



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE
REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**

Mario Fernando Pensamiento López
Asesorado por el MSc. Ing. Edgar Yanuario Laj Hun

Guatemala, marzo de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE
REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARIO FERNANDO PENSAMIENTO LÓPEZ
ASESORADO POR EL MSC. ING. EDGAR YANUARIO LAJ HUN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
EXAMINADOR	Ing. Roberto Guzman Ortiz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE
REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 12 de enero del 2022.

Mario Fernando Pensamiento López



EEPFI-PP-0068-2022

Guatemala, 12 de enero de 2022

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera


Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica**, presentado por el estudiante **Mario Fernando Pensamiento López** carné número **201403588**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

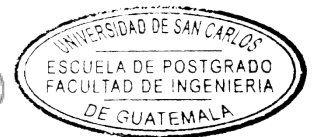
Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

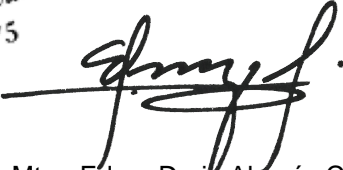
Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Mtro. Edgar Yanuario L. B. Hun
Asesor(a)
Ingeniero Electricista
Col.11475


Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría




Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





EEP-EIME-0068-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Mario Fernando Pensamiento López**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink is written over a circular official stamp. The stamp contains the text: "UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA", "DIRECCIÓN ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA", and "FACULTAD DE INGENIERIA".

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, enero de 2022

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.172.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA INCORPORACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN DIGITALES SEGÚN LOS CRITERIOS DE REMUNERACIÓN DEL MARCO REGULATORIO DE GUATEMALA**, presentado por: **Mario Fernando Pensamiento López**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, marzo de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme dado la fortaleza y sabiduría necesaria para culminar esta importante parte de mi vida.
- Mi madre** Yojana López por su sacrificio, acompañamiento, trabajo y cariño en cada momento.
- Mi padre** Mario Pensamiento (q. e. p. d.). A su memoria.
- Mis hermanas** Lisbeth y Jennifer Pensamiento, por ser mí guía y pilares durante la carrera.
- A mi familia** A mis tías, tíos y primos que han estado en este largo camino acompañándome y aconsejándome, ustedes son parte fundamental de este logro.
- A mis amigos** Con los que he crecido y aprendido desde el colegio y durante la universidad. Con los que he compartido proyectos, momentos de estudio, trabajo y amistad durante la carrera. A mi novia y amiga, Susana Ovalle, quien siempre me ha apoyado durante toda la carrera y ha estado incondicionalmente en cada momento.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la <i>alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por darme la oportunidad de formarme como profesional y crecer académicamente.
A mi asesor	Ing. Edgar Laj, por darme su confianza durante la asesoría y el tiempo que me brindó para guiarme durante la investigación.
Los entrevistados	Por brindarme su tiempo y apoyarme en mi investigación.
Ing. Jorge Figueroa	Por el soporte técnico brindado en el desarrollo de la investigación.
Mis amigos del trabajo y compañeros de maestría	Por apoyarnos durante los momentos difíciles y darnos el ánimo y conocimiento para ser mejores cada día.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3.1. Contexto general	7
3.2. Descripción del problema	8
3.3. Formulación del problema	8
3.4. Delimitación del problema	9
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Aspectos generales de un mercado eléctrico	17

7.1.1.	La necesidad de un modelo de mercado	20
7.1.2.	Mercado eléctrico de Guatemala.....	20
7.1.2.1.	Estructura del mercado eléctrico guatemalteco.....	22
7.1.3.	Marco legal del mercado eléctrico de Guatemala ...	26
7.1.3.1.	Ley general de electricidad y su reglamento	27
7.1.3.2.	Reglamento del administrador del mercado mayorista.....	29
7.2.	Modelos de regulación y sus metodologías de remuneración	31
7.2.1.	Tasa de retorno o costo del servicio.....	34
7.2.2.	Precio máximo.....	34
7.2.3.	Ingreso máximo	35
7.2.4.	Competencia referencial.....	35
7.2.5.	Escala móvil	36
7.2.6.	Reformas de tercera generación	37
7.2.7.	Metodologías de remuneración	38
7.2.7.1.	Método basado en el valor de mercado de los activos.....	40
7.2.7.2.	Valor presente neto	40
7.2.7.3.	Valor de comparación	41
7.2.7.4.	Valor de mercado	41
7.2.7.5.	Métodos basados en el costo de reposición de activos.....	41
7.2.7.6.	Costo actual	42
7.2.7.7.	Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (DORC)	42
7.2.7.8.	Valor nuevo de reposición (GORC).....	43

7.3.	Métodos de tarificación para los sistemas de transmisión.....	43
7.3.1.	Tarificación de transacciones <i>wheeling</i>	44
7.3.1.1.	<i>Rolled in allocation</i>	45
7.3.1.2.	<i>Postage stamp</i>	45
7.3.1.3.	<i>Contract path</i>	46
7.3.1.4.	Asignación con base a distancia.....	47
7.3.1.5.	Tarificación a costo marginal de corto plazo	47
7.3.1.6.	Tarificación a costo marginal de largo plazo	48
7.3.2.	Método de tarificación aplicado en Guatemala.....	48
7.3.3.	Determinación del costo anual del sistema de transporte.....	49
7.3.4.	Criterio de remuneración en Guatemala	52
7.3.5.	Remuneración al sistema de transporte	53
7.4.	Sistema de protección, control y medida para subestaciones eléctricas	55
7.4.1.	Sistema de protección, control y medida convencional para subestaciones eléctricas.....	56
7.4.1.1.	Estándar IEC 61850	56
7.4.1.2.	Estructura de un sistema de protección y control convencional.....	59
7.4.1.3.	Sincronización de tiempo.....	61
7.4.1.4.	Métodos de redundancia	62
7.4.2.	Estándar IEC 61850-9-2	64
7.4.2.1.	<i>Merging unit</i>	64
7.4.3.	Estándar IEC 61869	66
7.4.4.	Arquitectura con bus de proceso	67

8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	71
9.	METODOLOGÍA	75
9.1.	Características del estudio	75
9.2.	Unidades de análisis	76
9.3.	Variables	76
9.4.	Fases del estudio	79
9.4.1.	Fase 1: Fase de diagnóstico	79
9.4.2.	Fase 2: Análisis de los sistemas de protección y control convencional y digital.....	80
9.4.3.	Fase 3: Estudio del método de remuneración actual asociado a las nuevas tecnologías	82
9.5.	Resultados esperados.....	84
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	87
11.	CRONOGRAMA	89
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	91
13.	REFERENCIAS	93
14.	APÉNDICES	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de solución	16
2.	Estructura e instituciones del sector eléctrico de Guatemala	23
3.	Funcionamiento del sector eléctrico de Guatemala	25
4.	Marco legal del subsector eléctrico	27
5.	Modelos de Regulación.....	33
6.	Enfoques para reconocer la base de activos.	40
7.	Tipos de tarificación	44
8.	Formas básicas para asignar las transacciones Wheeling.....	45
9.	Remuneración por el uso del sistema del transporte	55
10.	Perfiles de comunicación del estándar IEC 61850.....	58
11.	Niveles de control de una subestación.....	60
12.	Cableado convencional de las entradas analógicas de un DEI.....	60
13.	Esquema de digitalización de valores analógicos	66
14.	Digitalización de valores analógicos con IEC 61869	67
15.	Arquitectura de un sistema PCyM digital a nivel de proceso.....	68

TABLAS

I.	Estructura estándar IEC 61850	24
II.	Estructura estándar IEC 61850	57
III.	Comparativa de métodos de sincronización.....	62
IV.	Comparación de protocolos de comunicación.....	63

V.	Métodos de sincronización y sus aplicaciones	69
VI.	Variables de estudio	77
VII.	Descripción de las variables de estudio.....	78
VIII.	Recursos a evaluar y costos.....	83
IX.	Cronograma de actividades	89
X.	Recursos, disponibilidad y costos.....	91

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
US\$	Dólar
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora.
KV	Kilovoltio
KV	Kilovoltio
μs	Microsegundos
ms	Milisegundos
Q	Quetzal

GLOSARIO

AMM	Entidad privada encargada de coordinar las transacciones de los participantes del mercado mayorista de electricidad; así también es la encargada de velar por el mantenimiento de la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Es el órgano técnico encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad.
<i>Global Positioning System</i>	Servicio que proporciona a los usuarios información sobre posicionamiento, navegación y cronometría.
IEC	Organización de normas internacionales que prepara y publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas.
IEEE	Es una asociación profesional de ingeniería electrónica e ingeniería dedicada al avance de la tecnología.
MEM	Ministerio de Energía y Minas. Es el órgano del Estado responsable de coordinar y formular las

políticas, planes, programas relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad.

Red de área local Red informática cableada que comunica dispositivos dentro de un área geográfica limitada.

SCADA Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

Sistema principal Es el sistema de transmisión compartido por los generadores.

SNI Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

RESUMEN

En esta investigación se brindará el contexto general de la estructura del mercado eléctrico guatemalteco, los métodos de remuneración y tarificación, como también se expondrá la tecnología de digitalización de subestaciones a nivel de proceso.

El diseño de investigación está enfocado en determinar cuáles son las necesidades, impactos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala, considerando la evaluación según los criterios que utiliza actualmente la CNEE para escoger y seleccionar los activos a remunerar.

Los objetivos de la investigación están orientados a identificar el impacto de la tecnología propuesta en los criterios de remuneración actual, buscando la opinión de los agentes transportistas. Por otro lado, se busca estimar el impacto técnico y económico entre la tecnología de digitalización a nivel de proceso y la tecnología convencional. Por último, se determinará el impacto que la tecnología propuesta en el método de remuneración actual.

La metodología propuesta busca evaluar a través de una encuesta los puntos de vista de los agentes transportistas respecto a los criterios de remuneración y la tecnología propuesta. Posterior a esto, se comparará los costos de ambas tecnologías, digital y convencional, para luego compararlas respecto al criterio de remuneración actual, en este caso el peaje.

Finalmente, se espera concluir si existe un impacto positivo o negativo de la tecnología digital a nivel de proceso en el cálculo del peaje.

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico en Guatemala está en constante crecimiento y cada año debe cubrir las necesidades de los usuarios finales en términos de suministro de energía eléctrica. Una de las partes importantes es el Sistema Nacional Interconectado, compuesto principalmente por subestaciones eléctricas de transmisión las cuales, en términos generales, están conformados por elementos primarios y secundarios.

Considerando los elementos secundarios, estos están compuestos principalmente por el sistema de protección, control y medición el cual forma una parte fundamental para mantener la confiabilidad, flexibilidad y seguridad del suministro eléctrico. Estos sistemas se han desarrollado tecnológicamente a través del tiempo, buscando acoplarse cada vez más a las necesidades de los agentes transportistas.

El diseño de investigación se enfoca en determinar y analizar las necesidades, impactos y requisitos, según el método de remuneración actual, para que un agente transportista pueda implementar una subestación eléctrica digital a nivel de proceso.

La importancia de este tema se enfoca en poder demostrar si los criterios utilizados en el método de remuneración actual incentivan a los agentes transportistas en implementar subestaciones eléctricas digitales a nivel de proceso y con esto también se busca dar a conocer las ventajas que esta nueva tecnología puede proveer con relación a los sistemas convencionales.

Inicialmente, para poder demostrar la importancia del tema de investigación se utilizará el análisis por medio de encuesta en donde se busca identificar si los criterios utilizados para el método de remuneración actual incentivan a los agentes transportistas en implementar subestaciones eléctricas digitales a nivel de proceso. Posteriormente, se estimará si existen ahorros, comparando las subestaciones eléctricas convencionales con las digitales a nivel de proceso, realizando un análisis de costos de los activos y servicios implicados en ambas tecnologías. Por último, se determinará el impacto de la tecnología propuesta en el cálculo del costo anual de transmisión.

La propuesta de investigación se ha desarrollado con relación a la tecnología de digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso debido a que actualmente en Guatemala esta tecnología no ha sido implementada y se busca compartir las ventajas que esta puede ofrecer como incentivo, analizándolo según los criterios ya establecidos en el cálculo del peaje como método de remuneración.

Se presentarán los antecedentes enfocados a los métodos de remuneración y tarificación, como también se expondrá investigaciones de la tecnología propuesta. Se presentarán los conceptos teóricos relevantes orientados al mercado eléctrico nacional, los diferentes métodos de remuneración y tarificación, como también se presentará el detalle de la tecnología propuesta.

2. ANTECEDENTES

En la investigación que realiza Adewle (2014), considera en su estudio el impulso hacia el uso del bus de proceso IEC 61850-9-2 en subestaciones. Se considera el impacto de la norma IEC 61850-9-2 en el rendimiento operativo de los IED de protección en términos de confiabilidad, seguridad y velocidad de operación. Un experimento de hardware in-the-loop a escala de laboratorio que involucra el simulador digital en tiempo real (RTDS), IED de protección IEC 61850-9-2 basado en entradas de valores muestreados (SV), IED de protección cableado convencional, reloj satelital GPS y los conmutadores de red se implementan y utilizan para las investigaciones. Hace énfasis en investigar la estabilidad y seguridad de la función de protección del IED de protección basado en SV y compara con la del IED basado en TC y VT cableados convencionales.

Según lo menciona Arias *et. al.* (2020), los protocolos de comunicación convencionales utilizados en sistemas eléctricos, como también los diferentes tipos de topologías los cuales se emplean conceptualmente en el desarrollo de los sistemas de comunicación en los sistemas eléctricos de potencia.

En la investigación que realiza la CREG (2014), se basan en que el sector de energía eléctrica, principalmente a países desarrollados, están aplicando un desarrollo significativo en las redes inteligentes. Esto los ha llevado a realizar una actualización en las políticas aplicadas en el pasado y en buena medida en el presente. Principalmente estudian el modelo regulatorio de Gran Bretaña en donde han establecido que los ingresos son una suma de los incentivos, remuneración y operación. Con base a esto se estudian también los principales

tratamientos regulatorios dados por once países enfocados a la base regulatoria de activos, costo de capital, entre otros.

Dentro de la propuesta de Jenkins y Pérez (2014) proponen un novedoso proceso para establecer los ingresos permitidos para las empresas de distribución de electricidad y demuestra su aplicación como una solución práctica a los desafíos regulatorios inminentes enfocados a las nuevas tecnologías.

En el estudio de Meier y Wener 2(016), analizan las consideraciones de rendimiento en subestaciones digitales al analizar los requisitos de los productos a nivel de proceso, como las *merging units*, sensores, IEDs o DEIs (dispositivos electrónicos inteligentes), así como en dispositivos de control y protección a nivel de bahía. Realizan ejemplos para subestaciones aisladas en gas y en aire para determinar el rendimiento respecto al estándar IEC 61850.

En la información que presenta Pérez (2008), toma en cuenta un proyecto real, las características del estándar IEC 61850 a modo de mostrar el manejo como herramienta y remarca la importancia de comprar las opciones de fiabilidad y flexibilidad en el diseño de arquitecturas de comunicación.

En el estudio que realiza Serna (2015) analiza el método actual que remunera la transmisión eléctrica en Colombia, considerando experiencias internacionales relacionadas con el tema y evalúa la propuesta establecida por la GREG en 2014 en donde pretende cambiar la remuneración de los activos de transmisión de valor nuevo de reemplazo a costo de reposición depreciado. Busca determinar si el método de costo de reposición depreciado puede incentivar a las empresas a la modernización y a mejorar la calidad del servicio.

La investigación de Zhao (2012), se basa en estudiar el comportamiento de un IED, en este caso una *merging unit*, respecto a la medición de valores de corriente y voltaje y su posterior digitalización tomando en consideración el estándar IEC 61850.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Contexto general

Actualmente en Guatemala existen empresas de transmisión públicas y privadas las cuales, según su criterio, diseñan sus sistemas de protección, control y medición. Estos sistemas de protección son diseñados con una filosofía técnica establecida por cada empresa propietaria pero que, al ser un negocio, esta filosofía está asociada a un retorno en su inversión.

El retorno de inversión se planifica según los criterios de remuneración que establezca el marco regulatorio establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), específicamente en la Ley General de Electricidad en su capítulo II y según el criterio de cálculo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No.9 de Administrador del Mercado Mayorista (AMM), estos criterios no han sido desarrollados tomando en cuenta los avances tecnológicos, debido a que en algunos casos representan un costo de inversión mayor y que afectan directamente a la tarifa eléctrica, lo que provoca pocos incentivos y a su vez un atraso tecnológico en las empresas transportistas para invertir en nuevas tecnologías, las cuales puede representar beneficios económicos o también pueden aportar un mejor diseño a sus instalaciones optimizando el mantenimiento y operación de éstas.

3.2. Descripción del problema

Atraso tecnológico a nivel de proceso, por la falta de incentivos técnicos y económicos que promuevan la modernización y digitalización de las subestaciones eléctricas.

3.3. Formulación del problema

- Pregunta central

¿Cuáles son las necesidades, impactos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala?

- Preguntas auxiliares
 - ¿Cuáles son los impactos, respecto a la regulación actual, que tienen los agentes transportistas al implementar nuevas tecnologías en sus subestaciones eléctricas?
 - ¿De qué manera impacta la digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso en comparación con los sistemas convencionales?
 - ¿Cómo impacta la nueva tecnología considerando el método de remuneración actual utilizado para los agentes transportistas?

3.4. Delimitación del problema

El problema ha sido enfocado a las condiciones establecidas actualmente en el marco regulatorio, específicamente en el capítulo II de la Ley General de Electricidad y la Norma de Coordinación Comercial No. 9, teniendo en cuenta el diseño general de las empresas transportistas en Guatemala y de los sistemas de protección, control y medición convencionales y los avances tecnológicos que estos han sufrido en los últimos años, considerando que se tomará en cuenta los desarrollos tecnológicos obtenidos en los últimos 5 años y la última modificación de la normativa descrita anteriormente en Guatemala.

4. JUSTIFICACIÓN

El siguiente trabajo se desarrollará bajo las líneas de investigación específicas de regulación a nivel nacional y análisis e impactos de la innovación tecnológica, realizando un enlace entre las líneas de investigación generales de regulación del sector eléctrico e impactos de los sistemas de transmisión eléctrica.

Este estudio ha sido planteado uniendo diferentes líneas de investigación debido a que se busca analizar los impactos de los criterios de remuneración que se utilizan actualmente para las empresas de transmisión eléctrica y cómo estos afectan en la implementación de subestaciones digitales a nivel de proceso.

Actualmente, en el subsector eléctrico guatemalteco, los agentes transportistas han visto la necesidad de incrementar el número de instalaciones para cubrir la creciente demanda energética, esto genera nuevos retos los cuales implican aprovechar los beneficios de nuevas tecnologías.

En el marco regulatorio, específicamente en la ley general de electricidad, se menciona que las empresas de transmisión reciben un pago por el uso de sus instalaciones, conocido como peaje, en donde este “se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión” (Decreto 93-96, 1996, p. 21).

Tomando en cuenta los costos de inversión a capital, se busca demostrar si con el método de remuneración actual, las empresas transportistas pueden implementar subestaciones digitales a nivel de proceso, tecnología que se puede

acoplar a diseños retadores los cuales pueden brindar beneficios técnicos y ahorros a los agentes transportistas.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Determinar las necesidades, impactos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala.

5.2. Específicos

- Identificar los impactos, respecto a la normativa de remuneración actual, que tienen los agentes transportistas, al implementar nuevas tecnologías en sus subestaciones eléctricas.
- Estimar el impacto de la digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso en las subestaciones de transmisión, en comparación con los sistemas convencionales.
- Determinar el impacto de la nueva tecnología en el método de remuneración actual de los agentes transportistas.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Al iniciar con esta investigación se presenta el problema de estudio el cual se enfoca en el atraso tecnológico que sufren los sistemas de protección, control y medida por la falta de incentivos económicos y técnicos que promuevan la modernización y digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas de transmisión.

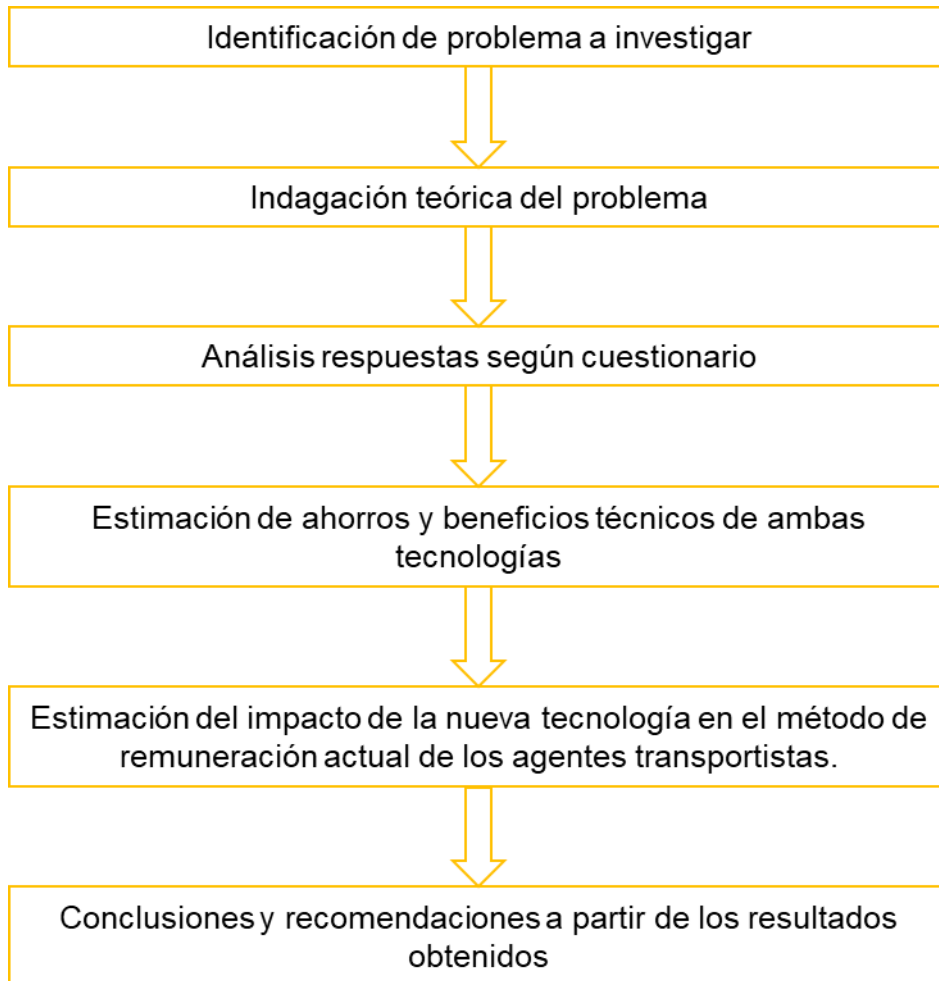
El estudio propuesto maneja la necesidad de analizar y demostrar si el modelo de remuneración utilizado actualmente en Guatemala impide a los agentes transportistas integrar nuevas tecnologías en sus subestaciones de transmisión y también se enfoca en poder determinar, por medio de un análisis técnico y económico, desde el punto de vista comparativo entre los sistemas convencionales y los sistemas digitales a nivel de proceso, las ventajas y desventajas que estos pueden brindar a las subestaciones de transmisión en términos de ahorros, confiabilidad y seguridad.

A partir de esta investigación, se determinará el modelo de remuneración adecuado el cual se acople y brinde los incentivos necesarios a los agentes transportistas para poder implementar sistemas de protección, control y medida con tecnología de digitalización a nivel de proceso.

El modelo de remuneración se evaluará según las ventajas y desventajas teóricas que presente dentro de su concepto, tomando en cuenta las necesidades mostradas por los encuestados y el modelo seleccionado se contrastará con casos de aplicación en Latinoamérica.

A continuación, se muestra el esquema de solución propuesto tipo gráfico planteado desde el problema hasta la solución.

Figura 1. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

7. MARCO TEÓRICO

En el marco teórico se evalúan los principales conceptos relacionados con esta investigación. En este se muestra lo que es en términos generales la estructura del mercado eléctrico y el marco regulatorio actual en Guatemala. Adicionalmente, se ha optado en analizar, de forma general, la tecnología actual que manejan los sistemas de protección, control y medida en las subestaciones eléctricas de transmisión en Guatemala y también se muestran los avances tecnológicos orientándolos al bus de proceso. De esto se generan dos variables las cuales apoyarán a determinar la interrelación de cómo el marco regulatorio actual, en términos de remuneración a agentes transportistas, puede afectar a la inversión de esta nueva tecnología.

Como punto de partida Gómez, Conejo y Cañizares (2018), detallan que la energía eléctrica es fundamental en la sociedad moderna, repercute en su bienestar, desarrollo social y económico. Lo descrito anteriormente ya da una pauta en la cual se vuelve necesaria crear una estructura y procesos definidos que potencien el uso de la energía eléctrica y a su vez se potencie el desarrollo humano dentro de una sociedad. De esto se crea la necesidad de un mercado eléctrico.

7.1. Aspectos generales de un mercado eléctrico

El mercado eléctrico se puede entender como la relación que existe entre instituciones, regulaciones y economía, asociando estos conceptos a sistemas eléctricos de generación, transporte, distribución, consumo de la energía eléctrica según lo indica Valverde (2019).

Tratando al mercado eléctrico como un sistema económico complejo de analizar y diseñar porque, como se puede observar, a este sistema se agregan las características de la electricidad y su complejidad técnica con la cual se debe lidiar para establecer y operar un sistema interconectado.

Según Fabra y Fabra (2010), desde el punto de vista técnico y económico, es complicado almacenar grandes cantidades de electricidad y debido a esto se crea la necesidad de que esta debe ser generada, transmitida y distribuida al mismo tiempo que esta es consumida, por lado se tienen límites en la capacidad de producción y en el transporte, por otro lado, también afecta la volatilidad de la demanda y su baja elasticidad de precio. Esto implica que se debe mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda.

Para poder mantener la oferta se necesita tener la suficiente cantidad de generación instalada que pueda satisfacer la demanda y a su vez se debe considerar ciertas reservas para poder estar a salvo de eventos inesperados y para esto existentes diferentes tecnologías para la generación de las cuales, dependiendo de las recursos naturales y económicas de un determinado país, pueden aportar grandes beneficios de acuerdo a la disponibilidad y estas pueden ser combinadas para proveer un suministro confiable y eficiente de energía eléctrica.

Otro punto importante es que para poder llevar la electricidad desde su fuente hasta su consumo se debe considerar elementos o vías para su transporte. Lo que quiere decir y cómo hacen mención Lozano, Luyo y Molina (2018), en su documento indican que “llevar la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo requiere extensas redes eléctricas de transmisión y distribución que interconectan todo el sistema y tienen que funcionar como un todo integrado” (p. 2).

Las extensas redes de transmisión y distribución, al estar interconectadas, son altamente dependientes. Esto da a entender que cualquier anomalía presentada en estas redes, puede causar cambios en el flujo de carga que provoque condiciones de falla en el sistema y que a su vez impida el suministro de energía eléctrica al consumidor, como ejemplo. Esto implica que para el diseño de un mercado eléctrico sólido se deben indicar las funciones de todos los agentes participantes, se deben definir un modelo de transacciones comerciales viables y también, para un correcto funcionamiento, se deben contemplar todos los criterios de regulación y operación necesarios para organizar un mercado eléctrico.

Según indica Vargas (2015), históricamente, los mercados eléctricos en buena parte del siglo XX fueron planificados, coordinados y operados con el concepto de monopolio en donde los estados poseían el control de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Al inicio, este modelo de mercado, adoptado a la organización del sector eléctrico, tuvo una gran importancia ya que sembró las bases necesarias para la construcción y operación de las redes eléctricas con la complejidad que suponía el mercado en esa época, siendo capaces de atender los aumentos constantes y rápidos de la demanda.

Como lo menciona Lozano, Luyo y Molina (2018), los monopolios estatales en las empresas de servicios públicos se vieron altamente cuestionados principalmente a la ausencia de competencia lo que provocaba altos precios en la energía para el consumidor final, entre otros problemas y debido a esto, se llegó a la conclusión de promover la liberación de la industria eléctrica con el fin de incentivar la inversión del sector privado, promover la competencia y con esto mejorar economía del sector.

7.1.1. La necesidad de un modelo de mercado

La mejora continua del sector eléctrico llevó a crear modelos de mercado que fueron orientados a una separación del sector eléctrico diferenciándolo según sus actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), buscando la competencia en cada una de estas, variando principalmente las formas de organizar los intercambios físicos y comerciales.

El rol de las empresas estatales de servicios públicos se mantiene activo dentro de la industria eléctrica, pero respetando la separación que implican cada uno de los modelos, aun así, manteniendo en muchos casos su actividad como regulador y supervisor del sistema, principalmente en las actividades donde por su naturaleza no se podía agregar competencia según lo indica Lozano, Luyo y Molina (2018).

Como se menciona anteriormente, los modelos de mercados eléctricos mantienen un factor común y en este caso son los agentes participantes. Comúnmente estas empresas se diferencian según el papel que desempeñan en la industria eléctrica y estos serán definidos según el marco regulatorio del mercado eléctrico guatemalteco y su modelo de mercado.

7.1.2. Mercado eléctrico de Guatemala

Inicialmente, haciendo mención al MEM (2017), en su documento denominado sector eléctrico de Guatemala indica que el mercado eléctrico “es un instrumento en el que se realizan las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica del subsector eléctrico” (p. 2).

En la década los 80's el estado tenía la completa regulación y operación de energía eléctrica en Guatemala, lo que quiere decir que el mercado estaba monopolizado.

Debido a que el mercado seguía creciendo y con ello la demanda de energía eléctrica como también otros retos, el modelo de mercado monopolizado se vio limitado al igual que las entidades del estado encargadas del sector eléctrico y con esto se vio la necesidad de iniciar crear un nuevo marco regulatorio.

Según el AMM (2020), para que el mercado eléctrico del país funcionara como un libre mercado tenían que ser separadas las actividades de la industria eléctrica, con el objetivo de incrementar la competencia y debido a esta gran necesidad se crea la Ley General de Electricidad con la cual se consolida la apertura a la generación, distribución y comercialización el sector eléctrico y con ello se crea una fuerte inversión externa. Con la creación de la Ley general de electricidad se estableció un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear las condiciones necesarias para la competencia según indica Rojas (2016). “La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante la licitación pública” (AMM, 2020, p. 5).

A su vez, el mercado eléctrico guatemalteco pasó de ser un mercado monopolizado a un mercado con competencia mayorista en donde conceptualmente indican que:

En este modelo, todos los generadores compiten entre ellos con las mismas condiciones para implementar contratos de venta de energía de largo plazo con las empresas distribuidoras y grandes consumidores o

usuarios y también pueden ofertar su producción en un mercado de corto plazo o spot. (Lozano, Luyo y Molina, 2018, p. 6)

7.1.2.1. Estructura del mercado eléctrico guatemalteco

Con un nuevo modelo de mercado eléctrico manejado por instituciones públicas y privadas como un modelo mayorista y nombrado en la Ley General de Electricidad se crea y entra en operación la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), encargada de regular el funcionamiento del mercado eléctrico.

Como lo indica el AMM (2020) “se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), encargado de operar el sistema y el mercado de modelo mayorista” (p. 3). Y liquidando las transacciones del mercado, funcionando como una entidad privada, sin fines de lucro tal como se denomina en la Ley General de Electricidad y que es supervisado por la CNEE. Las instituciones o entidades mencionadas anteriormente se encuentran por debajo, de forma jerárquica, del ente rector, en este caso el Ministerio de Energía y Minas (MEM) “que tiene como función principal el dictar las políticas energéticas, planes de expansión de generación y transmisión, entre otros” (AMM, 2020, p. 6).

La estructura del mercado eléctrico guatemalteco está conformado por la siguientes instituciones y participantes, tomando en consideración la jerarquía de las instituciones se muestra en la figura 2.

Figura 2. Estructura e instituciones del sector eléctrico de Guatemala



Fuente: elaboración propia, con información de AMM (2020). *Mercado eléctrico de Guatemala*.

Los participantes del mercado se definen como:

El conjunto de los agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el mercado mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución sujetos a regulación de precios. (Decreto 93-96, 1996, p. 23)

Se debe de considerar que “los agentes del mercado mayorista son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley” (Decreto 93-96, 1996, p. 30).

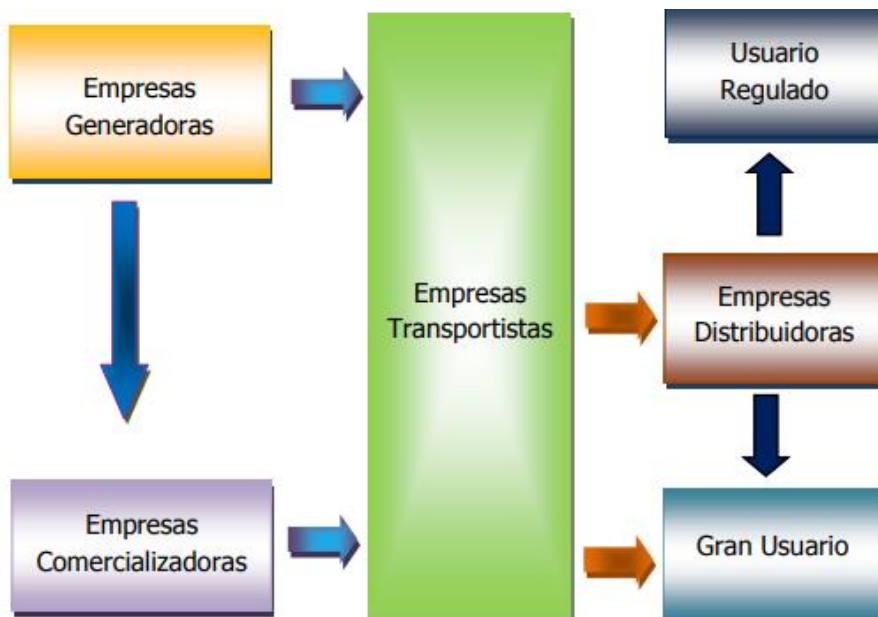
Tomando en consideración lo mencionado por Lozano, Luyo, y Molina, (2018), cada uno de los agentes del mercado se puede definir como se muestra en la tabla I.

Tabla I. **Estructura estándar IEC 61850**

Agente	Descripción
Generadoras	Son aquellos agentes que producen energía eléctrica en sus centrales y la ofrecen al mercado.
Transportistas	Son aquellas que transportan la electricidad a largas distancias a través de redes de alta tensión desde las centrales de generación hasta las subestaciones de distribución.
Distribuidoras	Son agentes que distribuyen la electricidad a través de sus redes de baja y media tensión hasta los usuarios finales.
Comercializadores	Los comercializadores son aquellos agentes que compran la energía eléctrica para venderlo a sus clientes finales, previendo que deben pagar un peaje a los transportistas o distribuidoras para utilizar sus redes.
Consumidores	Son aquellos que compran la energía eléctrica para su consumo final en virtud de un contrato con un comercializador, distribuidor o directamente en el mercado eléctrico.

Fuente: elaboración propia, con información de Lozano, Luyo, y Molina (2018). *El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización*.

Figura 3. **Funcionamiento del sector eléctrico de Guatemala**



Fuente: MEM (2017). *Sector eléctrico de Guatemala*.

El sistema eléctrico de Guatemala se conforma con las siguientes actividades según la CNEE (2015):

- Sistema de Generación: conformado por hidroeléctricas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, parques eólicos y solares, centrales geotérmicas y turbinas de gas natural. Las actividades de generación no están sujetas a la autorización del MEM, excepto las que hacen unos de bienes públicos. El Administrador del Mercado Mayorista coordina la operación de las centrales y la ejecución es por parte de los agentes generadores.
- Sistema de Transporte: está compuesto por un sistema principal y secundario. El sistema principal está compartido por los agentes

generadores e incluye la interconexión de Guatemala con El Salvador y México como también con la interconexión con el Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica. El sistema secundario es utilizado para el suministro de energía eléctrica al sistema principal y el que se interconecta con los centros de distribución. Los niveles de tensión con los cuales opera la red de transporte son 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV. Si la actividad de transporte utiliza bienes de dominio público, se requiera autorización del MEM. Para ampliar y acceder a la red de transporte se requiere autorización de la CNEE y la operación es coordinada por el AMM y ejecutada por los agentes transportistas.

- Sistema de distribución: es utilizado para entregar la energía eléctrica a los usuarios regulados y grandes usuarios. Las redes de distribución operan a tensiones, principalmente de 34.5 kV y 13.8 kV. La operación es coordinada por el AMM y ejecutada por los agentes distribuidores.

7.1.3. Marco legal del mercado eléctrico de Guatemala

Las entidades encargadas de manejar y operar el mercado eléctrico, como también los agentes que lo conforman, están definidos de acuerdo con un marco legal o regulatorio en el cual se ha desarrollado con el objetivo de regir con las actividades del subsector eléctrico, buscando la estabilidad y ordenamiento jurídico.

El marco legal del sector eléctrico guatemalteco se representa en la figura 4.

Figura 4. **Marco legal del subsector eléctrico**



Fuente: AMM (2020). *Mercado Eléctrico de Guatemala*.

Dentro de esta investigación se tomarán en cuenta las principales leyes y reglamentos, entre estos la ley general de electricidad y su reglamento como también el reglamento del administrador del mercado mayorista.

7.1.3.1. Ley general de electricidad y su reglamento

“La ley general de electricidad norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación y transporte, distribución y comercialización de electricidad” (Decreto 93-96, 1996, p. 1). Y lo norma de acuerdo con los siguientes principios según la Ley General de Electricidad.

Según el Decreto 93-96 (1996):

Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que tomar en cuenta lo mencionado en la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.

En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización. Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadoras, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere en la presente ley. (pp. 1-2)

Como menciona el Decreto 93-96 (1996) “se establece la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), con la función de regulador teniendo como acción hacer cumplir la ley y también sancionar a los participantes que la quebranten” (p. 2).

La presente ley, considerándola como una reforma estructural y regulatoria impulsa la creación de un mercado eléctrico competitivo. Esta competencia va enfocada a la generación de la electricidad y a la actividad de comercialización según lo mencionan Lozano, Luyo, y Molina, (2018). A diferencia de las actividades de transporte y distribución las cuales están asociadas a una falta de

competencia y debido a esto se pueden considerar como monopolios naturales los cuales tienen que ser regulados para evitar sobrecargos al servicio prestado.

La Ley General de Electricidad cuenta con su reglamento el cual tiene la siguiente aplicación:

Las disposiciones del presente reglamento se aplican, dentro del marco de la Ley General de Electricidad, a las actividades de generación, transporte y distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación, de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución. (Acuerdo gubernativo 256-97, 1997, p. 22)

Los responsables de aplicar la LGE y su reglamento es el Ministerio de Energía y Minas según su dependencia y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

7.1.3.2. Reglamento del administrador del mercado mayorista

En la Ley General de Electricidad, en el artículo 44, MEM (1996), menciona la creación del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), como una entidad sin fines de lucro encargada de la administrar y coordinar el Mercado Mayorista (MM) y con esto se define el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), en donde Acuerdo gubernativo 299-98, en su artículo 2 del reglamento hace referencia al objeto del reglamento en el que se “define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones,

obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista” (p. 66).

En este reglamento se especifican las Normas de Coordinación las cuales se denomina como:

El conjunto de disposiciones y procedimientos los cuales son emitidos por el AMM y aprobados por CNEE, según la LGE y su Reglamento como también el RAMM. Estos tienen como finalidad la coordinación de las actividades comerciales y operativas, garantizando la continuidad y calidad del servicio. (Acuerdo gubernativo 256-97, 1997, p. 21)

Como se mencionó anteriormente, las normas de coordinación se dividen en operativas y comerciales, se definen de la siguiente manera:

Las Normas de Coordinación Comercial tienen el objetivo de garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista y las Normas de Coordinación Operativa deben garantizar la operación del SNI, para suministrar la demandó a un costo mínimo, manteniendo la continuidad y calidad del servicio (Acuerdo gubernativo 299-98, 1998, p. 65)

El enfoque realizado al estudio de la remuneración considerada para los transportistas se tomará en cuenta lo mencionado en el artículo 55, cálculo del peaje, citado el reglamento de la Ley General de Electricidad en donde se menciona.

El transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada peaje, libremente

acordada por las partes. En caso de que no hubiese acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión establecerá el peaje máximo. (Decreto 93-96, 1996, p. 35)

La comisión puede establecer, según el Decreto 93-96 (1996), el peaje máximo considerando las instalaciones existentes para el sistema principal y secundario de transporte, para instalaciones nuevas diseñadas y construidas por iniciativa propia, para instalaciones constuidas en modalidad de licitación y también se consideran la incorporación de interconexiones internacionales al sistema principal de transporte.

En el artículo 55 también hace referencia a su Norma de Coordinación correspondiente. En este caso se asocia a la Norma de Coordinación Comercial No. 9 la cual tiene por nombre asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios y cargos por uso del primer sistema de transmisión regional. En esta norma se establece “la metodología para la asignación de liquidación de los cargos por peaje de los sistemas nacionales de transporte principal y secundarios, así como los cargos del Mercado Eléctrico Regional por uso de las instalaciones de transmisión” (AMM, 2017, p. 2).

7.2. Modelos de regulación y sus metodologías de remuneración

Como se ha mencionado anteriormente, la actividad de transmisión se considera como un monopolio natural debido que esta debe ser regulada con el propósito de asignar los recursos de forma eficiente con el objetivo de no afectar el bienestar social. Este último concepto es muy importante, la eficiencia de los recursos y el bienestar social debe considerarse al máximo sin importar los modelos de regulación y debido a esto debe existir un ente regulador que debe

velar por ofrecer a los usuarios cierta calidad de servicio seguida de una optimización de costos que puede ir asociada a aumentos en productividad para mejorar la calidad.

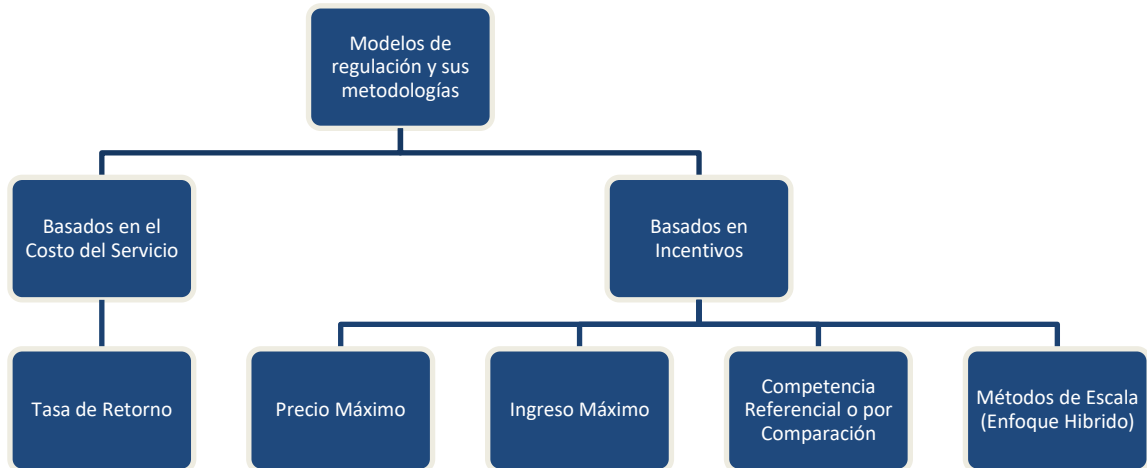
El ente regulador debe establecer el punto de equilibrio en el cual los agentes transmisores tengan estabilidad financiera y que al mismo tiempo el usuario no reciba un alto costo. La finalidad del pago por un servicio debe ser contemplar un equilibrio económico y financiero, considerando no afectar al usuario final y tampoco a los objetivos técnicos atribuidos al sector eléctrico.

Las entidades reguladoras planifican sus leyes, reglamentos y normas con base a ciertos modelos económicos y mecanismos regulatorios basados en teorías presentadas por Laffont y Tirole (1993), enfocándose a monopolios naturales. Las teorías propuestas han cambiado al paso del tiempo y se han acoplado a los tiempos actuales.

Los modelos remuneración enfocados a un ingreso regulado son los siguientes:

- Modelo basado en el costo del servicio
- Tasa de retorno o costo del servicio
- Modelo basado en incentivos
- Precio máximo
- Ingreso máximo
- Competencia referencial o por comparación
- Métodos de escala, enfoque de esquema híbrido

Figura 5. Modelos de regulación



Fuente: elaboración propia, con información de Vargas (2016). *Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora.*

Vargas C. (2016) explica que los modelos mostrados anteriormente se dividen en dos tipos para poder diferenciar quién asume el riesgo. El modelo basado en el costo del servicio, el usuario toma el riesgo ya que pueden variar su tarifa por el servicio adquirido. Para el modelo basado en incentivos es lo contrario ya que los agentes de transmisión pueden tener pérdidas si realizan una mala gestión y pueden ganar si ocurre una buena gestión.

Como lo indica MEC (2014), el propósito de los modelos de remuneración tiene el objetivo de mejorar la competitividad y tarifas finales a los usuarios regulados en un corto plazo pero las redes de transmisión se planifican para futuro por lo que algunos reguladores como La Oficina de Mercados de Gas y Electricidad del Reino Unido han impuesto un método de regulación basado en metas, basándose principalmente en la calidad del servicio por el que establecen rangos, inferior y superior de calidad, en donde deben estar dentro del rango,

considerado desde su plan de inversiones hasta el proyecto ya ejecutado, si están por debajo o encima de los márgenes se les puede penalizar o compensar.

7.2.1. Tasa de retorno o costo del servicio

El concepto de este método lo define López y Tabares (2014) como remunerar una tasa de rentabilidad asociada a los costos operativos y a los costos de capital, también o también visto como depreciación y rentabilidad, respectivamente, para el suministro del servicio. El regulador define la tasa específicamente para un período tarifario, buscando un límite en la obtención de sus ingresos. Esta metodología puede provocar que, durante la revisión de la tarifa, el regulador tenga la potestad de analizar y decidir que alguno de los costos presentados por el transportista deba eliminarse y estos no sean reconocidos en su remuneración.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (2014), menciona que “la desventaja de este método son los escasos incentivos que se generan para una gestión eficiente, y los incentivos que crea la empresa para que ésta eleve los costos necesarios para brindar el servicio” (p. 12). Esto implica que cualquier beneficio estará asociado a la tasa de retorno y a la inversión de capital admitida por la entidad reguladora.

7.2.2. Precio máximo

Considerando lo indicado por Arévalo (2005), esta metodología está basada en incentivos en donde el ente regulador es el encargado de definir un límite de ingresos buscando la eficiencia en la gestión de los recursos. Lo que sucede con esta metodología es que la empresa transportista debe buscar la eficiencia productiva durante el período tarifario, definido por el regulador, esto implicaría

incrementar sus beneficios, por lo contrario, si las empresas se vuelven ineficientes, estas pueden ser penalizadas.

7.2.3. Ingreso máximo

De forma similar a la metodología anterior, como lo indica Vargas (2016) esta también busca incentivar la eficiencia de las inversiones de las empresas transportistas al suministrar el servicio de transporte de energía eléctrica.

El regulador determinar el límite de los ingresos buscando eficientar los recursos y esta es utilizada cuando los costos fijos son muy elevado, entonces el transportista reduce sus costos incrementa su rentabilidad siempre y cuando el período de establecimiento de los precios sea lo suficientemente extenso, sin tener el riesgo por fluctuaciones de demanda ya que “el ingreso depende de la inversión de la infraestructura reconocida que ha realizado la empresa transportista” (Vargas, 2016, p. 15).

7.2.4. Competencia referencial

Según lo interpreta López y Tabares (2014) la metodología como una comparación entre diferentes empresas consideradas como similares tecnológicamente, estas pueden ser incluso de diferentes países, en donde no profundizan en la estructura de costos o en las metodologías utilizadas para definir sus respectivas tarifas.

Como lo menciona CREG (2014), en una competencia referencial, al realizar la comparación de costos medios de un conjunto de empresas similares, los beneficios de cada empresa se originarán de la diferencia de los ingresos según la tarifa que resulte de los costos medios y de los costos reales.

Esto quiere decir que se toma una empresa como referencia, esta será considerada como la más eficiente y como la mejor práctica en el mercado, entonces si una empresa operativamente es mejor que el resto de empresas, la que mejor funciona será recompensada y la que peor funciona puede llegar a ser penalizada.

7.2.5. Escala móvil

Como lo indica López y Tabares (2014) “es un intermedio entre los modelos de precio, ingreso máximo y el de tasa de retorno, en el cual se genera el riesgo de mantener e incentivar costos ineficientes” (párr. 3).

La CREG (2014) explica que la idea va asociada al ajuste de tarifas, separando el ingreso real con respecto al regulado y con esto consiguiendo la limitación de los beneficios de la empresa transportista.

Esto podría explicarse que el consumidor ganaría o pagaría los beneficios o pérdidas respectivas de cada empresa transportista, en donde básicamente los riesgos y las ganancias se distribuyen entre los consumidores y las empresas transportistas.

Esto quiere decir que si una empresa es eficiente, los beneficios serán compartidos con los consumidores pero si la empresa es ineficiente, cualquier pérdida afectará al consumidor, por lo que el regulador debe distribuir de la mejor manera cualquier ganancia o pérdida entre los participantes del mercado.

7.2.6. Reformas de tercera generación

Este modelo está orientado a la regulación a base de incentivos a las empresas transportistas que provoquen el desarrollo de innovación y nuevas tecnologías con el objetivo incrementar la eficiencia en la producción y operación, como también en la preservación medioambiental, enfocada a negocios de largo plazo.

El modelo busca la eficiencia, no cambiar las iniciativas de inversión de las empresas y centra la atención en el performance de estas. Teniendo en cuenta lo anterior, en este modelo el OPEX y el CAPEX asociados podrían tratarse en un enfoque general llamado TOTEX ya que con este nuevo enfoque no se producirían distorsiones en las decisiones eficientes de inversión de las empresas. El TOTEX lo que provocará será que las mismas empresas elijan soluciones efectivas, con una inversión tecnológicamente eficiente al mínimo costo a largo plazo.

Sí el OPEX y el CAPEX se analizan de forma general, esto puede implicar que la entidad reguladora pierda la información respecto a los costos de la empresa. Se indica que:

Para resolver este problema se deben fijar un conjunto de objetivos los cuales las empresas deben alcanzar según el criterio de cada una de ellas, con la relación entre costo y objetivos que las empresas deben entregar, permite reducir las asimetrías de la información que la entidad reguladora tiene respecto a los costos de cada una de las empresas. (MOE, 2014, p. 64)

Este modelo también incluye un mecanismo de recompensas y penalizaciones financieras y este será aplicado dependiendo del performance que las empresas obtengan cumpliendo sus metas. Este modelo ha sido desarrollado por el regulador de UK, la Ofgem. En términos generales, al realizar este modelo se busca que las empresas tomen un rol protagónico para determinar la mejor manera de balancear el costo con la calidad del servicio a un largo plazo considerando el esquema de incentivos y que estos sean aplicados según el cumplimiento de sus objetivos, así mismo, el modelo está diseñado en estimular la innovación por lo cual la Ofgem desarrolló el mecanismo llamado *Low Carbon Network Fund* (LCNF) el cual pensado para apoyar a las empresas en la inversión en nuevas tecnologías y acuerdos de operación y mantenimiento más eficiente.

El mecanismo es atractivo, pero extremadamente complejo, ya que requiere no solo que el regulador defina un conjunto consistente de productos u objetivos (outputs) sino, también, que defina la forma de medirlos así como las compensaciones y penalidades justas que impidan que las empresas sean remuneradas o penalizadas por situaciones que están fuera de su gestión. (MOE, 2014, p. 69)

7.2.7. Metodologías de remuneración

Independientemente del modelo que sea seleccionado por la entidad reguladora, definir la metodología de remuneración es necesaria para poder completar el estudio tarifario y de remuneración para las empresas de transmisión es necesario determinar, según lo menciona Makovsek (2015).

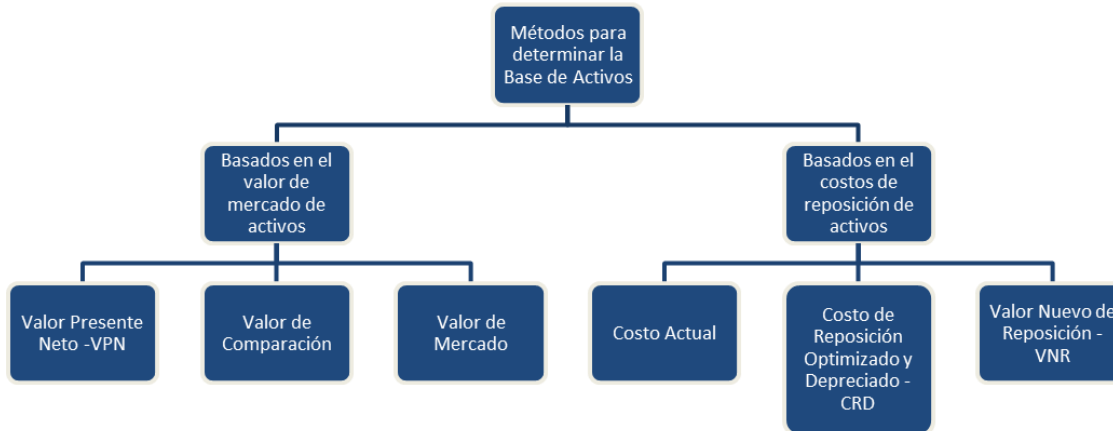
Los costos de capital, también conocidos como *capital expenditure* (CAPEX), los cuales deben ser reconocidos en la tarifa y se componen por la base de activos, también se debe considerar la tasa de retorno que se aplicará a la base de activos para determinar el costo de capital y adicional se deben tomar en cuenta los costos de administración operación y mantenimiento. (MOE, 2014, p. 15)

Como lo menciona MOE (2014) “la base de capital es el monto de inversiones realizadas por las empresas para la prestación del servicio que será remunerada a través de la tarifas cobradas a los consumidores” (p. 70). El tema es que para este punto la entidad reguladora debe definir las inversiones que tendrán que ser acreditadas para la remuneración.

Como hace mención Vargas (2016), cuando se trata de un enfoque basado en mercado de los activos, el valor del activo es determinado a partir de la capacidad que tienen los activos para poder generar flujo de caja. Por otro lado, los enfoques basados en reposición de activos asocian el valor del activo con relación al costo de reemplazarlo.

Dentro de la regulación existen diferentes enfoques para reconocer la base de activos siendo los principales los que se muestran en la figura 6.

Figura 6. **Enfoques para reconocer la base de activos**



Fuente: elaboración propia, con información de Vargas (2016). *Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora.*

7.2.7.1. Método basado en el valor de mercado de los activos

Estos enfoques determinan el valor económico de los activos en el mercado, tomando en cuenta la capacidad que estos tienen de generar un flujo de caja.

7.2.7.2. Valor presente neto

El valor presente neto consiste en traer a un valor presente cada uno de los flujos de caja de un negocio, proyecto o inversión con el objetivo de determinar la ganancia o pérdida que se puede tener con un determinado negocio, es decir en un mercado se remunera el valor actual del activo, por lo que es necesario conocer la fecha de fabricación del activo y el tiempo que lleva en funcionamiento para conocer su depreciación. (Vásquez, 2015, p. 116)

7.2.7.3. Valor de comparación

Este enfoque establece el valor de un activo considerando la comparación con otros activos que tengan valores similares por medio de un análisis de mercado comparando diferentes empresas. Es un enfoque complejo debido a que se deben considerar que existen variables diferentes entre las empresas que poseen el activo a analizar y comparar.

7.2.7.4. Valor de Mercado

El MOE (2014) indica que “es el valor de la base de capital a través de las transacciones en el mercado realizadas” (p. 71). Si la empresa cotiza en la bolsa de valores, el valor del activo será elevado, pero si la empresa posee endeudamiento el valor del activo será menor.

En otras palabras “el valor de mercado de una empresa se puede medir por el valor mercado de las acciones ordinarias más el valor de los libros de deuda” (Hirschey, 1985, p. 94). Como lo indica MOE (2014), en este enfoque al trasladarse el valor de un activo entre empresas, la remuneración de este activo no refleja el valor propio del activo sino que refleja el valor del negocio de trasladar el valor del activo y debido a esto puede existir un valor elevado debido a que se deben considerar que cada empresa tiene diferente forma de representar sus ganancias y esto es desconocido para una entidad reguladora.

7.2.7.5. Métodos basados en el costo de reposición de activos

Al considerar el método de costo de reposición de activos Wyatt (2009) menciona que la práctica normal es evaluar por separado el costo de mejoras,

evaluar la depreciación apropiada y luego agregar el costo de reemplazar el activo para llegar a la valoración final. Los métodos que se expondrán determinan el valor de un activo a partir del costo de comprar el mismo activo.

Los enfoques más utilizados para un transportista son los siguientes:

7.2.7.6. Costo actual

Según lo indica Vargas (2016), con este enfoque se puede determinar el valor actual del activo tomando en cuenta el costo histórico de compra, considerando su depreciación e inflación a través del tiempo.

7.2.7.7. Costo de reposición optimizado y depreciado (DORC)

Según lo indica Johnstone (2003), el DORC de un activo es el costo de reemplazo rebajado de su reemplazo óptimo o más eficiente, en un sentido de ingeniería o de eficiencia de costos. En este enfoque se asocia el estado depreciado del activo y también se incorpora la optimización de ingeniería del activo de la empresa de transmisión. Cuando habla de optimización se refiere a un sistema que puede ser reconfigurado para funcionar con la carga actual más el crecimiento esperado durante un periodo específico utilizando tecnología moderna.

El método excluye cualquier activo no utilizado más allá de su vida útil, llegando a este punto el activo no se considera en la remuneración hasta no cambiarlo por un nuevo. Por otro lado, el método obliga a las empresas la reposición de activos, debido a que, si no invierten luego que los activos actuales finalicen su vida útil, las empresas propietarias no serán remuneradas y también

puede provocar ahorros potenciales que pueden haber resultado de aplicar mejoras tecnológicas.

7.2.7.8. Valor nuevo de reposición (GORC)

Este enfoque es uno de los más utilizados en los marcos regulatorios, en donde según lo indicado en el estudio de Vargas (2016), el enfoque reconoce únicamente el valor de los equipos como nuevos, sin importar que estos ya tengan un período de uso, estos se deben considerar como nuevos. La remuneración no podrá disminuir por la edad de los equipos pero si el equipo entra en falla o sale de operación no será remunerado. Este método no tiene en cuenta la antigüedad de los activos o su depreciación.

7.3. Métodos de tarificación para los sistemas de transmisión

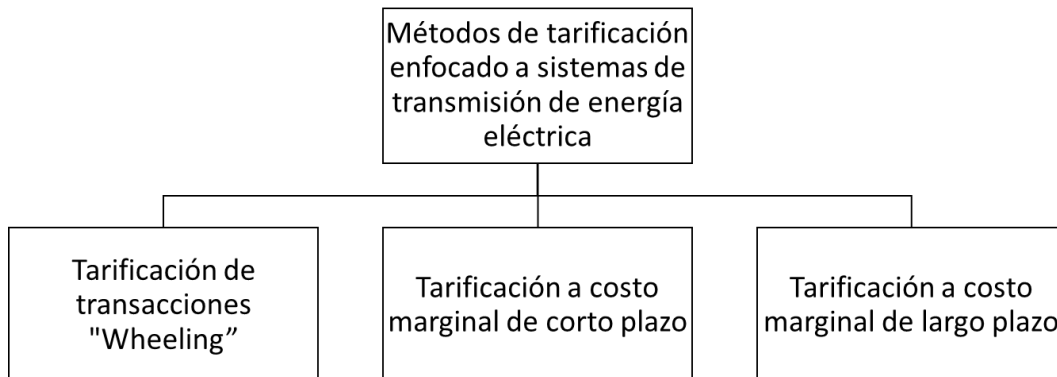
Los precios asociados al suministro de energía eléctrica tienen el objetivo de pagar por los costos de toda la cadena de valor del sistema o de todos sus participantes.

Como lo menciona el MOE (2014), para poder determinar dichos precios se debe buscar la eficiencia en la utilización de los recursos al mínimo costo, se debe enfocar a los usuarios buscando equidad y simplicidad en los precios, los empresarios deben cubrir sus costos, pero al mismo tiempo debe buscar una rentabilidad razonable para un buen crecimiento y mantenimiento del sistema y, por último, los precios deben ser estables por un tiempo razonable evitando grandes cambios en periodos cortos.

Como lo indica Santizo (2004), al tomar en cuenta lo descrito anteriormente, se pueden determinar metodologías que busquen trasladar los costos existentes

y nuevos a cargos enfocados al financiamiento de un sistema de transmisión y esto se puede analizar según se muestra en la figura 7.

Figura 7. Tipos de tarificación

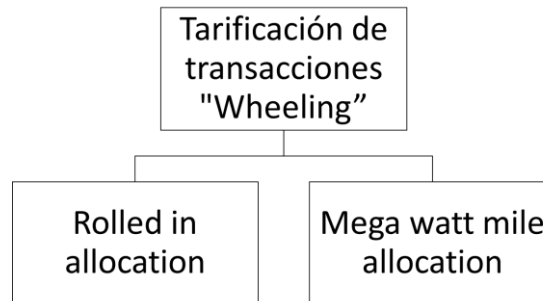


Fuente: elaboración propia, con información de Cura (1998). *Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: Evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios.*

7.3.1. Tarificación de transacciones *wheeling*

Según Cura (1998), *wheeling* se denomina al transporte bilateral de energía eléctrica partiendo desde la entidad que la vende hasta la entidad que la adquiere o compra, utilizando una red perteneciente legalmente a un tercero, hablando de un mercado liberalizado. De este concepto parte el peaje el cual se basa en un precio unitario de energía (kWh) o de potencia (kW) suministrada, tomando en cuenta el costo total de capacidad de transmisión del sistema, adicionando sus pérdidas. Cura (1998) también indica que este concepto es originalmente de EE. UU, en donde asignan los valores en empresas integradas verticalmente. La tarificación de transacciones *wheeling* se puede distinguir de dos formas, según se indica en la figura 8.

Figura 8. **Formas básicas para asignar las transacciones *wheeling***



Fuente: elaboración propia, con información de Cura (1998). *Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: valuación de metodologías de asignación de cargos complementarios.*

7.3.1.1. *Rolled in allocation*

De esta forma, como lo menciona Donado (2003), el costo del sistema de transmisión, los costos de operación y sin considerar la expansión del sistema, son resumidos para luego dividirlos entre los diferentes usuarios del sistema sistema de transmisión, en esta parte del método se consideran usuarios que no sean regulados. Como lo indica Santizo (2004) según el uso del sistema, esta forma de evaluar las transacciones *wheeling* se puede dividir en sus propias metodologías para la asignación de tarifas.

7.3.1.2. *Postage stamp*

Este método también es conocido como sellos de correos por su nombre en español y Cura (1998) supone consiste en agregar todos los costos existentes de la red de transmisión y cargar un monto fijo por cada unidad que se utilice ya sea de energía (kWh) o potencia (kW) vendida y como lo indican Lee, Lin, y Swift, (2001), es independiente de la distancia como también de las instalaciones involucradas al suministro debido a una transacción.

Simplificando lo mencionado anteriormente, el método lo pagan todos los usuarios del servicio por cada unidad de uso, sin importar restricciones del sistema y localización física, visto de forma matemática por Shrimohammadi, Vieira, Gorenstin y Pereira (1996) y como lo menciona Reyes (2006), el precio de transmisión para la transacción t se paga considerando el costo total del sistema de transmisión, la potencia máxima suministrada a t y su relación con la potencia máxima del sistema y de esta manera se define el pago que se debe efectuar por transacciones bilaterales para tener permitido el uso del sistema de transmisión y se ejemplifica con la siguiente ecuación.

$$R_t = \frac{TC \times P_t}{P_{\max}} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

R_t : precio de transmisión para la transacción t

TC : costo total del sistema de transmisión

P_t : potencia máxima suministrada a t

P_{\max} : potencia máxima del sistema en conjunto

Según lo menciona Santizo (2004), el método es utilizado en EE.UU y actualmente se utiliza en Guatemala en donde el peaje es cobrado en USD/kW por cada unidad de potencia inyectada o retirada de cada uno de los nodos del sistema.

7.3.1.3. Contract path

Por otro lado, tenemos el método *contract path* o método de la trayectoria contractual el cual se basa, según lo menciona Lee, Lin, y Swift (2001), en la suposición de que la transferencia de energía se limita a fluir a lo largo de una trayectoria eléctrica continua por medio del sistema de transmisión. En este

método no se consideran los cambios en los flujos de instalaciones que no se encuentren en el trayecto. Debido a esto, los costos de capital se limitan a las instalaciones que se encuentran en el trayecto del flujo.

7.3.1.4. Asignación con base a distancia

Este método estudiado en la investigación de Shirmohammadi, Vieira, Gorenstin, y Pereira (1996), se asigna cargas de transmisión existentes a los clientes de transporte tomando como función la magnitud de potencia comercializada y la distancia geográfica de la línea de transmisión que conecta los puntos de entrega y recepción de la energía comercializada, tomando en cuenta los costos totales del sistema de transmisión se llega al precio de transmisión respecto a la transacción. Santizo (2004) indica que “el método no contempla las instalaciones que son necesarias para que la transacción entre productor y consumidor sea posible y adicionalmente tampoco considera las condiciones propias de operación del sistema” (p. 45).

7.3.1.5. Tarificación a costo marginal de corto plazo

Como lo menciona Cura (1998), esta tarificación a corto plazo representa “el costo marginal de suministrar una unidad más de demanda conservando constantes los activos que conforman el sistema, tomando en cuenta activos de generación como también de transmisión” (p. 33). Por otro lado, Danitz (2001) menciona que “los costos marginales se pueden obtener a través de un despacho multinodal o uninodal” (p. 36). Reyes (2004) indica que “utilizan factores de penalización para llevar el costo marginal del único nodo a las barras del sistema” (p. 50).

Como lo indica Santizo (2004) “dentro de este método se complementa el ingreso tarifario el cual es la diferencia entre la aplicación de los costos marginales de cada una de las barras a los retiros e inyecciones de potencia y energía” (p. 53). El ingreso tarifario total se determina sumando el ingreso resultante de potencia y el ingreso resultante de energía.

7.3.1.6. Tarificación a costo marginal de largo plazo

En este método se dimensiona la red mínima necesaria para poder abastecer toda la demanda y partiendo de esto se obtiene la expansión óptima de la red dependiendo de los cambios en generación y consumo, tomando en cuenta varios escenarios a largo plazo.

Como lo indica Danitz (2001), “para determinar la red mínima se consideran una serie de contingencias para asegurar que la capacidad de la línea obtenga un valor máximo óptimo para que sea capaz de soportar cualquier contingencia establecida” (p. 35).

Como lo menciona Cura (1998), este método no considera los principios físicos que manejan los flujos de potencia por lo que los resultados pueden ser poco precisos. Por otro lado, los cargos se realizan respecto a una barra marginal en donde serán cero en donde el ingreso del transmisor no percibirá cambios, pero sí podrá percibir cambios el monto a pagar por generadores y consumidores.

7.3.2. Método de tarificación aplicado en Guatemala

Actualmente en Guatemala se utiliza la metodología tipo *wheeling*. Según se menciona en la Ley General de Electricidad se tiene un sistema de transporte principal y un sistema secundario.

El sistema principal transmisión se basa en la metodología postage stamp, debido a que como se menciona el Decreto 93-96 (1996) en el artículo 65, los costos se dividen entre todos los generadores e importadores para poder pagar el peaje por el uso del sistema de transporte por KW de potencia firme conectada.

Como lo indica Santizo (2004), para el sistema secundario se utiliza la metodología *rolled in allocation* corregida por distancia y esto es debido a que los costos se asignan únicamente por uso del sistema de transporte y así es como se paga el peaje. El método se aplica siempre y cuando no existan acuerdos entre las partes para el pago del peaje.

7.3.3. Determinación del costo anual del sistema de transporte

Como lo menciona Santizo (2004), Dentro de la normativa actual se tiene considerado que el AMM determine el costo de construcción e instalación de los diferentes componentes que conforman el sistema de transmisión, esto lo realiza considerando a partir de cotizaciones de equipos realizadas por proveedores locales o extranjeros.

Según la resolución emitida por CNEE (2000), el costo anual de transmisión para cada componente i que conforma el sistema de transmisión adaptado económicamente se calculará con base a la siguiente ecuación considerada dentro de la misma resolución.

$$CATi = [FRC(TA, VU) + \%GOM] * VNRi + MASi \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

CAT_i: Costo anual del componente *i* del sistema principal de transmisión.

FRC: Factor de recuperación de capital.

TA: Tasa de actualización.

VU: Vida útil de la instalación, la que se fija en 30 años.

VNR_i: Valor nuevo de reemplazo del componente *i* del sistema principal de transmisión.

%GOM: Gastos anuales de operación y mantenimiento, expresados como una proporción del Valor Nuevo de Reemplazo VNR_i.

MAS_i: Monto anual de penalizaciones que deberá pagar el transportista por sanciones, cuando no opere ni mantenga en forma confiable y eficiente el componente *i* del sistema de transmisión.

Como lo indica Santizo (2004), “a partir de obtener el costo anual de cada una de las componentes *i* que conforman el sistema de transporte se obtiene el costo anual de transmisión de la siguiente manera” (p. 74).

$$CAT = \sum_{i=1}^{nc} CAT_i \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

CAT: Costo Anual de Transmisión.

N_c: Número total de componentes que conforman el sistema de transmisión.

CAT_i: Costo Anual del Componente *i* del sistema principal de transmisión.

Por otro lado, Santizo (2004) también indica que en Guatemala actualmente se tiene más de una empresa transportista y debido a esto la normativa actual asegura que cada uno de ellos recibirá su correspondiente ingreso por CAT.

Partiendo del CAT se puede demostrar el cargo por peaje para los sistemas de transmisión. Adicional se debe considerar que en dado caso se tenga una instalación existente y esta se desee ampliar el CAT deberá ser recalculado para poder obtener el peaje para cada agente transportista.

Según se indica en artículo 67 del Decreto 93-96 (1996) “el peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente” (p. 14). Adicional a esto, dentro del mismo artículo especifica lo siguiente.

La anualidad de la inversión será calculada sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de 30 años. El valor nuevo de reemplazo es el costo que tendrá construir obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el valor nuevo de reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. (Vásquez, 2015, p. 102)

En el artículo 70 del Decreto 93-96(1996) indica que “todo generador, importador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje

secundario a los transmisores involucrados” (p. 14). Lo anterior se pagará siempre y cuando sea necesario pasar por estos sistemas para llevar la energía eléctrica producida al consumidor. El Decreto 93-96 (1996) también menciona que “para los sistemas secundarios el costo total se constituye por la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento considerados para instalaciones que sean adaptadas económicamente” (p. 14).

Para ampliar la información de la asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios se puede referir a la Norma de Coordinación Comercial No. 9.

Como lo menciona Vásquez (2015), se debe considerar que para la obtención del peaje el AMM y los transportistas deben informar a la CNEE la anualidad cada inversión y también los costos de operación y mantenimiento asociados al sistema de transporte. Con esta información el AMM calcula el valor del CAT para el sistema principal y secundario de transporte y este debe ser reconocido y aprobado por la CNEE.

7.3.4. Criterio de remuneración en Guatemala

El marco regulatorio permite acceso abierto al mercado eléctrico nacional, en donde cada propietario debe permitir el uso abierto, sin discriminación, a las diferentes actividades que posee un mercado eléctrico. Como en cualquier mercado eléctrico liberalizado, es necesario indicar según lo comenta Santizo (2004) “la necesidad de inversión en un sistema eléctrico en donde se compense adecuadamente a los propietarios de las instalaciones” (p. 24).

Hablando específicamente de uno de nuestros principales puntos de análisis, el sistema de transmisión en Guatemala, como lo menciona Santizo

(2004) “es remunerado por medio de peajes que permiten la asignación del costo total de la red a todos los agentes que la utilizan” (p. 23).

Para Santizo (2004), la regulación provoca que las inversiones orientadas a nuevas instalaciones de transmisión sean realizadas en forma óptima únicamente desde el punto de vista económico. Como lo menciona Danitz (2001) “la tarificación de la transmisión considera la asignación de recursos para los agentes del mercado tomando en cuenta que los precios y pagos no afecten posibles inversiones en la generación y tampoco afecte a los consumidores conectados a la red” (p. 6).

Dentro de la regulación también se tiene considerado que al establecer un sistema de precios se debe procurar que las instalaciones existentes también reciban una remuneración correcta, validando la financiación de los activos de los sistemas de transmisión que permita incrementar la confiabilidad del sistema de transmisión, ya que de lo contrario a futuro puede provocar desmotivación en la inversión de nuevas instalaciones.

7.3.5. Remuneración al sistema de transporte

En la Ley General de Electricidad se menciona una de las funciones principales del AMM consiste, según lo indica Santizo (2004) en:

Ejecutar los estudios necesarios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las tarifas como también los estudios para poder proyectar y definir el Sistema Principal de Transporte (SPT), el Sistema Secundario de Transporte (SST), el Sistema Nacional Interconectado (SIN), como también fijar y actualizar los Valores

Nuevos de Reemplazo (VNR), de las instalaciones de transmisión y distribución. (pp. 32-33)

Adicionalmente, se establece como función de la CNEE, definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a la regulación, dado el carácter de monopolio natural establecido para la transmisión de energía eléctrica, como se ha indicado anteriormente.

En el marco regulatorio se establece que el agente transportista recibirá una remuneración conocida como lo indica Vásquez (2015) “cálculo de peaje, por las instalaciones dedicadas al servicio de transporte de energía eléctrica (STEE), el cual es obtenido dividiendo en doce pagos mensuales anticipados” (p. 102).

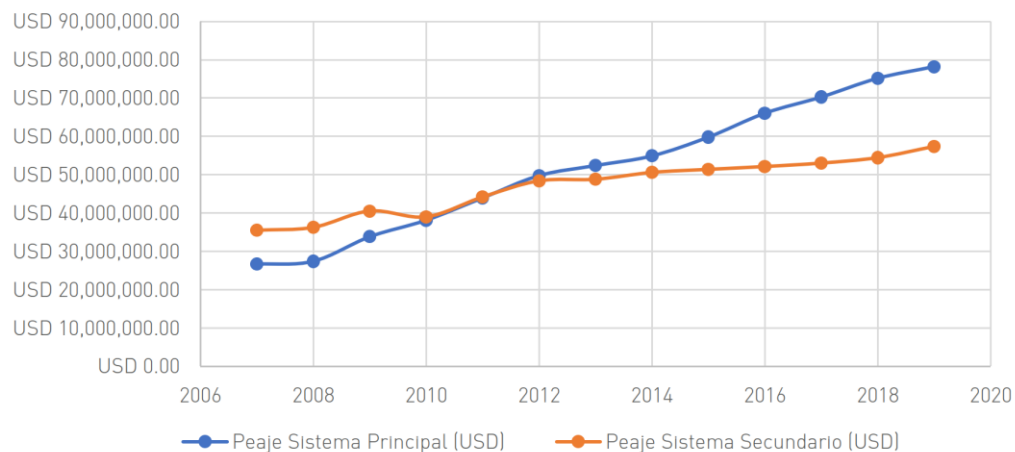
En resumen, como lo indica el Decreto 93-96 (1996) “el peaje será pagado por los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional por el uso del sistema principal por kW de potencia firme conectada” (p. 16). Para los sistemas secundarios el peaje se pagará según el uso que cada agente generador haga de este sistema.

Como lo indica el Decreto 93-96 (1996) “el peaje del sistema principal se obtiene dividiendo la anualidad de la inversión (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento del sistema (OPEX), considerando instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme conectada al sistema eléctrico que correspondiente” (p. 16).

A continuación, en la figura 6, se muestra el histórico de remuneración que se ha liquidado a los agentes transportistas, estadística mostrada por el MEM en su Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2020-2050, tomando el histórico

a partir del año 2007 al 2019 aproximadamente y en donde se divide para el peaje del sistema principal y del sistema secundario.

Figura 9. Remuneración por el uso del sistema del transporte



Fuente: MEM (2020). *Plan de expansión del sistema de transporte 2020 - 2050.*

En la gráfica anterior se puede observar el incremento que ha tenido el peaje para cada sistema y este puede ir relacionado directamente al incremento que se ha dado de subestaciones de transmisión debido a los planes de expansión elaborados por el MEM y también por planes de expansión privados, los cuales también se relacionan a un incremento en la robustez de la red de transmisión.

7.4. Sistema de protección, control y medida para subestaciones eléctricas

Estos sistemas están especialmente diseñados para subestaciones eléctricas y como su nombre lo indica, con la función de proteger, controlar, monitorear y supervisar a todos los equipos con los cuales está conformada una

subestación, desde equipos primarios como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de instrumentación, entre otros, como también sus propios elementos como relevadores de protección, controladores de bahía, medidores, equipos comunicación, entre otros.

7.4.1. Sistema de protección, control y medida convencional para subestaciones eléctricas

Estos sistemas han evolucionado a través del tiempo, iniciando con relevadores electromecánicos, desarrollándose a relevadores construidos por electrónica, respetando los principios de la ingeniería eléctrica e incorporando protocolos de comunicación propietarios.

Como lo menciona Toscano (2010), la constante evolución de estos sistemas ha provocado la creación de sistemas más eficientes, funcionales utilizando protocolos estandarizados que permiten realizar diferentes diseños que pueden ser orientados a la integración de equipos de una o diferentes marcas y permite que trabajen de forma interoperable entre sí y con esto se logra el desarrollo de un estándar abierto el cual trabaja bajo el protocolo TCP/IP, estándar conocido como IEC 61850.

7.4.1.1. Estándar IEC 61850

Arturo, López, y Rivas (2012) indican que el estándar IEC 61850 fue desarrollado para realizar la automatización de subestaciones eléctricas y para que los dispositivos electrónicos inteligentes pudieran comunicarse entre sí en los diferentes niveles de control que posee una subestación. En la tabla II se muestra la estructura del estándar.

Tabla II. Estructura estándar IEC 61850

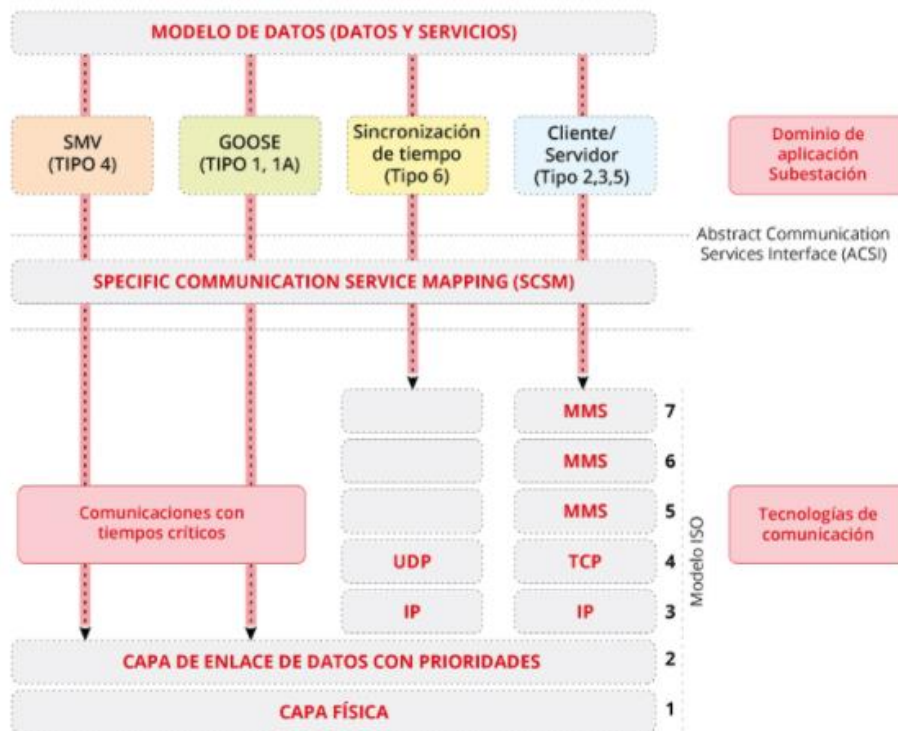
Capítulo	Título
1	Introducción y vista general
2	Glosario
3	Requerimientos generales
4	Sistema y administración del proyecto
5	Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos
6	Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.
7	Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores
7.1	Principios y modelos
7.2	Abstract Communication Service Interface (ACSI)
7.3	Common Data Classes (CDC)
7.4	Compatible logical node classes and data classes
8	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
8.1	MMS y GOOSE
9	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
9.1	Sample Values
10	Pruebas de conformidad

Fuente: elaboración propia, con información tomada de Bani-Ahmed, Weber, Nasiri, y Hosseini (2014). *Microgrid Communications: State of the Art and Future Trends*.

Como lo mencionan Bani-Ahmed, Weber, Nasiri, y Hosseini (2014), además de ser un estándar pensado para operar en redes ethernet, este permite adaptar protocolos los cuales se aplican según el nivel de prioridad de datos o información que se maneje. Los protocolos se conocen como *manufacturer message specification* (MMS), *generic object oriented substation event* (GOOSE), y los *sampled measured values* (SMV), en donde estos últimos se ampliarán más adelante, los cuales han sido diseñados para brindar interoperabilidad entre fabricantes. En la figura 10 se muestran los tipos de comunicación que existen

dentro del estándar IEC 61850 indicando de forma gráfica su funcionamiento bajo un modelo OSI.

Figura 10. **Perfiles de comunicación del estándar IEC 61850**



Fuente: INCIBE (2019). *Estándar IEC 61850, todos para uno y uno para todos*. Consultado el 28 de septiembre del 2021. Recuperado de <https://www.incibe-cert.es/blog/estandar-iec-61850-todos-uno-y-uno-todos>.

El flujo de la información entre los equipos en el estándar IEC 61850 lo provee el modelo ACSI utilizando el protocolo ethernet bajo el funcionamiento de cliente servidor. Los modelos de información que maneja el estándar son los siguientes.

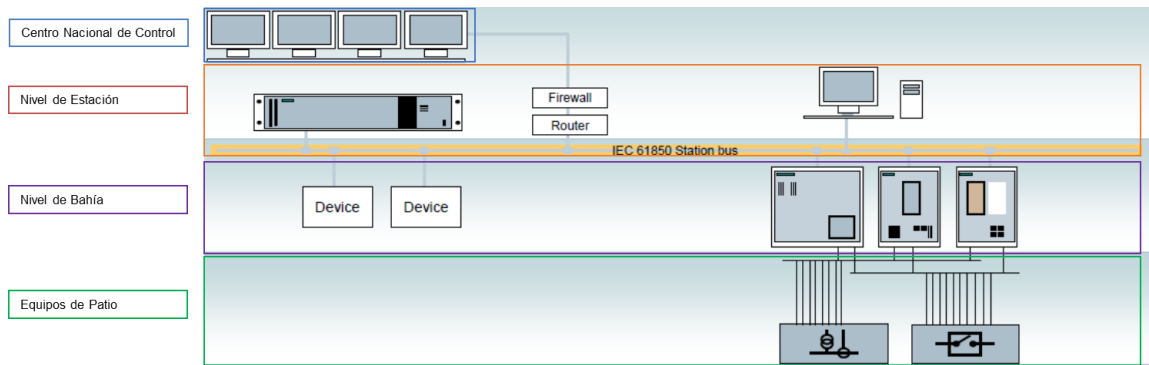
- Protocolo MMS: el MMS se define como un protocolo el cual permite la interoperabilidad de intercambio de información o datos en tiempo no crítico entre diferentes fabricantes utilizando una red de área local, según lo menciona Fernández (2015).
- Servicio GOOSE: los mensajes GOOSE es una forma de manejar el flujo de información tipo *multicast*, al igual que los mensajes enviados utilizando el protocolo MMS y realizando el intercambio de información entre distintas fuentes o destinos. Los mensajes GOOSE tienen la característica de ser mensajes críticos los cuales tienen la capacidad de ser enviados desde la capa de aplicación, luego a la capa de presentación para pasar directamente a la capa de enlace a través de un protocolo de comunicación como *ethernet*, como lo indica Franco (2013).

7.4.1.2. Estructura de un sistema de protección y control convencional

Los sistemas de protección, control y medida de una subestación eléctrica se pueden dividir en 4 niveles y estos se muestran gráficamente en la figura 11.

- Nivel 0: nivel de proceso
- Nivel 1: nivel de bahía
- Nivel 2: nivel de estación
- Nivel 3: centro de control (sistema de control remoto a la subestación)

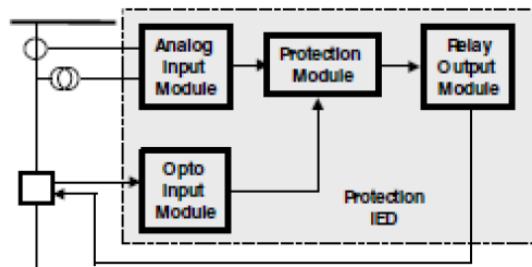
Figura 11. Niveles de control de una subestación



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Power Point.

El nivel 0 está compuesto por los equipos primarios o equipos de patio de la subestación. En el nivel 1, está compuesto por los equipos secundarios de una subestación, en este caso por relevadores de protección, relevadores de control y medidores, en donde en la figura 12 se puede observar la conexión convencional de los equipos de protección y control con los equipos ubicados en patio.

Figura 12. Cableado convencional de las entradas analógicas de un DEI



Fuente: Adewole (2014). *Impact of IEC 61850-9-2 standard-based process bus on the operating performance of protection IEDS: comparative study*. Consultado el 30 de septiembre de 2021.

Recuperado de 10.3182/20140824-6-ZA-1003.00598.

Estos equipos también se conocen como dispositivos electrónicos inteligentes (DEI), estos dispositivos pueden realizar la función tanto de supervisión, control, monitoreo, protección y medición. El nivel 2 está compuesto por los dispositivos de comunicación, concentradores de información, Unidad Terminal Remota (RTU), Interfaz Hombre Máquina (IHM) y por último se tiene el nivel 3 en donde se encuentra el centro de control general o el sistema SCADA, en este se puede monitorear, supervisar y controlar diferentes subestaciones eléctricas de forma remota.

Las características principales que tiene un sistema de control, protección y medición convencional es que, a nivel de bahía, los DEIs deben adquirir los valores de corriente y de tensión utilizando como medio el cobre el cual es conectado entre los DEIs y los transformadores de instrumentación. Por el mismo medio, se deben obtener las señales discretas obtenidas de los equipos primarios y también se envían las señales de control y protección a estos mismos equipos.

Los sistemas convencionales ya cuentan con un nivel de estación digital en donde se publican los valores obtenidos por medio de los relevadores de protección y se envían por medio de protocolo a los diferentes sistemas diseñados para el control y monitoreo, local y remoto ubicados a nivel 2 y 3 respectivamente.

7.4.1.3. Sincronización de tiempo

Es necesario recalcar que en la figura 12 no se muestra *el global positioning system* (GPS), encargado de realizar el estampado de tiempo de cada uno de los valores obtenidos por los DEIs de los equipos primarios. Los sistemas GPS en una subestación regularmente realizan la sincronización utilizando los protocolos *Network Time Protocol* (NTP), IRIG B, *Precision Time Protocol* (PTP) o los Pulsos

Por Segundo (PPS), dependiendo del nivel de precisión que se necesite, según la importancia que tenga la información a la que se le esté dando una estampa de tiempo. En la tabla III se puede observar las diferencias entre cada método.

Tabla III. **Comparativa de métodos de sincronización**

Método de sincronización	Medio	Precisión
IRIG-B	Cableado por separado	10 us – 1ms
1 PPS	Cableado por separado	<1 us
NTP	Red Ethernet	1 ms – 10 ms
IEEE 1588 PTP	Red Ethernet	<1 us

Fuente: Rojas (2020). *Presentación bus de proceso, principios y portafolio.*

7.4.1.4. Métodos de redundancia

Por otro lado, Ferrari, Flammini, Rinaldi, y Prytz (2013), mencionan la importancia de garantizar la sincronización utilizando redes ethernet en la automatización de las subestaciones y además de esto también indican la importancia de tener un alto grado de disponibilidad de la información que brinda el sistema lo que implica la necesidad de diseñarlos con un nivel de redundancia aceptable.

Como lo indican Zurita y Guanacaury (2014), actualmente existen protocolos que están diseñados para permitir la redundancia en el flujo de información en redes ethernet y entre los protocolos más utilizados se encuentran el *Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP)*, *Parallel Redundancy Protocol* y el *High availability Seamless Redundancy (HSR)* en donde los últimos dos son expuestos en el estándar IEC 62439-3.

Ferrari, Flammini, Rinaldi, y Prytz (2013) exponen que el protocolo RSTP tiene la característica que puede ser utilizado en topologías en anillo y malla, adicionalmente se menciona que, si uno de los canales de comunicación tiene una falla, para que el otro canal recupere la transmisión de los datos, se tendrá un retardo aproximado en el rango de los milisegundos debido a que debe existir una reconfiguración para que pueda transmitir el otro canal de comunicación.

En base al estándar IEC 62439-3 se tienen los protocolos PRP y HSR en donde Zurita y Guanacaury (2014) mencionan que ambos protocolos tienen la característica de que garantizan un tiempo de recuperación instantáneo y esto es debido a que se envían paquetes de datos duplicados por dos redes de comunicación independientes, LAN A y LAN B, lo cual implica que los dispositivos que reciben la información tendrán dos copias de cada paquete.

Ferrari, Flammini, Rinaldi, y Prytz (2013) que al recibir dos paquetes duplicados, uno de estos se descarta según su configuración. La diferencia de una red PRP y HSR es que la primera funciona con una topología en estrella y la segunda funciona con una topología en anillo. En la tabla IV se puede observar la comparación entre los diferentes protocolos.

Tabla IV. **Comparación de protocolos de comunicación**

Característica	RSTP	PRP	HSR
Tiempo de restablecimiento ante fallas	5 ms por switch	0 ms	0 ms
Nivel de disponibilidad de la red	Medio	Alto	Alto
Ancho de banda efectivo en todos los enlaces	Mayor igual a 50 %	100 %	100 %

Continuación tabla IV.

Costo	Bajo	Alto	Alto
Escalabilidad	Medio	Alto	Alto
Sincronización	N/A	Requiere	Requiere

Fuente: Zurita y Guanacaury (2014). *Arquitecturas de red LAN para la automatización de subestaciones, basadas en la norma IEC 61850 (RSTP, PRP y HSR)*. Consultado el 29 de septiembre del 2021. Recuperado de <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014>

7.4.2. Estándar IEC 61850-9-2

A partir del estándar IEC 61850-9-2 se crea un avance tecnológico más enfocado a la digitalización de las subestaciones eléctricas. A partir de esta norma nace el concepto de *sample value* (SV) “destinado principalmente a la transmisión de muestras de tensión y corriente sincronizadas” (Andersson, Bland, y Fuechsle, 2015, p. 2). Para poder transmitir los SV se da la necesidad de crear una nueva red de área local a nivel de proceso con su propio equipo de comunicación y adicionando un equipo capaz de generar los SV llamado en la norma como *Stand Alone Merging Unit* (SAMU) o únicamente *Merging Unit* (MU), como uno de los elementos necesarios para poder lograr la interoperabilidad y una nueva estructura en una red de comunicación en un bus de proceso.

7.4.2.1. Merging unit

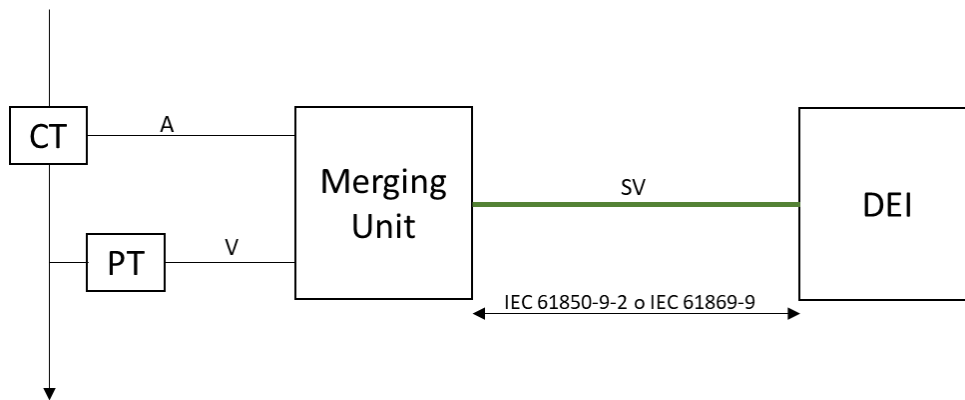
Como se presentó anteriormente, a nivel de proceso se encuentran los equipos de patio o equipos primarios. Los equipos primarios deben ser operados y monitoreados de una forma confiable para poder mantener el transmisión de la energía eléctrica. Para ser operados y monitoreados es necesario obtener la información de dos características físicas esenciales en un sistema eléctrico, en este caso la corriente y la tensión.

Los transformadores de instrumentación son los encargados de proveer los valores de tensión y de corriente a niveles de baja tensión aceptables para que los DEIs puedan monitorear en tiempo real las condiciones de una subestación eléctrica y que puedan liberar fallas o anomalías que se presenten dentro de la red o únicamente para poder brindar maniobras de control que permitan el mantenimiento de los equipos primarios.

Con la implementación del bus de proceso se busca, como se mencionó anteriormente, un equipo que sea capaz de realizar la digitalización de los valores analógicos de tensión y corriente, como labor principal. Este dispositivo llamado *merging unit*, digitaliza los valores analógicos y, basándose en un protocolo ethernet, publica como servidor los valores digitalizados conocidos como SV en la red de proceso como un stream y los relevadores de protección y control se suscriben a estos valores como clientes, como lo describe en su estudio Pengcheng (2012).

Dentro del el capítulo 9-2 del estándar, se genera un perfil conocido como *light edition* (LE), este permite una comunicación interoperable pero únicamente permite la digitalización de 8 valores analógicos, es decir 4 corrientes y 4 voltajes por *stream* como se muestra en la siguiente figura 13 y adicional a esto, como lo menciona Kanabar (2011), permite el muestreo de hasta 80 y 256 muestras por ciclo para valores de protección y control y para valores de calidad de energía y oscilografía de alta resolución, respectivamente.

Figura 13. **Esquema de digitalización de valores analógicos**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Power Point.

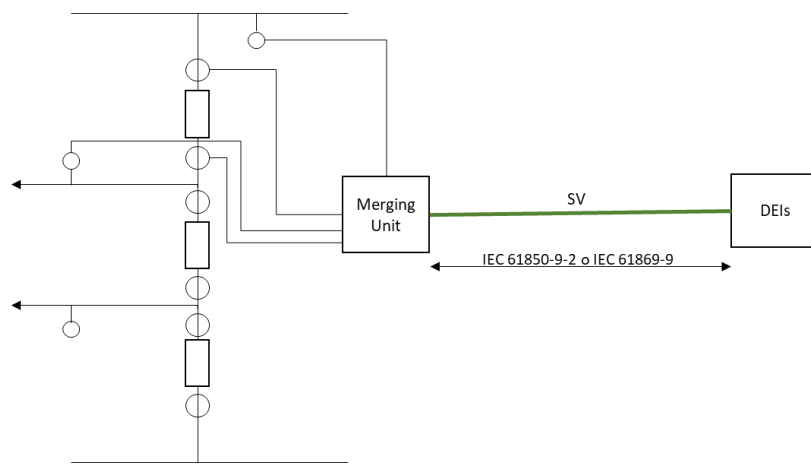
7.4.3. **Estándar IEC 61869**

Con la *light edition*, se presenta una limitante la cual se orienta a la baja capacidad de digitalización de valores muestreados. “Como una mejora a la IEC 61850, se presenta la IEC 61869-9 para definir la interfaz digital para los transformadores de instrumentación y que se complementa con la IEC 61850-9-2” (Junior, Martins, Bernardino, y Pereira, 2019, p.2). Y en su capítulo 13 para definir el concepto de SAMU como una MU enfocada a subestaciones digitales con transformadores de instrumentación no convencionales.

Los estándares antes mencionados presentan ciertas diferencias y enfocándonos a la IEC 61869-9 para esta las tasas de muestreo son independientes de la frecuencia del sistema eléctrico siendo recomendado para la protección una tasa de 4.8k muestras por segundo y para valores enfocados a la calidad de energía una tasa de 14.4 k muestras por segundo como lo indica Lehtonen y Hällström (2016).

Adicional a lo mencionado anteriormente, el IEC 61869-9 incrementa la disponibilidad de la MU para digitalizar más de 8 valores analógicos y que esta lo pueda realizar de forma flexible, sin importar que sean solo corrientes, tensiones o ambas.

Figura 14. **Digitalización de valores analógicos con IEC 61869**

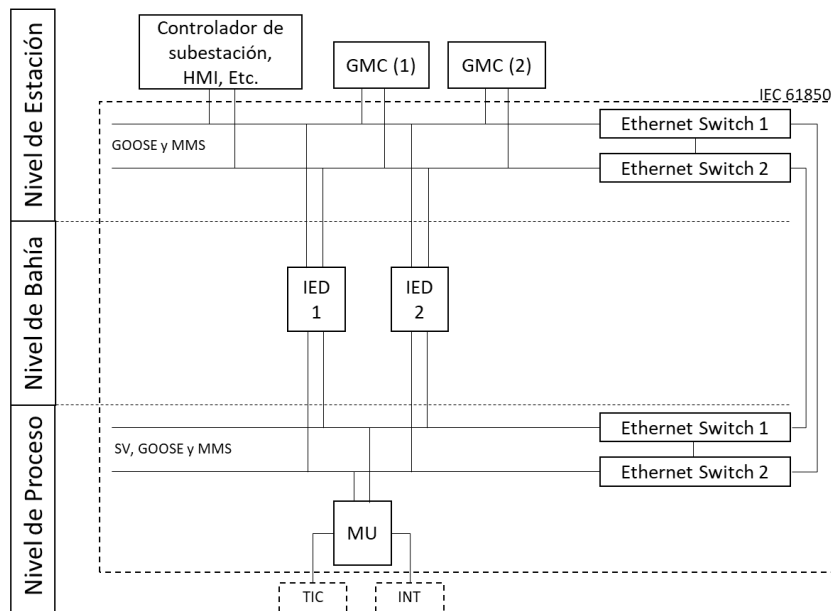


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Power Point.

7.4.4. **Arquitectura con bus de proceso**

Existen diferentes combinación y diseños que se pueden asociar a un sistema de protección, control y medición digital y en la figura 15 se muestra una de ellas con la cual se describirá lo necesario para poder implementar un sistema automatizado hasta nivel de proceso.

Figura 15. **Arquitectura de un sistema PCyM digital a nivel de proceso**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Power Point.

Analizando la figura anterior, partiendo desde el nivel de proceso, en un sistema automatizado de subestación digital se añade la MU, como elemento principal a nivel de proceso el cual permite realizar la digitalización de los valores analógicos y, además, en el diseño expuesto, puede concentrar valores discretos y enviar disparos o señales de control a los elementos que conforman los equipos de patio.

En una red de proceso se recomienda que se utilicen MUs redundantes debido a la importancia que representa la información que estas están digitalizando.

Por otro lado, se debe crear una red ethernet LAN a nivel de proceso en la cual se puedan publicar los valores digitalizados por las Mus y que a su vez los

DEIs ubicados a nivel de bahía puedan suscribirse a estos valores y con estos puedan detectar cualquier anomalía en la red de alta tensión, esto genera una alta confiabilidad y disponibilidad en el sistema.

Para la sincronización de los IEDs se presenta un nuevo tipo de sincronización para soluciones con bus de proceso. En estas soluciones no es suficiente únicamente la sincronización de tiempo, a esto se agrega la sincronización de los SV la cual brinda un punto de referencia y alineación a los valores analógicos obtenidos por las MUs. Como lo mencionan Junior, Martins, Bernardino, y Pereira (2019) en su investigación “la IEC 61869-9 define PTP como método preferido de sincronización, con respecto a los PPS como otra alternativa” (p. 2).

Como se mencionó anteriormente, debido a la importancia de la sincronización de las muestras es necesario contar un un método de sincronización de alta precisión y el PTP cumple con esta condición además que se tiene la ventaja de que se puede implementar en la red TCP/IP. En la tabla V se puede observar los métodos de sincronización y su aplicación para la sincronización de tiempo y de SV.

Tabla V. **Métodos de sincronización y sus aplicaciones**

Método de sincronización	Precisión	Time/SV
IRIG-B	10 us – 1ms	Tiempo
1 PPS	<1 us	SV
NTP	1 ms – 10 ms	Tiempo
IEEE 1588 PTP	<1 us	Tiempo y SV

Fuente: Rojas (2020). *Presentación bus de proceso, principios y portafolio.*

Como lo menciona Junior, Martins, Bernardino, y Pereira (2019), el protocolo se define para una distribución de tiempo jerárquica como maestro-esclavo, en donde se selecciona un *Grand Master Clock* (GMC) como fuente de la sincronización para todos los dispositivos conectados en la red.

Debido a que la pérdida de los valores analógicos representa un punto crítico dentro del sistema se debe considerar un alto nivel de redundancia en la red de proceso para asegurar la disponibilidad de la información y confiabilidad del sistema. Los protocolos que se recomiendan para asegurar la redundancia en la red de proceso son el PRP o HSR en donde Ferrari, Flammini, Rinaldi, y Prytz (2013) corroboran que estos protocolos de redundancia garantizan un tiempo de recuperación instantáneo al transmitir paquetes duplicados en redes paralelas o en anillo.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

HIPÓTESIS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

1.1. Estudios previos

1.2. Antecedentes

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Aspectos generales de un mercado eléctrico

2.2. Modelos de regulación y sus metodologías de remuneración

2.2.1. Tasa de retorno o costo del servicio

2.2.2. Precio máximo

2.2.3. Ingreso máximo

2.2.4. Competencia referencial

2.2.5. Escala móvil

2.2.6. Reformas de tercera generación

2.2.7. Metodologías de remuneración

- 2.3. Métodos de tarificación para los sistemas de transmisión
 - 2.3.1. Tarificación de transacciones *wheeling*
 - 2.3.2. Método de tarificación aplicado en Guatemala
 - 2.3.3. Determinación del costo anual del sistema de transporte
 - 2.3.4. Criterio de remuneración en Guatemala
 - 2.3.5. Remuneración al sistema de transporte
- 2.4. Sistema de protección, control y medida para subestaciones eléctricas
 - 2.4.1. Sistema de protección, control y medida convencional para subestaciones eléctricas
 - 2.4.2. Estándar IEC 61850-9-2
 - 2.4.3. Estándar IEC 61869
 - 2.4.4. Arquitectura con bus de proceso
- 3. ESQUEMA METODOLÓGICO PROPUESTO
 - 3.1. Alcance del estudio
 - 3.2. Variables y unidades de análisis
 - 3.3. Fases propuestas para estudio
 - 3.3.1. Fase 1
 - 3.3.2. Fase 2
 - 3.3.3. Fase 3
 - 3.4. Técnicas de análisis
 - 3.4.1. Método de análisis de resultados
- 4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS
 - 4.1. Resultados de la encuesta
 - 4.1.1. Participación por región
 - 4.1.2. Participación por empresa
 - 4.1.3. Participación según su área de trabajo

- 4.1.4. Método de remuneración para los agentes transportistas
- 4.1.5. Se tienen incentivos para invertir en nuevas tecnologías
- 4.1.6. Causas que impiden la implementación de una subestación digital a nivel de proceso
- 4.1.7. Razón por la cual implementaría una subestación digital a nivel de proceso
- 4.1.8. Porcentaje en el que se remunera la nueva tecnología
- 4.1.9. Expectativas en el alcance de una subestación digital
- 4.1.10. Indicación de desafíos económicos para implementar la nueva tecnología
- 4.1.11. Consultas adicionales
- 4.2. Cálculo de costos en invertir por cada tecnología
 - 4.2.1. Estimación de costos alcance convencional
 - 4.2.2. Estimación de costos alcance digital
- 4.3. Cálculo del CAT
 - 4.3.1. Cálculo del CAT considerando tecnología convencional
 - 4.3.2. Cálculo del CAT considerando tecnología digital
 - 4.3.3. Comparativa total y porcentual

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- 5.1. Evaluación de los resultados de la encuesta
 - 5.1.1. ¿Cuáles son las necesidades, desafíos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala?
- 5.2. Evaluación de los costos obtenidos por cada tecnología
 - 5.2.1. ¿De qué manera afecta la digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso en comparación de los sistemas convencionales?
- 5.3. Evaluación del CAT según cada tecnología

5.3.1. ¿Cómo afecta la nueva tecnología considerando el método de remuneración actual utilizado para los agentes transportistas?

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

El enfoque del estudio propuesto será cuantitativo, ya que se buscará realizar la comparativa entre los sistemas de protección, control y medida convencionales con respecto a los digitales a nivel de proceso, concluyendo con los beneficios que puede presentar las nuevas tecnologías. Por otro lado, también se analizará sí las condiciones actuales de remuneración incentivan a las empresas transportistas a adquirir este tipo de tecnologías y si existe un modelo en el cual provoqué más incentivos sin afectar al usuario final, de igual forma de manera cualitativa.

Por otro lado, se buscará analizar estadísticamente la opinión de los principales agentes transportistas respecto al conocimiento de las nuevas tecnologías y si están dispuestos a implementarlos con los incentivos actuales o si, bajo su punto de vista, creen que es necesario una mejora en el marco regulatorio.

El alcance del estudio propuesto es descriptivo, debido a que se mostrará un detalle teórico del funcionamiento actual del marco regulatorio en términos de sus criterios de remuneración y a su vez se brindará información de otros criterios de remuneración que se manejan en otros países. Por otro lado, se determinará por medio de un análisis comparativo general, los cambios que existen entre la tecnología para los sistemas de protección, control y medición convencionales con respecto a los digitales para finalizar determinando si la aplicación de estas

nuevas tecnologías es afectada por los incentivos de remuneración actuales en el marco regulatorio del mercado eléctrico de Guatemala.

El diseño adoptado será no experimental, pues las variables definidas para esta investigación provienen de literatura ya establecida y la información asociada a los criterios de remuneración y a la tecnología de bus de proceso para sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas se analizará en un estado original, sin ninguna manipulación; además será descriptiva, pues se estudiará teóricamente el funcionamiento actual del marco regulatorio considerando sus criterios de remuneración hacia los agentes transportistas comparándolos con otros criterios establecidos en la literatura y el criterio de remuneración se evaluará si es aplicable para la tecnología de estudio seleccionada.

9.2. Unidades de análisis

La población en estudio será el mercado eléctrico guatemalteco, el cual se encuentra dividido en la subpoblación de sistemas eléctricos de transmisión, de la cual se extraerá la muestra enfocada a los sistemas de protección, control y medida, como también su relación con los criterios de remuneración para estos sistemas según el marco regulatorio del mercado eléctrico de Guatemala, que serán estudiadas en su totalidad.

9.3. Variables

Las variables que se adaptan a este estudio se presentan en la tabla VI.

Tabla VI. **Variables de estudio**

Variable \ Criterio	Categorica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
	Dicotómica	Polocotómica	Discreta	Continua			
Tecnología sistema secundario de una subestación eléctrica	x					x	Nominal
Conocimiento del modelo de remuneración	x					x	Ordinal
Conocimiento de la digitalización a nivel de proeso	x					x	Ordinal
Agentes participantes		x				x	Nominal
Cantidad de Cobre				x		x	Razón
Espacio de las instalaciones				x		x	Razón
Tiempo de puesta en operación				x		x	Razón
Costo de operación y mantenimiento				x		x	Razón
Costo de equipos de protección y control				x		x	Razón

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Las variables en estudio se describen a continuación.

Tabla VII. Descripción de las variables de estudio

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Tecnología sistema secundario digital y convencional de una subestación eléctrica	Desarrollos tecnológicos técnicos, ordenados científicamente con el objetivo de crear bienes y servicios que permitan satisfacer a su usuario.	Esta variable se evaluará a partir de la cantidad de equipos necesarios para aplicar cada una de las tecnologías y se obtendrá a partir del diseño de arquitectura propuesta.
Conocimiento los diferentes modelos de remuneración	La remuneración es el pago por un servicio o trabajo prestado el cual puede ser fijado en un contrato y este se puede adoptar a diferentes criterios según el país en donde se aplique	Para esta variable se utilizará la encuesta para poder determinar el conocimiento que tienen los agentes transportistas de los diferentes métodos de remuneración, en especial el usado actualmente en Guatemala.
Conocimiento de la digitalización a nivel de proceso	La digitalización a nivel de proceso es la tecnología que permite analizar los valores analógicos en valores digitales.	Para esta variable se utilizará la encuesta para poder determinar el conocimiento que tienen los agentes transportistas de las características de la tecnología.
Cantidad de cobre	Material conductor utilizado para poder transmitir señales de energía eléctrica.	La cantidad de cobre se medirá por su peso en Kg y se obtendrá a partir de hoja de datos técnicos del fabricante y las cantidades calculadas para el sistema propuesto.
Espacio utilizado en las instalaciones	Es el espacio útil para poder instalar los equipos primarios y secundarios en una subestación eléctrica.	La superficie para ocupar se medirá en metros cuadrados y será obtenida según la cantidad de equipos necesarios para la instalación.
Tiempo de puesta en operación	Es el tiempo considerado para que un ingeniero especialista realice los trabajos necesarios para poner en servicio un sistema secundario de subestación	El tiempo de operación es considerado en horas hombre y se obtenido según los trabajos a realizar para la puesta en operación.
Costo de operación	Es el costo necesario para que un ingeniero especialista pueda realizar el mantenimiento y operación del sistema eléctrico	El costo será medido en dólares y se obtendrá calculando el tiempo y viáticos necesarios para poder realizar el mantenimiento y operación de la instalación eléctrica.

Continuación tabla VII.

Agentes participantes	Son los colaboradores de cada agente transportista que participa en la encuesta.	Se medirá según la cantidad de participantes por empresa.
-----------------------	--	---

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

9.4. Fases del estudio

A continuación, se describirán las cinco fases que se utilizarán como guía para la realización de la investigación.

9.4.1. Fase 1: Fase de diagnóstico

Para la primera fase se propondrá una encuesta en donde se utilizará como muestra de la población los agentes transportistas del mercado eléctrico de Guatemala. El tipo de muestreo que se utilizará será muestreo bola de nieve en donde se buscará el apoyo de los primeros entrevistados para referir a más entrevistados que laboren en las empresas de transmisión de energía eléctrica.

Para el estudio se realizará un cuestionario por medio de un proceso de validación y luego se presentará el cuestionario en su forma final luego de ser validado.

Por medio de una encuesta, se realizará un diagnóstico para determinar el conocimiento que tienen los agentes transportistas con relación a los criterios de remuneración normados en la Norma de Coordinación Comercial No. 9 y para conocer los desafíos, beneficios y dificultades que esto puede presentar al buscar incorporar nuevas tecnologías en las subestaciones eléctricas de transmisión. Se realizará un análisis de media y moda para poder presentar y evaluar las

respuestas que se obtengan. El cuestionario que se propone se puede observar en la sección de apéndices.

9.4.2. Fase 2: Análisis de los sistemas de protección y control convencional y digital

En la segunda fase, con base a la recolección de información realizada, se analizarán las soluciones convencionales y digitales generales que se manejan actualmente para los sistemas de protección y control, considerando el estándar IEC 61850, en donde se estudiará de forma general los elementos, arreglos y características que definen cada nivel de un sistema secundario de una subestación eléctrica de transmisión y se propondrá un diseño general para estos sistemas. En este punto, se describirán las diferencias entre ambas tecnologías, evaluando las siguientes características:

- Cantidad de cobre: se estimará en kilogramos y se evaluará mediante porcentaje. Se determinará si existe reducción de cobre utilizando una solución digital.
- Espacio utilizado en las instalaciones: se estimará en metros cuadrados y se evaluará mediante porcentaje si existe reducción de espacio considerando la solución digital.
- Tiempo de puesta en operación del sistema de protección, control y medida: el tiempo se medirá en horas hombre y se evaluará en porcentaje si existe reducción con las nuevas tecnologías.

- Costo de operación: el costo se estimará en dólares y se evaluará mediante porcentaje si existe un ahorro económico en mantenimiento y operación en estas soluciones.
- Equipos de protección y control: el costo se estimará en dólares y se evaluará si existe un ahorro económico.

Para poder evaluar y ordenar las cantidades descritas anteriormente se utilizará el concepto de las Unidades de Propiedad Estándar (UPE), el cual se define como se muestra a continuación:

Son elementos representativos del sistema de transmisión que modelan y constituyen una estandarización de las instalaciones de transmisión de forma óptima y económica, que realizan la misma función y prestan el mismo servicio cumpliendo los estándares de calidad al mínimo costo. Son la base del modelo de valorización de las redes de transmisión basado en la estandarización de las instalaciones. (Coronado, 2012, pp. 97-98)

Se utilizará como punto base de comparativa el sistema convencional optimizado siguiendo los requisitos mínimos que solicita el AMM en su Norma de Coordinación Operativa No. 4 y considerando el concepto de las UPE para organizar la información. Para esta fase se considerará la información de la instalación a modelar, obtención de diseños, características, costos generales de instalaciones y proyectos de la instalación propuesta. La información que utilizará para representar las instalaciones será la siguiente:

- Subestaciones
 - Tipo de subestación
 - Voltaje de operación

- Configuración de barras
- Equipo de regulación de tensión
- Cantidad y configuración de bahías
- Equipo de control y comunicación
- Equipo de protección
- Equipo auxiliar de la subestación
- Diagrama unifilar
- Disposición de equipos
- Costos de equipos y materiales

Se utilizarán como modelo general las arquitecturas de comunicación mostradas en las figuras 10 y 14 para poder evaluar los puntos anteriores y la información se obtendrá a partir de estudios previos para evaluar técnicamente la solución convencional y digital. Para poder realizar el análisis, se considerará una subestación de 69 kV, aislada en aire, configuración doble barra, con dos bahías de línea y dos bahías de transformación, transformadores de corriente y tensión convencionales.

9.4.3. Fase 3: Estudio del método de remuneración actual asociado a las nuevas tecnologías

En la tercera fase se evaluará la determinación de costos anual que se utilizan para los sistemas de transmisión, el cual ya fue mencionado en el marco teórico, en el punto 7.3.3. Debido a que estos costos son aplicados al cálculo de remuneración del agente transportista se estudiarán las consideraciones de la CNEE para poder determinar los activos que se consideran para ser remunerados en la inversión a capital del agente. Estas consideraciones son públicas y son emitidas en la página oficial de la CNEE de donde se recopilará la información.

Se evaluará si, dentro de la remuneración, se considera el incentivo de aplicar nuevas tecnologías, en este caso tomando las características de las tecnologías utilizadas para la implementación de una subestación digital a nivel de proceso.

Y para finalizar se evaluará el escenario, utilizando el método de cálculo descrito en la sección 7.3.3 del marco teórico, considerando los costos de los activos necesarios para implementar la digitalización a nivel de proceso obtenidos en la fase 2 y a partir de esto se compararán los activos necesarios para implementar la solución convencional y se determinará si al implementar una nueva tecnología esta influye en el cálculo del peaje, el cual afecta la tarifa eléctrica. La forma de analizar los resultados se presenta en la siguiente tabla:

Tabla VIII. **Recursos a evaluar y costos**

CAT Convencional (USD)	CAT Digital (USD)	Diferencia (%)
Se agregará el monto obtenido al considerar los activos necesarios para una solución convencional.	Se agregará el monto obtenido al considerar los activos necesarios para una solución digital.	A partir de la diferencia, se concluirá cuánto afecta implementar la solución digital.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Para determinar el CAT, se tomará en cuenta lo siguiente:

- Identificación de los activos eléctricos para ambas tecnologías.
- Identificación de activos no eléctricos que influyan en la implementación de ambas tecnologías.
- A cada uno de los activos se definirá un monto, obtenido desde la fase 2.

9.5. Resultados esperados

Los resultados que se esperan para la primera fase es conocer las experiencias, necesidades e impactos que presentan actualmente los agentes transportistas en implementar nuevas tecnologías, en este caso se está orientado a las subestaciones digitales a nivel de proceso. Con esta información se buscará analizar si el modelo de remuneración actual incentiva o no a implementar nuevas tecnologías o si también si las causas pueden ser otras.

En la segunda fase se espera obtener mayores beneficios técnicos y económicos aplicando nuevas tecnologías para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas, comparándolas con las soluciones que se manejan convencionalmente.

Para la tercera fase, se espera determinar si el método de remuneración aplicado actualmente en Guatemala incentiva a los agentes transportistas a implementar subestaciones digitales a nivel de proceso, comparándolo con la tecnología convencional en función de su costo anual de transmisión. En dado caso el CAT obtenido por la tecnología de bus de proceso sea menor al CAT obtenido con la tecnología convencional, esto implicaría que la tecnología con bus de proceso tendría menor impacto en el costo anual de transmisión, el cual afecta directamente a la tarifa la cual es pagada por el usuario final.

Se espera proponer las ventajas y desventajas que se pueden presentar al implementar subestaciones digitales a nivel de proceso, tomando en cuenta la teoría presentada y también se analizarán las respuestas que se obtengan de las preguntas formuladas durante la primera fase, con las cuales también se brindará la mejor alternativa para incentivar a empresas transportistas, tanto estatales

como privadas, a mejorar la calidad tecnológica de sus sistemas secundarios, tomando en cuenta el resultado obtenido en la evaluación de los costos.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para el desarrollo del proyecto de investigación se trabajará con estadística descriptiva considerando variables nominales, ordinales y razón. Estas se evaluarán utilizando como procedimiento estadístico principal la moda y media aritmética.

El conjunto de datos que se utilizará para realizar el análisis estadístico serán los obtenidos a partir del conocimiento expuesto por la muestra utilizando el método de recopilación de información por encuesta estructurada para el cual se evaluarán las variables de conocimiento de los criterios de remuneración y de conocimiento de la tecnología de digitalización de subestaciones a nivel de proceso. Las herramientas estadísticas que se utilizarán para evaluar los resultados serán las siguientes:

- Frecuencias estadísticas
- Distribución de frecuencias
- Medidas de centralización

Para el análisis de la información se utilizarán gráficas tipo barras y pastel para poder mostrar la distribución según las respuestas que brinde cada muestra durante la encuesta. Las respuestas enfocadas al conocimiento de los criterios de remuneración se distribuirán según la empresa y el puesto laboral que desempeñe el agente transportista.

Adicionalmente, debido a que las preguntas que se plantean, algunas de ellas se consideran como preguntas abiertas, se utilizará el método de análisis

de contenido para poder describir las respuestas que brinden los elementos seleccionados en la muestra y se extraerá inferencia para interpretar el contexto de las respuestas brindadas.

Las variables enfocadas al costo de activos y servicios se utilizará el análisis de punto de equilibrio para poder determinar de forma comparativa si por cada uno de los costos se representa un ahorro asociado por cada tecnología. Se utilizarán procedimientos aritméticos para poder obtener las diferencias totales y porcentuales por cada costo. Se utilizará el mismo tipo de análisis y procedimientos aritméticos para evaluar los impactos de los costos de activos y servicios en el CAT por cada tecnología.

11. CRONOGRAMA

Tabla IX. Cronograma de actividades

Fase de investigación	Nombre de tarea	Dur.	Comienzo	Fin	tri 1	tri 2
Fase 1: fase de diagnóstico	Validación de la encuesta	2 sem.	mar 4/01/22	lun 17/01/22		
	Contactar a los encuestados	3 sem.	mar 18/01/22	lun 7/02/22		
	Elaborar la base de datos de la encuesta	2 sem.	mar 8/02/22	lun 21/02/22		
	Evaluación de los datos de la encuesta	3 sem.	mar 22/02/22	lun 14/03/22		
Fase 2: análisis de los sistemas de protección y control convencional y digital	Evaluación técnica de los sistemas convencionales	1 sem.	mar 15/03/22	lun 21/03/22		
	Evaluación técnica de los sistemas digitales	1 sem.	mar 22/03/22	lun 28/03/22		
	Determinación de la cantidad de cobre	1 sem.	mar 29/03/22	lun 4/04/22		
	Determinación del espacio utilizado	1 sem.	mar 5/04/22	lun 11/04/22		
	Determinación de los tiempos de puesta en operación	1 sem.	mar 12/04/22	lun 18/04/22		
	Determinación de los costos de operación	2 sem.	mar 19/04/22	lun 2/05/22		
Fase 3: estudio del método de remuneración actual asociado a las nuevas tecnologías	Evaluación del método de remuneración actual	2 sem.	mar 3/05/22	lun 16/05/22		
	Cálculo del CAT comparando ambas tecnologías	4 sem.	mar 17/05/22	lun 13/06/22		
	Se determinará si el método actual incentiva a los agentes transportistas a implementar nuevas tecnologías	3 sem.	mar 14/06/22	lun 4/07/22		
	Análisis de resultados	1 sem.	mar 5/07/22	lun 11/07/22		
	Conclusiones	1 sem.	mar 12/07/22	lun 18/07/22		

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Project.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

El presente trabajo de investigación se realizará con recursos propios del estudiante de maestría. Siendo de investigación descriptiva, se tendrán en cuenta los siguientes recursos.

Tabla X. **Recursos, disponibilidad y costos**

Recurso	Disponibilidad
Humano	Investigador: Mario Pensamiento Asesor: Ing. Edgar Yanuario Laj Hun
Financiero	Hojas para impresión Q 65.00
	Depreciación del equipo Q 500.00
	Tinta para impresiones Q 445.00
	Alimentos durante el estudio Q 1,100.00
	Costos de transporte Q 1,500.00
	Tiempo de investigación Q 6,500.00
	Honorarios del Asesor Q 2,000.00
	Total Q 12,110.00
Equipo de computo	El equipo de cómputo que se utilizará será propio, utilizando los softwares de Microsoft brindados por la facultad de ingeniería de la universidad de San Carlos de Guatemala
Acceso a la información	El acceso a la información será obtenido de estudios previos publicados en editoriales científicas de libre acceso.
Financiamiento	El financiamiento será propio

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Siendo los recursos aportados suficientes para la investigación, se considera que es factible la realización del estudio.

13. REFERENCIAS

1. Acuerdo gubernativo 256-97. *Reglamento de la Ley General de Electricidad. Diario de Centroamérica*. Guatemala. 21 de marzo de 1997.
2. Acuerdo gubernativo 299-98. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Diario de Centroamérica*. Guatemala. 25 de mayo de 1998.
3. Adewole, A. (agosto, 2014). Impact of IEC 61850-9-2 standard based process bus on the operating performance of protection IEDs: Comparative study. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3), 2245-2252.
4. Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Mercado eléctrico de Guatemala*. Guatemala: Autor.
5. Agudelo, S., Chica, E., Obando, F., Sierra, N., Velasquez, N. y Enriquez, W. (abril, 2013). Diseño, simulación, fabricación y caracterización de una turbina tipo Pelton de 5 kW. *Ingeniería y Competitividad*, 15(1), 183-193.
6. Andersson, L., Bland, K. y Fuechsle, D. (2015). *Optimized architectures for process bus with IEC61850-9-2*. Paris, Francia: Cigré.
7. Arévalo, M. (2005). *Metodología de remuneración de costos de una empresa de distribución de energía eléctrica - modelo de empresa*

eficiente. Bogotá: Colombia: Universidad de los Andes. Recuperado de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/10803/u263231.pdf?sequence=1>.

8. Arias, A., Castillo, A., Roa, Á., Bidó, E., García, J., Hernández, D. y Aybar, M. (julio, 2020). Protocolos y topologías utilizadas en los sistemas de comunicación de las microrredes eléctricas. *Ingeniería y Aplicaciones*, 4(1), 2636-2171.
9. Arturo, H., López, D. y Rivas, E. (2012). *Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia*. Bogotá, Colombia: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
10. Bani-Ahmed, A., Weber, L., Nasiri, A. y Hosseini, H. (octubre, 2014). Microgrid communications state of the art and future trends. *International Conference on Renewable Energy Research and Application*. Congreso llevado a cabo en Wisconsin, Estados Unidos.
11. Centro Nacional de Despacho. (1997). *¿Qué es el mercado eléctrico?* Panamá: Autor.
12. Comisión de Regulación de Energía y Gas (2014). *Revisión de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica*. Colombia: Autor. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/\\$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf).

13. Comisión General de Energía Eléctrica (12 de agosto, 2018). CNEE. [Mensaje en un blog]. Recuperado de www.cnee.gob.gt.
14. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2015). *Mercado de energía eléctrica guía del inversionista*. Guatemala: Autor.
15. Coronado, J. (2012). *Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0799_EA.pdf.
16. Cura, E. (1998). *Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios* (Tesis de maestría). Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile. Recuperado de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/cura.pdf>.
17. Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. Diario de Centroamérica. Guatemala. 21 de noviembre de 1996.
18. Donado, V. (2003). *Revisión de metodologías de tarificación y modelos de remuneración en sistemas de transmisión de energía eléctrica* (Tesis de maestría). Universidad de los Andes, Bogotá. Recuperado de <http://hdl.handle.net/1992/10071>.
19. Fabra, N. y Fabra, J. (febrero, 2010). Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. *Cuadernos Económicos de ICE*, 79, 17-

43. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3708532>.
20. Fernández, A. (2015). *El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones* (Tesis de maestría). Universidad de Cuenca, Ecuador. Recuperado de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/23063>.
21. Ferrari, P., Flammini, A., Rinaldi, S. y Prytz, G. (2013). *Analysis of synchronization performance in redundant networks for substation automation*. Estados Unidos: University of Brescia.
22. Franco, J. (2013). *Modelo de tráfico generado por aplicaciones GOOSE, según el estándar IEC 61850, en una microred inteligente* (Tesis de licenciatura). Universidad de los Andes, Bogotá. Recuperado de <http://hdl.handle.net/1992/20150>.
23. Gómez, A., Conejo, A. y Cañizares, C. (2018). *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. Florida, Estados Unidos: CRC Press.
24. Hirschey, M. (enero, 1985). Market structure and market value. *Journal of Business*, 58(1), 89-98. Recuperado de <https://www.jstor.org/stable/2352911>.
25. Jenkins, J. y Pérez, I. (2014). *The remuneration challenge: new solution for the regulation of electricity distribution utilities under high penetrations of distributed energy resources and smart grid technologies* (Tesis de maestría). Instituto Tecnológico de

Massachusetts, Estados Unidos. Recuperado de https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2014/09/CEEPR_WP_2014-005.pdf.

26. Johnstone, D. (marzo, 2003). Replacement cost asset valuation and regulation of energy infrastructure tariffs. *ABACUS*, 39(1), 1-14. Recuperado de https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Johnstone_Replacement_Cost_Asset.pdf
27. Junior, P., Martins, C., Bernardino, R. y Pereira, R. (2019). *PTP synchronization performance evaluation with process bus load*. Brasil: Cigre.
28. Kanabar, M. (2011). *Investigating performance and reliability of process bus networks for digital protective relaying* (Tesis de licenciatura). The University of Western Ontario, Estados Unidos.
29. Laffont, J. y Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Londres, Inglaterra: The MIT Press.
30. Lee, W.-J., Lin, C. y Swift, L. (mayo, 2001). Wheeling charge under a deregulated environment. 2000 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference. Conference Record. Conferencia llevado a cabo en Florida, Estados Unidos.
31. Lehtonen, T. y Hällström, J. (julio, 2016). A reference merging unit and calibration setup for sampled values over ethernet. 2016 *Conference on Precision Electromagnetic Measurements*. Conferencia llevado a cabo en Ottawa, Canada.

32. López, D. y Tabares, S. (julio, 2014). *Estudio de la tasa de remuneración del sistema de transmisión nacional de energía eléctrica en Colombia* (Tesis de licenciatura). Universidad Eafit, Colombia. Recuperado de <http://hdl.handle.net/10784/5317>.
33. Lozano, J., Luyo, J. y Molina, Y. (2018). El mercado eléctrico mayorista: agentes y modelos de organización. *TECNIA*, 28(1), 61-72.
34. Makovsek, D. (2015). *The regulatory asset base model and the project finance model a comparative analysis*. Paris, Francia: International Transport Forum.
35. Meier, S. y Wener, T. (2016). *Performance considerations in digital substations*. Edinburgh, Escocia: EIT.
36. Ministerio de Energía y Minas (2017). *Sector eléctrico en Guatemala*. Guatemala: Autor.
37. Ministerio de Energía y Minas (2020). *Plan de expansión del sistema de transporte 2020-2050*. Guatemala: Autor.
38. Ministerio de Energía y Minas (2020). *Plan de expansión del sistema de generación y transporte 2020-2034*. Guatemala: Autor.
39. Pengcheng, Z. (2012). *IEC 61850-9-2 process bus communication interface for light weight merging unit testing environment*. Estocolmo, Suecia: KTH Electrical Engineering. Recuperado de http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:559563/FULLTEXT02?hc_location=ufi.

40. Pérez, E. (2008). *Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850*. Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas.
41. Resolución 521-01. *Norma de Coordinación Comercial No. 9*. Diario Centroamérica. Guatemala. 6 de abril de 2006.
42. Reyes, J. (2006). *Método de cálculo de peaje en los sistemas de transporte de Guatemala, basado en las contribuciones de flujo de potencia* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0610_EA.pdf.
43. Rojas, J. (2016). *Evaluación de las implicaciones del nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico en la región centroamericana, en el caso del mercado eléctrico de Guatemala, para las transacciones de electricidad hacia la región centroamericana* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/03/03_5410.pdf.
44. Rojas, Y. (2020). *Process bus principles and portfolio*. Núremberg, Alemania: Siemens AG.
45. Santizo, M. (2004). *Métodos de asignación de costos del sistema de transporte* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0532_EA.pdf.
46. Sckendzic, V., Ender, I., & Zweigle, G. (abril, 2007). IEC 61850-9-2 process bus and its impact on power system protection and control

reliability. *9th Annual Western Power Delivery Automation Conference*. Conferencia llevada a cabo en Washington, Estados Unidos.

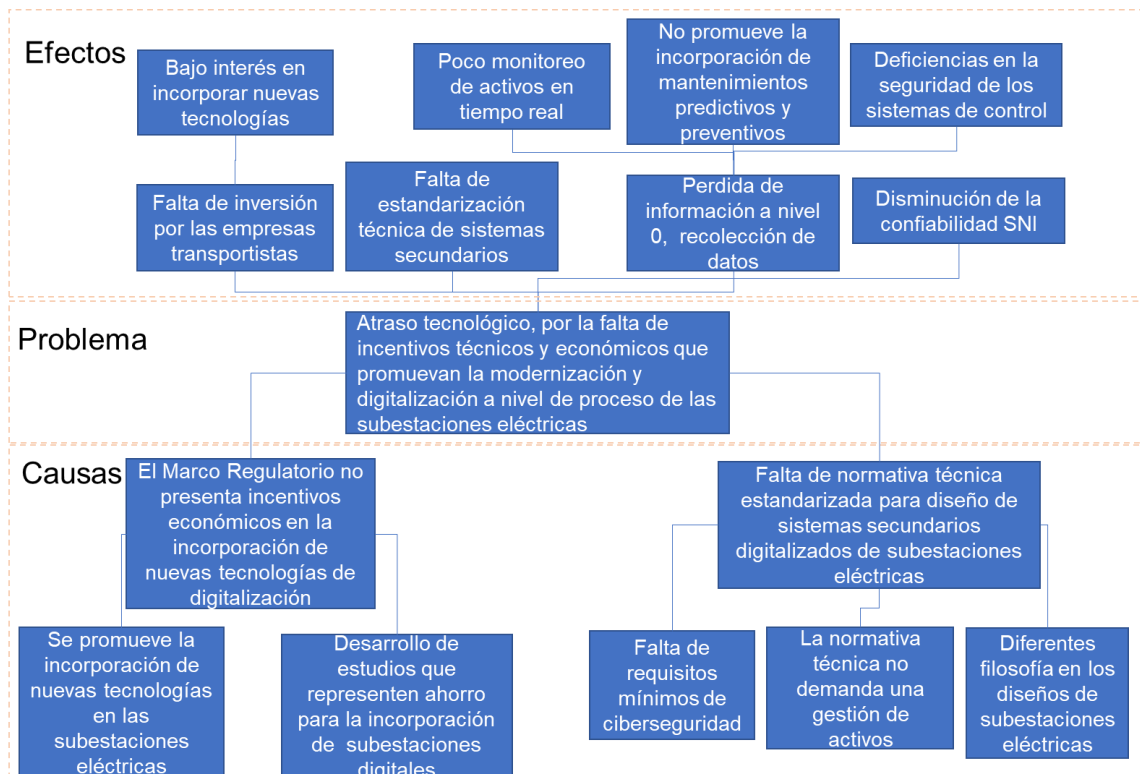
47. Serna, D. (2015). *Remuneración eficiente en la transmisión de energía eléctrica en Colombia* (Tesis de maestría). Universidad EAFIT, Colombia. Recuperado de <http://hdl.handle.net/10784/7788>.
48. Shirmohammadi, D., Vieira, X., Gorenstin, B. y Pereira, M. (mayo, 1996). Some fundamental technical concepts about cost-based transmission pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2), 1002-1008.
49. Toscano, M. (2010). *Automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850 y el IEC 61850 para el envío de datos* (Tesis de licenciatura). Universidad Ricardo Palma, Lima. Recuperado de <http://repositorio.urp.edu.pe/handle/urp/66>.
50. Valverde, F. (2019). *Mercado eléctrico*. España: Elearning S.L.
51. Vargas, C. (2016). *Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. Recuperado de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/55771>.
52. Vargas, L. (noviembre, 2015). Trayectoria tecnológica de los mercados eléctricos en Centroamérica. *Revista de Política Económica y*

Desarrollo Sostenible, 1(1),1-23. Recuperado de <http://hdl.handle.net/11056/19404>.

53. Vásquez, D. (2015). *Análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de ETCEE* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/3397/>.
54. Wyatt, P. (2009). *Replacement cost and market value*. Estados Unidos: Emerald Group Publishing.
55. Zhao, P. (2012). *IEC 61850-9-2 process bus communication interface for light weight merging unit testing environment*. Estocolmo, Suecia: KTH Electrical Engineering.
56. Zurita, A. y Guanacaury, G. (enero, 2014). Arquitecturas de red LAN para la automatización de subestaciones, basadas en la norma IEC 61850 (RSTP, PRP y HSR). *Revista Técnica Energía*, 10(1), 133-141.

14. APÉNDICES

Apéndice 1. Árbol de problemas



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Apéndice 2. Matriz de coherencia

MATRIZ DE COHERENCIA			
Preguntas de investigación	Objetivos	Metodología	Resultados esperados
<p>Principal</p> <p>¿Cuáles son las necesidades, impactos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala?</p> <p>Auxiliares</p> <p>¿Cuáles son los impactos, respecto a la regulación actual, que tienen los agentes transportistas al implementar nuevas tecnologías en sus subestaciones eléctricas?</p>	<p>Principal</p> <p>Determinar las necesidades, impactos y requerimientos para la digitalización a nivel de proceso de las subestaciones eléctricas en Guatemala.</p> <p>Auxiliares</p> <p>-Identificar los impactos, respecto a la remuneración actual que tienen los agentes transportistas, al implementar nuevas tecnologías en sus subestaciones eléctricas.</p>	<p>Auxiliares</p> <p>-Se realizará una encuesta a los agentes transportistas para poder identificar los impactos que el agente visualiza en los criterios de remuneración actual para la implementación de subestaciones digitales a nivel de proceso</p>	<p>Auxiliares</p> <p>-Conocer las opiniones respecto a las necesidades e impactos que presentan actualmente los agentes transportistas en implementar nuevas tecnologías</p>
<p>¿De qué manera impacta la digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso en comparación de los sistemas convencionales?</p>	<p>-Estimar el impacto de la digitalización de subestaciones eléctricas a nivel de proceso en comparación de los sistemas convencionales.</p>	<p>-Se evaluará técnica y económicamente el costo de una subestación digital y convencional para poder determinar el impacto que tiene una tecnología respecto a la otra.</p>	<p>-Se espera obtener mayores beneficios técnicos y económicos aplicando la nueva tecnología comparada con la convencional</p>
<p>¿Cómo impacta la nueva tecnología considerando el método de remuneración actual utilizado para los agentes transportistas?</p>	<p>-Determinar el impacto de la nueva tecnología en el método de remuneración actual de los agentes transportistas.</p>	<p>-Se determinará el impacto de la nueva tecnología comparándola con la tecnología convencional considerando el costo anual de transmisión o peaje.</p>	<p>-Se espera que el CAT obtenido para la tecnología digital sea menor al CAT obtenido en la tecnología convencional.</p>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Apéndice 3. Cuestionario

1. ¿A qué departamento de Guatemala pertenece?
2. ¿A qué empresa de transmisión pertenece? Seleccione.
 - TRELEC.
 - TRECAS.
 - ETCEE.
 - RECSA.
 - Otros.
3. ¿En qué área labora? Seleccione.
 - Planificación.
 - Ingeniería.
 - Mantenimiento Operación.
 - Gerencia.
4. ¿Sabe cuál es el método de remuneración para los agentes transportistas?
 - Peaje.
 - Canon.
 - Ambos.
5. ¿Quién aprueba la remuneración de los agentes transportistas?
 - AMM.

Continuación apéndice 3.

- CNEE.
- MEM.

6. ¿Cree que el de remuneración actual incentiva a los agentes transportistas a invertir en nuevas tecnologías?

- Sí.
- No.
- Parcialmente.

7. ¿Con el método de remuneración actual estaría dispuesto a invertir en nuevas tecnologías para subestaciones eléctricas de transmisión?

- Sí.
- Incierto.
- No aplica.

8. ¿Indique las causas por las cuales no implementaría una subestación digital a nivel de proceso? Seleccione las opciones que considere.

- Falta de remuneración.
- Desconocimiento de la tecnología.
- Falta de confianza en el desarrollo tecnológico.
- La implementación no es necesaria.
- Contaminación ambiental.
- Precios de mercado.

Continuación apéndice 3.

9. ¿Por qué implementaría una subestación digital a nivel de proceso?
Seleccione las opciones que considere.

- Ahorros económicos en equipos primarios.
- Disminución de cobre.
- Incremento de seguridad al realizar pruebas o mantenimientos.
- Ahorros económicos en obra civil.
- Aprovechamiento de la información.
- Disminución de fibra óptica.
- Falta de espacio.
- Se percibe la remuneración completa por la inversión.

10. ¿Cree que la inversión de capital que representa una subestación digital a nivel de proceso sea remunerada completamente? Indique el porcentaje.

- 0 %
- 30 %
- 60 %
- 100 %

11. ¿Qué expectativas tiene como agente transportista en la implementación de subestaciones digitales? Seleccione el nivel.

- Nivel de proceso parcial.
- Nivel de proceso completo.
- Nivel de estación.

Continuación apéndice 3.

12. ¿Cuáles son los desafíos económicos que se han enfrentado al momento de implementar subestaciones digitales a nivel de proceso?
- Adquisición de habilidades.
 - No hay reconocimiento por parte del ente regulador.
 - Inversión en herramientas (hardware y software).
 - Estudio de costos preliminares.
 - Mayor CAPEX.
 - Ninguno.
13. ¿Cree que la remuneración actual no los incentiva y qué cambios haría? Especifique tomando en cuenta que el CAT afecta a la tarifa y por ende al usuario final.

Fuente: elaboración propia.