



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
(RCM) PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO DE
230 KV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA**

Fredy Alexander Lepe Milián

Asesorado por el M.B.A. Ing. Saúl Cabezas Durán

Guatemala, octubre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD
(RCM) PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO DE
230 KV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

FREDY ALEXANDER LEPE MILIÁN

ASESORADO POR EL M.B.A. ING. SAÚL CABEZAS DURÁN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez (a.i.)
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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 DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO DE 230 KV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha agosto de 2018.

Fredy Alexander Lepe Milián

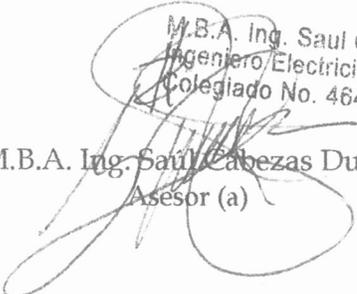
Guatemala, 11 de agosto de 2018.

Director
Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.
Estimado Director:

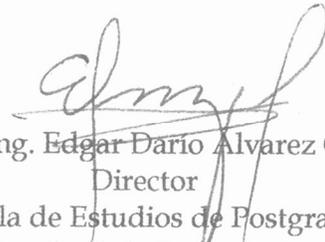
Reciba un atento y cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado los cursos aprobados del primer año y el Diseño de Investigación de la estudiante **Fredy Alexander Lepe Milián** con carné número **201114682**, quien optó la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la **Maestría de Ingeniería en Mantenimiento**.

Y si 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 Decimo, 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.

Sin otro particular, atentamente,


M.B.A. Ing. Saul Cabezas Duran
Ingeniero/Electricista
Colegiado No. 4648
Asesor (a)


Dra. Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola
Coordinadora de Área
Gestión y Servicios


M.A. Ing. Edgar Darío Alvarez Cortés
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Cc: archivo/L.Z.L.A.

RESOLUCIÓN DE JUNTA DIRECTIVA: Proceso de Graduación aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011.



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística de su Proyecto de Graduación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO DE 230 KV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA, presentado por el estudiante universitario FREDY ALEXANDER LEPE MILIÁN, considerando que el protocolo es viable para realizar el Diseño de Investigación procedo aprobarlo, ya que cumple con los requisitos establecidos por la Facultad de Ingeniería.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Otto Fernando Andrino González
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica



Universidad de San Carlos
De Guatemala

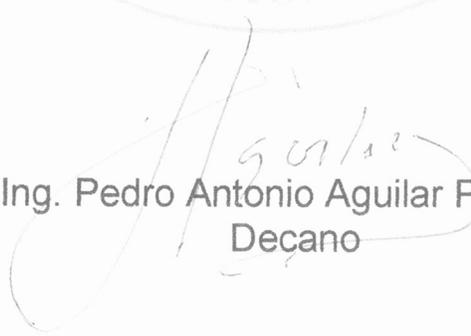


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.382.2018

El Decano 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 DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIO DE 230 KV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA**, presentado por el estudiante universitario: **Fredy Alexander Lepe Milián**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, Octubre de 2018

/edr

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por permitirme los medios para culminar mi carrera universitaria.
Mis padres	Fredy Lepe y Gladys Milián. Por el apoyo mostrado durante todo el proceso.
Mi hermana	Heidy Lepe. Por sus palabras de aliento y oraciones.
Mis tíos	Carlos Lepe y Byron Milián. Por ser una influencia profesional importante en mi vida.
Mi familia	Por demostrarme siempre su apoyo y palabras de motivación.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por formarme como profesional.

Mi madre

Por luchar arduamente desde su juventud hasta la fecha para contar con los medios necesarios y apoyar mi carrera universitaria.

Mis amigos

Por compartir salones de clases, proyectos y triunfos.

Mis primos

Por estar al pendiente, por la unidad y por su apoyo continuo.

Compañeros de trabajo

Por su valiosa amistad y apoyo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	5
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
3.1. Pregunta general	10
3.2. Pregunta específica 1	10
3.3. Pregunta específica 2	10
3.4. Pregunta específica 3	10
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. Objetivo general	13
5.2. Objetivo específico 1	13
5.3. Objetivo específico 2	13
5.4. Objetivo específico 3	13
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN.....	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17

7.1.	Subestaciones en Guatemala	17
7.1.1.	Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.....	17
7.1.2.	Subestaciones 230 kV en Guatemala	18
7.2.	Subestaciones eléctricas.....	19
7.2.1.	Subestación eléctrica	19
7.2.2.	Tipos de subestaciones eléctricas.....	19
7.2.3.	Diagrama unifilar	20
7.2.4.	Tipos de configuración de subestaciones.....	21
7.2.4.1.	Diagrama con un solo juego de barras...22	
7.2.4.2.	Diagrama con un juego de barra principal y un juego de transferencia....22	
7.2.4.3.	Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares ..23	
7.2.4.4.	Diagrama con doble juego de barras o barra partida	25
7.2.4.5.	Diagrama con triple juego de barras.....	26
7.2.4.6.	Diagrama con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares	27
7.2.4.7.	Diagrama con arreglo en anillo sencillo	28
7.2.4.8.	Diagrama con arreglo en anillo sencillo. Variante B.....	29
7.2.4.9.	Diagrama con arreglo de interruptor y medio.....	30
7.2.5.	Equipo principal de una subestación eléctrica.....	31
7.2.5.1.	Interruptores de potencia.....	31
7.2.5.2.	Seccionadores.....	31
7.2.5.3.	Fusibles	32

	7.2.5.4.	Reactores	32
	7.2.5.5.	Barras colectoras	33
	7.2.5.6.	Transformadores de tensión	33
	7.2.5.7.	Transformadores de corriente.....	33
	7.2.5.8.	Bobinas de bloqueo	34
	7.2.5.9.	Pararrayos	34
7.3.		Subestaciones aisladas en gas (GIS).....	35
	7.3.1.	Costo de una subestación eléctrica aislada en gas	35
	7.3.2.	Tipos de subestaciones aisladas en gas	36
	7.3.3.	Ventajas de una subestación aislada en gas	37
	7.3.4.	Componentes de una subestación aislada en gas.....	38
		7.3.4.1. Barras colectoras	38
		7.3.4.2. Aisladores	38
		7.3.4.3. Evolventes	38
		7.3.4.4. Hermetismo del gas.....	39
		7.3.4.5. Cuchillas	39
		7.3.4.6. Cuchillas de puesta a tierra	39
		7.3.4.7. Interruptores	39
		7.3.4.8. Transformadores de potencial	40
		7.3.4.9. Transformadores de corriente.....	40
		7.3.4.10. Pararrayos	40
		7.3.4.11. Gabinete de control.....	40
7.4.		Normas técnicas aplicables	41
	7.4.1.	Pruebas.....	41
		7.4.1.1. Pruebas tipo.....	42
		7.4.1.2. Pruebas de rutina.....	43
		7.4.1.3. Pruebas de verificación después del montaje.....	43
7.5.		Mantenimiento	44

7.6.2.8.	Normas técnicas para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable (NTGDR) y usuarios autoprodutores con excedentes de energía	54
7.6.2.9.	Norma técnica para la expansión del sistema de transmisión (NTT).....	54
7.6.2.10.	Normas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (Acometidas)	55
7.6.2.11.	Norma técnica de conexión	55
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	57
9.	METODOLOGÍA.....	61
9.1.	Diseño de investigación.....	61
9.2.	Tipo de estudio	61
9.3.	Alcance.....	61
9.4.	Variables e indicadores	62
9.5.	Fases de la investigación	62
9.6.	Resultados esperados.....	63
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	65
11.	CRONOGRAMA.....	67
12.	RECURSOS NECESARIOS Y FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	69
12.1.	Factibilidad operativa.....	69
12.2.	Factibilidad técnica	69

12.3. Factibilidad económica.....	70
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
APÉNDICE	75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema Nacional Interconectado	17
2.	Red 230 kV de Guatemala.....	18
3.	Diagrama unifilar.....	20
4.	Un solo juego de barras.....	22
5.	Un juego de barra principal y uno de transferencia	23
6.	Juego de barras principales y uno de barras auxiliares	24
7.	Doble juego de barras o barra partida.	25
8.	Triple juego de barras	26
9.	Doble juego de barras principales con barra auxiliar	27
10.	Anillo sencillo	28
11.	Anillo sencillo. Variante B	29
12.	Interruptor y medio.....	30
13.	Marco regulatorio	51
14.	Cronograma de desarrollo de la investigación.....	67

TABLAS

I.	Comparación de costos	36
II.	Presupuesto para el desarrollo de la investigación.....	70

GLOSARIO

Aislado en gas	Hace referencia al tipo de aislamiento en una subestación eléctrica, cuyo componente principal es el hexafloruro de azufre.
Confiabilidad	Capacidad de un sistema o equipo de realizar una función de la manera prevista.
Correctivo	Procedimientos orientados a la reparación de un modo de falla.
Energía no suministrada	Hacer referencia a la cuantificación de energía que no ha sido posible entregar al usuario final por restricciones en el sistema de potencia.
Hexafluoruro de azufre	Gas utilizado en los confinamientos de elementos eléctricos sometidos a tensiones altas, cuyo objetivo es la extinción del arco producido entre piezas energizadas.
Mantenimiento	Conjunto de procedimientos cuyo objetivo es asegurar que los bienes físicos continúen cumpliendo las funciones que sus usuarios esperan.
Potencial de generación	Se denomina así a la capacidad que tiene un determinado punto para generar energía eléctrica.

Predictivo	Procedimiento orientado a la prevención de un modo de falla a través de técnicas de detección de estado y probabilidad de fallo.
Preventivo	Procedimientos orientados a la prevención de un modo de falla.
Subestación eléctrica	Conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia. Sus funciones principales son: transformar y derivar circuitos de potencia.
Usuario final	Se denomina así al individuo que utiliza la energía ya sea para <i>confort</i> o para la producción de bienes o servicios.
Voltio	Unidad de medida del potencial eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

Guatemala posee uno de los sistemas de transporte de energía eléctrica más robustos de la región centroamericana, su desarrollo ha permitido la evacuación desde los centros de generación hasta los centros de consumo. Actualmente el sistema de transporte eléctrico está compuesto por líneas de transmisión y subestaciones en 69, 138, 230 y 400 kilovoltios (kV). El presente diseño de investigación busca definir una metodología general para el mantenimiento, centrado en la confiabilidad de subestaciones con nivel de tensión primario en 230 kV, aisladas en gas y con configuración en doble barra. La investigación se orienta a las subestaciones existentes en Guatemala, así como a posibles incorporaciones de nuevas subestaciones con dichas características. Al día de hoy existen 2 subestaciones con nivel de tensión primario en 230 kV aisladas en gas.

La red de 230 kV ha tenido una inversión económica importante durante los últimos años tras la construcción del Plan de Expansión del Sistema Transporte PET-1-2009. Este incorpora 11 nuevas subestaciones eléctricas en 230 kV al sistema de transporte actual y busca, entre otros, aumentar la continuidad del servicio, razón por la que es importante garantizar la confiabilidad en su operación. Lo expuesto anteriormente puede alcanzarse enfocándose en la correcta gestión del mantenimiento, teniendo como fin prioritario la confiabilidad de dichas subestaciones. Es importante mencionar que la instalación de las subestaciones contempladas en el plan de expansión ha tenido dificultades en su construcción por los altos costos de servidumbre, que están directamente relacionados al tamaño del terreno necesario. Dado que las subestaciones GIS ocupan menos espacio y son menos visibles, no se descarta

la posibilidad de que cualquiera de las 11 nuevas pueda utilizar este tipo de tecnología.

Actualmente, los procedimientos de mantenimiento a subestaciones eléctricas se desarrollan basados en el uso de métodos tradicionales, sin un enfoque específico más que la ejecución del mantenimiento. Dichas prácticas no permiten orientar las actividades de mantenimiento hacia la confiabilidad de la subestación eléctrica en general.

Siendo una subestación eléctrica en 230 kV con configuración en doble barra un elemento de mucha importancia dentro del Sistema Nacional Interconectado, esta debe garantizar la continuidad de operación de sus equipos. Esto se alcanza con la implementación de un mantenimiento centrado en la confiabilidad, es decir, que todas las actividades del mantenimiento de la subestación deben orientarse a la continuidad en el servicio.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad, según lo define Moubray (1997), "es un proceso usado para determinar qué debe hacerse para asegurar que todo bien físico continúe funcionando como sus usuarios lo desean en el presente contexto operativo". Busca en forma general identificar los modos de fallo de los equipos que conforman un sistema; posteriormente se utilizan procedimientos de mantenimiento que permitan minimizar o eliminar el riesgo de falla de dichos equipos.

Para el caso de una subestación eléctrica, se analizan los modos de fallo de los equipos, tales como: el transformador, interruptor, regulador de tensión, entre otros. Posteriormente se definen las técnicas de mantenimiento a utilizar para cada equipo, minimizando su riesgo de falla. El mantenimiento centrado en la confiabilidad en una subestación eléctrica aumenta la continuidad del servicio

de energía eléctrica, brindando así un mejor servicio por tiempos más prolongados.

La investigación contempla el desarrollo de los siguientes capítulos: el primer capítulo contiene el marco teórico, en el cual se detallan los conceptos básicos sobre el cual se fundamenta la investigación. En este, se hace una descripción de los componentes fundamentales de una subestación eléctrica, así como la descripción de los principios del mantenimiento centrado en confiabilidad y criterios de aplicación. En el capítulo dos se presenta el desarrollo de la investigación, describiendo la metodología a utilizar para la definición del mantenimiento centrado en la confiabilidad. También se describen las características de los equipos y rutinas de mantenimiento. El capítulo tres describe los modos de fallo de cada equipo de la subestación, ponderando la severidad del fallo y su probabilidad de ocurrencia. Posteriormente se definen los procedimientos de mantenimiento que garanticen la confiabilidad de los equipos. El capítulo cuatro presenta el mantenimiento centrado en la confiabilidad -RCM- desde un enfoque holístico, describiendo las rutinas de mantenimiento que aseguran la continuidad en servicio de la subestación. Finalmente se proponen indicadores de desempeño que permiten evaluar la efectividad del mantenimiento propuesto.

2. ANTECEDENTES

Jamsek y Bakic (2006) comparten la experiencia de la evaluación de la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad en subestaciones de la red eléctrica de Eslovenia, describiendo lo atractivo desde el punto de vista financiero, estimando una reducción de hasta el 25 % del presupuesto tradicional y cumpliendo los mismos estándares de confiabilidad para los usuarios. Es importante mencionar que la edad media de los activos físicos de dicha subestación es de 30 años, lo que implica un mayor costo en mantenimiento. Asimismo, Yli-Salomäki (2005) puntualiza que, en la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad a una subestación en Finlandia, se reduce el 20 % del costo de las actividades de mantenimiento preventivo. Para ambos casos se reduce presupuesto asignado para el mantenimiento, a causa de la aplicación de la estrategia RCM.

Desde el punto de vista técnico Yli-Salomäki (2005) establece que, en la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad en la subestación de Finlandia, los equipos de interrupción SF6 extendieron su tiempo de interrupción desde 2 hasta 8 años. Este equipo es vital para garantizar la operación segura de la subestación eléctrica. En el mismo sentido, Vilayphonh, et al. (2017), presentan las experiencias de la evaluación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para la subestación eléctrica de distribución Phontong, en Vientián, capital de Laos. Establecen que en el punto óptimo entre el presupuesto asignado para mantenimiento y el costo de salida de operación pueden reducirse las interrupciones en un 76,97 %. En las situaciones descritas se mantienen los estándares de confiabilidad, es decir se mejora la eficiencia de la gestión del mantenimiento sin comprometer la continuidad. Para este caso, el ahorro en el

presupuesto puede utilizarse para prolongar el tiempo entre fallas, esto dependerá de la importancia del equipo en análisis, de las exigencias de confiabilidad y disponibilidad de presupuesto.

Los casos presentados anteriormente corresponden a instalaciones de transmisión de energía eléctrica, no obstante, el mantenimiento centrado en confiabilidad también ha sido utilizado en sistemas de generación. Tal es el caso que presenta la IAEA (2008) respecto a la experiencia en mantenimiento centrado en confiabilidad en la planta nuclear de Asco/Vandellos, España. En dicha central de generación, tras la aplicación durante los años 1999, 2000 y 2001 del RCM, se logró la reducción en horas de trabajo del 24,41 %, 25,49 % y 28,77 %, respectivamente.

Regresando al enfoque de la investigación, Ozdemir y Kuldasi (2010), con una visión holística, elaboran el mantenimiento centrado en confiabilidad de un sistema de transmisión. Como resultado del análisis de la base de datos de fallas disponibles y criterios propios de mantenimiento, subdividen el sistema de transmisión en tres categorías principales: transformadores, líneas de transmisión y sistemas de interrupción (únicamente interruptores SF6). Esto no implica que en cada sistema de transmisión se tengan las mismas subdivisiones, pueden tener características propias, naturales por su topología, ubicación, carga, entre otros.

Basados en los antecedentes expuestos, es fácil inferir que cada sistema evaluado tiene características singulares, por lo que el mantenimiento centrado en la confiabilidad debe diseñarse a partir de una evaluación específica de cada sistema en estudio. Por otro lado, hay propiedades en subestaciones eléctricas que son compartidas desde el punto de vista de la funcionalidad. Para el desarrollo de un mantenimiento centrado en la confiabilidad es conveniente

iniciar con la división de la subestación en subsistemas a partir de la base de datos de fallas. Posteriormente se realiza el análisis correspondiente por cada subsistema, necesario para la definición del mantenimiento centrado en la confiabilidad sistemática de una subestación eléctrica.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, el Sistema Nacional Interconectado demanda una infraestructura confiable. En este sentido, los mantenimientos en las subestaciones eléctricas tienen una incidencia importante, puesto que influyen directamente en la continuidad del servicio eléctrico. Al día de hoy estos no se encuentran orientados hacia la confiabilidad, por lo que es necesario definir el tipo de mantenimiento que permita garantizar la continuidad del servicio.

Para la formulación de un mantenimiento que garantice la continuidad del servicio es importante contar con los procedimientos de mantenimiento actuales. Estos constituyen la base de referencia para la reorientación de las actividades del mantenimiento o la reformulación total de la estrategia. Para la evaluación de mejora de una propuesta es indispensable tener mecanismos de verificación comparables. Para este caso es necesario contar con información histórica que pueda ser contrastada con resultados tras la implementación de cambios. Esta información debe estar directamente relacionada con la continuidad del servicio de la subestación, puesto que se pretende mejorar la confiabilidad del sistema.

Las rutinas de mantenimiento utilizadas actualmente tienen costos asociados, cuyo valor depende de las exigencias en confiabilidad, es decir, a mayor exigencia mayores intervenciones y por ende mayor presupuesto. En muchas situaciones hay sobrecostos en el mantenimiento, como el caso de la subestación en Finlandia, sobre la que Yli-Salomäki (2005) expresa que tras la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad los costos de las actividades de mantenimiento preventivo se reducen en 20 %. Estos costos pueden reducirse, como también se presentan situaciones en las que es

necesario asignar un mayor presupuesto con tal de cumplir las exigencias requeridas. Sin embargo, actualmente las subestaciones en Guatemala no tienen un criterio de optimización para cumplir los requisitos mínimos.

3.1. Pregunta general

¿El mantenimiento centrado en la confiabilidad garantiza la continuidad de servicio de una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?

3.2. Pregunta específica 1

¿Cómo se realiza el mantenimiento actual en las subestaciones con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?

3.3. Pregunta específica 2

¿Qué indicadores de desempeño permiten determinar la frecuencia y duración de las interrupciones presentadas en una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?

3.4. Pregunta específica 3

¿Cuántas intervenciones de mantenimiento al año deben realizarse en una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra, para garantizar los límites mínimos exigidos por la regulación actual?

4. JUSTIFICACIÓN

La energía eléctrica es un servicio que mejora la calidad de vida de los ciudadanos y la producción de las industrias en el sector dependen de ella, por lo que garantizar un suministro de calidad y confiable refleja un beneficio de país importante. Fundamentalmente una subestación eléctrica tras una salida de operación, dependiendo de la configuración, puede comprometer el suministro de energía a todas las cargas asociadas a esta. Actualmente el mantenimiento a las subestaciones en 230 kV, con configuración en doble barra y aisladas en gas, se realiza sin tener una orientación a la confiabilidad. Por esta razón es necesario diseñar un procedimiento general que permita orientar todas las actividades del mantenimiento centrándolas en la confiabilidad. Derivado de lo anterior el desarrollo de investigación se enmarca dentro de la línea de investigación de la gestión del mantenimiento. Mejorando la gestión se pretende controlar la efectividad del mantenimiento propuesto, lo cual puede evaluarse mediante indicadores de duración e interrupción de fallas.

Cada interrupción del suministro eléctrico representa pérdidas económicas, dado que gran parte de la producción depende de la electricidad para realizar su producción. Según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas (2017), se necesitan 0,1108 GWh para producir 1 millón de quetzales en industria manufacturera. Es decir que, al no suministrar 0,1108 GWh cuando se necesitan, el país deja de percibir un incremento en la riqueza de 1 millón de quetzales. Esto denota la importancia de tomar las medidas necesarias para garantizar la continuidad del servicio.

Al desarrollar la investigación se busca orientar todas las actividades de mantenimiento de una subestación eléctrica, a un enfoque de confiabilidad cuya aplicación garantice la continuidad en operación de la subestación. El desarrollo de esta investigación constituirá una guía para la aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para subestaciones eléctricas con nivel de tensión primario 230 kV, con configuración en doble barra y aislada en gas.

Con el modelo de mantenimiento adecuado pueden reducirse las salidas en operación de fallas que pueden ser controladas o mitigadas con el correcto control. Al garantizar la continuidad de suministro se impacta positivamente en el desarrollo económico, beneficiando a las industrias, comercios y hogares cuyo suministro está asociado a una subestación con la adecuada técnica de mantenimiento.

5. OBJETIVOS

5.1. Objetivo general

Diseñar el mantenimiento centrado en la confiabilidad para una subestación eléctrica con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra.

5.2. Objetivo específico 1

Describir la metodología de mantenimiento actual utilizada en las subestaciones eléctricas con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra existentes en Guatemala.

5.3. Objetivo específico 2

Identificar los indicadores que permitan determinar los datos de salida en operación de las subestaciones eléctricas con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra existentes en Guatemala.

5.4. Objetivo específico 3

Determinar la cantidad de intervenciones de mantenimiento al año para una subestación eléctrica con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra, necesarias para cumplir con los requerimientos mínimos exigidos por la regulación actual.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Un sistema eléctrico necesita estrategias, dentro del contexto del mantenimiento, que permitan garantizar la continuidad en operación de las subestaciones eléctricas. También requiere tener parámetros de comparación con los cuales contrastar la implementación de cualquier alternativa propuesta. Además, es necesario elaborar un presupuesto que permita identificar la reducción o aumento en costos relacionados al mantenimiento para el cumplimiento de las exigencias contenidas en las normas técnicas nacionales.

Con el desarrollo de la presente investigación, se pretende satisfacer las necesidades descritas anteriormente mediante la creación del mantenimiento centrado en la confiabilidad. No obstante, previo a la presentación de dicho mantenimiento, se busca describir la metodología actual utilizada en la subestación eléctrica en estudio. Esto permite tener la referencia de comparación para los posteriores cálculos de costos, así como para el contraste entre la manera tradicional de llevar a cabo el mantenimiento y la propuesta del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

Para el desarrollo de la investigación es necesario indagar a profundidad la metodología utilizada en el modelo de mantenimiento centrado en la confiabilidad. Esto se logra recopilando la mayor cantidad de información disponible y teniendo un amplio criterio para lograr adaptarlo a la necesidad. Asimismo, es necesario disponer de las características de la red del sistema nacional interconectado, configuración de subestaciones, niveles de tensión, cargas asociadas y la ubicación para identificar aquellas que pueden ser objeto de aplicación de la presente investigación.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Subestaciones en Guatemala

Una red de transporte eléctrica está conformada por subestaciones, líneas que interconectan dichas subestaciones y demás elementos que permiten la transmisión de flujos de potencia.

7.1.1. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala

La figura 1 presenta las principales subestaciones que conforman el Sistema Nacional Interconectado y sus respectivas líneas de transmisión.

Figura 1. Sistema Nacional Interconectado



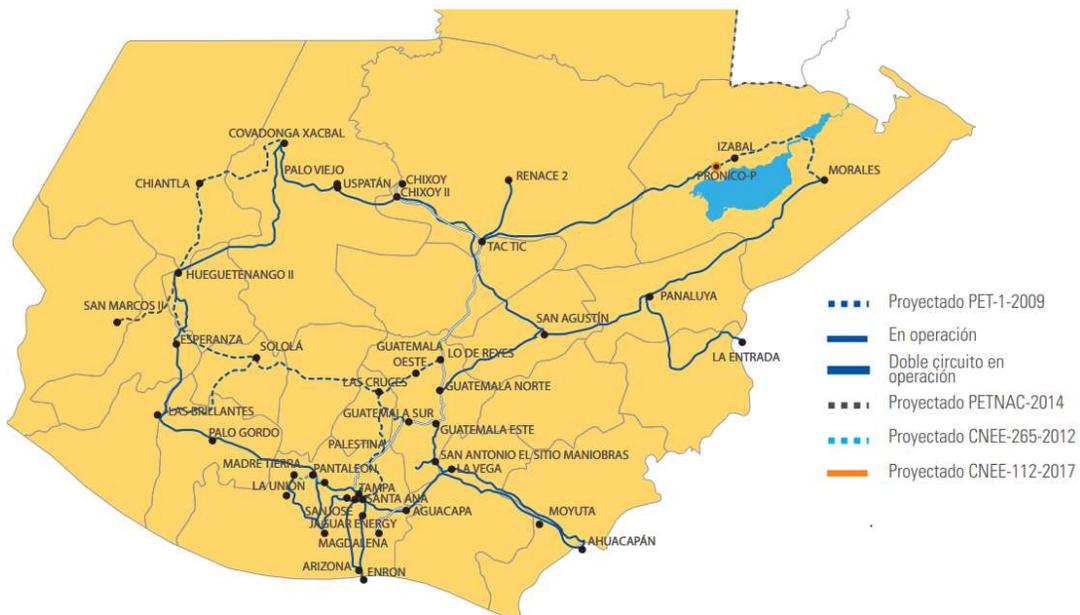
Fuente: AMM. Informe estadístico 2016.

En Guatemala, el sistema de transporte de energía eléctrica cuenta con niveles de tensión en 69 kV, 138 kV, 230 kV y 400 kV.

7.1.2. Subestaciones 230 kV en Guatemala

Guatemala, a través de los planes de expansión del sistema de transporte, busca el fortalecimiento de la red en 230 kV, permitiendo la evacuación de la energía desde los centros de potencial. La siguiente ilustración muestra la ubicación de las subestaciones en 230 kV existentes a la fecha:

Figura 2. Red 230 kV de Guatemala



Fuente: MEM. Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032.

7.2. Subestaciones eléctricas

A continuación, se presenta la definición de una subestación eléctrica, sus componentes importantes y sus formas de configuración.

7.2.1. Subestación eléctrica

“Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar y derivar circuitos de potencia.” Martín (2000). En Guatemala existen ambos tipos de subestación, para derivar circuitos y para transformar; a aquellas cuya función es transformar niveles de tensión se les conoce como subestación de transformación, mientras que a aquellas que se utilizan para derivar circuitos se les conoce como subestaciones de maniobra.

7.2.2. Tipos de subestaciones eléctricas

Martín (2000) realiza una clasificación de los tipos de subestaciones segmentándolas de la siguiente forma.

Por su función:

- Subestaciones variadoras de tensión
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuitos
- Subestaciones mixtas (mezcla de las 2 anteriores)

Por su potencia y tensión:

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 kV y 115 kV.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 kV.

Estos son valores de referencia del autor, no obstante, Guatemala presenta una diferencia en la clasificación de infraestructura de transmisión y distribución. Los niveles de transmisión son considerados desde 69 kV o mayores, mientras que las redes de distribución, por lo general se sitúan por debajo de 69 kV, siendo los valores típicos en 34.5 kV y 13.8 kV.

7.2.3. Diagrama unifilar

Según la definición de Martín (2000), un diagrama unifilar de una subestación “es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos”. A manera de ejemplo se muestra la figura 3, representando un diagrama unifilar:

Figura 3. Diagrama unifilar



Fuente: STEVENSON (1985). *Análisis de sistemas de potencias*.

El hecho de representar el diagrama haciendo uso de un solo hilo facilita la interpretación. Es importante destacar que esta representación solo es para fines de diagramación, en el caso real, estos sistemas son trifásicos.

También se establece en cuanto a la selección del tipo de diagrama unifilar a utilizar que: “la elección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema” Martín (2000). Este mismo autor describe adicionalmente que “los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación son los siguientes: continuidad de servicio, versatilidad de operación, facilidad de mantenimiento de los equipos y la cantidad y costo del equipo eléctrico”.

El tipo de configuración a utilizar determinará la complejidad del sistema, incrementando el número de equipos y, por lo tanto, el presupuesto del mantenimiento.

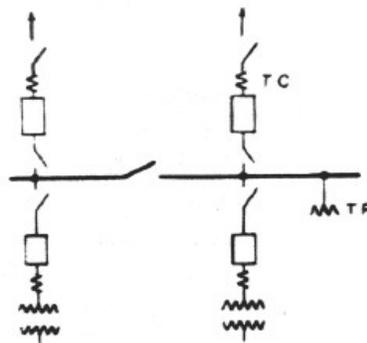
7.2.4. Tipos de configuración de subestaciones

El tipo de configuración de una subestación definirá la cantidad de equipos requeridos y la disposición de estos. Martín (2000) define los siguientes tipos de configuración de subestaciones:

7.2.4.1. Diagrama con un solo juego de barras

Esta configuración es la más sencilla, consta de una sola barra; en caso de una falla se provoca la apertura de todos los interruptores sacando de operación la subestación. El mantenimiento de interruptores se dificulta dado que es necesario dejar parte de la subestación sin servicio, esto solo si se cuenta con el juego de cuchillas seccionadoras de lo contrario es necesario sacar de operación la subestación completa. Esta configuración cuenta con una baja cantidad de equipo, por lo tanto, tiene un costo reducido en comparación con otros arreglos.

Figura 4. Un solo juego de barras



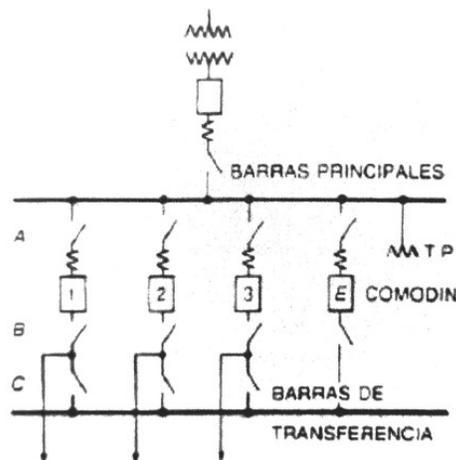
Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas*.

7.2.4.2. Diagrama con un juego de barra principal y un juego de transferencia

Esta configuración es una variación del diagrama con un solo juego de barras. Tiene la característica de contar con un interruptor adicional para el mantenimiento de cualquier otro interruptor (uno a la vez). Esta

configuración permite dar mantenimiento a un interruptor sin sacar de operación los circuitos conectados a la subestación.

Figura 5. **Un juego de barra principal y uno de transferencia**

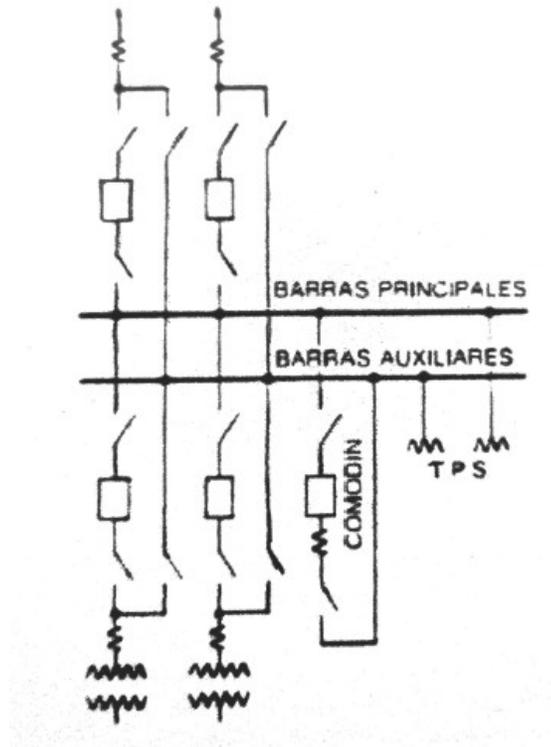


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.2.4.3. Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares

Con este tipo de configuración se mejora la continuidad en la operación, permitiendo el mantenimiento o reparación de cualquier interruptor sin desconectar líneas o bancos de transformadores asociadas a la subestación eléctrica. Cabe destacar que esta configuración está conformada por una mayor cantidad de equipos por lo que aumenta su costo de inversión, así como las rutinas de mantenimiento.

Figura 6. Juego de barras principales y uno de barras auxiliares

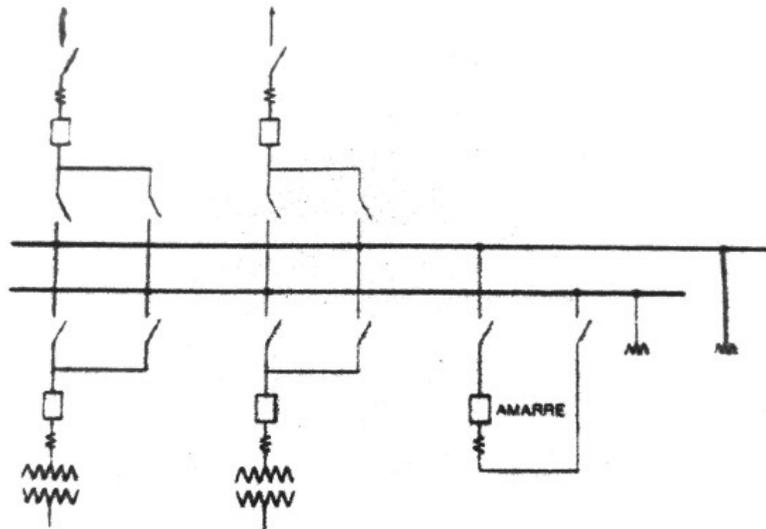


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas*.

7.2.4.4. Diagrama con doble juego de barras o barra partida

Es una de las configuraciones más utilizadas, tiene la propiedad de conectar el mismo número de líneas y transformadores en cada barra. Tiene como desventaja el hecho de tener que sacar de operación la línea de transmisión o transformador asociado al interruptor objeto de mantenimiento o reparación. El interruptor de amarre está cerrado, de tal manera que, al ocurrir una falla en una barra, puede aislarse y dejar operativa la mitad de la subestación.

Figura 7. Doble juego de barras o barra partida

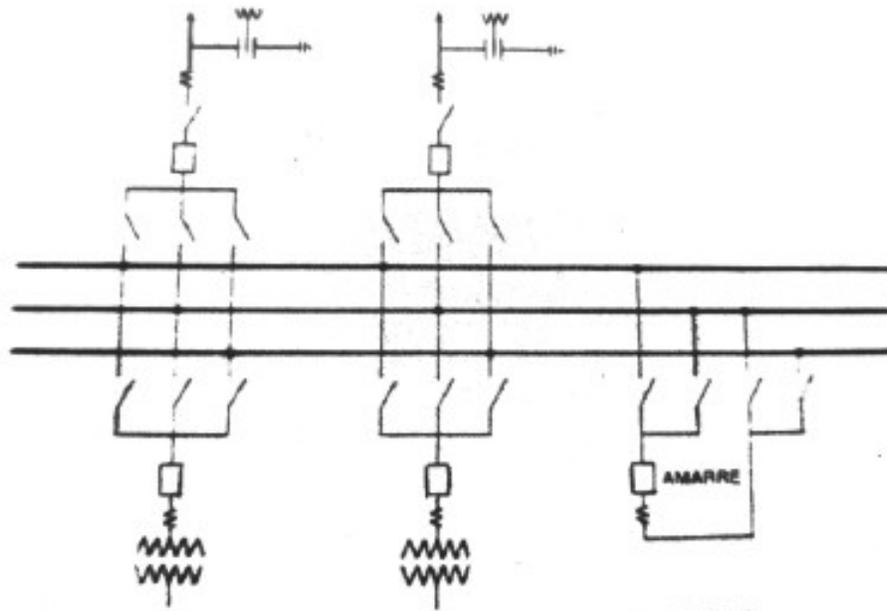


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas*.

7.2.4.5. Diagrama con triple juego de barras

Este tipo de configuración tiene su aplicación en situaciones en las que existe un alto nivel de cortocircuito. El seccionamiento de la subestación disminuye las corrientes de cortocircuito, evitando la adquisición de interruptores con mayores capacidades de interrupción. Actualmente en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala no se cuenta con una subestación con este arreglo.

Figura 8. Triple juego de barras

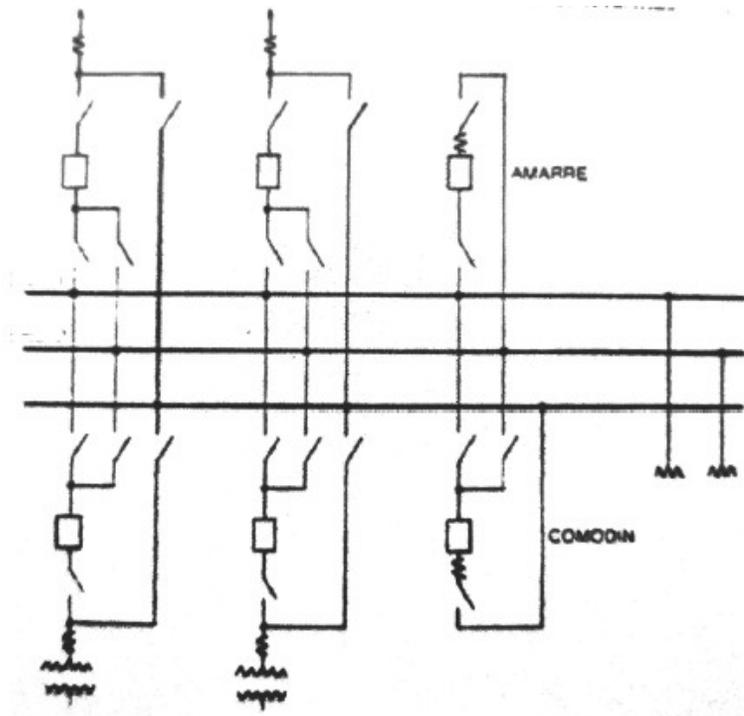


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.2.4.6. Diagrama con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares

Esta configuración cuenta con dos barras principales y una auxiliar, la barra auxiliar se utiliza para poner en operación el interruptor adicional, que tiene la función de sustituir a cualquier de los interruptores. Esto flexibiliza el mantenimiento, permitiendo la continuidad en operación de la subestación.

Figura 9. Doble juego de barras principales con barra auxiliar

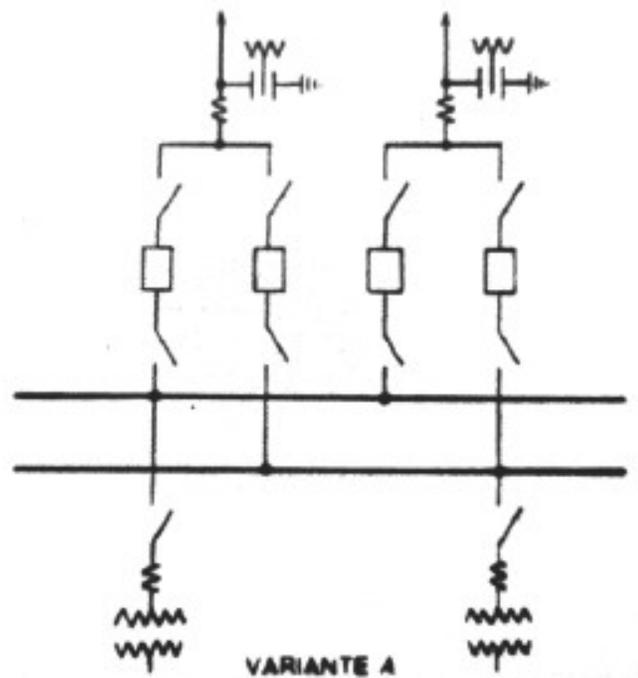


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.2.4.7. Diagrama con arreglo en anillo sencillo

Las configuraciones en anillos permiten una mayor continuidad, dado que puede salir un transformador de operación sin interrumpir el servicio. La figura 10 presenta una variante de la configuración en anillo sencillo.

Figura 10. **Anillo sencillo**

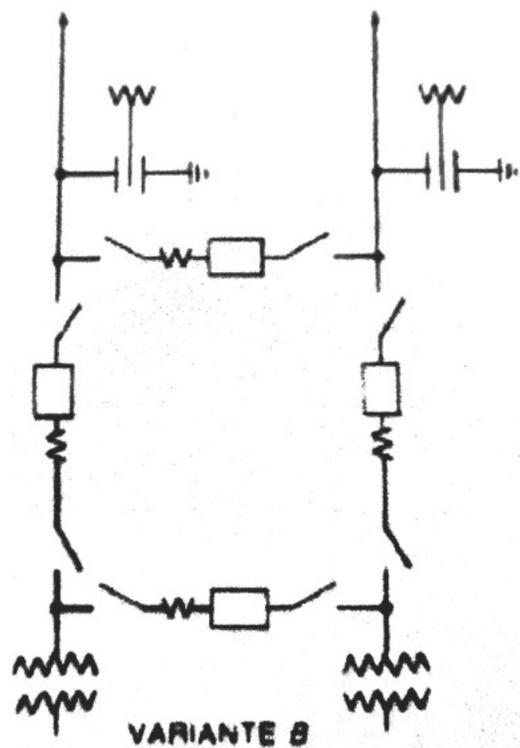


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.2.4.8. Diagrama con arreglo en anillo sencillo. Variante B

En este arreglo, cuando falla un transformador, la carga puede pasar al otro transformador después de la serie de maniobras correspondientes. Asimismo, para el mantenimiento se dispone de flexibilidad, dado que puede realizarse reparaciones o actividades de mantenimiento sin suspender el suministro.

Figura 11. Anillo sencillo. Variante B

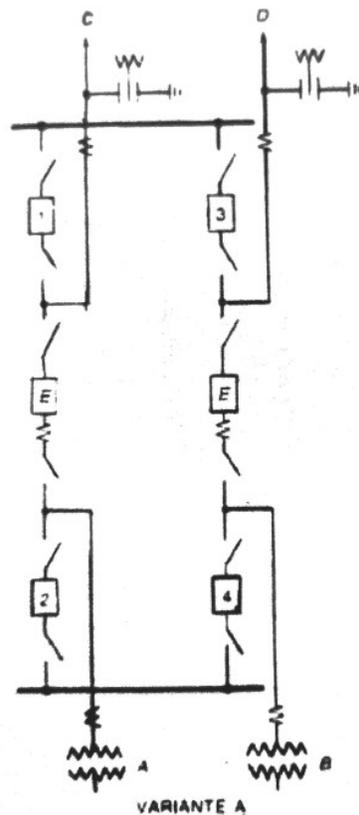


Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.2.4.9. Diagrama con arreglo de interruptor y medio

Este tipo de configuración es usado frecuentemente en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, dado que existe una alta continuidad de servicio. En condiciones de operación, todos los interruptores están cerrados, cuando se presenta la falla en alguna de las barras, se desconectan los interruptores asociados, evitando dejar fuera de operación líneas o transformadores.

Figura 12. Interruptor y medio



Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas*.

El presente diseño de investigación contempla el estudio de las subestaciones con configuración en doble barra. El mantenimiento centrado en confiabilidad desarrollado tendrá en consideración los equipos que conforman una subestación en doble barra.

7.2.5. Equipo principal de una subestación eléctrica

A continuación, se describen los principales componentes que conforman una subestación eléctrica.

7.2.5.1. Interruptores de potencia

Ramírez (2003) menciona:

“Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir durante un tiempo especificado, interrumpir y establecer corrientes en condiciones anormales, como son las de cortocircuito. Su función básica es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes”.

7.2.5.2. Seccionadores

Martín (2000) define los seccionadores como:

“Dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando estén fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente”.

7.2.5.3. Fusibles

Martín (2000) establece que:

“Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de interruptor, siendo más baratos que estos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente. Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente. Adicionalmente el autor realiza una clasificación de los tipos más conocidos de fusibles, los cuales son: expulsión, limitador de corriente y de vacío”.

7.2.5.4. Reactores

Martín (2000) describe los reactores como:

“Bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación. En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de corto circuito trifásica”.

7.2.5.5. Barras colectoras

“Conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas, banco de transformadores, bancos de tierras, etc.” Martín (2000).

7.2.5.6. Transformadores de tensión

Ramírez (2003) establece que:

“En sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen las siguientes finalidades: Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario). Y procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de baja tensión. Los transformadores de tensión pueden ser: transformadores inductivos, divisores capacitivos, divisores resistivos, divisores mixtos (capacitivos/resistivo)”.

7.2.5.7. Transformadores de corriente

“Los transformadores de corriente son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aún si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia”. (Ramírez, 2003).

7.2.5.8. Bobinas de bloqueo

Martín (2000) expresa:

“Normalmente conocidas como trampas de onda, son dispositivos que se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia, a la frecuencia asignada, debe ser despreciable, de tal forma que no perturbe la transmisión de energía; pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora. Por lo general, el rango de frecuencia utilizado para comunicación por portadora es de 30 kHz-500 kHz. La selección se realiza de acuerdo con las frecuencias ya usadas por la compañía de servicios y con la longitud de la línea. La función principal de estos equipos es bloquear las señales transportadas en la portadora para que solo pasen al equipo de comunicaciones y prevenir el paso de estas señales a la subestación”.

7.2.5.9. Pararrayos

“Son los elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones” (Ramírez, 2003). “Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.” (Martin, 2000).

Todos los equipos descritos anteriormente constituyen una parte fundamental en la subestación, cada sistema tiene funciones y características singulares que requieren un análisis personalizado para el desarrollo del plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

7.3. Subestaciones aisladas en gas (GIS)

Martín (2000) define como subestación GIS:

“Aquellas cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicos y con un gas a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmosfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría de los casos es el hexafluoruro de azufre, que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas”.

Este es el tipo de subestación sobre la que se desarrolla el presente diseño de investigación. En los incisos posteriores se describen los componentes esenciales de este tipo de subestación y sus particularidades.

7.3.1. Costo de una subestación eléctrica aislada en gas

El equipo de una subestación aislada en gas es en general de mayor costo que una convencional, para esto Martín (2000) define un cuadro comparativo entre los costos de una subestación aislada en gas y una convencional, puesto que el poder adquisitivo del dinero varía con el tiempo, se propone una comparación en porcentajes, lo cual se presenta en la siguiente tabla.

Es necesario señalar que esta comparación corresponde a una subestación de dos entradas para cable de potencia de 230 kV, tres salidas para transformadores de 60 MVA 230/23 kV y un bus doble con interruptor de amarre en 230 kV. Se compara únicamente la parte de la subestación susceptible de ser encapsulada.

Tabla I. **Comparación de costos**

Costo	SF6	Convencional
Equipo eléctrico (más el gas)	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos	18%	100%
Estructuras y cimentaciones	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil	58%	100%
Trabajos de ingeniería electromecánica	72%	100%
Terreno	5%	100%
Total	92%	100%

Fuente: MARTÍN (2,000). *Diseño de subestaciones eléctricas.*

7.3.2. Tipos de subestaciones aisladas en gas

Martin (2000) clasifica las subestaciones eléctricas aisladas en gas en dos grupos, las del tipo de construcción monofásica y las del tipo de construcción trifásica. Esencialmente estas difieren en la forma de construcción, las del tipo monofásico tienen una envolvente por fase, mientras que las del tipo trifásico una envolvente externa recubre las tres fases. En general Martín (2000) expresa que las del tipo monofásico pueden utilizarse para todo tipo de tensiones hasta 800 Kv, mientras que las del tipo trifásico pueden ser usadas hasta niveles de tensión de 145 Kv.

7.3.3. Ventajas de una subestación aislada en gas

Estas subestaciones tienen como su principal ventaja el uso de un espacio menor que las subestaciones convencionales. Martín (2000) define otras ventajas:

- a) “Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.
- b) En lugares en que la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.
- c) La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel del ruido, debido a la operación de los interruptores.
- d) La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.
- e) Estadísticamente se ha observado que en una subestación de 230 kV instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de la instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma instalación, pero en gas”.

En general establece que las instalaciones en gas son más económicas que las de tipo convencional, cuando se instalan en zonas urbanas de terrenos muy costosos y con tensiones superiores a 230 kV.

Para el caso guatemalteco, los costos en el área metropolitana son considerablemente altos. Esto a futuro viabilizará la construcción o ampliaciones de subestaciones aisladas en gas.

7.3.4. Componentes de una subestación aislada en gas

Martin (2000) hace una reseña de los componentes fundamentales de una subestación aislada en gas, realizando la siguiente descripción:

7.3.4.1. Barras colectoras

La componente más sencilla de una subestación en gas es el conjunto de las barras colectoras. Las barras colectoras están formadas, si son monofásicas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, soportado por unos aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio, a prueba de fugas, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llena con gas SF6 a presión.

7.3.4.2. Aisladores

Son del tipo disco, hechos de resina sintética y efectúan diferentes funciones, como aislar eléctricamente, soportar las barras en el centro del cilindro, separar los compartimientos de gas y soportar los esfuerzos electrodinámicos originados en los cortocircuitos.

7.3.4.3. Evolventes

El material usado para las envolventes trifásicas puede ser acero o aluminio indistintamente, y para las monofásicas debe ser solamente aluminio y evitar el uso de materiales magnéticos que producirían muchas pérdidas.

7.3.4.4. Hermetismo del gas

El aislamiento entre las partes vivas y la envolvente se logra con la utilización del SF6 a una presión que varía de acuerdo con el fabricante, entre 3,5 y 4,5 bars, aunque en los interruptores se eleva la presión de las cámaras por medio de un émbolo hasta unos 5 bars, para provocar la extinción del arco.

7.3.4.5. Cuchillas

Se encuentran instaladas dentro de la envolvente de aluminio, al grado de parecer una prolongación de las barras colectoras. Su conexión es de tipo telescópico y sus contactos son de tipo tulipán del lado fijo; del lado móvil es un contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo que puede ser del tipo de cremallera, que en la mayor parte de los casos está motorizado y acciona las tres fases a través de un mando operado desde el tablero de control o en forma manual.

7.3.4.6. Cuchillas de puesta a tierra

Estas cuchillas se utilizan en las subestaciones en gas, cumpliendo una función de seguridad para el personal de mantenimiento, pueden considerarse dos tipos de cuchillas de puesta a tierra, cuchillas de operación manual y cuchillas de operación motorizada rápida.

7.3.4.7. Interruptores

Al igual que las cuchillas, se encuentran instalados dentro de la envolvente metálica. Sus cámaras de extinción son del mismo tipo que las de los interruptores SF6 de tipo convencional, es decir, pueden ser de una o de dos

presiones, aunque al igual que los convencionales los fabricantes han desechado los de dos presiones por ser más caros y voluminosos.

7.3.4.8. Transformadores de potencial

Este equipo suele ir instalado dentro de una envolvente metálica, instalada en uno de los extremos de las barras colectoras, y conectado a estas por medio de bridas. Estos transformadores pueden ser también, como en el caso convencional, de tipo inductivo o capacitivo. El tipo inductivo se utiliza para tensiones menores de 230 kV, y el tipo capacitivo, más económico y menos voluminoso, se utiliza para las tensiones superiores a 130 kV.

7.3.4.9. Transformadores de corriente

Son de tipo toroidal, montados sobre las barras conductoras. Se montan por lo general en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada a la subestación, para utilizarse en la protección.

7.3.4.10. Pararrayos

Los pararrayos sumergidos en el gas son de construcción especial y por lo tanto tienen un costo alto comparativamente con los de tipo convencional.

7.3.4.11. Gabinete de control

Es el tablero donde se reúnen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales. Este control se efectúa a través de los adecuados contactos de bloqueo, además de las señales de supervisión del gas.

A diferencia de los equipos aislados en aire, estos equipos son de menor tamaño, facilitando el acceso para tareas de mantenimiento, no obstante, tienen elementos complementarios necesarios para mantener su funcionalidad. Es importante describir cada uno de estos equipos, ya que estos deben ser considerados dentro del plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad de la subestación.

7.4. Normas técnicas aplicables

Ramírez (2003) describe las normas principalmente aplicables en subestaciones GIS:

- IEC 60137: bujes para tensiones por encima de 1000 Vca.
- IEC 60376: especificaciones y aceptación de hexafluoruro de azufre nuevo.
- IEC 60517: equipo de alta tensión encapsulado para tensiones nominales de 72.5 kV y mayores.
- IEC 60694: cláusulas comunes para equipo de alta tensión.

Las normas mencionadas constituyen un soporte de normalización para la definición de los parámetros nominales del equipo. La importancia de la definición de las normas aplicables radica en su estandarización.

7.4.1. Pruebas

Las siguientes son las pruebas aplicables a las subestaciones GIS según las normas IEC:

7.4.1.1. Pruebas tipo

Son las llevadas a cabo sobre ensamble completo, trifásico o monofásico, de un campo típico de un circuito, y comprenden:

- Prueba de impulso atmosférico.
- Prueba de impulso de maniobra.
- Prueba a la frecuencia industrial.
- Prueba de aislamiento externo (bajo lluvia), cuando se tienen bujes externos.
- Pruebas de estabilidad térmica.
- Prueba de descargas parciales.
- Prueba de tensión de radiointerferencia, cuando se tienen bujes externos.
- Prueba de elevación de temperatura.
- Prueba de resistencia del circuito principal.
- Prueba de corriente de corta duración del circuito principal.
- Prueba de corriente de corta duración del circuito de tierra.
- Verificación de las capacidades de interrupción y cierre de corrientes de corto circuito.
- Prueba de protección del personal.
- Prueba de arco interno.
- Prueba de operación mecánica.
- Pruebas operacionales a temperaturas límites.
- Verificación del grado de protección y aislamiento de los circuitos auxiliares y de control.

7.4.1.2. Pruebas de rutina

Ramírez (2003) expresa que las pruebas de rutina deben efectuarse a todos los ensamblajes transportables en la fábrica y comprenden:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Prueba de tensión a circuitos auxiliares y de control
- Prueba de descargas parciales
- Prueba para verificar la resistencia del circuito principal
- Pruebas de operación mecánica
- Prueba de fuga de hermeticidad
- Prueba de dispositivos auxiliares eléctricos, neumáticos e hidráulicos
- Verificación del alambrado

7.4.1.3. Pruebas de verificación después del montaje

- Prueba de tensión para el circuito principal
- Prueba de tensión para circuitos auxiliares
- Pruebas operacionales de diferentes componentes
- Pruebas de fuga o hermeticidad
- Medida de la humedad en el SF₆

Las normas técnicas descritas son aplicables durante o después del montaje. Es de importancia describir los tipos de pruebas, dado que es necesario incluirlas en el diseño del mantenimiento centrado en la confiabilidad, considerando que estas pruebas están asociadas directamente con el funcionamiento del equipo y, por lo tanto, de la subestación eléctrica en general.

7.5. Mantenimiento

Se realiza el desglose de las definiciones y actividades que intervienen en el mantenimiento que se desarrolla en las subestaciones eléctricas para garantizar su operación.

7.5.1. Definición del mantenimiento

El mantenimiento, según Jonh Moubray (1997), tiene un objetivo esencial: “asegurar que los bienes físicos continúen cumpliendo las funciones que sus usuarios esperan.” Para Trashorras (2015) se define como “la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida y evite la aparición de alguna falta o perturbación en el sistema que pueda provocar interrupciones en el suministro.”

El mantenimiento juega un rol importante dentro de una subestación eléctrica, dado que es el instrumento que garantiza la correcta funcionalidad de los equipos o reduce la probabilidad de fallo previo a una intervención programada.

7.5.2. Tipos de mantenimiento

Trashorras (2015) hace una clasificación de los distintos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento por niveles
- Mantenimiento por el tipo de acción
- Mantenimiento temporal

- Mantenimiento reglamentario
- Mantenimiento proactivo
- Mantenimiento productivo total (TPM)
- Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM)
- Mantenimiento basado en la condición (CBM)
- Mantenimiento basado en el riesgo (RBI)

7.5.3. Estrategias de mantenimiento

Trashorras (2015) establece que:

“Una estrategia de mantenimiento es la decisión que adoptan los responsables de la gestión del mantenimiento, haciendo que un grupo de tareas sean la base de la actividad de mantenimiento y el resto de tareas estén supeditadas a ese tipo básico de tareas. Podemos distinguir al menos cinco estrategias de mantenimiento:

- Estrategia correctiva: la reparación de averías es la base del mantenimiento.
- Estrategia condicional: la realización de determinadas observaciones y pruebas son las que dirigen la actividad del mantenimiento.
- Estrategia sistemática: el mantenimiento se basa en la realización de una serie de intervenciones programadas a lo largo de todo el año en cada uno de los equipos que componen la instalación.
- Estrategia de alta disponibilidad: se busca tener operativa la instalación el máximo de tiempo posible y, por tanto, las tareas de mantenimiento han de agruparse necesariamente en unos períodos de tiempo muy determinados.
- Estrategia de alta disponibilidad y fiabilidad: no solo se confía el buen estado de la instalación a la realización de tareas de mantenimiento, sino que es necesario aplicar otras técnicas en otros campos (ingeniería y análisis de averías, entre otros) para garantizar simultáneamente una alta disponibilidad y una alta fiabilidad”.

Dada la naturaleza de una subestación eléctrica en 230 kV, es relevante dar un enfoque de alta disponibilidad y fiabilidad, por lo que se adopta la estrategia de mantenimiento que a continuación se describe.

7.5.4. Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

El mantenimiento es una de las herramientas principales para tener un sistema funcionando bajo sus parámetros nominales. Cuando se requiere un alto nivel de confiabilidad es necesaria la aplicación de un mantenimiento con este enfoque. A continuación, se describe la estrategia de mantenimiento que permite la orientación adecuada para garantizar la confiabilidad en operación de la subestación eléctrica.

7.5.4.1. Principios del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

Bloom (2006) hace una breve reseña histórica, describiendo que:

“El Airline Maintenance Steering Group (MSG), fue el predecesor del mantenimiento centrado en confiabilidad, el cual existe desde los principios de los años 1960s, pero fueron Stanley Nowlan y Howar Heap de United Airlines quienes introdujeron formalmente el RCM para la industria de aviación comercial en el año de 1978. La visión de Nowlan y Heap sigue siendo tan relevante hoy en día como en los años de su presentación formal”.

7.5.4.2. Definición del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

Con respecto a la definición general del mantenimiento centrado en la confiabilidad, Bloom (2006) describe que “dicho mantenimiento no es más que

una manera lógica de identificar qué equipo requiere ser tratado con tareas de mantenimiento preventivo en lugar de dejarlo fallar y posteriormente repararlo.”

Moubray (1997) define el mantenimiento centrado en la garantía de funcionamiento como: “un proceso usado para determinar qué debe hacerse para asegurar que todo bien físico continúe funcionando como sus usuarios lo desean en el presente contexto operativo”. El autor también hace mención del nacimiento del RCM estableciendo que, en 1974, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos encarga a United Airlines preparar un informe de los procesos utilizados por la industria de aviación civil en la preparación de programas de mantenimiento para aeronaves. El informe resultante se tituló Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

Trashorras (2015) define en su libro orientado a subestaciones eléctricas que “el mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM) es un sistema que se basa en identificar modos de fallos de equipos y utilizar técnicas de mantenimiento que eviten cada modo de fallo.” En resumen, expresa que es un mantenimiento personalizado por equipo. Smith (2004) describe las características globales del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), estableciendo los siguientes cuatro principios:

1. “Preservar la funcionalidad.
2. Identificar los modos de fallo que pueden poner en riesgo la funcionalidad.
3. Priorizar las funcionalidades a través de los modos de fallo.
4. Seleccionar tareas de mantenimiento preventivas aplicables y efectivas para los modos de fallo con alta probabilidad de ocurrencia”.

En el mismo sentido, Bloom (2006) ha descrito las tres fases de un mantenimiento centrado en la confiabilidad basado en un programa de mantenimiento preventivo:

1. Fase 1: identificación del equipo que es importante para la seguridad de la planta, producción y protección de los activos.
2. Fase 2: consiste en la especificación de las tareas de mantenimiento preventivo identificadas en la fase 1. Estas tareas deben ser aplicables y efectivas.
3. Fase 3: consiste en la apropiada ejecución de las tareas especificadas en la fase 2.

Asimismo, Bloom (2006) hace mención de 3 piedras angulares del mantenimiento centrado en la confiabilidad:

1. Saber cuándo un análisis de contingencia simple es aceptable y cuándo no lo es.
2. Saber cómo identificar fallas no visibles.
3. Saber cuándo un análisis de contingencia múltiple es requerido.

En el presente diseño de investigación se adopta el modelo de cuatro principios de Smith para subestaciones con nivel de tensión en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra. La importancia de esta estrategia de mantenimiento radica en su enfoque hacia la confiabilidad de la subestación eléctrica; por su función permite la transmisión de energía eléctrica que, por su carácter transversal, constituye un motor importante en la economía de cualquier país.

7.6. Marco regulatorio

A continuación, se realiza la descripción del marco regulatorio que rige al mercado eléctrico en Guatemala, tanto en aspecto comercial como aspectos operativos.

7.6.1. Ley General de Electricidad

Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, la Ley General de Electricidad nace bajo los considerandos:

- “Que la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, que no son proporcionales los requerimientos de una mayor oferta en relación con su creciente demanda y que la deficiencia de dicho sector es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía mediante la liberalización del sector.
- Que el Gobierno de la República de Guatemala, como coordinador y ente subsidiario del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional, tal como se preceptúa en la Constitución Política de la República de Guatemala en su Artículo 129, y debido a que el Gobierno no cuenta con los recursos económico- financieros, para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.
- Que al desmonopolizarse el sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el Artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, es urgente descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de los pobladores más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no gozan de este servicio.

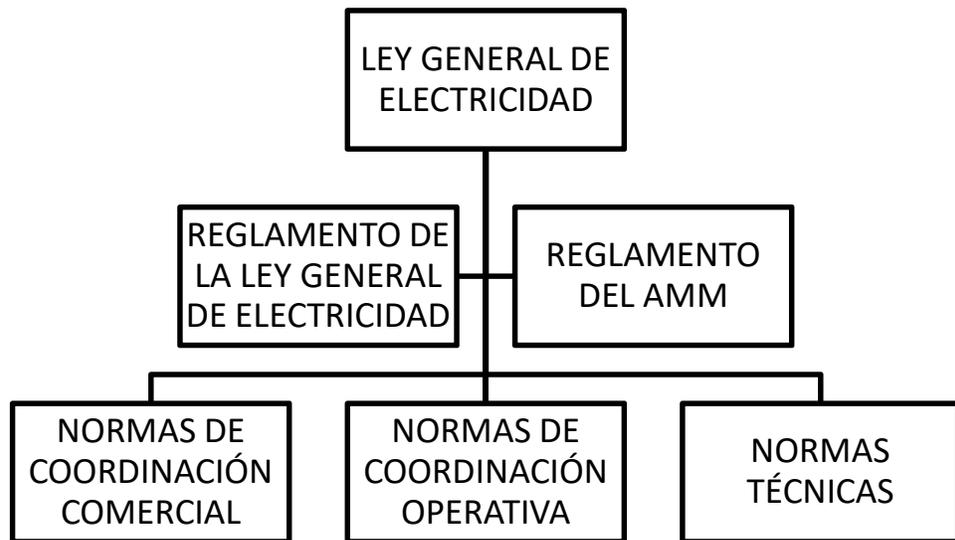
- Que es necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales más interesados en el desarrollo del subsector eléctrico”.

La ley general y su reglamento dan nacimiento a la apertura del mercado, inicialmente el sector eléctrico se encontraba integrado verticalmente, lo que significa que un ente era el encargado de generar, transportar y distribuir. A partir de la creación y apertura del mercado se da lugar a la inversión extranjera, lo que permite la mejora de los precios y hacer un mercado más competitivo garantizando el suministro y mejores precios.

A partir de la creación de la ley se ordena la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como el ente regulador. Asimismo, se crea el Administrador del Mercado Mayorista, cuya función principal es la operación del Sistema Nacional Interconectado. La figura 13 describe la estructura del marco regulatorio actual.

Es importante mencionar los principios jurídicos que rigen el mercado eléctrico nacional, dado que son estos lo que da carácter obligatorio al cumplimiento de los límites de calidad de servicio.

Figura 13. **Marco regulatorio**



Fuente: elaboración propia.

7.6.2. Normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Son normas técnicas elaboradas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con la intención de regular las actividades de carácter técnico que se desarrollan en el subsector eléctrico garantizando la seguridad y calidad operativa.

7.6.2.1. Normas de estudio de acceso al sistema de transporte (NEAST)

Cuando se hace referencia al sistema de transporte se hace mención a la infraestructura de transmisión de energía eléctrica, compuesta por subestaciones y líneas de transmisión. Para tener acceso a esta infraestructura es indispensable

cumplir con requerimientos técnicos para su correcto funcionamiento, para esto es necesario realizar estudios eléctricos. Aquí toma su importancia esta norma, ya que establece el contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia de instalaciones nuevas, para solicitar autorización a la CNEE.

7.6.2.2. Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT)

A diferencia de la norma anterior, en esta se incluyen parámetros para hacer uso de la capacidad de transporte. En esta norma se establece el tipo y contenido de los estudios eléctricos necesarios para solicitar el acceso al sistema de transporte de la CNEE, en función de su capacidad de demanda o generación.

7.6.2.3. Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)

La distribución es el eslabón de la cadena encargado de suministrar la energía eléctrica al usuario final de electricidad, por lo tanto, es necesario definir las reglas para un buen uso y prestación del servicio de distribución. Esta norma establece derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio de distribución, así como los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad del servicio de distribución.

7.6.2.4. Normas de seguridad de presas (NSP). Resolución CNEE-283-2016

Esta norma está orientada a la seguridad de presas para la generación de la electricidad. Busca garantizar la seguridad de las personas y sus bienes cuando se requieran obras de embalse, definiendo los requerimientos mínimos para la construcción de presas y evitando que se ponga en riesgo la integridad física de la zona de influencia.

7.6.2.5. Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID)

Las instalaciones de distribución son aquellas que están más cercanas a las zonas residenciales, por lo que para garantizar la seguridad de esta infraestructura es necesario establecer las disposiciones, criterios y requerimientos de diseño para asegurar el adecuado funcionamiento de las instalaciones de distribución. Estos parámetros están contenidos en la presente norma.

7.6.2.6. Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST)

Esta norma contiene todos aquellos requisitos necesarios para garantizar la operación segura de las instalaciones del sistema de transporte. El objetivo de esta norma es establecer los requerimientos para el diseño y operación de las instalaciones de transporte.

7.6.2.7. Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)

En la cadena de suministro de energía eléctrica es necesario disponer de una estructura para el aseguramiento de la calidad. En lo que respecta al sistema de transporte, esta norma busca establecer los índices de referencia para calificar la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el punto de entrega.

7.6.2.8. Normas técnicas para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable (NTGDR) y usuarios autoprodutores con excedentes de energía

En Guatemala existe una modalidad que permite a un usuario que tiene sistemas de producción de energía eléctrica conectarse a la red para inyectar sus excedentes, asimismo figuran los generadores distribuidos renovables, cuya intención es la descentralización de la generación, acercando las centrales a las zonas de consumo. Esta norma técnica nace con el objetivo de establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables y los distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

7.6.2.9. Norma técnica para la expansión del sistema de transmisión (NTT)

La planificación del crecimiento del sistema de transporte busca establecer mediante estudios y evaluación de escenarios futuros el crecimiento óptimo de

tal infraestructura. La elaboración de los planes de expansión del sistema de transporte debe cumplir con requisitos mínimos, estos han sido establecidos en la NTT. El objetivo de esta norma es establecer los criterios, procedimientos y la metodología para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte. Los procedimientos que se deberán seguir para desarrollar las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, y definir los requisitos y procedimientos que deberán cumplirse para obtener la o las autorizaciones necesarias para el desarrollo de las obras.

7.6.2.10. Normas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (Acometidas)

La acometida es el conjunto de accesorios destinado a conectar las instalaciones del usuario final a la red de distribución. La presente norma tiene como fin definir y regular las características técnicas de las nuevas instalaciones que han de conectarse a la red de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., con el propósito de conciliar y armonizar aspectos de construcción y del servicio, dentro del área de responsabilidad de cada parte, distribuidor y usuario.

7.6.2.11. Norma técnica de conexión

La norma técnica de conexión tiene como objetivo:

- Establecer las disposiciones, principios, procedimientos y lineamientos que se deben cumplir para permitir la conexión y el uso de las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión, dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –STEE–.

- Garantizar que cualquier Interesado que solicite la conexión y el uso de las instalaciones del Sistema de Transmisión tenga los mismos derechos y obligaciones.
- Garantizar que el titular de instalaciones del Sistema de Transmisión, cuando un interesado solicite la conexión y el uso de sus instalaciones, cumpla con sus obligaciones y goce de sus derechos, conforme lo establecido en la Ley General de Electricidad, su reglamento o la Autorización Definitiva otorgada por el Ministerio de Energía y Minas para prestar el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
- Establecer los requisitos que se deben cumplir, los estudios técnicos que se deben realizar y el proceso que debe seguir cualquier interesado que solicite conectarse y usar las instalaciones del Sistema de Transmisión, dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica –STEE–.

Del compendio de normas de la comisión, las normas técnicas para el servicio de distribución contienen los indicadores relevantes para la medición del desempeño del presente desarrollo de investigación. Estos son indicadores de frecuencia de interrupción e indicadores de duración de la falla.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS

LISTA DE FIGURAS

GLOSARIO

ANTECEDENTES

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

JUSTIFICACIÓN

OBJETIVOS

ALCANCE

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO

1.1 SUBESTACIONES EN GUATEMALA

1.1.1 Sistema Nacional Interconectado de Guatemala

1.1.2 Subestaciones 230 kV Guatemala

1.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.2.1 Subestación eléctrica

1.2.2 Tipos de subestaciones eléctricas

1.2.3 Diagrama unifilar

1.2.4 Tipos de configuración de subestaciones

1.2.5 Equipo principal de una subestación eléctrica

1.3 SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS

1.3.1 Costo de una subestación eléctrica aislada en gas
(GIS)

1.3.2 Tipos de subestaciones aisladas en gas

1.3.3 Ventajas de una subestación eléctrica aislada en gas (GIS)

1.3.4 Componentes de una subestación aislada en gas

1.4 NORMAS TÉCNICAS APLICABLES

1.4.1 Pruebas

1.4.2 Pruebas tipo

1.4.3 Pruebas de rutina

1.4.4 Pruebas de verificación

1.5 MANTENIMIENTO

1.5.1 Mantenimiento

1.5.2 Tipos de mantenimiento

1.5.3 Estrategias de mantenimiento

1.5.4 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

1.5.5 Después del montaje

1.6 MARCO REGULATORIO

1.6.1 Ley General de Electricidad

1.6.2 Normas Técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

2 CARACTERIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

3 PROPUESTA DE MANTENIMIENTO POR CADA EQUIPO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN 230 kV, AISLADA EN GAS (GIS) Y CONFIGURACIÓN EN DOBLE BARRA

5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Diseño de investigación

El diseño de investigación desarrollado se enmarca dentro del tipo de estudio no experimental. Tal como lo define Sampieri (2010), una investigación no experimental es observar fenómenos tal como se dan en su contexto natural, para posteriormente analizarlos. Esto es lo que contempla el presente estudio, analizar las fallas sucedidas en las subestaciones eléctricas que son el objetivo de la investigación.

9.2. Tipo de estudio

Por la dimensión temporal, el estudio se clasifica en longitudinal, así como por la naturaleza de los indicadores de desempeño, y transversal por la observación en un momento dado de las tareas del mantenimiento. Esto es congruente con lo que describe Sampieri (2010), sobre que una misma investigación puede incluir dos o más diseños de distintos tipos. El estudio contempla el uso de variables cuantitativas y cualitativas.

9.3. Alcance

El presente diseño de investigación contempla la elaboración del mantenimiento centrado en la confiabilidad en subestaciones con nivel de tensión en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra. Adicionalmente se incluyen propuestas de medición de desempeño a través de las cuales se podrá comparar la efectividad de la nueva propuesta de mantenimiento.

9.4. Variables e indicadores

Con base en la definición de Sampieri (2010), una variable es una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse. Para este caso las variables cuantitativas involucradas en la investigación son:

- Duración de falla
- Frecuencia de falla
- Costo asociado al mantenimiento

Mientras que las variables cualitativas involucradas son:

- Tipo de mantenimiento de cada equipo
- Función del equipo
- Modo de fallo del equipo

9.5. Fases de la investigación

De forma secuencial, se presentan las fases que constituyen el desarrollo de la investigación:

- La primera fase consiste en identificar los equipos que forman parte de una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas y configuración en doble barra.
- La segunda fase contempla la caracterización de cada equipo que forma parte de la subestación, sus rutinas de mantenimiento, fallos comunes, equipos en falla en el historial de salidas de operación y detalles de funcionalidad.

- La tercera fase se basa en la recopilación de datos de la primera y segunda fase. Busca reorientar las actividades del mantenimiento para darles un enfoque de confiabilidad basado en las causas que provocaron las fallas contenidas en las bases de datos de salidas de operación.
- En la cuarta fase se busca establecer la intensidad de las intervenciones del mantenimiento óptimo para garantizar la confiabilidad.
- En la quinta fase se integran los resultados obtenidos de cada equipo, para la formulación del mantenimiento centrado en la confiabilidad de la subestación eléctrica.

9.6. Resultados esperados

Tras el desarrollo de la investigación se pretende conformar un sistema de tareas de mantenimiento que permita a una subestación eléctrica con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra, garantizar la confiabilidad en su funcionamiento. Asimismo, se busca optimizar el presupuesto asignado al mantenimiento, además de identificar los indicadores que permitan evaluar el desempeño de la propuesta de mantenimiento planteada en el desarrollo de la investigación.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Las técnicas de análisis de información cuantitativas serán utilizadas directamente sobre la base de datos del historial de fallas, para este caso se hará uso de estadística descriptiva. En principio, se busca construir una tabla de frecuencias para atribuir las fallas a los diversos subsistemas que conforman la subestación.

Una vez ubicadas las fallas de cada subsistema, se hace uso de técnicas de medida de posición para identificar aquellos eventos de salida de operación cuya variable medida es la duración de la falla. Esto permite determinar aquellos fallos que provocan los mayores tiempos fuera de operación y que son objeto de mitigación.

Una vez la subestación eléctrica está dividida en subsistemas para la determinación del tiempo medio fuera de línea de toda la subestación, es necesario utilizar técnicas de análisis de conjunto de varios grupos, que busca globalizar las características de confiabilidad de cada subsistema. Las técnicas de análisis de información cualitativa serán utilizadas para evaluar la información de las características de mantenimiento de la subestación eléctrica. Para este estudio se hará uso de técnicas de organización de datos, categorización, clasificación y descripción.

Para el análisis de información cuantitativa se hará uso de la herramienta de cálculo Microsoft Excel, pues su capacidad para procesar datos es suficiente para el objetivo de este estudio.

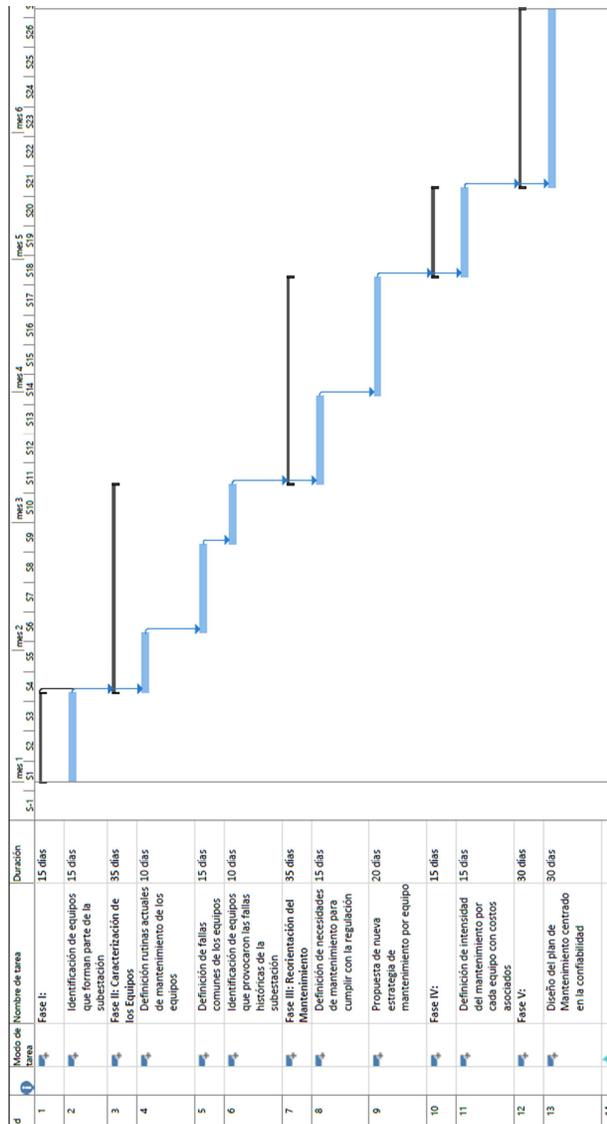
Para el análisis de información cualitativa se hará uso del procesador de texto Microsoft Word con apoyo en Microsoft Excel.

Finalmente, para la elaboración del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad se hará uso de Microsoft Project, en dicho software se incluirán las tareas de mantenimiento, horas-hombre asignadas, costos, fechas y duración de las tareas.

11. CRONOGRAMA

Se estima un período de 6 meses para el desarrollo de la investigación.
Se detalla en el cronograma las actividades separadas por fases.

Figura 14. Cronograma de desarrollo de la investigación



Fuente: elaboración propia.

12. RECURSOS NECESARIOS Y FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Para el desarrollo de la investigación se requiere contar con disponibilidad de bibliografía para la elaboración de la primera parte de la segunda fase. Asimismo, para completar la segunda fase se requiere información de las salidas de operación por falla de la subestación, adicionalmente es necesario contar con la metodología del mantenimiento realizada actualmente por parte del equipo de mantenimiento de una subestación en 230 kV, aislada en gas y configuración en doble barra. Para la tercera fase es necesario disponer de los costos de las actividades de mantenimiento, para su uso en la cuarta fase. La quinta fase requiere de la información desarrollada en las fases anteriores.

12.1. Factibilidad operativa

En la parte operativa es necesaria la participación de al menos un colaborador de alguna subestación en 230 kV, aislada en gas y configuración en doble barra. Esta persona debe brindar información acerca de las rutinas de mantenimiento de cada equipo, estrategia del mantenimiento utilizada y la funcionalidad de los equipos, cargabilidad, restricciones y un punto de vista técnico del desarrollo actual del mantenimiento.

12.2. Factibilidad técnica

Es necesario contar con herramientas de cálculo para cuantificar las fallas atribuibles a cada equipo que conforma el tipo de subestación en estudio, además se sugiere la disponibilidad de un software para la gestión del mantenimiento

especializado, para presentar el mantenimiento centrado en la confiabilidad del tipo de subestación en estudio.

12.3. Factibilidad económica

Se describen los gastos necesarios involucrados para el desarrollo de la investigación. En el caso de los colaboradores se estima el valor salarial promedio.

Tabla II. **Presupuesto para el desarrollo de la investigación**

DESCRIPCIÓN DEL RECURSO	CANTIDAD	COSTO DIARIO
Colaborador de subestación	20 días	Q. 250
Viáticos de visita a subestación cercana	20 días	Q. 300
Adquisición de información en institución correspondiente	2 días	Q. 100
Total		Q11,200

Fuente: elaboración propia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Administrador del Mercado Mayorista. (2016). *Informe estadístico 2016*, Guatemala.
2. AYDOGAN, O.; ELIF, D.K. (2010). *RCM Application for Turkish National Power Transmission System*. 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. DOI: 10.1109/PMAPS.2010.5528989.
3. BLOOM, N. (2006) *Reliability Centered Maintenance (RCM)*. New York: McGraw-Hill.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1999). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución*. Guatemala.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1999). *Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica*. Guatemala.
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2008). *Planes de Expansión del Sistema Eléctrico Guatemalteco. Una visión de largo plazo*. Guatemala.
7. International Atomic Energy Agency. (2007). *Application of Reliability Centred Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants*. Vienna, Austria.

8. JAMSEK, S.; BAKIC, K. (2006). *Slovenian approach in reliability centered maintenance of transmission system provider*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES. DOI: 10.1109/TDC.2006.1668598
9. MARTÍN, Raúl J. (2000). *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
10. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. (2018). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032*. Guatemala.
11. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. (2018). *Plan Nacional de Energía*. Guatemala.
12. MOUBRAY, J. (1997). *Reliability-centered maintenance*. (2nd ed.) New York: Industrial Press.
13. RAMÍREZ, C. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: Mejía Villegas S. A.
14. SAMPIERI, R. (2000) *Metodología de la investigación*. (5ª. ed.) México: McGraw-Hill Companies, Inc.
15. STEVENSON, W. (1985). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. México: MacGraw Hill.
16. TRASHORRAS, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Madrid: Ediciones Parainfo, S. A.

17. VILAYPHONH, O.; et al. (2017). *Reliability centered maintenance for electrical distribution system of Phontong Substation in Vientiane Capital*. 2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE). DOI: 10.1109/IYCE.2017.8003696.

18. YLI-SALOMAKI, P. (2005). *Experience of RCM for substation equipment at Fingrid*. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. DOI: 10.1109/PES.2005.1489713

APÉNDICE

Apéndice 1. Matriz de coherencia

PROBLEMAS	PREGUNTAS	OBJETIVOS	VARIABLES	INDICADORES
PROBLEMA GENERAL	PREGUNTA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	CUANTITATIVAS	
<p>No existe un procedimiento general de una estrategia de mantenimiento que garantice la continuidad de operación de una subestación eléctrica.</p>	<p>¿El mantenimiento centrado en la confiabilidad garantiza la continuidad de servicio de una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?</p>	<p>Diseñar el mantenimiento centrado en la confiabilidad para una subestación eléctrica con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Duración de falla. • Frecuencia de falla. • Costo asociado al mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia media de interrupción por kVA. • Tiempo total de interrupción por kVA.
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	PREGUNTAS ESPECÍFICAS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	CUALITATIVAS	
<p>Al ser bienes privados, no se dispone de las actividades de mantenimiento realizadas actualmente.</p>	<p>¿Cómo se realiza el mantenimiento actual en las subestaciones con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?</p>	<p>Describir la metodología de mantenimiento actual utilizada en las subestaciones eléctricas con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra existentes en Guatemala.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de mantenimiento de cada equipo. • Función del equipo. • Modo de fallo del equipo. 	

Continuación apéndice 1.

<p>No se tiene una asociación directa de la estrategia de mantenimiento con el desempeño de una subestación eléctrica</p>	<p>¿Qué indicadores de desempeño permiten determinar la frecuencia y duración de las interrupciones presentadas en una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra?</p>	<p>Identificar los indicadores que permitan determinar los datos de salida en operación de las subestaciones eléctricas con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra existentes en Guatemala.</p>
<p>No se tiene un procedimiento para determinar el número de intervenciones de mantenimiento óptimo para minimizar costos y alcanzar los niveles de desempeño requeridos.</p>	<p>¿Cuántas intervenciones de mantenimiento al año deben realizarse en una subestación con nivel de tensión primario en 230 kV, aislada en gas (GIS) y configuración en doble barra para garantizar los límites mínimos exigidos por la regulación actual?</p>	<p>Determinar la cantidad de intervenciones de mantenimiento al año para una subestación eléctrica con nivel de tensión primario en 230 kV aislada en gas (GIS) con configuración en doble barra necesarias para cumplir con los requerimientos mínimos exigidos por la regulación actual.</p>

Fuente: elaboración propia.