de la empresa mejoró, esta fue leve, lo que demuestra que la ENEE presenta una serie de problemas administrativos y operativos que deben ser tratados a la brevedad posible.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en los datos y resultados obtenidos en la presente tesis, luego de evaluar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales, es decir, simular que estos usuarios no son usuarios autoprodutores y que la ENEE recupera los costos que ocasionan estos usuarios, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

5.1 CONCLUSIONES

1. De conformidad a los estados financieros de la ENEE, los ingresos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales (UAC) para el periodo 2018-2023 fueron de 3,699 millones de lempiras y en promedio estos con respecto a los ingresos que presentan todos los usuarios comerciales de la ENEE para ese mismo periodo representan un 7% aproximadamente. Asimismo, se observa que en el periodo de análisis dicha relación presenta una tendencia hacia la baja, entre las razones se tiene que conforme aumenten los UAC, la ENEE dejará de percibir mayores ingresos, ya que se registrarán menores consumos por parte de los autoprodutores.

2. La ENEE presenta una rentabilidad negativa, debido a que esta empresa no presenta utilidades, al contrario, muestra pérdidas. Al evaluar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales (UAC) dentro de la rentabilidad de dicha empresa para el periodo 2018-2023, se observa que esta mejora en promedio un 2%, sin embargo, esta rentabilidad sigue presentando valores negativos, por lo que la ENEE debe buscar, además de la recuperación de los costos en los que incurre por brindar el servicio a los UAC, la implementación de estrategias efectivas que conlleven a que la rentabilidad mejore, es decir, a que la empresa presente valores de rentabilidad positivos.

3. La ENEE de acuerdo con los indicadores de liquidez mostrados en esta tesis presenta una liquidez baja (ratios de liquidez menores a 1), indicando con ello que esta empresa puede presentar problemas para pagar sus obligaciones a corto plazo, demostrando una posición financiera no sólida. Al evaluar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales (UAC) dentro de la liquidez de la ENEE para el periodo 2018-2023, se observa que esta mejora en promedio un 0.26 %.

4. Los recursos energéticos distribuidos (por sus siglas en inglés DER), entre ellos la autoproducción de energía, presentan un desafío para sostenibilidad del modelo de negocios de las

empresas de distribución. No obstante, estos recursos pueden presentar beneficios relacionados con el alivio en las restricciones de la red de transmisión y distribución, así como reducir los costos de generación.

5. Honduras actualmente en el Sistema Interconectado Nacional cuenta con 535 usuarios autoprodutores, de los cuales el 64% (343 usuarios) corresponde a usuarios del servicio general en baja tensión, luego se tiene la participación del servicio residencial con 25% (135 usuarios) y finalmente, con 11% (57 usuarios) el servicio de media tensión. Estos usuarios se distribuyen en diferentes departamentos del país, los departamentos que más reportan usuarios autoprodutores son Cortés con 189 usuarios, seguido por Francisco Morazán con 129, luego Atlántida con 64 y el resto de este tipo usuarios se distribuye en Choluteca, Colón, Comayagua, Copán, Olancho, El Paraíso y Yoro.

5.2 RECOMENDACIONES

1. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en conjunto con la ENEE deben evaluar el impacto que ocasionan los usuarios autoprodutores comerciales dentro del Sistema Interconectado Nacional, con el fin de obtener los beneficios y efectos que ocasionan dichos usuarios y así reflejar los mismos dentro de la tarifa del usuario final.

2. La ENEE debe indagar en la implementación de estrategias efectivas que conlleven a que la rentabilidad y liquidez de la empresa presente valores positivos.

3. Se deben crear mecanismos que permitan a las empresas de distribución de energía eléctrica, entre ellas la ENEE, recuperar mediante tarifas los costos en los que incurre por brindar el servicio de electricidad a los usuarios autoprodutores comerciales. Asimismo, las empresas de distribución deben generar la información necesaria que conlleve a la adecuada implementación de dichos elementos.

4. En función del presente trabajo de investigación, se recomienda ampliar la investigación, en el sentido de incorporar dentro del análisis al grupo de usuarios autoprodutores que no fue considerado en este trabajo. Asimismo, se recomienda incorporar dentro de la investigación otros indicadores financieros que permitan evaluar de una manera más amplia el impacto de estos usuarios.

CAPÍTULO VI. APLICABILIDAD

En este capítulo se detalla la propuesta de aplicabilidad del presente trabajo de investigación. Para ello el capítulo está dividido en siete secciones, las cuales están orientadas a dicha propuesta. La primera describe el nombre, la segunda presenta su justificación, la tercera describe el alcance, el objetivo general y objetivos específicos, luego la cuarta muestra la descripción y desarrollo de la propuesta, la quinta define las medidas de control y finalmente, la sexta y séptima detallan el cronograma de implementación y la concordancia con los segmentos de la tesis propuesta, respectivamente.

6.1 NOMBRE DE LA PROPUESTA

Metodología para determinar una tarifa binómica para los usuarios autoprodutores de la empresa distribuidora del sistema interconectado de Honduras.

6.2 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA

La introducción de tecnologías digitales inteligentes en Honduras, así como los gustos cambiantes de los consumidores y las nuevas políticas del gobierno que promueven las fuentes de energía renovables han puesto en duda la sostenibilidad del modelo de negocio de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) basado en las tarifas tradicionales como lo son las tarifas monómicas (volumétricas), la cual considera únicamente el volumen de electricidad consumida y es aplicada a los usuarios que están conectados en la red de baja tensión. Este cambio llega en un momento en que la ENEE prevé realizar importantes inversiones para modernizar la red e integrar Recursos Energéticos Distribuidos, entre ellos la autoproducción de energía eléctrica. Estas inversiones de capital, junto con la mayoría de los costos de administrativos, no varían con el volumen de electricidad consumida; por lo tanto, estos costos no pueden reflejarse con precisión a través de una carga volumétrica, ocasionando con esto pérdidas económicas para la ENEE en el momento que el usuario se convierta en autoprodutor.

De acuerdo con lo indicado en el CAPÍTULO IV y V de la presente tesis, se observa que efectivamente los ingresos de la ENEE disminuyen producto de la incorporación de los usuarios autoprodutores comerciales (específicamente, los ingresos relacionados con los usuarios autoprodutores comerciales disminuyeron un 25%), afectando con ello la rentabilidad y liquidez de la empresa; por lo es imperativo crear un mecanismo de conformidad con la Ley General de la

Industria Eléctrica (LGIE) que permita a la ENEE recuperar mediante tarifas los costos en los que incurre por brindar el servicio a este tipo de usuarios.

En función de lo antes indicado, este trabajo de investigación propone desarrollar:

“Una metodología para determinar una tarifa binómica para los usuarios autoprodutores de la empresa distribuidora del sistema interconectado de Honduras.”

6.3 ALCANCE DE LA PROPUESTA

Esta propuesta tiene como alcance proponer a la ENEE una metodología que permita a esta empresa recuperar los costos en los que incurre por brindar el servicio de energía eléctrica a los usuarios autoprodutores comerciales, para ello se considera la experiencia que han tenido diferentes países en la elaboración e implantación de recuperación de dichos costos, así como los costos en la cadena de suministro de energía eléctrica que actualmente implementa la empresa.

6.3.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta metodológica para la recuperación de los costos en que incurre la ENEE por prestar el servicio de energía eléctrica a los usuarios autoprodutores comerciales.

6.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar los costos de la empresa relacionados con el suministro de electricidad de los usuarios autoprodutores comerciales.
2. Identificar la metodología tarifaria internacional aplicable a los usuarios autoprodutores de la ENEE.
3. Desarrollar una metodología que permita evaluar el impacto que puede tener la propuesta metodológica en los ingresos tarifarios de la ENEE.

6.4 DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO

A continuación, se detalla el “qué” y “cómo” se hará la propuesta de implementación, así como el desarrollo de los elementos que contendrá dicha propuesta.

6.4.1 DESCRIPCIÓN

En esta sección se presenta qué y cómo se hará la propuesta denominada “Metodología para determinar una tarifa binómica para los usuarios autoprodutores de la empresa distribuidora

del sistema interconectado de Honduras”. En la tabla siguiente se muestra lo antes indicado.

Tabla 11. Qué y cómo se hará la propuesta de implementación

Objetivo Específico (¿Qué?)	Acción (¿Cómo?)
Determinar los costos de la empresa relacionados con el suministro de electricidad de los usuarios autoprodutores comerciales	Preparar un documento que permita detallar los costos indicados en este objetivo e implementar dichos costos dentro del modelo tarifario de la ENEE.
Identificar la metodología tarifaria internacional aplicables a los usuarios autoprodutores de la ENEE.	Preparar un documento que detalle la metodología que se ha aplicado en diferentes países en cuanto a las tarifas de electricidad aplicadas a los usuarios autoprodutores y proponer una metodología aplicable a Honduras.
Desarrollar una metodología que permita evaluar el impacto que puede tener la propuesta metodológica en los ingresos tarifarios de la ENEE.	En función de los objetivos uno y dos, desarrollar una propuesta de cálculo que permita evaluar el impacto que trae consigo la implementación de dicha metodología.

Fuente: Elaboración propia

6.4.1 DESARROLLO

En la figura siguiente se muestra de manera resumida el desarrollo de la propuesta de implementación. En las secciones posteriores se detallará dicho desarrollo.



Figura 25. Desarrollo de la propuesta de implementación

Fuente: Elaboración propia

6.4.1.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS RELACIONADOS CON LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES COMERCIALES

Tal como se indicó en el CAPÍTULO 4, los costos en los que incurre la ENEE por brindar el servicio de electricidad deben ser recuperados mediante tarifas. La LGIE establece que las tarifas de electricidad deben reflejar los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico y las mismas deben ser aprobadas por la CREE (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014).

En ese sentido, la normativa vigente detalla los costos que se deben incorporar dentro de la tarifa, en la siguiente figura se muestra de manera estructural dichos costos. En las secciones siguientes se detalla para cada segmento cada uno de estos costos.

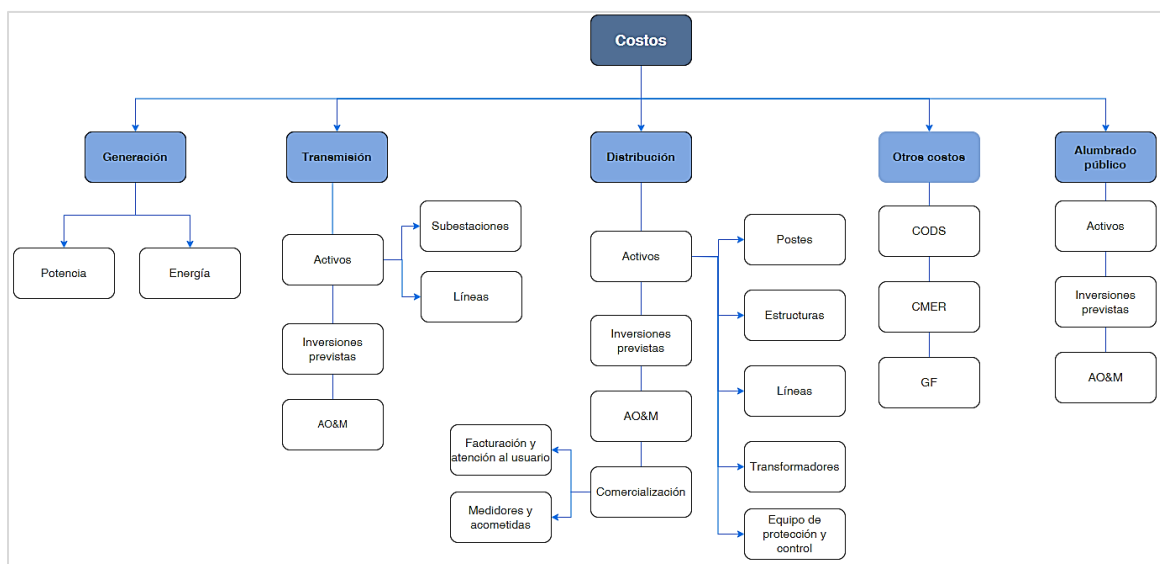


Figura 26. Costos que se deben incorporar dentro de la tarifa

Fuente: Elaboración propia con base en (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016)

Dado que para la evaluación de la propuesta se utilizarán los valores que permitieron determinar las tarifas en el año 2024, a continuación, se presentan los costos que sirvieron de insumo para determinar dichas tarifas.

- **Costos de generación**

Los costos de generación están relacionados con las compras de potencia y energía que realiza la ENEE, estas compras pueden ser mediante contratos o a través del Mercado Eléctrico de

Oportunidad (mercado de sobrantes y faltantes). La LGIE establece que con el fin de reflejar los costos reales de generación, los mismos se deben actualizar de manera trimestral, en tal sentido, la CREE actualiza dichos costos en función de las compras que realiza la ENEE y aprueba una actualización al pliego tarifario. Por ejemplo, para el 4to ajuste de 2024, la CREE aprobó un costo medio de generación de 152.72 USD/MWh, el detalle de cómo se obtuvieron estos valores se muestra en la siguiente figura.

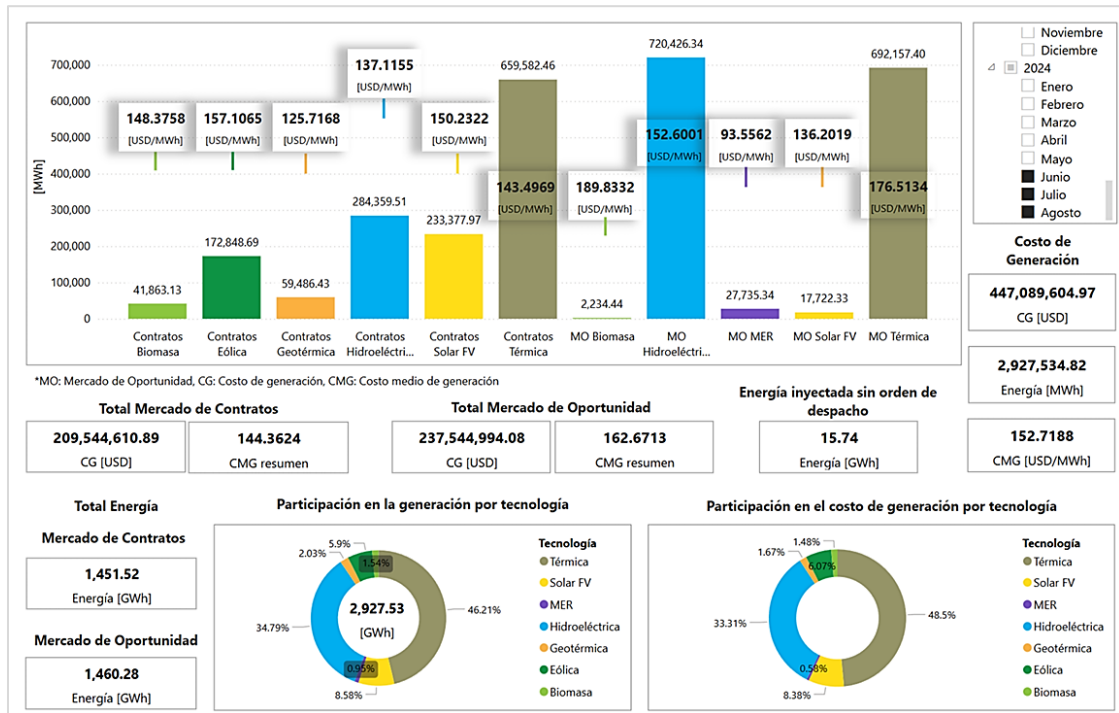


Figura 27. Costos de generación de la ENEE aplicados al 4to ajuste tarifario

Fuente: (CREE, 2024a)

- **Costos de transmisión**

A lo que respecta al segmento de transmisión, la LGIE establece en su artículo 21 que la empresa transmisora (en este caso ENEE-Transmisión) debe calcular cada tres años los costos de transmisión que formaran parte de las tarifas al usuario final (Ley General de la Industria Eléctrica, 2014).

Estos costos incluirán:

1. Las anualidades de las inversiones tanto de las líneas como de subestaciones (estas incluyen las servidumbres de las líneas y los costos de los terrenos de las subestaciones)

En este sentido, en julio de 2019 la CREE aprobó una actualización a los costos de los activos de transmisión, la cual a la fecha no ha sido modificada. El monto aprobado fue de USD 1,067,988,843.69, mismo que se debe anualizar en función de la vida útil de los activos y de la tasa de actualización, que de acuerdo con el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) esta tasa es de 10.5% (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

2. Los costos de operación y mantenimiento (AO&M), que incluirán de manera complementaria el costo de las pérdidas de potencia y de energía en la red de transmisión y el valor esperado de las indemnizaciones.

3. En relación con esto, los costos anuales de operación y mantenimiento para el segmento de transmisión de acuerdo con el RTP representan el 2.5% del monto de la inversión en instalaciones, excluyendo terrenos y excluyendo los costos de las servidumbres en el caso de las líneas. En lo que concierne a las pérdidas el mismo reglamento dispone reconocer un 3% de pérdidas de la energía que entra a la red eléctrica y a lo relacionado con los costos del valor esperado de las indemnizaciones este todavía no ha sido incorporado dentro de las tarifas al usuario final.

- **Costos de distribución**

Los costos de distribución que se deben incorporar dentro de la tarifa al usuario final de acuerdo con la LGIE se deben calcular cada cinco años. Estos costos deben reflejar el valor económico agregado a la electricidad por las empresas distribuidoras (en este caso ENEE-Distribución), el cual se designará como Valor Agregado de Distribución (VAD), que se compone de:

1. Los costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía, este costo también es conocido como costo de comercialización.

A la fecha la empresa incorpora dentro de esos costos, los costos de acometidas y medidores y los costos relacionados con la facturación y atención al usuario. En ese sentido, la ENEE incorpora dentro de la tarifa del usuario final una anualidad de aproximadamente de 27 mil dólares (Resolución- 019-2016: Aprobación de pliego tarifario, 2016).

2. Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas en función de la vida útil de los activos y de la tasa de actualización, que al igual que para el segmento de transmisión esta

tasa es de 10.5% anual (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

En el año 2,016 la CREE aprobó el VAD de la ENEE, mismo que a la fecha no ha sido actualizado. Dentro de ese valor se incorporó un monto de USD 891,2019,405 relacionado con los activos de distribución, entre los cuales destacan subestaciones de alta a media tensión, red de media y baja tensión y transformadores de media a baja tensión (Resolución- 019-2016: Aprobación de pliego tarifario, 2016).

3. Los costos de operación y mantenimiento de distribución, los cuales incluirán, el costo de las pérdidas reconocidas de potencia y de energía en las redes y el valor esperado de las indemnizaciones.

De acuerdo con el RTP, al segmento de distribución le corresponde un costo anual de operación y mantenimiento de 5% del monto de la inversión en instalaciones, excluyendo terrenos relacionados con las subestaciones (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

- **Otros costos**

Tal como se indicó en los capítulos 2 y 4, estos costos están relacionados con la operación y administración del Mercado Eléctrico Nacional (CODS), con la operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (CMER) y con los costos ocasionados por la generación forzada (GF). En la tabla siguiente se muestra el monto de los costos antes indicados, los cuales fueron aprobados por la CREE para aplicarse en el año 2,024.

Tabla 12. Detalle de otros costos que se incorporan en la tarifa al usuario final

Tipo de costo	Monto [USD]	Referencia
CODS	4,678,264.66	Acuerdo CREE-05-2024
CMER	2,454,479.17	Acuerdo CREE-152-2023
GF	5,443,884.32	Acuerdo CREE-153-2023

Fuente: elaboración propia con datos de la página web de la CREE («Acuerdos», 2024)

- **Alumbrado público**

Para el caso del alumbrado público la ENEE contempla como costos asociados a esta actividad a los costos de las luminarias y la operación y mantenimiento de estas (Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 2016).

6.4.1.2 METODOLOGÍA TARIFARIAS APLICABLES A LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES COMERCIALES

De acuerdo con la revisión bibliográfica que se indicó en el CAPÍTULO 2 se observa que existen diferentes propuestas metodológicas que pueden ser implementadas por la ENEE con la finalidad de recuperar todos los costos en lo que incurre esta por brindar el servicio a los usuarios autoprodutores. Entre las propuestas destacan que para este tipo de usuarios se podría implementar una tarifa que contemple un cargo comercial, un cargo por potencia y un cargo por energía. De hecho, estas propuestas han sido implementadas por países de la región centroamericana, entre ellos Guatemala.

En Guatemala existe una tarifa denominada “Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores” en la cual las empresas para su cálculo consideran la potencia máxima demandada y potencia punta demandada. Los cargos que se incluyen es esta tarifa son: cargo fijo por consumidor, cargo por energía, cargo por potencia punta y cargo por potencia contratada (NORMA TÉCNICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA, 2014).

El cargo por potencia punta es el cargo aplicado a la potencia máxima durante el periodo de facturación. La potencia máxima es el valor máximo registrado de las potencias medias que la empresa distribuidora entrega al usuario. El cargo por potencia contratada es el cargo relacionado con la potencia contratada, vigente en el periodo de facturación. La potencia contratada es la potencia establecida en contrato de suministro entre la empresa distribuidora y el usuario.

En función de lo antes indicado y dado que en la ENEE actualmente los usuarios autoprodutores comerciales son usuarios que están conectados en la red de baja tensión y cuentan con tarifa que contempla un cargo fijo comercial y un cargo por el volumen de energía que estos consumen y que por otro lado existen dentro de la estructura tarifaria de esta empresa, usuarios (los que están conectados en alta y media tensión) en los que se cobra un cargo por potencia, el cual se basa en multiplicar el precio de la potencia por el valor mayor del comparativo entre la demanda máxima registrada en el mes y el 85 por ciento de la demanda máxima más alta registrada durante los 11 meses anteriores; se recomienda que la ENEE implemente una metodología similar a la de Guatemala y que considere para el cálculo del cargo de la potencia lo que contempla actualmente para cobrar dicho cargo a los usuarios de media y alta tensión, es decir se propone una tarifa binómica.

En ese sentido se propone lo siguiente:

1. Agregar dentro del precio de la potencia:

a. Las inversiones de la red de transmisión y distribución, para lo cual se debe modificar dentro del RTP el artículo 42, específicamente lo relacionado con los costos de energía, los cuales no deberían contener contemplar costos de inversión.

b. Los costos asociados con la administración y operación del Mercado Eléctrico Nacional y los costos por regulación, operación del Mercado Eléctrico Regional y los costos relacionados con la generación forzada; actualmente estos costos han sido incorporados dentro de la tarifa como parte del cargo por energía. No obstante, se recomienda que estos sean agregados dentro del cargo de potencia y que a su vez se detallen dentro del RTP su manera de cálculo.

2. Calcular el cargo por potencia de la siguiente manera.

$$CP = PP * P_m$$

Donde:

CP: es el cargo por potencia

PP: es el precio de la potencia

P_m: es el valor mayor del comparativo entre la demanda máxima registrada en el mes y el 85 por ciento de la demanda máxima más alta registrada durante los 11 meses anteriores (Resolución- 019-2016: Aprobación de pliego tarifario, 2016).

3. Determinar el cargo por energía de acuerdo con lo que establece el RTP, pero sin considerar los costos de inversión que propone dicho reglamento en su artículo 42.

4. Determinar el cargo fijo de comercialización de conformidad con lo establecido en el RTP.

6.4.1.3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

Con el objetivo de evaluar la propuesta metodológica planteada en el presente trabajo de investigación y dado que la ENEE aun no cuenta con la información necesaria para generar las curvas características de los usuarios autoprodutores comerciales y no cuenta con los valores de potencia de estos usuarios, se deben utilizar los datos que actualmente está implementando la ENEE para la categoría tarifaria de servicio general en baja tensión y para determinar la potencia

máxima se utilizará como referencia el factor de carga que ha sido determinado por esta empresa para esa categoría.

En función de lo antes indicado, para evaluar la propuesta se debe realizar lo siguiente:

1. Definir el horizonte de evaluación de tarifas.
2. Determinar el consumo de energía de los usuarios autoprodutores comerciales.
3. Potencia máxima de cada usuario. Dado que la ENEE actualmente no cuenta con mediciones de potencia para estos usuarios, esta será determinada considerando la formula siguiente:

$$P_{max} = \frac{E}{fc * t}$$

Donde:

P_{max} : es la potencia máxima

fc : es el factor de carga

t : es el periodo de tiempo

4. Se determinan los ingresos que obtuvo la ENEE considerando la tarifa que está actualmente vigente.
5. Se determinan los ingresos que obtuvo la ENEE si se considerará la propuesta de implementación dentro del modelo tarifario.
6. Comparar la relación porcentual entre los numerales 5 y 4.

En la siguiente figura se muestra de manera grafica el procedimiento antes indicado.

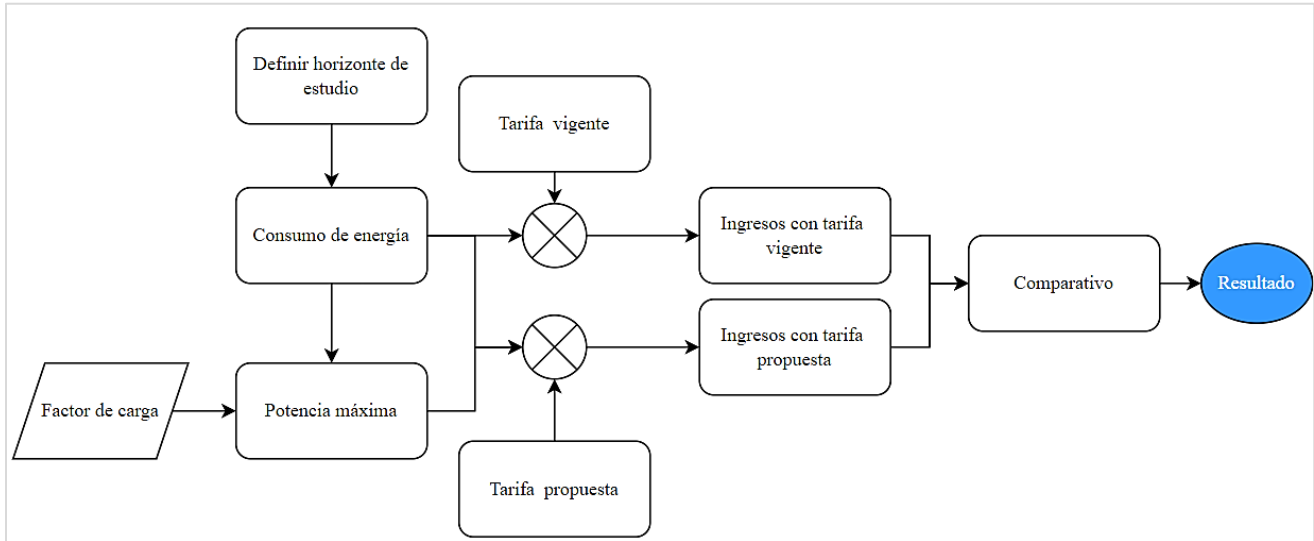


Figura 28. Flujograma de metodología de evaluación de la propuesta de implementación

Fuente: elaboración propia

Partiendo de la metodología indicada anteriormente y con el objetivo de evaluar dicha propuesta, a continuación, se presenta de manera preliminar el impacto que puede tener en la ENEE la propuesta tarifaria desarrollada en el presente trabajo, para esto se considera lo siguiente:

1. Horizonte de evaluación: en este caso será de acuerdo con las tarifas del año 2024.
2. Consumo de energía de los usuarios autoprodutores comerciales: para este caso se considera que el consumo de energía de estos usuarios será igual que el consumo que tuvieron en el año 2023.
3. Potencia máxima: para determinar la potencia se utilizará la fórmula antes indicada y un factor de carga de 55.9%.
4. Se consideran las curvas características que la ENEE aplica actualmente a los usuarios comerciales.

En función de lo antes indicado en el grafico siguiente se presentan los siguientes resultados:

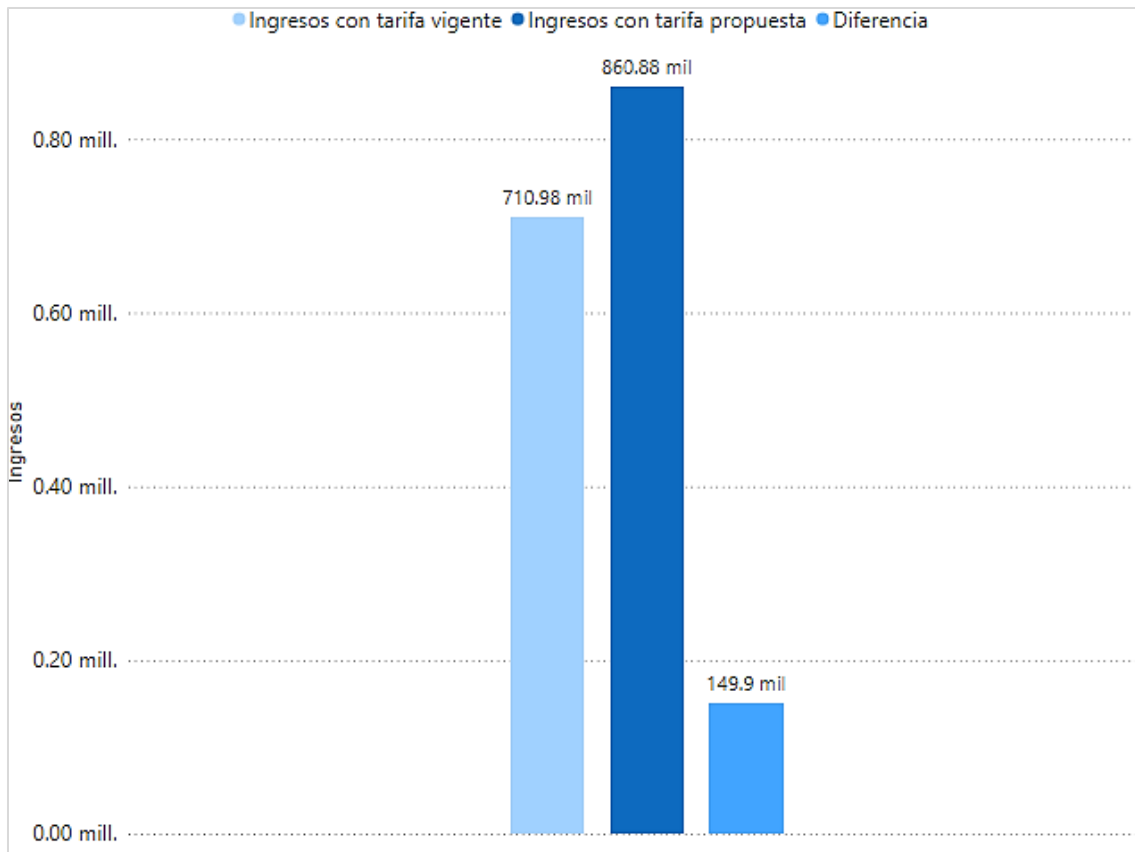


Figura 29. Resultados de evaluación de la propuesta de implementación, datos expresados en miles de lempiras

Fuente: elaboración propia

En la figura anterior se observa que los ingresos de la ENEE mejoraron al implementar la metodología propuesta, al comparar estos ingresos (860,878. 90 en miles de lempiras) con los ingresos que resultan de la actual metodología (710,975.41 en miles de lempiras), se observa que aumentaron un 21% aproximadamente; concluyendo con esto que la ENEE debe buscar implementar una tarifa que contemple un cargo comercial, un cargo por potencia y un cargo por energía.

6.5 MEDIDAS DE CONTROL

Con el objetivo de asegurar la implementación de la propuesta, se deben de tomar en cuenta medidas de control. A continuación, se presentan dichas medidas. Asimismo, en la Figura 29 se muestran las instituciones y personas involucradas en la propuesta de implementación.

Tabla 13. Medidas de control para aplicar la propuesta de implementación

Etapa	Indicadores	Instrumentos	Actores Claves	Riesgos
Socialización de propuesta	Desarrollo metodológico	Plantilla de sistematización para el cálculo de costos elaborada y documento de propuesta metodológica de cálculo tarifario	ENEE	La base de datos que proporciona la ENEE es bastante grande y eso puede ocasionar errores en los cálculos
	Evaluación de desarrollo metodológico	Plantilla de sistematización para el cálculo del impacto que tiene la propuesta metodológica dentro de los ingresos de la ENEE elaborada.	ENEE	
	Presentación de desarrollo metodológico y de tarifa	Presentación de propuesta ante las máximas autoridades de la ENEE y CREE	CREE y ENEE	Que las máximas autoridades de estas instituciones soliciten cambios
Consulta Pública	Presentación de desarrollo metodológico y de tarifa	Presentación de propuesta	Usuarios de la ENEE e interesados	
Implementación	Aprobación de metodología de cálculo tarifario	Acuerdo de aprobación	CREE	La ENEE puede no contar con un sistema comercial adecuado el cual permita implementar los cálculos tarifarios propuestos
	Aplicación de propuesta metodológica dentro del Sistema de Medición Comercial	Facturación incluyendo la nueva propuesta	ENEE	

Elaboración: propia

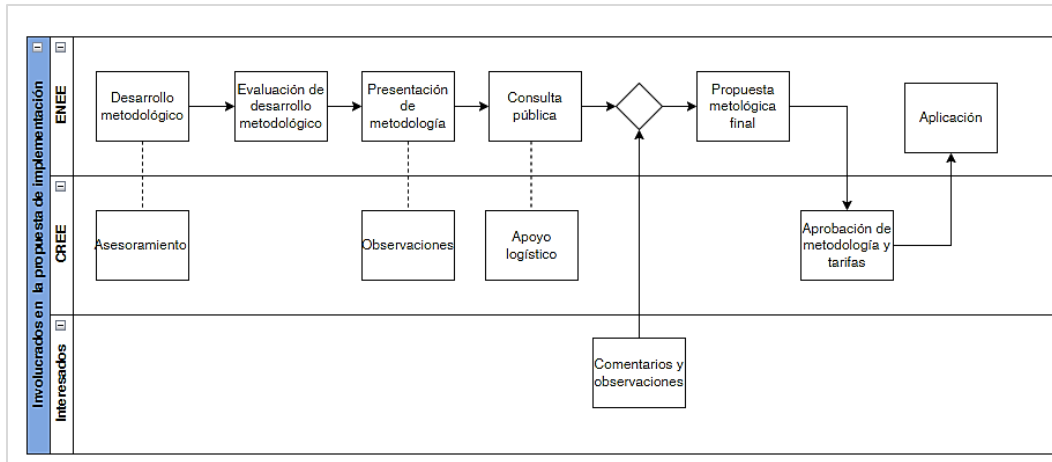


Figura 30. Flujograma de metodología de evaluación de la propuesta de implementación

Fuente: elaboración propia

6.6 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN Y PRESUPUESTO

A continuación, se presenta el detalle de manera temporal de las tareas que deben llevarse a cabo para desarrollar la propuesta de implementación detallada en el presente capítulo. Asimismo, se presenta el presupuesto necesario para llevar a cabo dicha implementación.

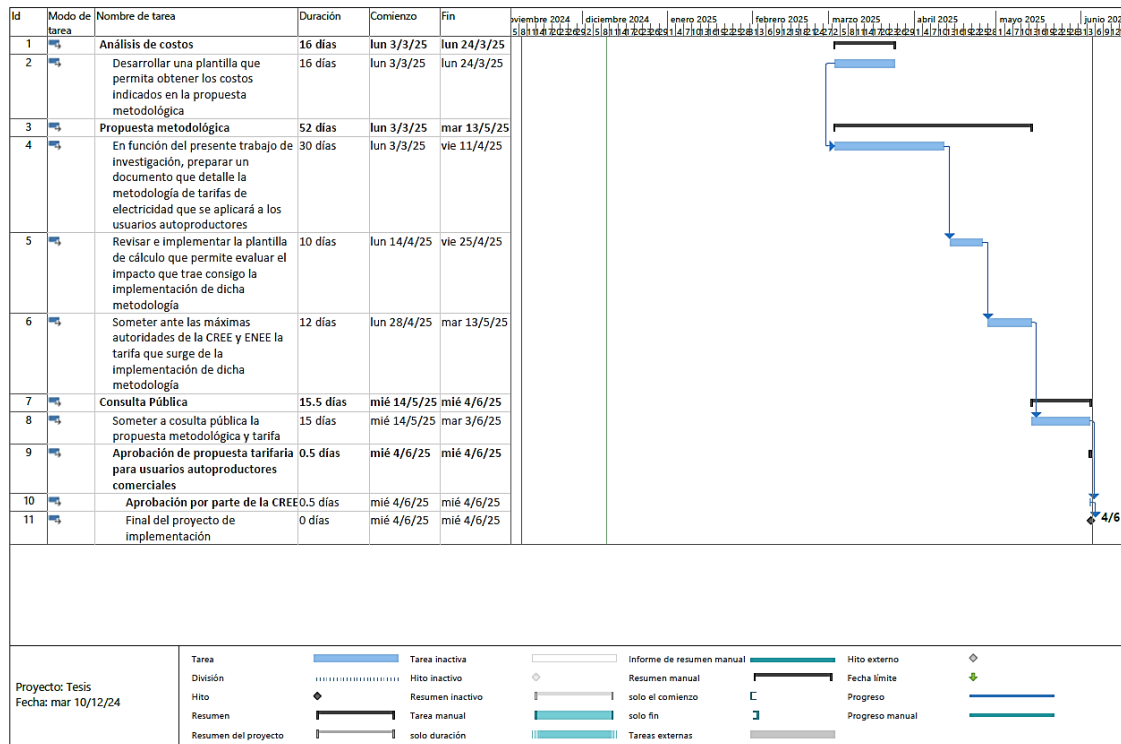


Figura 31. Cronograma de la implementación de la propuesta metodológica

Fuente: elaboración propia

Tabla 14. Presupuesto para desarrollar la propuesta de implementación del trabajo de investigación

Objetivo Específico	Acción	Responsable	Recursos Necesarios	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación	Indicadores	Presupuesto [Lempiras]
1. Determinar los costos de la empresa relacionados con el suministro de electricidad de los usuarios autoprodutores comerciales	Preparar un documento que permita detallar los costos indicados en este objetivo e implementar dichos costos dentro del modelo tarifario de la ENEE.	ENEE	Licencias de software, específicamente, Microsoft Excel y horas hombre trabajadas	3 de marzo de 2025	24 de marzo de 2025	Documento elaborado	52,500
2. Identificar la o las metodologías tarifarias internacionales aplicables a los usuarios autoprodutores de la ENEE.	Preparar un informe que detalle las metodologías que se han aplicado en diferentes países en cuanto a las tarifas de electricidad aplicadas a los usuarios autoprodutores y proponer una metodología aplicable a Honduras	ENEE, la CREE debe aprobar dicha propuesta	Horas hombre trabajadas	3 de marzo de 2025	29 de abril de 2025	Informe elaborado	104,000
3. Evaluar el impacto que puede tener la propuesta metodológica en los ingresos tarifarios de la ENEE.	En función de los objetivos uno y dos, desarrollar una plantilla de cálculo que permita evaluar el impacto que trae consigo la implementación de dicha metodología.	Subgerente comercial de la ENEE	Horas hombre trabajadas	30 de abril de 2025	13 de mayo de 2025	Presentación de propuesta ante las máximas autoridades de la ENEE y CREE	60,000
Costo total							216,500

Fuente: elaboración propia

6.7 CONCORDANCIA DE LOS SEGMENTOS DE LA TESIS CON LA PROPUESTA

Tabla 15. Concordancia de los segmentos de la tesis con la propuesta

Capítulo I		Capítulo II	Capítulo III		Capítulo V	Capítulo VI	
Objetivo general	Objetivo específico	Teorías	Variables	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivos de la propuesta
Analizar el impacto de los usuarios autoproductores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023	1.Comparar los valores entre los indicadores de ingresos y costos de los estados financieros para los usuarios comerciales de la ENEE en el periodo 2018-2023. 2.Calcular la incidencia de los usuarios autoproductores	1. Teoría de costo de costos de transacción: esta tiene como fin identificar las fuentes de los costos de transacción y especificar el mecanismo de gobierno que puede coordinar de la manera más	1. Estados Financieros 2. Rentabilidad 3. Liquidez	La población de análisis será los datos financieros de la ENEE para el periodo 2018-2023 y la técnica la revisión sistemática.		“Metodología para determinar una tarifa binómica para los usuarios autoproductores de la empresa distribuidora del sistema interconectado de Honduras”.	1. Identificar los costos de la empresa relacionados con el suministro de electricidad de los usuarios autoproductores comerciales. 2. Identificar la metodología

Capítulo I		Capítulo II	Capítulo III		Capítulo V	Capítulo VI	
Objetivo general	Objetivo específico	Teorías	Variables	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivos de la propuesta
	<p>en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023.</p> <p>3.Determinar para el periodo 2018-2023 los efectos financieros de los usuarios autoprodutores en los indicadores de liquidez de la ENEE.</p> <p>4.Proponer una</p>	<p>eficiente la transacción, de manera que se logren economizar dichos costos.</p> <p>2. Teoría de la microeconomía: es aquella parte de la economía que trata con el comportamiento básico de los agentes económicos individuales,</p>					<p>tarifaria internacional aplicable a los usuarios autoprodutores de la ENEE.</p> <p>3. Desarrollar una metodología que permita evaluar el impacto que puede tener la propuesta metodológica en los ingresos</p>

Capítulo I		Capítulo II	Capítulo III		Capítulo V	Capítulo VI	
Objetivo general	Objetivo específico	Teorías	Variables	Técnicas	Conclusiones	Nombre de la propuesta	Objetivos de la propuesta
	metodología tarifaria que permita a la ENEE el establecimiento de los costos de los usuarios autoprodutores.	tales como consumidores, empresas y poseedores de recursos y los mecanismos de formación de precios. Esta teoría sirve de base en los mercados eléctricos.					tarifarios de la ENEE.

Fuente: elaboración propia

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acuerdos. (2024). *CREE*. <https://www.cree.gob.hn/acuerdos/>
- ALCANCE NO 174 A LA GACETA NO 169. (2023).
- Alvaro Bustos, & Galetovic, A. (2002). *Regulación de Empresa Eficiente*.
- Arias-Gómez, J., Villasís-Keever, M. Á., & Miranda-Navales, M. G. (2016). El protocolo de investigación III: La población de estudio. *Revista Alergia México*, 63(2), 201-206.
<https://doi.org/10.29262/ram.v63i2.181>
- Avau, M., Govaerts, N., & Delarue, E. (2021). Impact of distribution tariffs on prosumer demand response. *Energy Policy*, 151, 112116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112116>
- Borenstein, S. (2016). The economics of fixed cost recovery by utilities. *The Electricity Journal*, 29(7), 5-12. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.013>
- Campos, N., & Chauca, A. (2021). *La ROE en la empresa Citibank del Perú, período 2016-2020*.
- CENACE. (2024). <https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>
- CND. (2024). *Planificación Operativa de Largo Plazo 2024—2026*.
- CNE. (2024). *Resolución CNEE-28*.
- Condori, P. (2020). *Universo, población y muestra*.
- Consulta Pública. (2024). *CREE*. <https://www.cree.gob.hn/consulta-publica/>
- CREE, D. (2024a). *Informe de 4to ajuste tarifario 2024*.
- CREE, D. (2024b). *INFORME DE AJUSTE TARIFARIO 2024*.
- CREE, D. (2024c). *Informe de procesos de supervisión y fiscalización en cumplimiento a las obligaciones legales del I trimestre*.
- Cruz Garcia, M. A. (2019). Fuentes de Información. *Boletín Científico de las Ciencias Económico Administrativas del ICEA*, 8(15), 57-58. <https://doi.org/10.29057/icea.v8i15.4864>

- Dahlman, C. J. (1979). The Problem of Externality. *The Journal of Law and Economics*, 22(1), 141-162.
<https://doi.org/10.1086/466936>
- Eid, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, 244-254. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica*. (2024). <https://www.enee.hn/>
- ENEE. (2024). *Boletín Estadístico* (p. 19).
- Faruqui, A., & Bourbonnais, C. (2020). The Tariffs of Tomorrow: Innovations in Rate Designs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(3), 18-25. <https://doi.org/10.1109/MPE.2020.2972136>
- Gitman, L., & Zutter, C. (2012). *Principios de administración financiera* (12.ª ed.). PEARSON.
- Hanser, P., & Van Horn, K. (2014). The Next Evolution of the Distribution Utility. En *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry* (pp. 231-249). Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800240-7.00011-4>
- Historial de Tarifas. (2024). *CREE*. <https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>
- IEE. (2012). *MERCADOS ELÉCTRICOS*.
- IRENA. (2023). *Evaluación de la situación para el desarrollo de las energías renovables: Honduras*.
- Knittel, C. R. (2019, febrero). *THE EFFICIENCY AND DISTRIBUTIONAL EFFECTS OF ALTERNATIVE RESIDENTIAL ELECTRICITY RATE DESIGNS*. NBER.
<http://www.nber.org/papers/w25570>
- Ley 20571: REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES, 20751 (2012).
- Ley General de la Industria Eléctrica, 33,431 (2014).
- Ley Net Billing en Chile para Empresas | Solcor Chile*. (2021, enero 21). <https://solcorchile.com/net-billing-chile/>
- Lira, A. D. (2009). *Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: El mecanismo de subastas*.

- Manuel De Villena, M., Fonteneau, R., Gautier, A., & Ernst, D. (2019). Evaluating the Evolution of Distribution Networks under Different Regulatory Frameworks with Multi-Agent Modelling. *Energies*, 12(7), 1203. <https://doi.org/10.3390/en12071203>
- Manuel De Villena, M., Jacqmin, J., Fonteneau, R., Gautier, A., & Ernst, D. (2021). Network tariffs and the integration of prosumers: The case of Wallonia. *Energy Policy*, 150, 112065. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112065>
- Martinez, S. A. A. (2019). *UTILIZACION DE LOS MÉTODOS DE VALIDACIÓN Y CONFIABILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS EN LOS TRABAJOS DE TESIS DE POSTGRADO*.
- Ministerio de Energía. (2017). *Presentación Ley 20571*.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2021). *LINEAMIENTOS DE POLÍTICA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS Y ARENERAS REGULATORIAS*.
- Morillo, M. (2001). *Rentabilidad Financiera y Reducción de Costos*.
- Nordhaus, S. (2006). *Economía* (18.^a ed.).
- NORMA TÉCNICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA, CNEE-227-2014 (2014).
- NORMA TÉCNICA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES, 36,016 (2022).
- Parodi, A., & Brusco, J. (2024). *Programa Avanzado en Regulación del Sector Eléctrico: Economía. Producción y distribución de electricidad*. (2024). [Página]. [serveisct](https://serveisctecnicos.upc.edu/es/busqueda/filtros-busqueda/produccion-distribucion-electricidad).
- <https://serveisctecnicos.upc.edu/es/busqueda/filtros-busqueda/produccion-distribucion-electricidad>
- ¿Qué son las energías renovables? (2018, enero 19). [Argentina.gob.ar](https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/que-son-las-energias-renovables).
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/que-son-las-energias-renovables>
- Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (2016).

- Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 35,302 (2020).
- Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, 35,147 (2020).
- Reglamento de Tarifas, No. 34,978 (2019).
- Reglamento para el cálculo de tarifas provisionales, 34,012 (2016).
- Resolución- 019-2016: Aprobación de pliego tarifario, 31052016 (2016).
- RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023 (2023).
- Robles, B. (2019). *Población y Muestra*.
- Ross, S. (2009). *Fundamentos de finanzas corporativas* (9.^a ed.). McGRAW-HILL.
- Salgado, E. (2003). *TEORÍA DE COSTOS DE TRANSACCIÓN: UNA BREVE RESEÑA*.
- SEFIN. (2023). *Informe de Avance Físico y Financiero de la ENEE*.
- Sioshansi, F. P. (2014). Decentralized Energy. En *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry* (pp. 3-32). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800240-7.00001-1>
- Sistemas Aislados. (2024). *CREE*. <https://www.cree.gob.hn/sistemas-aislados/>
- Stankiewicz, D. F., Bordin, G., Loureiro, L. T. R., & Homrich, R. P. (2019). Financial Impact of the Binomial Tariff in the Investment in Residential Photovoltaic Systems. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895371>
- Stute, J., & Klobasa, M. (2024). How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? - Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements. *Energy Policy*, 189, 114062. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114062>
- Tarifas-vigentes-ENEE. (2024). *CREE*. <https://www.cree.gob.hn/tarifas-vigentes-enee/>
- TSC. (2023). *EVALUACIÓN A LA RENDICIÓN DE CUENTAS DE LA EJECUCIÓN DEL GASTO, PRACTICADA A LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)*.
- UTI. (2008). *EMPRESA EFICIENTE METODOLOGÍAS: MODELACIÓN Y APLICACIÓN PARA FINES DE REGULACIÓN TARIFARIA*.
- Viral, R., & Khatod, D. K. (2012). Optimal planning of distributed generation systems in distribution

system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 5146-5165.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.020>

ANEXOS

ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS

Ficha Técnica_ variable 1									
Tema: Autoproducción de energía eléctrica en el sector comercial y su impacto financiero en el sistema tarifario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para el periodo 2018- 2023.									
Objetivo General: Analizar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023.									
Objetivo Específico: Comparar los valores entre los indicadores de ingresos y costos de los usuarios autoprodutores comerciales en los estados de resultados de la ENEE en el periodo 2018-2023.									
Variable: Estados financieros.									
Estrategia de Recolección de Datos: Revisión sistemática.									
Sujetos de la Investigación	Dimensiones de Análisis	Indicadores	Parámetros	Período de Análisis	Valor del Parámetro	Medida	Tipo de Fuente	Fecha de Consulta	Referencia de la Fuente (URL)
ENEE	Estados de resultados	Costos	Costos de administración, operación y mantenimiento	2018	222,098.20	Miles de Lempiras	Estados Financieros de la ENEE, período de 2019 a 2022	Octubre de 2024	https://portalunico.iaip.gob.hn/portal=421
				2019	193,543.00				
				2020	145,586.93				
				2021	170,631.35				
				2022	211,747.96				
				2023	166,294.58				

			Costos de inversión	2018	518,229.12	Miles de Lempiras	Octubre de 2024
				2019	451,600.34		
				2020	339,702.84		
				2021	398,139.82		
				2022	494,078.57		
				2023	388,020.68		
	Ingresos		Ventas de energía	2018	7,571,957.00	Miles de Lempiras	Octubre de 2024
				2019	9,018,540.00		
				2020	6,727,524.00		
				2021	7,805,636.91		
				2022	9,886,791.97		
				2023	10,366,687.52		

Ficha Técnica_ variable 2

Tema: Autoproducción de energía eléctrica en el sector comercial y su impacto financiero en el sistema tarifario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para el periodo 2018- 2023.

Objetivo General: Analizar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023.

Objetivo Específico: Calcular la incidencia de los usuarios autoprodutores en los niveles de rentabilidad de la ENEE en el periodo 2018-2023.

Variable: Rentabilidad.

Estrategia de Recolección de Datos: Revisión sistemática.

Sujetos de la Investigación	Dimensiones de Análisis	Indicadores	Parámetros	Período de Análisis	Valor del Parámetro	Medida	Tipo de Fuente	Fecha de Consulta	Referencia de la Fuente
									(URL)
ENEE	Ratios financieros	Margen de utilidad bruta	Utilidades	2018	-8,106,367.85	Miles de Lempiras	Estados Financieros de la ENEE, período de 2019 a 2022	Octubre de 2024	https://portalunico.iaip.gob.hn/portal=421
				2019	-4,603,188.06				
				2020	-4,746,557.82				
				2021	-7,538,531.48				
				2022	-6,012,833.90				
				2023	-5,717,983.45				
			Ventas	2018	25,886,379.49	Miles de Lempiras		Octubre de 2024	
				2019	31,227,062.17				
				2020	28,008,551.58				
				2021	31,287,119.50				
				2022	38,922,532.60				
				2023	39,899,263.22				
		Rentabilidad financiera (ROE)	Utilidades	2018	-8,106,367.85	Miles de Lempiras	Octubre de 2024		
				2019	-4,603,188.06				
				2020	-4,746,557.82				
				2021	-7,538,531.48				
				2022	-6,012,833.90				
				2023	-5,717,983.45				
			Capital propio	2018	1,721,121.05	Miles de Lempiras	Octubre de 2024		
				2019	1,721,121.05				
				2020	1,721,121.05				
2021	1,721,121.05								
2022	1,721,121.05								
2023	1,721,121.05								

Ficha Técnica_ variable 3

Tema: Autoproducción de energía eléctrica en el sector comercial y su impacto financiero en el sistema tarifario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para el periodo 2018- 2023.

Objetivo General: Analizar el impacto de los usuarios autoprodutores comerciales en la situación financiera de la ENEE en el periodo 2018-2023.

Objetivo Específico: Determinar para el periodo 2018-2023 los efectos financieros de los usuarios autoprodutores en los indicadores de liquidez de la ENEE.

Variable: Liquidez.

Estrategia de Recolección de Datos: Revisión sistemática.

Sujetos de la Investigación	Dimensiones de Análisis	Indicadores	Parámetros	Período de Análisis	Valor del Parámetro	Medida	Tipo de Fuente	Fecha de Consulta	Referencia de la Fuente
									(URL)
ENEE	Capacidad de pago	Prueba acida	Activo corriente	2018	7,737,094.13	Miles de Lempiras	Estados Financieros de la ENEE, período de 2019 a 2022	Octubre de 2024	https://portalunico.iaip.gob.hk/portal=421
				2019	9,649,472.19				
				2020	14,219,439.19				
				2021	14,339,711.82				
				2022	20,404,166.58				
				2023	19,205,423.40				
			Pasivo corriente	2018	27,662,198.05	Miles de Lempiras		Octubre de 2024	
				2019	30,775,354.23				
				2020	25,187,611.30				
				2021	29,862,764.54				
				2022	34,258,001.77				
				2023	37,578,090.34				

			Inventario	2018	760,996.07	Miles de Lempiras	Octubre de 2024	
				2019	608,821.69			
				2020	623,214.04			
				2021	592,632.00			
				2022	576,590.00			
				2023	569,274.00			
	Razón corriente	Activo corriente		2018	7,737,094.13	Miles de Lempiras	Octubre de 2024	
					2019			9,649,472.19
					2020			14,219,439.19
					2021			14,339,711.82
					2022			20,404,166.58
					2023			19,205,423.40
			Pasivo corriente		2018	27,662,198.05	Miles de Lempiras	Octubre de 2024
					2019	30,775,354.23		
					2020	25,187,611.30		
					2021	29,862,764.54		
					2022	34,258,001.77		
					2023	37,578,090.34		

ANEXO 2: BALANCE GENERAL Y ESTADO DE RESULTADOS DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Balance general

2018-2019

EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA							
BALANCE DE SITUACION FINANCIERA CONDENSADO							
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 (Cifras expresadas en Lempiras)							
DESCRIPCION	ACTIVOS Y OTROS DEBITOS			DESCRIPCION	PATRIMONIO, PASIVO Y OTROS CREDITOS		
	DICIEMBRE 2019	DICIEMBRE 2018	DIFERENCIA		DICIEMBRE 2019	DICIEMBRE 2018	DIFERENCIA
1. Activo				2. PATRIMONIO Y PASIVO			
Activo Corriente				21. Patrimonio Neto			
111 Disponibilidades	2,119,481,740.75	2,177,089,916.37	-57,608,175.62	Resultado Pérdida acumulada del ejercicio	4,603,188,064.01	8,106,367,845.01	-3,503,179,781.00
113 Cuentas y Documentos por cobrar	7,529,990,445.95	5,560,004,218.31	1,969,986,227.64	316 Déficit acumulado	52,632,871,935.84	45,311,447,261.75	7,321,424,674.09
Total Activo Corriente	9,649,472,186.70	7,737,094,134.68	1,912,378,052.02	312. Transferencias de capital recibidas	-9,785,890,484.96	-9,787,816,271.33	1,925,786.37
Activo No Corriente				313. Revaluación de Activos	-4,384,234,000.00	-4,384,234,000.00	-
115 Materiales y Suministros	562,868,199.58	569,273,935.30	-6,405,735.72	314. Condorción de la Deuda	-1,536,846,990.19	-1,536,846,990.19	-
112 Inversiones Financieras	166,208,418.03	164,283,118.03	1,925,300.00	315. Aporte de Organismos Internacionales	-23,714,442.35	-23,714,442.35	-
116 Otros activos	123,199,970.02	114,862,861.87	8,337,108.15	Capital Propio	-1,721,121,046.87	-1,721,121,046.87	-
Total Activo No Corriente	852,276,587.63	848,419,915.20	3,856,672.43	Total Patrimonio	39,784,253,035.48	35,964,082,356.02	3,820,170,679.46
Propiedad, Planta y Equipo				Pasivo			
190 En Servicio Neto	8,252,689,828.75	8,198,529,322.33	54,160,506.42	Pasivo corriente	-30,775,354,231.51	-27,662,198,046.61	-3,113,156,184.90
170 En Construcción	12,830,794,330.35	11,790,193,677.62	1,040,600,652.73	211. Cuentas por pagar proveedores	-13,452,181,341.35	-11,496,686,289.66	-1,955,495,051.69
Total Propiedad, Planta y Equipo	21,083,484,159.10	19,988,722,999.95	1,094,761,159.15	212. Deuda Externa e interna de corto plazo	-10,093,023,180.59	-9,313,166,026.28	-779,857,154.31
Activos a Largo Plazo				213. Deuda Externa e interna de corto plazo Mora	-4,636,410,236.78	-4,282,423,309.54	-353,986,927.24
Descuento Refinanciamiento Bonos	-	-	0.00	214. Intereses por pagar deuda externa e interna CP	-728,995,491.28	-838,159,090.36	109,163,599.08
Otros Documentos por cobrar	-	-	0.00	215. Intereses por pagar deuda externa e interna	-1,864,743,981.51	-1,731,763,330.77	-132,980,650.74
Activos Diferidos	90,657,556.72	42,217,905.13	48,439,651.59	Pasivo a Largo Plazo	-40,684,789,294.12	-36,918,339,264.37	-3,766,450,029.75
Total activo a Largo Plazo	90,657,556.72	42,217,905.13	48,439,651.59	221. Deuda externa e interna Largo Plazo	-35,986,149,674.55	-32,304,870,117.20	-3,681,279,507.35
Suma El activo	31,675,890,490.15	28,616,454,954.96	3,059,435,535.19	222. Otros documentos por pagar	39,184,426.80	-1,105,222.70	40,289,649.50
				224. Depósitos de abonados	-464,559,320.58	-472,798,919.29	8,239,598.71
				226. Pasivo Laboral por pagar	696,665,230.77	693,081,750.47	-3,583,480.30
				231. Otros Pasivos	-3,576,599,545.02	-3,446,483,254.71	-130,116,290.31
				Total Pasivo	-71,460,143,525.63	-64,580,537,310.98	-6,879,606,214.65
				Suma El Pasivo y Patrimonio	-31,675,890,490.15	-28,616,454,954.96	-3,059,435,535.19

Ing. Leonardo Deras
Gerente General



Licda. Rosalinda Michelle Ordoñez V.
Jefe Departamento de Contabilidad
No. Colegación 05-10-2015



Ing. Aníbal Berdezu
Gerencia Financiera




2020-2021

EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
BALANCE DE SITUACION FINANCIERA CONDENSADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 (Cifras expresadas en Lempiras)

ACTIVOS Y OTROS DEBITOS				PATRIMONIO, PASIVO Y OTROS CREDITOS			
DESCRIPCION	DICIEMBRE 2021	DICIEMBRE 2020	DIFERENCIA	DESCRIPCION	DICIEMBRE 2021	DICIEMBRE 2020	DIFERENCIA
1. Activo				2. PATRIMONIO Y PASIVO			
Activo Corriente				21. Patrimonio Neto			
111. Disponibilidades	621,366,614.03	3,473,674,597.18	-2,852,307,983.15	Resultado Pérdida acumulada del ejercicio	7,538,531,480.23	4,746,557,815.63	2,791,973,664.60
113. Cuentas y Documentos por cobrar	13,718,345,206.65	10,745,764,595.46	2,972,580,611.19	316. Déficit acumulado	62,697,640,071.12	57,749,415,654.18	4,948,224,416.94
Total Activo Corriente	14,339,711,820.68	14,219,439,192.64	120,272,628.04	312. Transferencias de capital recibidas	-9,783,690,122.22	-9,783,690,122.22	-
Activo No Corriente				313. Revaluación de Activos	-4,384,234,000.00	-4,384,234,000.00	-
115. Materiales y Suministros	623,214,041.30	592,633,030.90	30,581,010.40	314. Condonación de la Deuda	-1,536,846,990.19	-1,536,846,990.19	-
112. Inversiones Financieras	164,326,018.03	162,822,568.03	1,503,450.00	315. Aporte de Organismos Internacionales	-23,714,442.35	-23,714,442.35	-
116. Otros activos	104,632,347.65	94,859,985.07	9,772,362.58	Capital Propio	-1,721,121,046.87	-1,721,121,046.87	-
Total Activo No Corriente	892,172,406.98	850,315,584.00	41,856,822.98	Total Patrimonio	52,785,564,349.72	45,046,366,868.18	7,740,198,081.54
Propiedad, Planta y Equipo				Pasivo			
190. En Servicio Neto	7,759,907,247.64	8,312,873,406.97	-552,966,159.33	Pasivo corriente			
170. En Construcción	14,329,515,870.39	13,561,013,343.02	768,502,527.37	211. Cuentas por pagar proveedores	-29,862,764,535.03	-25,187,511,295.43	-4,675,153,239.60
Total Propiedad, Planta y Equipo	22,089,423,118.03	21,873,886,749.99	215,536,368.04	212. Deuda Externa e interna de corto plazo	-14,699,315,142.45	-9,045,527,882.12	-5,653,787,260.33
Activos a Largo Plazo				213. Deuda Externa e interna de corto plazo Mora	-6,164,428,686.28	-7,561,866,579.12	1,397,437,892.84
Descuento Refinanciamiento Bonos	-	-	-	214. Intereses por pagar deuda externa e interna CP	-5,171,085,731.87	-4,816,981,697.69	-354,104,034.18
Otros Documentos por cobrar	-	-	-	215. Intereses por pagar deuda externa e interna	-907,753,990.86	-746,881,492.47	-160,872,498.39
Activos Diferidos	39,322,929.27	39,450,516.94	-127,587.67	Pasivo a Largo Plazo	-2,520,180,983.57	-3,016,353,644.03	96,172,660.46
Total activo a largo Plazo	39,322,929.27	39,450,516.94	-127,587.67	221. Deuda externa e interna Largo Plazo	-60,284,430,689.65	-56,841,847,816.32	-3,442,583,073.33
Suma El activo	37,360,630,274.96	36,983,092,043.57	377,538,231.39	223. Otros documentos por pagar	-54,752,608,217.62	-52,080,284,389.84	-2,672,323,827.78
				224. Depósitos de abonados	-100,889,592.21	-889,592.22	-99,999,999.99
				226. Pasivo Laboral por pagar	-541,307,147.71	-488,389,054.69	-52,918,093.02
				231. Otros Pasivos	-802,185,961.48	-734,907,796.66	-67,278,164.82
				Total Pasivo	-4,087,439,770.63	-3,537,376,782.91	-550,063,987.72
				Suma El Pasivo y Patrimonio	-37,360,630,274.96	-36,983,092,043.57	-377,538,231.39


Lic. Rosalidia Michelle Ordoñez
Jefe Departamento de Contabilidad


Lic. Anzor Zacarias Ordoñez
Gerente de Finanzas Corporativas


Lic. Gabriel Perdomo
Comisionado Interventor ENEE

2022-2023



EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
BALANCE DE SITUACION FINANCIERA CONDENSADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023 (Cifras expresadas en Lempiras)

ACTIVOS Y OTROS DEBITOS				PATRIMONIO, PASIVO Y OTROS CREDITOS			
DESCRIPCION	DICIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2022	DIFERENCIA	DESCRIPCION	DICIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2022	DIFERENCIA
1. Activo				2. PATRIMONIO Y PASIVO			
Activo Corriente				21. Patrimonio Neto			
111. Disponibilidades	2,322,897,356.57	5,171,305,034.16	-2,848,407,677.59	Resultado Pérdida acumulada del ejercicio	-5,717,983,451.84	-6,012,833,895.37	294,850,443.53
113. Cuentas y Documentos por cobrar	16,882,526,039.82	15,232,861,545.96	1,649,664,493.86	316. Déficit acumulado	-75,906,790,834.76	-70,228,338,115.98	-5,678,452,697.28
Total Activo Corriente	19,205,423,396.39	20,404,166,580.12	-1,198,743,183.73	312. Transferencias de capital recibidas	15,484,519,253.82	13,512,896,678.53	1,971,622,575.29
Activo No Corriente				313. Revaluación de Activos	4,384,234,000.00	4,384,234,000.00	-
115. Materiales y Suministros	760,996,067.43	608,821,685.66	152,174,381.77	314. Condación de la Deuda	1,536,846,990.19	1,536,846,990.19	-
112. Inversiones Financieras	166,314,368.03	165,966,618.03	347,750.00	315. Aporte de Organismos Internacionales	23,714,442.35	23,714,442.35	-
116. Otros activos	146,381,798.86	96,901,669.71	49,480,129.15	Capital Propio	1,721,121,046.87	1,721,121,046.87	-
Total Activo No Corriente	1,073,692,234.32	871,689,973.40	202,002,260.92	Total Patrimonio	-58,474,338,532.87	-55,062,358,854.41	-3,411,979,678.46
Propiedad, Planta y Equipo				Pasivo			
190. En Servicio Neto	6,765,204,438.84	7,237,481,782.19	-472,277,343.35	Pasivo corriente	37,578,090,336.09	34,258,001,773.27	3,320,088,562.82
170. En Construcción	16,290,702,003.11	14,878,174,655.43	1,312,527,347.68	211. Cuentas por pagar proveedores	17,015,398,860.12	16,462,895,856.98	552,503,003.14
Total Propiedad, Planta y Equipo	23,055,906,441.95	22,215,656,437.62	840,250,004.33	212. Deuda Externa e interna de corto plazo	7,450,163,084.98	7,297,986,958.98	152,176,126.68
Activos a Largo Plazo				213. Deuda Externa e interna de corto plazo Mora	5,912,190,925.13	5,552,901,500.66	359,289,424.47
Descuento Refinanciamiento Bonos	-	-	0.00	214. Intereses por pagar deuda externa e interna CP	792,709,517.68	732,311,561.19	60,397,956.49
Otros Documentos por cobrar	24,068,849.24	33,010,041.88	-8,941,192.64	215. Intereses por pagar deuda externa e interna	6,407,627,948.18	4,211,905,896.14	2,195,722,052.04
Activos Diferidos	24,068,849.24	33,010,041.88	-8,941,192.64	Pasivo a Largo Plazo	64,328,339,118.68	64,328,880,114.16	-73,540,995.48
Total activo a Largo Plazo	24,068,849.24	33,010,041.88	-8,941,192.64	221. Deuda externa e interna Largo Plazo	58,738,455,866.10	58,683,409,767.28	55,046,098.82
Suma El activo	43,359,090,921.90	43,524,523,033.02	-165,432,111.12	223. Otros documentos por pagar	889,592.21	100,889,592.21	-100,000,000.00
				224. Depósitos de abonados	736,381,370.02	681,745,630.62	54,635,739.40
				226. Pasivo Laboral por pagar	948,812,618.02	871,833,839.79	76,978,778.23
				231. Otros Pasivos	3,830,799,672.33	3,991,001,284.26	-160,201,611.93
				Total Pasivo	101,833,429,454.77	98,586,881,887.43	3,246,547,567.34
				Suma El Pasivo y Patrimonio	43,359,090,921.90	43,524,523,033.02	-165,432,111.12

Lic. Melvin Alemán
Jefe Departamento de Contabilidad

Lic. Ana Lourdes Aguilar
Sub Gerente de Finanzas Corporativas

Ing. Erick W. Ceballos
Gerente General

• Estado de resultados

2018-2019

DESCRIPCION	VALORES DEL MES			VALORES DEL PERIODO		
	DICIEMBRE	DICIEMBRE	AUMENTO	DICIEMBRE	DICIEMBRE	AUMENTO
	2019	2018	DISMINUCION	2019	2018	DISMINUCION
RESULTADO - INGRESOS						
INGRESOS						
INGRESOS DE EXPLOTACION	2,290,177,321.87	1,991,710,056.91	298,467,264.96	29,906,059,849.90	24,640,251,053.19	5,265,808,796.71
OTROS INGRESOS NO OPERATIVOS	127,219,752.88	104,041,909.69	23,177,843.19	1,321,002,321.75	1,246,128,440.99	74,873,880.76
TOTAL INGRESOS	2,417,397,074.75	2,095,751,966.60	321,645,108.15	31,227,062,171.65	25,886,379,494.18	5,340,682,677.47
RESULTADO GASTOS Y COSTOS						
GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA						
SERVICIOS PERSONALES	-540,822,176.67	-127,513,274.11	-413,308,902.56	-1,925,099,164.55	-1,441,905,120.73	-483,194,043.82
SERVICIOS NO PERSONALES	-364,696,708.52	-285,113,857.04	-79,582,851.48	-4,584,451,821.90	-4,377,452,134.14	-206,999,687.76
MATERIALES Y SUMINISTROS	-2,146,704,848.67	-1,964,926,639.02	-181,778,209.65	-24,491,943,988.66	-22,848,090,677.74	-1,643,853,310.92
ADICIONES Y REPARACIONES	-9,736,753.71	-1,731,697.46	-8,005,056.25	-98,981,405.99	-20,257,019.91	-78,724,386.08
GASTOS POR DEPRECIACION DE BIENES	-49,387,546.76	-53,214,113.03	3,826,566.27	-590,476,879.74	-638,972,145.86	48,495,267.12
SERVICIO DE LA DEUDA	-220,246,766.71	-137,847,494.39	-82,399,272.32	-3,234,253,761.43	-2,953,820,840.73	-280,432,920.70
TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	-545,090.79	-239,107,941.78	238,562,850.99	-196,969,445.79	-927,447,814.20	730,478,368.41
AJUSTE DE INVENTARIOS	0.00	-365,344.72	365,344.72	-15,281,227.05	-45,548,412.08	30,267,185.03
PROVISION PARA CUENTAS DE DUDOSO COBRO	-106,155,149.03	32,730,084.63	-138,885,233.66	-692,771,953.05	-739,253,172.80	46,481,219.75
GASTOS DE OPERACION PATUCA III	0.00	0.00	0.00	-20,587.50	0.00	20,587.50
TOTAL GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA	-3,438,295,040.86	-2,777,090,276.92	-661,204,763.94	-35,830,250,235.66	-33,992,747,339.19	-1,837,502,896.47
UTILIDAD Y/O - (PERDIDA) DEL EJERCICIO	-1,020,897,966.11	-681,338,310.32	-339,559,655.79	-4,603,188,064.01	-8,106,367,825.01	3,503,179,761.00

Ing. Leonardo Dera
Gerente General



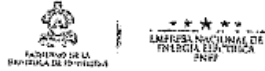
Lic. Rosalidia Michelle Ordoñez V.
Jefe Departamento de Contabilidad



Ing. Anibal Bendezu
Gerencia Financiera



2020-2021



EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
ESTADO DE RESULTADOS
 DEL 01 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021
 CIERRE CONTABLE (CIFRAS EN LEMPIRAS)

DESCRIPCION	VALORES DEL MES			VALORES DEL PERIODO		
	DICIEMBRE	DICIEMBRE	AUMENTO	DICIEMBRE	DICIEMBRE	AUMENTO
	2021	2020	DISMINUCION	2021	2020	DISMINUCION
RESULTADO - INGRESOS						
INGRESOS						
INGRESOS DE EXPLOTACION	2,337,560,713.20	1,918,040,786.11	419,519,927.09	28,928,844,622.54	25,388,039,429.44	3,540,805,193.10
OTROS INGRESOS NO OPERATIVOS	155,710,463.98	323,831,522.62	-168,121,058.64	2,358,274,873.14	2,620,512,148.97	-262,237,275.83
TOTAL INGRESOS	2,493,271,177.18	2,241,872,308.73	251,398,868.45	31,287,119,495.68	28,008,551,578.41	3,278,567,917.27
RESULTADO GASTOS Y COSTOS						
GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA						
SERVICIOS PERSONALES	-146,004,933.66	-122,923,998.05	-23,080,935.61	-1,539,723,817.32	-1,435,330,883.42	-104,392,933.90
SERVICIOS NO PERSONALES	-481,348,736.03	-721,058,285.32	239,709,559.29	-5,258,179,385.27	-4,534,956,620.58	-723,222,764.69
MATERIALES Y SUMINISTROS	-2,240,457,073.94	-1,512,710,988.49	-727,746,085.45	-24,083,397,349.48	-20,996,392,699.25	-3,087,004,650.23
ADICIONES Y REPARACIONES	-24,591,591.63	-5,849,593.61	-18,742,398.02	-378,016,018.36	-41,647,308.89	-336,368,709.47
GASTOS POR DEPRECIACION DE BIENES	-49,297,253.41	-48,740,087.13	-557,166.28	-582,473,329.01	-585,330,797.94	2,857,468.93
SERVICIO DE LA DEUDA	-681,669,825.03	-217,960,801.35	-463,709,023.68	-4,968,501,453.08	-3,617,068,869.56	-1,351,432,583.52
TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	-20,047,563.13	-25,431,346.95	5,383,783.82	-93,959,632.08	-281,563,179.56	187,603,547.48
AJUSTE DE INVENTARIOS	-34,290.18	-132,643.26	98,353.08	-1,246,002.48	-5,011,191.39	3,765,188.91
PROVISION PARA CUENTAS DE DUDOSO COBRO	-148,417,548.57	-174,759,639.30	26,342,090.73	-1,920,153,968.83	-1,257,807,843.45	-662,346,125.38
TOTAL GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA	-3,791,869,215.58	-2,829,567,393.46	-962,301,822.12	-38,825,650,975.91	-32,755,189,394.04	-6,070,541,581.87
UTILIDAD Y/O - (PERDIDA) DEL EJERCICIO	-1,298,598,038.40	-587,695,084.73	-710,902,953.67	-7,538,531,480.23	-4,746,557,846.63	-2,791,973,633.60

Lic. Rosalidia Michelle Ordoñez
 Jefe Departamento de Contabilidad
 No. Colegiación 05-10-2019

Lic. Abner Zacarias Ordoñez
 Gerente de Finanzas Personales

Lic. Gabriel Perdomo
 Comisionado Inspector ENEE

2022-2023



EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
ESTADO DE RESULTADOS
DEL 01 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023
CIERRE CONTABLE (CIFRAS EN LEMPIRAS)

DESCRIPCION	VALORES DEL MES			VALORES DEL PERIODO		
	DICIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2022	AUMENTO DISMINUCION	DICIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2022	AUMENTO DISMINUCION
RESULTADO - INGRESOS						
INGRESOS						
INGRESOS DE EXPLOTACION	2,970,088,079.71	3,205,824,314.77	-235,736,235.06	37,871,057,203.35	36,711,814,814.76	1,159,242,388.59
OTROS INGRESOS NO OPERATIVOS	229,104,397.36	207,237,504.47	21,866,892.89	2,028,206,013.20	2,210,717,787.39	-182,511,774.19
TOTAL INGRESOS	3,199,192,477.07	3,413,061,819.24	-213,869,342.17	39,899,263,216.55	38,922,532,602.15	976,730,614.40
RESULTADO GASTOS Y COSTOS						
GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA						
SERVICIOS PERSONALES	-233,888,375.93	-143,772,461.91	-90,115,914.02	-1,972,794,012.64	-1,739,262,378.75	-233,531,633.89
SERVICIOS NO PERSONALES	-491,628,129.82	-982,279,476.83	490,651,347.01	-5,857,665,801.11	-6,522,169,385.65	664,503,584.54
MATERIALES Y SUMINISTROS	-992,619,427.43	-1,990,547,045.00	997,927,617.57	-31,335,217,185.30	-30,648,101,369.98	-687,115,815.32
ADICIONES Y REPARACIONES	-25,462,333.76	-51,420,493.00	25,958,159.24	-226,913,925.73	-106,717,377.48	-120,196,548.25
GASTOS POR DEPRECIACION DE BIENES	-49,081,473.79	-48,475,247.01	-606,226.78	-584,359,614.96	-580,400,619.20	-3,958,995.76
SERVICIO DE LA DEUDA	-446,212,328.81	-308,498,226.69	-137,714,102.12	-4,774,209,558.93	-4,706,479,976.00	-67,729,582.93
TRANSFERENCIAS Y DONACIONES	0.06	0.06	0.00	-84,329,375.48	-87,536,999.28	3,207,623.80
AJUSTE DE INVENTARIOS	-2,389.74	-4,982.20	42,592.46	-1,232,441.01	-709,264.42	-523,176.59
PROVISION PARA CUENTAS DE DUDOSO COBRO	-780,524,753.23	-9,223,840.92	-771,300,912.31	-780,524,753.23	-543,989,126.76	-236,535,626.47
TOTAL GASTOS SERVICIOS PUBLICOS ENERGIA	-3,019,419,212.45	-3,534,261,773.50	514,842,561.05	-45,617,246,668.39	-44,935,366,497.52	-681,880,170.87
UTILIDAD Y/O - (PERDIDA) DEL EJERCICIO	179,773,264.62	-121,199,954.26	300,973,218.88	-5,717,983,451.84	-6,012,833,895.37	294,850,443.53

Lic. Melvin Alemán
Jefe Departamento de Contabilidad

Lic. Ana Lourdes Aguilar
Sub Gerente de Finanzas Corporativas

Ing. Erick M. Tejada Carbajal
Gerente General