



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

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE
POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE**

Daniel de Jesús Vásquez Aguilar

Asesorado por el Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez

Guatemala, noviembre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE
POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DANIEL DE JESÚS VÁSQUEZ AGUILAR

ASESORADO POR EL ING. EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMÍREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2015

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	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
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:

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de enero de 2015.



Daniel de Jesús Vásquez Aguilar

Guatemala, 26 de agosto de 2015.

Ingeniero

Gustavo Benigno Orozco Godínez

Coordinador de Área de Potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería, USAC

Estimado Ingeniero Orozco:

Me permito dar aprobación al trabajo de graduación elaborado por el estudiante Daniel de Jesús Vásquez Aguilar, titulado "**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE**", por considerar que cumple con los requisitos para los cuales fue propuesto.

Por tanto, el autor de este trabajo de graduación y yo como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me es grato saludarle,

Atentamente,



Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez

Colegiado No. 9134

Asesor

Edgar Estuardo Chaj Ramírez
Ingeniero Electricista
Colegiado 9134



Ref. EIME 64. 2015
Guatemala, 23 de septiembre 2015.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN
DE EQUIPOS DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA
RED DE TRANSPORTE DE ETCEE**, del estudiante Daniel DE
Jesús Vásquez Aguilar , que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SRO



REF. EIME 64. 2015.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; DANIEL DE JESÚS VÁSQUEZ AGUILAR, titulado: ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López

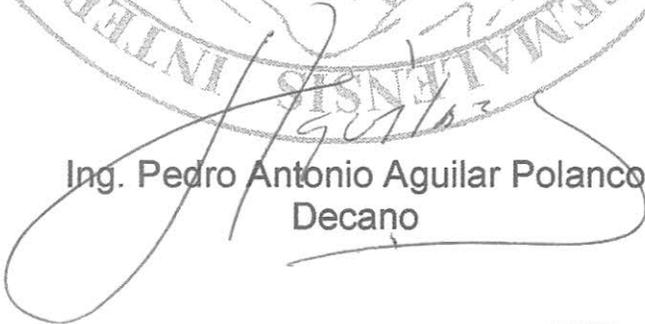


GUATEMALA, 5 DE OCTUBRE 2,015.



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: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPOSICIÓN DE EQUIPO DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE**, presentado por el estudiante universitario: **Daniel de Jesús Vásquez Aguilar**, 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, noviembre de 2015



/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme brindado la sabiduría necesaria para alcanzar un logro más en mi vida académica.
- Mis padres** Gustavo Joaquín Vásquez García y Reina Floridalma Aguilar Rodríguez, por su amor y apoyo incondicional.
- Mis hermanos** Rosa Abigail, Reina Raquel, Miriam Floridalma y Gustavo Boanerges Vásquez Aguilar, por ser parte de mi inspiración.
- Mi novia** Merlyn Sabán, por estar a mi lado, motivándome a seguir adelante.
- Mis familiares** Por sus sabios consejos y su apoyo durante mis estudios académicos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haberme permitido pertenecer a tan reconocida institución académica.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento necesario para crecer profesionalmente.
Instituto Técnico Vocacional Dr. Imrich Fischmann	Por haberme forjado como un técnico vocacional, brindándome los conocimientos básicos de la electricidad.
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del inde	Por permitirme formar parte de su equipo de trabajo, adquiriendo la experiencia tan necesaria en el ámbito profesional.
Todos mis amigos de la Facultad	Por haberme brindado su amistad y su apoyo tanto en la Universidad como fuera de ella.
Mis amigos del técnico de la promoción F-46	Con quienes compartí victorias y derrotas durante la carrera del técnico y la Universidad, siendo ellos un gran apoyo moral en la lucha por alcanzar el título universitario.
Ing. Oscar Eduardo Caceres Oxom	Por su apoyo y motivación para seguir adelante y cosechar nuevos triunfos.

Ing. Edgar Chaj

Por brindar incondicionalmente su conocimiento y asesoría tanto en el ámbito académico como laboral.

Unidad de Términos de Referencia

Conformada por el Ing. Héctor Tzoc, la Inga. Leslie Escobedo, Ángel Polanco y José Roldan, por sus consejos y su apoyo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
1.1. Sistema Nacional Interconectado	1
1.1.1. Transmisión de energía eléctrica.....	3
1.1.1.1. Definiciones legales.....	3
1.1.1.2. Definición técnica.....	4
1.1.1.3. Líneas de transmisión.....	4
1.1.1.3.1. Efecto Joule.....	8
1.1.1.3.2. Efecto corona	9
1.1.1.3.3. Efecto capacitivo	10
1.1.1.3.4. Efecto piel.....	14
1.1.1.4. Subestaciones eléctricas	15
1.1.1.4.1. Configuraciones.....	17
1.1.1.4.2. Equipos y máquinas	23
1.2. Transportistas en el sector guatemalteco	34
1.3. Red de transmisión de ETCEE.....	34

2.	MANTENIMIENTOS A EQUIPOS DE POTENCIA Y SUS COSTOS	39
2.1.	Mantenimientos a equipos de potencia	39
2.1.1.	Mantenimientos predictivos	40
2.1.1.1.	Transformador de potencia	40
2.1.1.1.1.	Pruebas al aceite dieléctrico	40
2.1.1.1.2.	Prueba SFRA	45
2.1.1.1.3.	Pruebas AC y DC	46
2.1.1.2.	Interruptor de potencia	48
2.1.1.2.1.	Prueba de velocidad de operación	48
2.1.1.2.2.	Pruebas eléctricas	49
2.1.1.3.	Pararrayos	50
2.1.1.3.1.	Prueba al aislamiento	50
2.1.1.3.2.	Medición de corriente de fuga	50
2.1.1.4.	Transformadores de medición	51
2.1.1.4.1.	Prueba de respuesta dieléctrica	51
2.1.2.	Mantenimientos preventivos	52
2.1.2.1.	Transformadores de potencia	52
2.1.2.1.1.	Limpieza general y reajuste de tornillería	52
2.1.2.1.2.	Deshidratación del aceite dieléctrico	53
2.1.3.	Mantenimientos correctivos	53
2.1.3.1.	Transformadores de potencia	54
2.1.3.1.1.	Tratamiento a aceite dieléctrico	54

	2.1.3.1.2.	Reemplazo de accesorios	55
	2.1.3.2.	Interruptor de potencia.....	56
	2.1.3.2.1.	Regeneración de SF ₆ ...	56
	2.1.3.2.2.	Rellenado de SF ₆	57
	2.1.3.2.3.	Reemplazo de piezas ...	57
2.2.		Criterios para la realización de mantenimientos	57
	2.2.1.	Mantenimientos establecidos por norma técnica	58
	2.2.2.	Mantenimientos según manuales del fabricante.....	60
	2.2.3.	Mantenimientos según experiencia del transportista	61
	2.2.4.	Consideraciones para la elaboración de un plan de mantenimientos	61
2.3.		Costos de mantenimientos a equipos de potencia	64
	2.3.1.	Transformadores de potencia	64
	2.3.2.	Interruptores de potencia	65
	2.3.3.	Pararrayos	66
	2.3.4.	Transformadores de medición	67
3.		OPERACIÓN Y CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE POTENCIA.....	69
	3.1.	Operación de los equipos de potencia	69
	3.1.1.	Niveles de operación de equipos de potencia	69
	3.1.2.	Problemas que afectan la operación de los equipos de potencia.....	70
	3.1.2.1.	Fallas de los equipos	70
	3.1.2.2.	Envejecimiento de los equipos	71
	3.1.2.3.	Contaminación del ambiente	72
	3.1.2.4.	Agentes externos.....	72

3.2.	Criterios para la selección de equipos de potencia	72
3.2.1.	Costo de inversión.....	73
3.2.2.	Tecnología del equipo	73
3.2.3.	Limitantes existentes en el sistema.....	74
3.2.4.	Calidad	74
3.2.5.	Servicio técnico posventa.....	74
3.3.	Tipos de vida útil de equipos de potencia	75
3.3.1.	Vida útil nominal	75
3.3.2.	Vida útil remanente	76
3.4.	Parámetros que afectan la vida útil de los equipos de potencia.....	76
3.4.1.	Condiciones ambientales	77
3.4.2.	Sobrecargas	77
3.4.2.1.	Sobrecarga de transformadores.....	78
3.4.2.2.	Sobrecarga de líneas de transmisión ...	79
3.4.3.	Humedad.....	80
3.4.4.	Mantenimientos incorrectos.....	80
3.4.5.	Problemas de fábrica	80
3.5.	Relación vida útil–demanda de uso de equipos	80
3.5.1.	Transformadores de potencia.....	81
3.5.1.1.	Aplicación del modelo	83
3.6.	Relación de mantenimientos requeridos–vida útil	86
4.	METODOLOGÍA DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA	89
4.1.	Costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica.....	89
4.2.	Relación costo-falla de equipos de potencia	90
4.3.	Remuneración regional de uso de instalaciones.....	97
4.3.1.	Remuneración por método de IAR	97
4.3.2.	Remuneración por método de estampilla postal	98

4.4.	Remuneración nacional de uso de instalaciones.....	99
4.4.1.	Remuneración por pago de canon anual.....	100
4.4.2.	Remuneración por pago de peaje nacional	101
4.4.2.1.	Metodología de cálculo.....	104
4.4.2.1.1.	Valor nuevo de reemplazo (VNR).....	105
4.4.2.1.2.	Unidades de propiedad estándar.....	106
4.4.2.1.3.	Cálculo del valor eficiente	108
4.4.2.1.4.	Cálculo de peaje.....	109
4.4.2.2.	Componentes que integran el peaje..	112
4.4.2.3.	Asignación y liquidación del peaje	112
4.5.	Tiempo de retorno de la inversión en nuevos equipos de potencia.....	116
4.5.1.	Valor presente neto	116
4.5.2.	Aplicación de VPN a costos de equipos de potencia	117
4.5.2.1.	Transformador de potencia.....	118
4.5.2.2.	Interruptor de potencia.....	120
4.5.2.3.	Transformador de potencial	122
4.5.2.4.	Transformador de corriente	124
4.5.2.5.	Pararrayos	126
4.6.	Consideraciones económicas para la reposición de equipos de potencia	128
5.	DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE REEMPLAZO DE EQUIPOS DE POTENCIA Y SU APLICACIÓN	135
5.1.	Análisis técnico del reemplazo de equipos de potencia	135

5.1.1.	Reemplazo de transformadores de potencia.....	136
5.1.2.	Reemplazo para interruptores de potencia.....	138
5.1.3.	Reemplazo de transformadores de medición.....	138
5.1.4.	Reemplazo de pararrayos	139
5.2.	Análisis económico del reemplazo de equipos de potencia ...	139
5.3.	Determinación de la curva de reemplazo de equipos	141
5.4.	Aplicación a equipos de potencia de la red de ETCEE	144
5.4.1.	Caso 1. Transformador de potencia 50 MVA	145
5.4.2.	Caso 2. Transformador de potencia 65 MVA	148
CONCLUSIONES.....		155
RECOMENDACIONES		157
BIBLIOGRAFÍA.....		159
APÉNDICES.....		161

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Tipos de sistema de transmisión.....	2
2.	Método del conductor imagen	13
3.	Comportamiento de la corriente en conductores.....	15
4.	Configuración barra simple	19
5.	Configuración barra simple con seccionador de <i>bypass</i>	20
6.	Configuración barra principal y barra de transferencia.....	21
7.	Configuración barra doble	22
8.	Configuración interruptor y medio	23
9.	Transformador de potencia trifásico	25
10.	Desarrollo de interrupción del arco eléctrico	27
11.	Interruptor de potencia tanque vivo	28
12.	Transformador de potencial	29
13.	Transformador de corriente	31
14.	Seccionador de apertura central	32
15.	Pararrayos tipo subestación.....	33
16.	Sistema de transmisión de ETCEE	37
17.	Determinación de fallas a través de la prueba SFRA.....	46
18.	Esquema básico para la elaboración de plan de mantenimientos	62
19.	Proceso de gestión de mantenimientos	63
20.	Vida útil total del equipo de potencia.....	76
21.	Curva de fallas durante la vida útil	88
22.	Flujo de efectivo para transformador de potencia	119
23.	Flujo de efectivo para interruptor de potencia	121

24.	Flujo de efectivo para transformador de potencial	123
25.	Flujo de efectivo para transformador de corriente	125
26.	Flujo de efectivo para pararrayos.....	127
27.	Reinversión en un transformador de potencia	129
28.	Flujo de efectivo para un equipo de potencia	141
29.	Costo-tiempo de equipos de potencia.....	143
30.	Curva de reemplazo de equipos de potencia.....	144
31.	Curva de cargabilidad de banco núm. III	146
32.	Curva de reemplazo para transformador caso 1	148
33.	Curva de Cargabilidad de banco núm. V	150
34.	Curva de reemplazo para transformador caso 2.....	152

TABLAS

I.	Ecuaciones de Maxwell.....	5
II.	Ecuaciones de líneas de transmisión.....	6
III.	Subestaciones de ETCEE según niveles de tensión	35
IV.	Longitud de líneas de transmisión según niveles de tensión	35
V.	Costos de mantenimientos a transformadores de potencia	64
VI.	Costos de mantenimientos a interruptores de potencia	65
VII.	Costo de mantenimientos a pararrayos	66
VIII.	Costo de mantenimientos a transformadores de medida.....	67
IX.	Vida útil nominal de equipos de potencia.....	75
X.	Valores límite para sobrecarga de transformadores	79
XI.	Temperaturas de operación de transformador de potencia	84
XII.	Tolerancia de indisponibilidades forzadas	92
XIII.	Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada.....	93
XIV.	Coeficiente k según categoría de la instalación	94
XV.	Categorías de líneas de transmisión.....	95

XVI.	Implicaciones del VNR	105
XVII.	Interpretación de resultados VPN.....	117
XVIII.	Ingresos y egresos para un transformador de potencia	118
XIX.	Resultados VPN aplicados al transformador de potencia	120
XX.	Ingresos y egresos para un interruptor de potencia	120
XXI.	Resultados VPN aplicados al interruptor de potencia	122
XXII.	Ingresos y egresos para un transformador de potencial	122
XXIII.	Resultados VPN aplicados al transformador de potencial.....	123
XXIV.	Ingresos y egresos para un transformador de corriente	124
XXV.	Resultados VPN aplicados al transformador de corriente	125
XXVI.	Ingresos y egresos para un pararrayos	126
XXVII.	Resultados VPN aplicados al pararrayos	127
XXVIII.	Resultados VPN aplicados a la reinversión.....	130
XXIX.	Resultados VPN con variación de la rentabilidad.....	132
XXX.	Tiempo de vida útil estimado y recuperación de la inversión para equipos de potencia	133
XXXI.	Especificaciones del transformador caso 1	145
XXXII.	Inversión inicial del transformador caso 1	145
XXXIII.	Resultados VPN aplicados a transformador caso 1	147
XXXIV.	Especificaciones del transformador caso 2	149
XXXV.	Inversión inicial del transformador caso 2	149
XXXVI.	Resultados VPN aplicados a transformador caso 2	152

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
E	Campo eléctrico
B	Campo magnético
C_n	Capacitancia entre conductores
k_r	Coefficiente de rugosidad del conductor empleado
k_m	Coefficiente medioambiental
σ	Conductividad
k	Constante dieléctrica
I	Corriente eléctrica
J	Densidad de corriente
D_{eq}	Distancia equivalente entre conductores
H_{ij}	Distancia entre los subíndices i y j
DMG	Distancia media geométrica entre fases
k_g	Factor de cableado
δ	Factor de densidad del aire (efecto corona)
F	Faradio
f	Frecuencia
°C	Grados centígrados
°K	Grados Kelvin
H	Henrio
IPC	Índice de precios al consumidor
PPI	Índice de precios del productor
Z	Impedancia

ISR	Impuesto Sobre la Renta
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kW	Kilowatt
ln	Logaritmo natural
MVA	Megavoltamperio
m	Metro
n	Número de conductores por fase
N	Número de espiras
Ω	Ohm
ppm	Partes por millón
P_c	Pérdida de potencia en kilowatt por kilómetro
μ	Permeabilidad magnética
ϵ_0	Permitividad del vacío
π	Pi = 3,1416
P	Potencia eléctrica
δ	Profundidad de penetración (efecto piel)
r	Radio
RMG	Radio medio geométrico
X_c	Reactancia capacitiva
R	Resistencia eléctrica
S	Siemens
Σ	Sumatoria
V_R	Tensión crítica disruptiva
V_R	Tensión de recibo
V_s	Tensión de salida
ϵ	Tensión inducida
t	Tiempo
$d\phi$	Variación de flujo eléctrico o magnético

dt	Variación de tiempo
ω	Velocidad angular
W	Watt

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	Es un aceite con características especiales para soportar gradientes de potencial eléctrico, utilizado tanto como aislante como refrigerante en equipos de potencia.
Aislamiento	Es el recubrimiento de algún elemento eléctrico con un material no conductor, para su protección.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Ánodo	Es el polo positivo de un elemento electrónico.
Anualidad	Es el importe anual de una renta económica.
Bahía de conexión	Es la integración de equipos de protección, maniobra y medición utilizados para conectar tanto una línea de transmisión como un equipo de potencia a una subestación eléctrica.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor eléctrico	Es cualquier material que tiene poca resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Corriente eléctrica	Es el movimiento de electrones a través de un material conductor, provocado por una tensión eléctrica.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
CT	<i>Current transformer.</i>
Cuba	Es el deposito dentro el cual se encuentra el núcleo y los devanados de los transformadores de potencia.
Desenergización	Es el cese de transferencia de energía eléctrica a algún elemento para su desconexión.
Devanado	Componente de un circuito eléctrico formado por un conductor eléctrico, arrollado en forma variable según su utilización.
ECOE	Empresa de Comercialización de Energía.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica.
Energía eléctrica	Es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, que permite establecer una corriente eléctrica a través de algún elemento.
EOR	Ente Operador Regional.

Equipos de potencia	Son llamados así todos aquellos equipos utilizados en sistema de transmisión, cuya función es la transferir o proveer potencia eléctrica al sistema.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
FRC	Factor de recuperación de capital.
Frecuencia	Es la magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de algún fenómeno.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Inde	Instituto Nacional de Electrificación.
Indisponibilidad	Circunstancia que impide o restringe la circulación del flujo eléctrico en la red de transporte de energía eléctrica.
LGE	Ley General de Electricidad.
Línea de transmisión	Es un sistema de elementos utilizados para transferir la energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo.

Maniobra	Es cualquier movimiento u operación que se realiza con alguna maquinaria o vehículo para dirigir su funcionamiento.
Maniobrabilidad	Es la capacidad o facilidad de maniobrar algo.
Mantenimiento	Es la conservación en buen estado de algún objeto para evitar su degradación.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
NCC	Norma de Coordinación Comercial.
NTCSTS	Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
ONAF	<i>Oil natural air forced.</i>
ONAN	<i>Oil natural air natural.</i>

Peaje	Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
Petnac	Plan de Expansión de Transmisión Nacional.
Potencia eléctrica	Es la cantidad de energía que es entregada o absorbida por algún elemento en un determinado tiempo.
Potencia firme	Es la potencia comprometida en contratos para cubrir demanda firme.
PT	<i>Potencial transformer.</i>
Remuneración	Cantidad de dinero que se otorga a una persona o entidad como pago por un trabajo o servicio.
Resistencia eléctrica	Es la oposición que presenta algún material al paso de la corriente eléctrica.
Rigidez dieléctrica	Es el valor máximo de la intensidad de campo eléctrico soportado por un elemento, luego del cual deja de ser aislante y se convierte en conductor.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.

RTR	Red de Transmisión Regional.
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition.</i>
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SF₆	Hexafloruro de azufre.
SFRA	<i>Sweep frequency response analysis.</i>
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
STEE	Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica.
Subestación eléctrica	Instalación destinada a transformar o conectar la generación de energía eléctrica, facilitando su transmisión y distribución a los lugares de demanda por medio de líneas de transmisión, utilizando para ello equipos de potencia.
Tasa	Es el precio del dinero o pago estipulado, por encima del valor depositado, que un inversionista debe recibir, por unidad de tiempo determinado, del deudor, a raíz de utilizar su dinero durante ese tiempo.

Tensión eléctrica	Es la diferencia de potencial eléctrico que existe entre dos puntos, también conocida como voltaje.
Transportista	Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
UPE	Unidad de propiedad estándar.
Varistor	Componente electrónico cuya curva de operación se asemeja a un diodo.
VNR	Valor nuevo de reemplazo.
VPN	Valor presente neto.

RESUMEN

La reposición de equipos de potencia en redes de transmisión de energía eléctrica, específicamente en las instalaciones de ETCEE-Inde, generalmente se realizan cuando estos dejan de ser operablemente funcionales (confiables). El presente trabajo de graduación pretende establecer el momento idóneo para la reposición de estos equipos en función de los costos de los mantenimientos a los equipos de potencia y la remuneración por concepto de peaje que percibe un transportista en Guatemala por la utilización de los mismos.

Para ello, se determinaron cuáles son los principales mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos que se realizan a los diferentes equipos de potencia que se requieren en los patios de maniobras de las subestaciones, así como descripciones básicas de los resultados que se obtienen con cada uno de ellos y sus costos. También se definen los 3 criterios más utilizados por los transportistas para realizar los diferentes mantenimientos a sus equipos de potencia, los cuales son utilizados para establecer una correcta gestión de los mismos y la constante actualización de los procedimientos que se llevan a cabo para su realización y la interpretación de los resultados de dichos mantenimientos.

Debido a la importancia de estos equipos, fue necesario establecer sus tipos de vida útil, los problemas que afectan su operación y los criterios básicos para su selección, con el objetivo de asegurar la funcionalidad de los mismos dentro de las subestaciones. También se indica la relación que existe entre la vida útil de los equipos y su demanda, además de la realización de varios ejemplos.

Como parte del análisis económico se establecieron los costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica y las metodologías de remuneración a los diferentes transportistas de energía eléctrica, tanto en el país como regionales, y el tiempo de recuperación de capital por inversiones en equipos de potencia, mediante la utilización de herramientas básicas de economía.

Finalmente, con base en el análisis técnico y económico, se generó una propuesta de curva de reemplazo de equipos de potencia, la cual integra los costos de mantenimientos y los ingresos por concepto de peaje de los diferentes equipos de potencia, con la cual es posible establecer el momento idóneo para realizar la sustitución de algún equipo de potencia aunque este sea aún funcional. También se realiza su aplicación a dos transformadores de potencia monofásicos que actualmente se encuentran operando en las instalaciones de ETCEE.

OBJETIVOS

General

Realizar un análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de ETCEE.

Específicos

1. Conocer los fundamentos teóricos relacionados con la operación del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica.
2. Comprender los mantenimientos que se realizan a los diferentes equipos de potencia y sus costos durante su vida útil.
3. Proponer criterios básicos y estrategias para establecer el tiempo de vida útil de los equipos de potencia basados en su operación.
4. Analizar las metodologías de reposición de equipos de potencia a nivel nacional estableciendo estrategias de financiamiento.
5. Realizar el análisis técnico económico para optimizar la reposición de equipos de potencia con base en los costos de los equipos y la remuneración por su utilización.

INTRODUCCIÓN

El subsector eléctrico de Guatemala se encuentra regido por la Ley General de Electricidad y su reglamento, dado que en esta ley se establecen los valores de porcentaje de rentabilidad que los diferentes transportistas deben percibir por sus instalaciones. Los transportistas que operan en el país buscan la forma de incrementar sus utilidades mediante la optimización de sus recursos, siendo más valiosos los equipos de potencia.

La optimización, en cuanto a la utilización y reemplazo de equipos de potencia que operan dentro de las subestaciones eléctricas, depende tanto de factores técnicos como económicos, ya que a través del análisis de estos factores se podrá determinar el momento adecuado para la sustitución de cualquier equipo de potencia.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación, como el mayor transportista a nivel nacional, cuenta con una variedad de equipos de potencia, de los cuales un gran porcentaje posee más de 20 años de servicio, por lo que varios de ellos están llegando al final de su vida útil. Entre los equipos de potencia más relevantes se encuentran los interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos y máquinas eléctricas como transformadores de potencia trifásicos, monofásicos y bancos de compensación reactiva.

Todos estos equipos de potencia requieren mantenimientos periódicos que van en función de su tiempo de operación, ubicación dentro del Sistema Nacional Interconectado, índices de fallas en la zona y las maniobras realizadas en dicho equipo, lo cual reduce la vida útil de los equipos de potencia.

Los equipos de potencia poseen un tiempo de vida útil nominal durante el cual son operables dentro de un sistema eléctrico, al final del cual se debe determinar si pueden seguir siendo utilizados o deben ser reemplazados. La operación de los equipos de potencia y sus efectos en la vida útil será abordado en el presente estudio, también se establecerán los criterios básicos para la correcta selección de equipos de potencia.

Como parte del análisis económico, se establecen los costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica, entre los cuales se encuentran los costos de mantenimientos a los diferentes equipos de potencia, mediante los cuales se puede determinar un tiempo aproximado para la reposición de los equipos de potencia.

Tomando como base los aspectos técnicos y económicos mencionados, se elaborará una curva de reemplazo de equipos de potencia, considerando todos los aspectos posibles y dejando abierto el espacio para que cualquier transportista de energía eléctrica realice los cambios que considere pertinentes para la aplicación en sus instalaciones.

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. Sistema Nacional Interconectado

El Sistema Eléctrico Nacional es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.¹

El Sistema Eléctrico Nacional se encuentra dividido en dos segmentos los cuales son:

- Sistema principal: “Es el sistema de transmisión compartido por los generadores”.²
- Sistema secundario: “Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario”.³

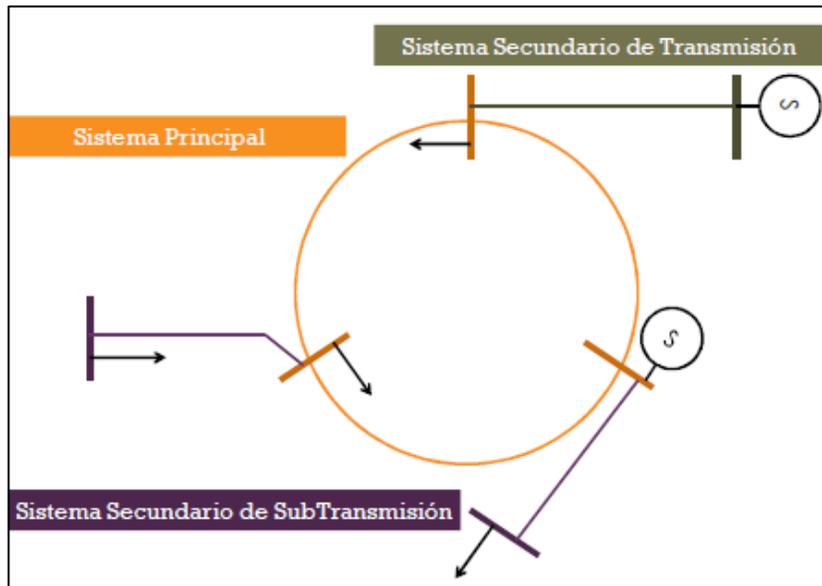
En la siguiente figura se aprecia la diferencia entre los sistemas principal y secundario, y como se integran para la formación de un sistema eléctrico de transmisión.

¹ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 6.

² *Ibíd.*

³ *Ibíd.*

Figura 1. Tipos de sistema de transmisión



Fuente: Coordinación de Apoyo Técnico a Gerencia, ETCEE.

Se conoce como Sistema Nacional Interconectado a la parte interconectada del Sistema Eléctrico Nacional. Actualmente, por la interconexión con México a través de la subestación eléctrica Los Brillantes, las interconexiones con el SIEPAC a través de las subestaciones de Panaluya y Aguacapa a los países de Honduras y El Salvador respectivamente, y al no existir circuitos aislados dentro del país, se le denomina Sistema Nacional Interconectado a todo el Sistema Eléctrico Nacional, no habiendo diferencia entre los dos términos mencionados anteriormente.

1.1.1. Transmisión de energía eléctrica

Es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar, hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

1.1.1.1. Definiciones legales

La Ley General de Electricidad define, en su artículo 6, la transmisión de energía eléctrica de la siguiente forma:

“Transmisión: Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión”.⁴

En la definición anterior se menciona al sistema de transmisión, el cual también es definido en el mismo artículo de la LGE, tal como se muestra a continuación:

“Sistema de transmisión: Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios”.⁵

Quien se dedica a la transmisión de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado es considerado como un transportista, cuya definición se indica a continuación:

⁴ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 6.

⁵ *Ibíd.*

“Transportista: Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad”.⁶

1.1.1.2. Definición técnica

La transmisión de energía eléctrica es la acción de transportar la energía eléctrica desde las centrales generadoras de energía eléctrica hasta los centros de consumo, siendo necesario contar con:

- Líneas de transmisión de energía eléctrica
- Subestaciones eléctricas de transformación y maniobra

En los siguientes numerales se abordará de manera más detallada estos componentes necesarios para realizar la transmisión de energía eléctrica.

1.1.1.3. Líneas de transmisión

Confinan la energía electromagnética en una región del espacio limitada por los conductores eléctricos, cuya disposición geométrica condiciona las características de las ondas electromagnéticas dentro de ellos.

Debido a esta razón, para el análisis de las líneas de transmisión se hace necesario utilizar las ecuaciones de campo electromagnético, sujeto a las condiciones de frontera que impone la geometría de las líneas, como se indicó anteriormente.

⁶ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 6.

Tomando como punto de inicio que la transmisión de energía eléctrica se basa en el comportamiento de los campos electromagnéticos, es necesario conocer las ecuaciones de Maxwell para su comprensión.

Tabla I. **Ecuaciones de Maxwell**

Nombre	Forma puntual	Forma integral
Ley de Gauss	$\nabla \cdot E = \frac{\rho}{\epsilon_0}$	$\oint E \cdot dA = \frac{q_{enc}}{\epsilon_0}$
Ley de Faraday	$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t}$	$\oint E \cdot ds = -\frac{\partial \phi_B}{\partial t}$
Ley de Gauss para el campo magnético	$\nabla \cdot B = 0$	$\oint B \cdot dA = 0$
Ley de Maxwell-Ampere	$\nabla \times B = \mu_0 J + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t}$	$\oint B \cdot ds = \mu_0 i_{enc} + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial \phi_E}{\partial t}$

Fuente: elaboración propia.

Las líneas de transmisión, al igual que los circuitos clásicos, tienen componentes resistivas, inductivas y capacitivas, con la diferencia que estos parámetros no pueden ser considerados en un punto concentrado, sino que deben ser analizados como parámetros distribuidos en toda la longitud de las líneas de transmisión. Los parámetros primarios de las líneas de transmisión son los siguientes:

- Resistencia eléctrica expresada en ohmio por metro
- Inductancia expresada en henrio por metro
- Capacitancia en paralelo expresada en faradio por metro
- Conductancia en paralelo expresada en siemens por metro

Los parámetros anteriores pueden ser obtenidos mediante la aplicación de las ecuaciones de Maxwell a la línea de transmisión, considerando las condiciones de frontera de la disposición geométrica de la misma.

Las líneas de transmisión son clasificadas según su longitud en cortas, medianas o largas, tomando como base la frecuencia de 60 Hz. Una línea de transmisión que no supere los 80 km de longitud es considerada como línea corta, las líneas que se encuentran entre 80 y 240 km son consideradas medias y las líneas que superan esta última son consideradas largas.

Para determinar las ecuaciones de voltaje y corriente en las líneas de transmisión se debe aplicar las leyes de Kirchhoff a los circuitos equivalentes para cada tipo de línea, siendo la línea larga la más complicada de analizar, dado que deben resolverse ecuaciones diferenciales parciales de segundo orden. Estas ecuaciones se indican en la siguiente tabla.

Tabla II. Ecuaciones de líneas de transmisión

TIPO	ECUACIONES	CIRCUITO EQUIVALENTE
Línea corta	$I_S = I_R$ $V_S = V_R + I_R Z$	
Línea media	$V_S = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) V_R + I_R Z$ $I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) I_R$	

Continuación de la tabla II.

<p>Línea larga</p>	$V = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_c}{2} e^{-\gamma x}$ $I = \frac{V_R + I_R Z_c}{2 Z_c} e^{\gamma x} - \frac{V_R - I_R Z_c}{2 Z_c} e^{-\gamma x}$	
------------------------	---	--

Fuente: elaboración propia, con base en STEVENSON, William D. *Sistemas eléctricos de potencia*. p. 190.

Las ecuaciones de voltaje y corriente de la línea larga consideran los parámetros distribuidos en toda la longitud de la línea de transmisión y es por ello que en el circuito equivalente se analiza una porción infinitesimal de la línea, que puede suponerse tan pequeña que los parámetros del circuito pueden considerarse concentrados. Del análisis diferencial se obtienen definiciones tales como la impedancia característica (Z_c) de la línea, la cual depende solamente de sus características primarias.

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}}$$

También surge una constante de la onda plana electromagnética conocida como constante de propagación (γ).

$$\gamma = \sqrt{yz} = \sqrt{(G + j\omega C)(R + j\omega L)}$$

Esta constante se encuentra compuesta a vez de dos términos, real e imaginario (en cuadratura), los cuales son conocidos como constante de atenuación (α) y constante de fase (β), respectivamente.

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

Con estas ecuaciones es posible explicar la variación de los valores fasoriales de tensión y corriente en función de la distancia a lo largo de la línea de transmisión. Considerando que tanto el voltaje como la corriente poseen características de una onda viajera, el voltaje o corriente serán la suma de las componentes incidentes y reflejadas en ese punto.

Las líneas de transmisión, al igual que cualquier otro circuito eléctrico sufren de pérdidas de energía por diversas razones, las cuales serán descritas en los siguientes numerales.

1.1.1.3.1. Efecto Joule

Fue descubierto gracias a los estudios realizados por el físico James Prescott Joule, razón por la cual este efecto lleva su nombre. Este se produce cuando circula una corriente eléctrica a través de un conductor eléctrico, ya que los electrones dentro de dicho conductor chocan entre sí, provocando que parte de la energía cinética que llevan se transforme en energía calorífica, produciendo un calentamiento del material conductor.

La energía, medida en Joules, disipada por efecto del mismo nombre en un tiempo establecido, puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$E = I^2 * R * t [J]$$

Considerando que la potencia es función de la energía y del tiempo, se establece la siguiente ecuación

$$P = \frac{E}{t} = I^2 * R [W]$$

De esta manera se obtienen las pérdidas por efecto Joule que provocan el calentamiento de los conductores. Dichas pérdidas pueden reducirse al disminuir la corriente eléctrica que circula por los conductores eléctricos o al aumentar el área transversal de los conductores eléctricos.

El aumentar el área transversal de un conductor eléctrico implica la necesidad de construir estructuras más robustas capaces de soportar tensiones mecánicas más grandes, lo que se traduce en mayores costos económicos.

1.1.1.3.2. Efecto corona

Este efecto es producido en líneas de transmisión con niveles de tensión elevados y es el único efecto de las líneas de transmisión que puede observarse a simple vista.

Se produce cuando las moléculas del aire circundante a la línea de transmisión se ionizan y son capaces de transportar la corriente eléctrica. Cuando esta situación se presenta, parte de los electrones que circulan por el conductor pasan a circular por el aire, produciendo una aurora luminosa alrededor de dicho conductor de diferentes colores, dependiendo de la criticidad del efecto.

Cuando circulan los electrones por el aire se produce un incremento en la temperatura del mismo, provocando que este se torne de color rojizo para los niveles de temperatura más bajos y color azulado cuando la temperatura se encuentra en valores elevados. Por lo tanto, con solo observar el color de la

aurora que se produce alrededor de los conductores, se puede apreciar la magnitud del efecto sobre los mismos.

Matemáticamente, se establece el valor de la tensión crítica disruptiva del aire alrededor de un conductor a través de la ecuación de Peek:

$$V_c = 21.2 * \delta * r * \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) * n * k_r * k_m * k_g \text{ [kV]}$$

Las pérdidas por efecto corona en las líneas de transmisión pueden ser calculadas por medio de la ecuación siguiente:

$$P_c = \frac{244}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{RMG}{DMG}} * (V_s - V_c) * 10^{-5} \text{ [kW/km]}$$

Mediante esta fórmula puede establecerse las pérdidas de potencia en kilowatts por cada kilómetro de la línea de transmisión.

1.1.1.3.3. Efecto capacitivo

“La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas.”⁷

Los conductores eléctricos de una línea de transmisión se comportan como un capacitor de placas paralelas, por lo que la capacitancia de la misma es una constante que depende del tamaño y la separación entre ellos.

⁷ GRAINGER, John; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 159.

El efecto capacitivo que se da en las líneas de transmisión es muy pequeño y generalmente se desprecia para longitudes menores a 80 km. Sin embargo, para longitudes mayores si es considerado, ya que este efecto resulta representativo en cuanto a pérdidas en la línea de transmisión. Esto se produce tanto entre los conductores de las líneas de transmisión como entre los conductores y la superficie de la tierra.

“La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.”⁸

- Capacitancia entre conductores

El transporte de energía eléctrica se realiza por medio de líneas de transmisión que cuentan con tres fases, las cuales se colocan en las estructuras de soporte (postes o torres) según diseño mecánico y libranzas eléctricas. Esto implica que el espaciamiento de los conductores es asimétrico.

La asimetría del espaciamiento de los conductores complica los análisis para determinar la capacitancia de la línea de transmisión, por lo que es necesario que se realicen algunas suposiciones que no afectan significativamente el resultado.

Bajo las condiciones anteriormente descritas, se obtiene la siguiente ecuación para la capacitancia de líneas de transmisión trifásicas con espaciamiento asimétrico.

⁸ GRAINGER, John; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 159.

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} [F/m \text{ al neutro}]$$

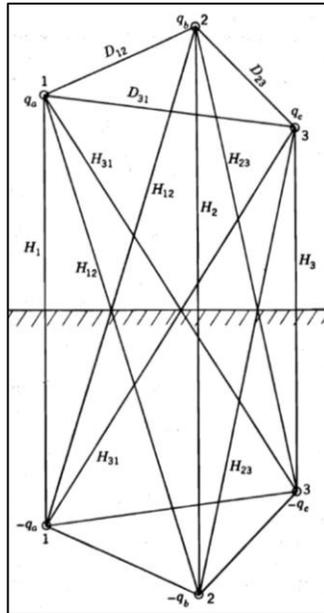
- Capacitancia entre conductores y tierra

El suelo (o tierra) también afecta el campo eléctrico que se genera en las líneas de transmisión, lo cual incrementa su efecto capacitivo. La fórmula necesaria para determinar la capacitancia entre conductores y la superficie del suelo se determina mediante el método del conductor imagen.

El método del conductor imagen se basa en reemplazar la superficie de la tierra por un conductor ficticio ubicado al doble de distancia que existe entre el conductor eléctrico y el suelo. Al suponer que el conductor ficticio tiene una carga igual y opuesta al conductor eléctrico, se forma una superficie equipotencial a la distancia que se encuentra el plano de la superficie de la tierra. Esto se realiza para cada uno de los conductores eléctricos que forman parte de la línea de transmisión.

En la figura 2 se observa de mejor manera el método del conductor imagen, donde los numerales 1, 2 y 3 son los tres conductores que forman la línea de transmisión y la línea que se ubica al centro de la imagen representa el suelo, además, en la parte baja de la imagen se observan los mismos tres conductores, con la diferencia de que se simbolizan con la carga negativa.

Figura 2. Método del conductor imagen



Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 172.

Al realizar el análisis de tensiones mediante el método anterior, se obtiene la siguiente ecuación, la cual considera tanto el efecto de la capacitancia entre conductores eléctricos y entre conductores y el suelo.

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right) - \ln\left(\frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}\right)} \quad [F/m \text{ al neutro}]$$

También es necesario conocer la reactancia capacitiva de las líneas de transmisión por causa del efecto capacitivo sobre los conductores eléctricos, la cual se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$X_c = 4,77 \times 10^4 \ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right) \quad [\Omega \cdot km \text{ al neutro}]$$

Cabe destacar que esta ecuación puede ser utilizada tanto para el efecto capacitivo entre conductores, como para el efecto entre conductores y la superficie del suelo.

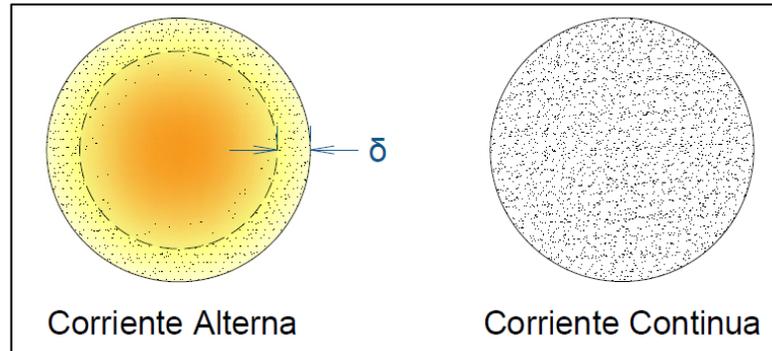
1.1.1.3.4. Efecto piel

Se le conoce como efecto piel a la transmisión de la corriente alterna por la superficie de un conductor. Esto reduce el área transversal efectiva de los conductores eléctricos y su efecto es mayor cuando mayor es la frecuencia de oscilación de la corriente eléctrica.

El resultado del efecto piel es el incremento de la resistencia efectiva de los conductores eléctricos al paso de la corriente alterna. Es decir, un conductor eléctrico posee diferente resistencia eléctrica al paso de la corriente eléctrica continua y alterna, siendo más elevada para esta última por consecuencia del efecto piel.

En la figura 3 se observa el comportamiento de los electrones a través del conductor cuando es corriente alterna y corriente continua.

Figura 3. **Comportamiento de la corriente en conductores**



Fuente: elaboración propia, empleando Adobe Illustrator.

El efecto piel surge dado que la variación del campo magnético con respecto del tiempo es mayor en el centro del conductor, incrementando la reactancia inductiva en el centro, misma que se va reduciendo conforme se acerca a la superficie, lo cual se aprecia en la figura 3. Por lo tanto, la corriente eléctrica circula en el área donde es menor la reactancia inductiva.

La profundidad a la cual la corriente eléctrica circula se puede determinar por medio de la siguiente ecuación:

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\sigma}} \text{ [m]}$$

1.1.1.4. **Subestaciones eléctricas**

Son infraestructuras destinadas a facilitar el transporte y distribución de energía eléctrica. Para cumplir con su cometido, las subestaciones eléctricas cuentan con equipos de potencia y maniobra como transformadores de

potencia, transformadores de tensión, transformadores de corriente, interruptores de potencia, seccionadores de línea y barra, pararrayos y equipos de compensación reactiva.

Las subestaciones eléctricas pueden ser construidas con configuraciones distintas como barra simple, barra doble, barra simple con barra de transferencia, interruptor y medio, entre otros. Estas configuraciones varían dependiendo de la confiabilidad y maniobrabilidad que se desee tener dentro de dichas subestaciones.

Existen dos tipos de subestaciones eléctricas:

- Subestación de transformación: es aquella destinada a modificar los niveles de tensión de la red de transmisión o distribución de energía eléctrica y existen dos tipos:
 - Subestación elevadora de tensión
 - Subestación reductora de tensión

- Subestación de maniobra: es aquella que no modifica los niveles de tensión y es utilizada para realizar maniobras con la finalidad de transportar o distribuir la energía eléctrica entre los distintos circuitos que interconecta.

Además de esta clasificación, también pueden ser divididas por su naturaleza constructiva en: subestaciones convencionales o encapsuladas en gas SF₆ (hexafloruro de azufre).

1.1.1.4.1. Configuraciones

Se entiende por configuración al arreglo de los equipos electromecánicos que se ubican en el patio de maniobras de una subestación, de tal manera que la operación de los mismos permita tener diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

Para comprender mejor el párrafo anterior se presentan las definiciones eléctricas de los términos utilizados:

- **Flexibilidad:** se refiere a la capacidad de una subestación a adaptarse a los cambios que pudieran provocarse por mantenimientos, contingencias o cambios operativos del sistema eléctrico en general.
- **Confiabilidad:** se refiere a la capacidad de una subestación para proveer energía eléctrica al sistema, considerando que algún equipo de potencia o elemento de la subestación quede fuera de servicio por fallas, luego de realizarse maniobras dentro de dicha subestación.
- **Seguridad:** se refiere a la capacidad de una subestación de brindar continuidad en el suministro de energía eléctrica sin interrupción durante fallas de los equipos de potencia.

Para evitar confusión con los términos mencionados anteriormente, cabe mencionar que la flexibilidad de una subestación se da cuando debe cambiarse la conexión de los circuitos de la subestación, por ejemplo trasladar salidas de línea de una barra principal a una barra de transferencia, y tanto la confiabilidad como la seguridad se establecen mediante la capacidad de continuar con el

suministro de energía eléctrica bajo los parámetros establecidos por cada una de ellas.

A continuación se presentan las configuraciones de subestaciones más comunes en Guatemala, con una pequeña descripción de las mismas (es posible que se haga mención de algunos equipos de potencia, los cuales se explicarán más adelante):

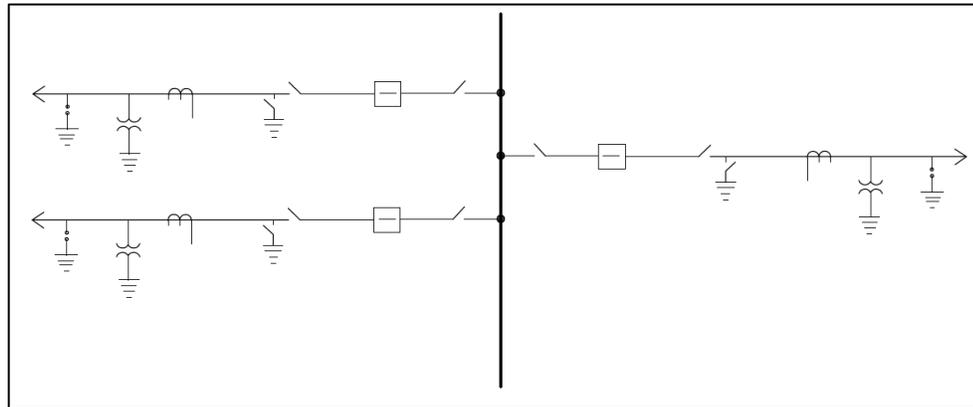
- Barra simple

Esta es la configuración más simple y económica que existe, fácil de proteger y su operación es sencilla, consta únicamente de una barra principal, a la cual se conectan los diferentes campos de transformación, compensación y salidas de línea. Una de sus mayores desventajas es que carece de flexibilidad, confiabilidad y seguridad, ya que al producirse alguna falla en la barra la subestación queda fuera de servicio y, en caso de que la falla suceda en algún circuito, dicho circuito quedará fuera de servicio si es posible aislar la falla.

Generalmente, esta configuración es utilizada en subestaciones con muy pocos campos de conexión, dado que es necesario que los campos queden fuera de servicio cuando se realizan mantenimientos en cada uno de ellos y toda la subestación cuando es realizado al barraje principal.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de una subestación con configuración de barra simple y 3 bahías de conexión, con sus equipos de maniobra, medición y protección correspondientes.

Figura 4. Configuración barra simple



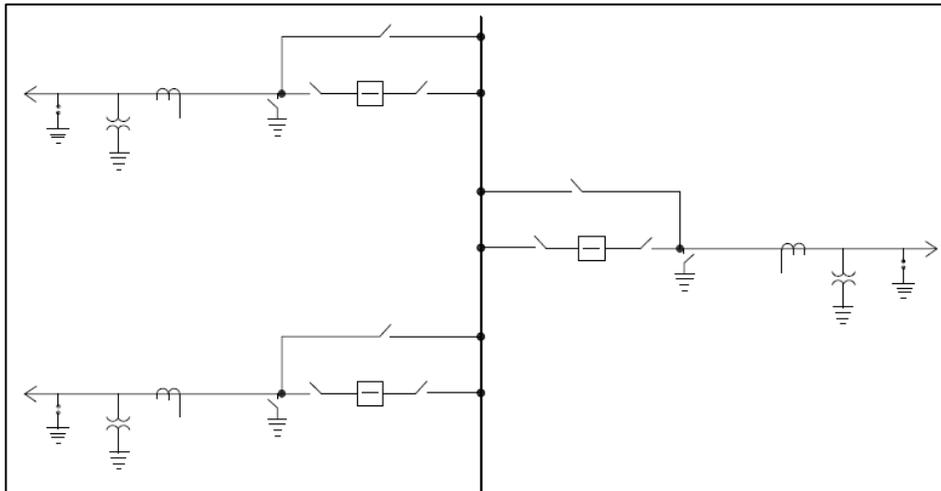
Fuente: elaboración propia, empleando ProfiCAD.

- Barra simple con seccionador de *bypass*

Esta configuración, al igual que la anterior, cuenta con una sola barra principal, con la diferencia de tener un seccionador de *bypass* que realiza una conexión directa entre la bahía y la barra. Con esta configuración se da flexibilidad y confiabilidad a los campos de conexión, ya que se incrementa la maniobrabilidad en la operación de las subestaciones. Con esta configuración se pueden realizar actividades de mantenimiento a los equipos que se encuentren entre los seccionadores principales, comúnmente al interruptor de potencia y en algunos casos el transformador de corriente.

En la figura 5 se presenta el diagrama unifilar de una subestación con configuración de barra simple y seccionador de *bypass* con 3 bahías de conexión, con sus equipos de maniobra, medición y protección correspondientes.

Figura 5. **Configuración barra simple con seccionador de *bypass***



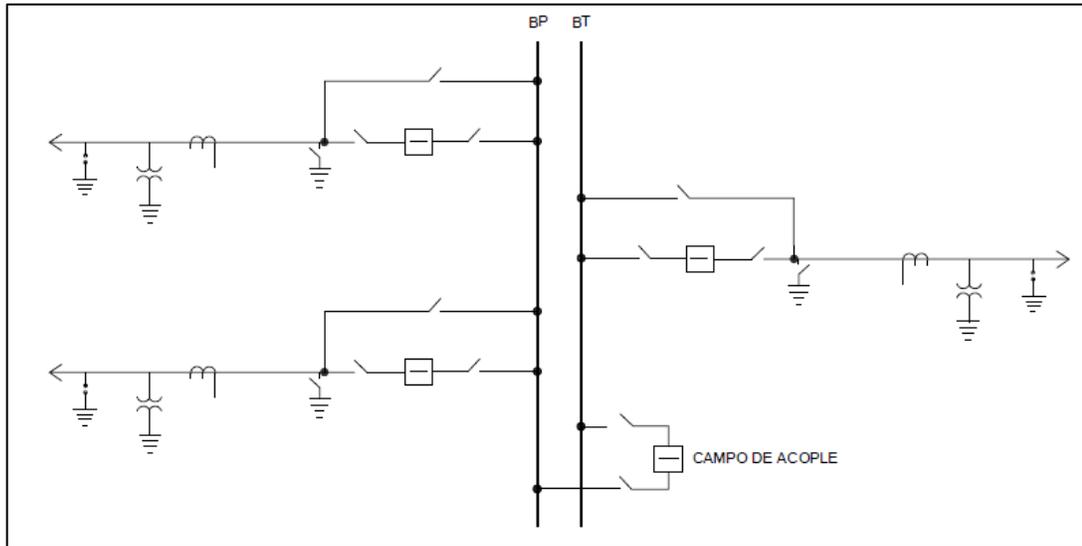
Fuente: elaboración propia, empleando ProfiCAD.

- Barra principal y barra de transferencia

En operación normal, esta configuración funciona como una barra simple, pero tiene una barra auxiliar o de transferencia, ya que a través de un seccionador de transferencia cada circuito está conectado a la barra del mismo nombre. Al momento de existir una falla en el interruptor de potencia o para realizar labores de mantenimiento, se puede realizar el cambio de los circuitos a la barra de transferencia mediante el cierre de los seccionadores y del interruptor de acoplamiento.

A continuación se muestra un diagrama unifilar de una subestación con configuración de barra simple y barra de transferencia con 3 bahías de conexión y un campo de acoplamiento, con sus equipos de maniobra, medición y protección respectivos.

Figura 6. Configuración barra principal y barra de transferencia

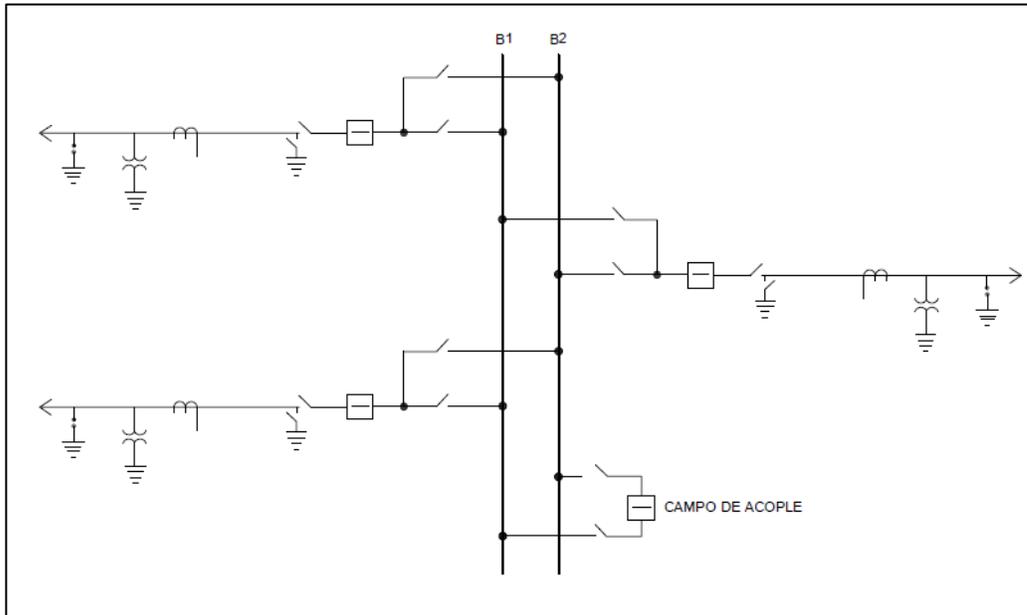


Fuente: elaboración propia, empleando ProfiCAD.

- Barra doble

En esta configuración existen dos barras principales de conexión y, al igual que en la configuración anterior, es necesario un campo de acoplamiento de barras, con la diferencia que en esta configuración el campo de acoplamiento se encuentra siempre cerrado, manteniendo energizadas ambas barras. Esta configuración posee flexibilidad, dado que es posible separar los circuitos en cada barra. También posee confiabilidad, dado que es posible realizarse mantenimientos a cualquiera de las barras sin suspender el servicio de energía eléctrica, pero, al igual que la configuración barra simple, no posee seguridad ante fallas en barras o interruptores.

Figura 7. Configuración barra doble



Fuente: elaboración propia, empleando ProfiCAD.

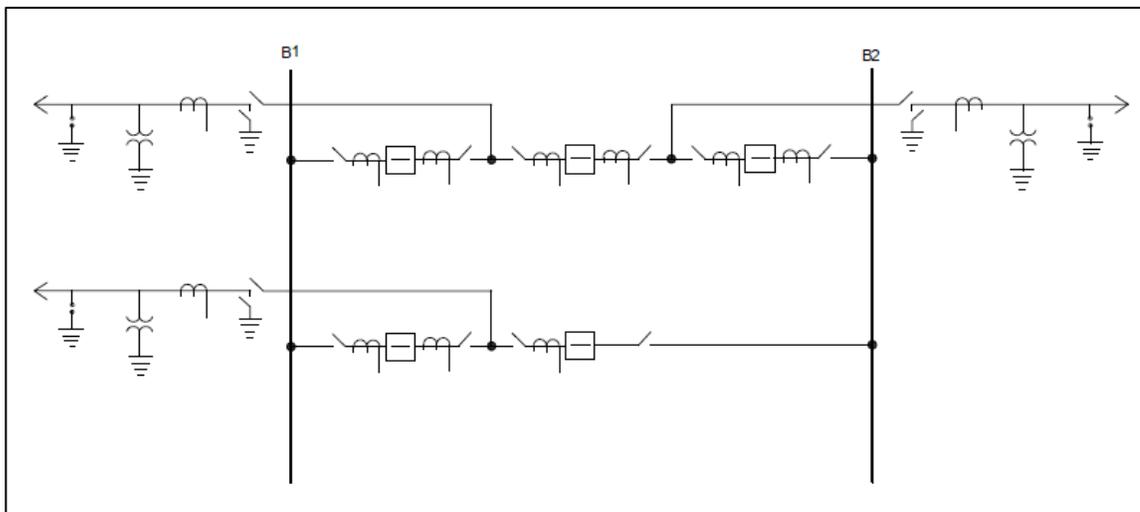
- Interruptor y medio

Esta configuración utiliza tres interruptores de potencia por cada dos salidas de línea, razón por la cual lleva el nombre de interruptor y medio. Estos interruptores son conectados entre dos barras principales, lo cual permite realizar mantenimientos a cualquier interruptor de potencia o barra sin suspender el servicio de transporte de energía eléctrica. Esto permite que esta configuración posea altos niveles de confiabilidad y seguridad. Durante la operación normal de una subestación con esta configuración, todos los interruptores de potencia se encuentran cerrados y ambas barras se encuentran energizadas, lo cual provoca que esta configuración carezca de flexibilidad. Además, si la subestación cuenta con un número impar de campos de

conexión, este campo necesitará de dos interruptores de potencia, lo cual implica sobrecostos en la instalación.

A continuación se muestra un diagrama unifilar de una subestación con configuración de interruptor y medio con 3 bahías de conexión.

Figura 8. **Configuración interruptor y medio**



Fuente: elaboración propia, empleando ProfiCAD.

La elección de cualquiera de estas configuraciones se basa en los niveles de flexibilidad, confiabilidad o seguridad y, por lo tanto, en las ventajas y desventajas que presenta cada configuración respecto a las demás.

1.1.1.4.2. **Equipos y máquinas**

Son todos aquellos equipos de potencia, maniobra y protección requeridos para brindar el suministro de energía eléctrica de forma continua, eficaz y segura. Entre los equipos de patio de una subestación están los siguientes:

- Transformador de potencia

Este es el equipo fundamental de una subestación eléctrica de transformación y el que requiere la mayor inversión económica, ya que es el equipo que hace posible la transmisión de energía eléctrica a través de grandes distancias.

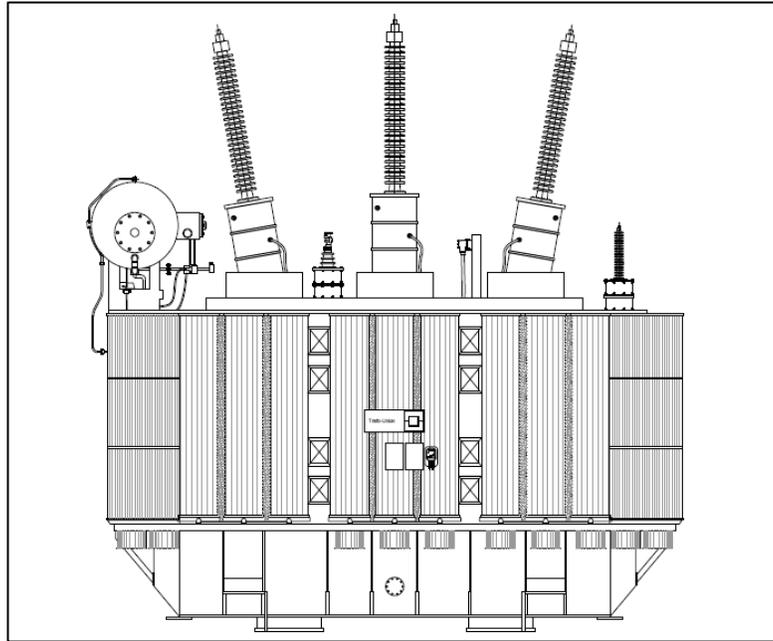
La función del transformador de potencia es cambiar los niveles de tensión de los circuitos eléctricos de corriente alterna, manteniendo la potencia eléctrica. El transformador de potencia es el elemento con más eficacia dado que no contiene ninguna parte movable.

El funcionamiento de un transformador es a través del principio de inducción electromagnética de Faraday, el cual se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = -N \frac{d\phi}{dt}$$

Esta ecuación establece que la tensión inducida en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez de la variación del flujo magnético respecto al tiempo. La constante de proporcionalidad (N) indica el número de vueltas de una bobina. El signo negativo se debe a la ley de Lenz que indica que las tensiones inducidas se oponen a la variación del flujo magnético que las produce.

Figura 9. **Transformador de potencia trifásico**



Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

Como se mencionó anteriormente, la potencia eléctrica en un transformador de potencia es prácticamente la misma tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja tensión, por lo tanto, el aumento o reducción de la tensión y la corriente eléctrica obedecen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{V_1}{N_1} = \frac{V_2}{N_2} ; \quad I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2$$

- Interruptor de potencia

Es un equipo electromecánico de interrupción capaz de conducir, interrumpir y establecer corrientes eléctricas en condiciones normales o de falla,

en esta última por un tiempo reducido y según las condiciones específicas para cada subestación eléctrica. Su función principal es la de extinguir el arco eléctrico que se genera por la separación de los contactos eléctricos y la circulación de la corriente eléctrica con niveles tanto nominales como de cortocircuito.

Para realizar la extinción del arco eléctrico, los interruptores de potencia cuentan con una cámara de extinción, en la cual se realiza esta tarea. Debido a los niveles de tensión y corriente que circulan en estos dispositivos, es necesario que exista un elemento capaz de soportar las temperaturas elevadas que se generan en dicha cámara debido al arco que se produce al separar los contactos, dentro de los cuales existen los siguientes:

- Aire comprimido
- Aceite en pequeño y gran volumen
- Hexafluoruro de azufre (SF_6)

De los anteriores, actualmente se utilizan los interruptores de potencia con gas SF_6 debido a su tamaño reducido y sus características técnicas.

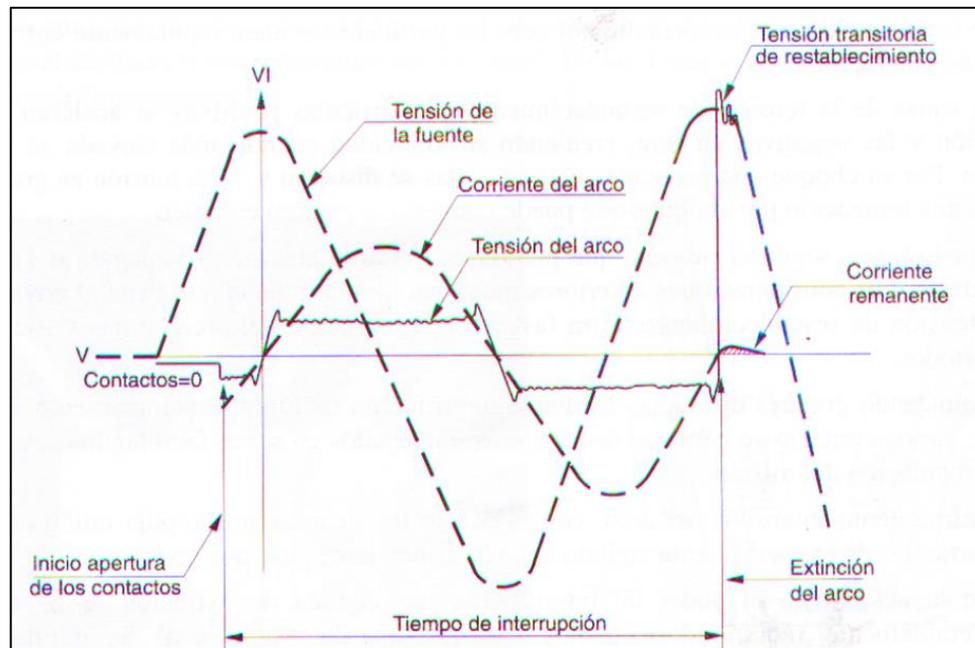
El funcionamiento de un interruptor de potencia se basa en la extinción del arco eléctrico que se desarrolla entre los contactos eléctricos, cuando estos se separan.

La extinción del arco eléctrico sucede cuando la corriente pasa por cero, sin embargo, si la separación de los contactos no es la adecuada o el medio dieléctrico que encierra los contactos aún no se ha recuperado, se produce un reencendido del arco, ciclo que se repite hasta que los contactos están

totalmente separados y el medio dieléctrico es capaz de soportar la diferencia de potencial entre los contactos.

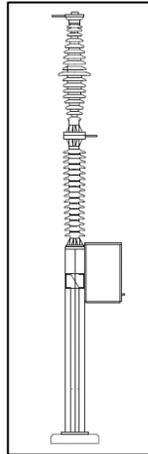
El comportamiento del arco eléctrico y la secuencia para su extinción en un interruptor de potencia se puede apreciar en la figura 10.

Figura 10. **Desarrollo de interrupción del arco eléctrico**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 237.

Figura 11. **Interruptor de potencia tanque vivo**



Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

- Transformador de potencial

Cuando es necesario realizar mediciones de tensión en redes con voltajes superiores a los 600 V, se hace necesaria la utilización de transformadores de potencial, los cuales tienen la finalidad de realizar una réplica en el lado de baja tensión de los acontecimientos que se produzcan en la red eléctrica primaria.

Existen varios tipos de transformadores, los cuales generalmente son utilizados dependiendo de los niveles de tensión para los cuales son fabricados. Los transformadores de potencial que comúnmente son utilizados en sistemas de transmisión son los siguientes:

- Transformadores inductivos para tensiones de hasta 145 kV
- Transformadores capacitivos para tensiones superiores a 145 kV

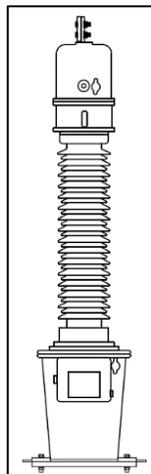
El principio de funcionamiento de los transformadores de potencial, depende de su construcción. Los transformadores de potencial inductivos obedecen al principio de inducción electromagnética de Faraday, el cual es utilizado para la construcción de transformadores de potencia, no existiendo diferencias en la aplicación de esta ley para la fabricación de estos equipos.

Caso aparte es el de los transformadores capacitivos, los cuales se basa en el divisor de tensión, mediante la aplicación de la ley de Kirchhoff, siendo la forma básica de la ecuación, la siguiente:

$$V_s = \frac{C_1}{C_1 + C_2} V_e$$

La tensión en el secundario (V_s) depende de la de C_1 y C_2 , los cuales pueden ser cualquier combinación de capacitores en serie, y cuyo factor multiplica la tensión en el primario (V_e).

Figura 12. **Transformador de potencial**



Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

- Transformador de corriente

Al igual que los transformadores de potencial, los transformadores de corriente son utilizados para hacer posible la medición de parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, siendo en este caso la medición de la corriente eléctrica.

Los transformadores de corriente tienen varias clasificaciones, las cuales dependen de su construcción eléctrica y de su utilización, siendo esta última la más común. La clasificación según sus características constructivas es la siguiente:

- Varios núcleos: este transformador cuenta con varios secundarios, los cuales están arrollados en su propio núcleo y están enlazados por único devanado primario.
- Secundario de relación múltiple: este transformador cuenta con un solo devanado secundario con varias derivaciones que tienen diferentes relaciones de transformación.

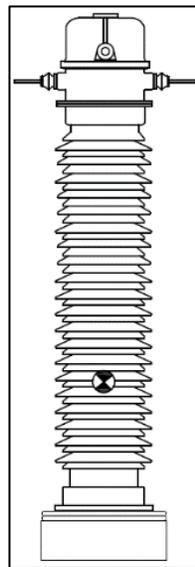
La clasificación de los transformadores de corriente según su utilización es:

- Transformadores de medida: estos transformadores son utilizados para alimentar los equipos de medida, como contadores de energía eléctrica.

- Transformadores de protección: estos transformadores son utilizados para alimentar los equipos de protección, como relés de sobrecorriente u otros equipos de protección.

Su funcionamiento, al igual que los transformadores de potencial inductivos, se basa en el mismo principio que un transformador de potencia, es decir, el principio de inducción electromagnética de Faraday.

Figura 13. **Transformador de corriente**



Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

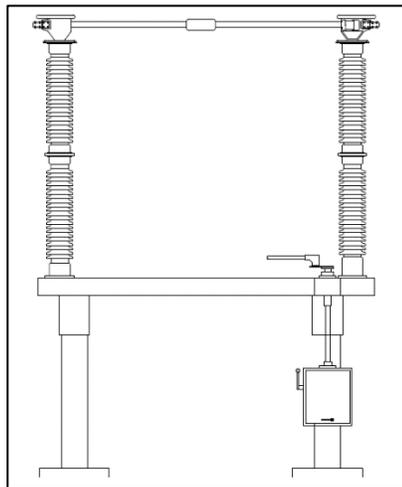
- Seccionador

Es un equipo de maniobra utilizado para seccionar de manera visible un campo de conexión, este equipo es incapaz de aperturar una línea de transmisión bajo carga.

Los seccionadores, al igual que los transformadores de corriente, también cuentan con varias clasificaciones que dependen de su funcionamiento y de su accionamiento mecánico. Según su funcionamiento están divididos en:

- Seccionadores de maniobra: son aquellos que tienen la capacidad de realizar la apertura y cierre mecánico de las bahías de conexión, siempre y cuando estas no posean cargas eléctricas.
- Seccionadores con puesta a tierra: al igual que los anteriores, tiene la misma función, con la diferencia que poseen una cuchilla que conecta directamente a tierra cuando los seccionadores están abiertos, con la finalidad de dirigir la corriente eléctrica a tierra en caso de un cierre inesperado del equipo.

Figura 14. **Seccionador de apertura central**



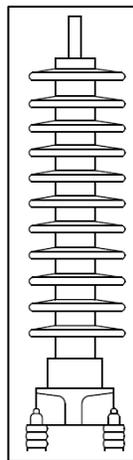
Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

- Pararrayos

Es un equipo de protección contra sobretensiones producidas por operaciones de maniobras y por la ocurrencia de descargas atmosféricas. En la actualidad, estos equipos son fabricados con elementos activos de óxido de zinc, específicamente varistores, los cuales son conectados en serie.

Su funcionamiento se basa en comportarse como un conductor a tierra para liberar alguna falla transitoria en el sistema eléctrico. Los elementos que componen un pararrayos tienen una resistencia no lineal, lo cual provoca que al incrementarse la corriente y la tensión sobre los niveles establecidos por el diseño del pararrayos, su resistencia tienda a cero. De manera contraria, cuando los valores nominales de tensión y corriente se mantienen, el pararrayos posee una resistencia muy alta, lo cual impide que existan corrientes de fuga a tierra.

Figura 15. **Pararrayos tipo subestación**



Fuente: ETCEE-Inde. *Diseño de subestaciones*. p. 159.

1.2. Transportistas en el sector guatemalteco

En Guatemala operan 8 transportistas de energía eléctrica, siendo estos los siguientes:

- Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (Trecsa)
- Duke Energy International Transmision Guatemala, LTDA. (DEGTL)
- Redes Eléctricas de Centroamérica, S. A. (Recsa)
- Empresa Propietaria de la Red, S. A. (EPR)
- Transmisora de Energía Renovable, S. A. (Transnova)
- Transporte de Electricidad de Occidente (Treo)
- Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. (Trecsa)
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)

1.3. Red de transmisión de ETCEE

El Instituto Nacional de Electrificación (Inde) hasta 1996, tenía a su cargo todas las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica en Guatemala, pero, debido a la creación de la Ley General de Electricidad, fue necesaria la separación de funciones, por lo cual se crearon las empresas: Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), Empresa de Transporte

y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y Empresa de Comercialización de Energía (ECOE), para las diferentes actividades que actualmente realiza.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) tiene como función principal el proporcionar la infraestructura necesaria para el servicio de transporte y control de la energía eléctrica. Actualmente, ETCEE tiene el liderazgo del mercado eléctrico, en cuanto al transporte de energía eléctrica se refiere. Además, su infraestructura es parte del Mercado Eléctrico Regional, mediante dos líneas de transmisión que conectan a Guatemala con El Salvador y Honduras. Cuenta con 67 subestaciones eléctricas en todo el país y aproximadamente 3 500 km de líneas de transmisión, las cuales se dividen de la siguiente manera:

Tabla III. **Subestaciones de ETCEE según niveles de tensión**

Nivel de tensión [kV]	Cantidad de SE	Capacidad [MVA]
400	1	225,00
230	9	2 498,00
138	8	778,00
69	49	1 053,75
TOTAL	67	4 554,75

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos ETCEE.

Tabla IV. **Longitud de líneas de transmisión según niveles de tensión**

Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]
400	71,15
230	463,40
138	367,72
69	2 350,04
TOTAL	3 252,31

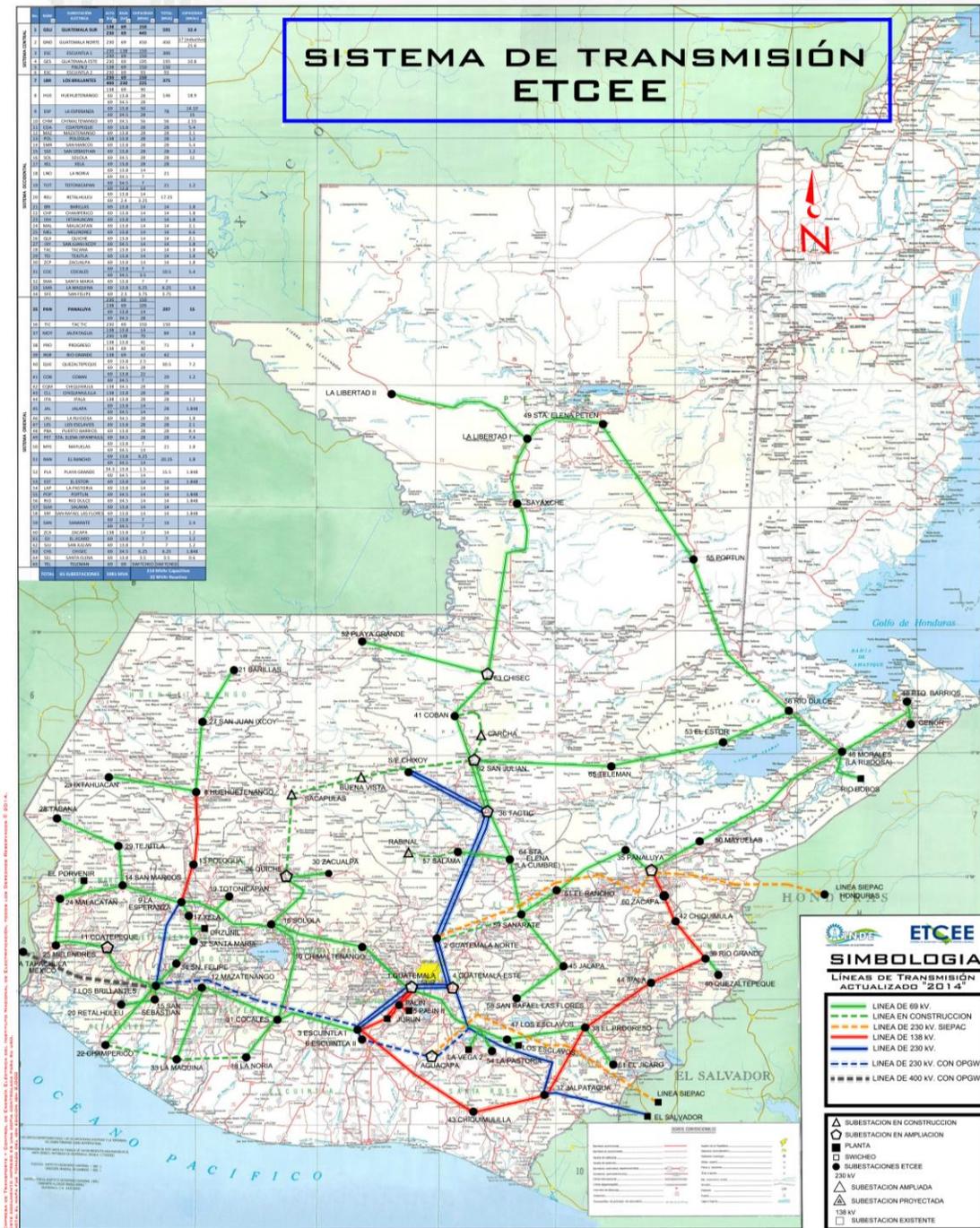
Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos de ETCEE.

Como puede observarse en las tablas anteriores, entre la infraestructura que posee ETCEE está una subestación eléctrica de 400 kV, única en el país, denominada Los Brillantes, que funciona como enlace con la subestación Tapachula Potencia, con la cual se realizan transferencias de potencia de México hacia Guatemala (compra de energía eléctrica).

La información correspondiente a las instalaciones dedicadas al servicio de transporte de energía eléctrica pertenecientes a la ETCEE puede consultarse en los apéndices 1 y 2 que se encuentran al final de este documento.

En la figura 16 se puede observar la distribución de las instalaciones dedicadas a la transmisión de energía eléctrica de ETCEE en el territorio nacional.

Figura 16. Sistema de transmisión de ETCEE



2. MANTENIMIENTOS A EQUIPOS DE POTENCIA Y SUS COSTOS

Existen tres criterios que son los más utilizados por los transportistas para realizar los diferentes mantenimientos a sus equipos de potencia, estos son: según las normas técnicas, según los manuales de los fabricantes y según la propia experiencia de los transportistas, los cuales sirven para establecer el tiempo idóneo para la realización de los mantenimientos y la interpretación de los resultados de estos.

Además de lo anterior, también se describen los diferentes tipos de mantenimientos que se les realizan a los equipos de potencia utilizados en el transporte de energía eléctrica y sus costos.

2.1. Mantenimientos a equipos de potencia

Se entiende por mantenimiento a todas aquellas actividades que se realizan para mantener en buenas condiciones los equipos, para que estos puedan realizar sus funciones de manera óptima.

Los mantenimientos que se realizan a los diferentes equipos de potencia instalados en los patios de maniobra de las subestaciones se dividen en:

- Predictivos
- Preventivos
- Correctivos

La correcta ejecución de los mantenimientos predictivos y preventivos en los diferentes equipos de potencia reduce los costos de operación y la cantidad de mantenimientos correctivos en la red de transmisión de cualquier transportista, lo cual es parte de una cultura de mejora continua que fortalece las organizaciones al brindar un mejor servicio (en este caso el suministro de energía eléctrica de forma continua).

2.1.1. Mantenimientos predictivos

Son aquellos que se realizan con el objetivo de detectar fallas o defectos que se encuentren en etapas iniciales y evitar así que se desarrollen fallas mayores durante la operación normal de los equipos.

A continuación se presentan los mantenimientos predictivos que comúnmente se realizan a los equipos de potencia.

2.1.1.1. Transformador de potencia

Es la conversión de energía eléctrica de una forma a otra. Esto puede ser tan sencillo como un transformador para cambiar el voltaje de redes de corriente alterna, pero incluye también sistemas mucho más complejos. Los sistemas de conversión de potencia a menudo incorporan la regulación de tensión (voltaje), que es el control de su valor dentro de ciertos límites.

2.1.1.1.1. Pruebas al aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico tiene cuatro importantes funciones dentro de un transformador de potencia las cuales son:

- Proporcionar rigidez dieléctrica entre los devanados y la cuba.
- Transferir, mediante conducción, el calor que se genera por la operación del transformador.
- Proteger el aislamiento sólido (papel) de los efectos dañinos de la humedad y el oxígeno.
- Ser una herramienta de diagnóstico para evaluar el estado del aislamiento sólido del transformador.

Por esta razón, las pruebas del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia tienen gran importancia en el diagnóstico de estos equipos y en la vida útil de los mismos.

Existe gran variedad de pruebas que se realizan al aceite dieléctrico para determinar varios factores, dependiendo del tipo de utilización que se les da a los transformadores de potencia y el nivel de detalle que se requiere para el establecimiento del estado del transformador. Entre las pruebas que se realizan al aceite dieléctrico están las siguientes:

- Humedad en el aceite dieléctrico

La humedad en el transformador de potencia puede producir condiciones perjudiciales, como incrementar el riesgo de falla dieléctrica y contribuir a la aceleración del envejecimiento del aislamiento sólido y líquido del transformador, lo cual se traduce en una reducción del tiempo de vida útil del equipo. La humedad existente en el aceite dieléctrico es medido electrónicamente a través de un dispositivo que inyecta reactivos a la muestra

de aceite dieléctrico para determinar la cantidad de humedad existente en el aceite, la cual es presentada en partes por millón (ppm).

La capacidad de un aceite dieléctrico para absorber humedad está determinada por la temperatura y el envejecimiento del aceite, por esta razón, también es necesario determinar la saturación porcentual de humedad, la cual es el resultado de comparar la humedad disuelta en el aceite dieléctrico y la humedad contenida en el aceite, cuando el equipo de potencia se encuentra en servicio.

- Factor de potencia del aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico, cuando es nuevo, tiene un factor de potencia muy pequeño, pero la contaminación, la humedad y cualquier tipo de gas disuelto incrementan este factor de potencia, por lo que es posible determinar cual es la causa principal del incremento del factor de potencia del aceite dieléctrico.

La prueba de medición del factor de potencia en el aceite dieléctrico se realiza, por lo general, a dos temperaturas 25° y 100° C, dado que este se comporta de manera distinta a niveles de temperatura distintos. A través de la diferencia entre las dos medidas es posible determinar cuál es la causa que provoca el incremento en el factor de potencia del aceite dieléctrico.

Esta prueba se realiza colocando aceite dieléctrico en un contenedor al cual se le aplica una corriente alterna produciendo un campo eléctrico que atraviesa el aceite y produciendo pérdidas eléctricas que son medidas. A partir de esta información se calcula el factor de potencia del aceite.

- Pruebas químicas al aceite dieléctrico

Es un conjunto de pruebas que se realizan al aceite dieléctrico del transformador, en ellas se incluyen los siguientes análisis:

- Número de neutralización, también conocido como número de acidez, el cual indica el nivel de oxidación del aceite dieléctrico por medio de la aplicación de una sustancia alcalina.
- Tensión interfacial, la cual determina si existen otros elementos como el agua en el aceite dieléctrico, los cuales, por su naturaleza, no se mezclan con el aceite, estableciendo una barrera dentro del aceite.
- Densidad relativa, es la medición de la relación de la masa de un volumen específico de aceite con la masa del mismo volumen de agua a la misma temperatura. Se espera que la densidad relativa de un aceite dieléctrico en buen estado se encuentre entre 0,84 y 0,91, si este valor se incrementa por encima de este último es una clara indicación de que el aceite está contaminado con materiales de mayor densidad.
- Color, se determina mediante la comparación con colores normalizados, pero, por lo general, el color del aceite dieléctrico no tiene mayor injerencia en el estado del transformador.
- Apariencia, sedimentos, este análisis, al igual que el anterior, se realiza mediante simple análisis visual, con el objetivo de

determinar si existen partículas en suspensión, sedimentos visibles, lodos o cualquier otro elemento.

- Tensión de ruptura dieléctrica, se realiza con el objetivo de determinar la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos.
- Análisis de compuestos furánicos

El papel utilizado como aislante en los transformadores de potencia está compuesto por fibras de celulosa, las cuales a su vez están compuestas por moléculas de glucosa. Cuando el papel aislante se deteriora, las cadenas de moléculas se rompen y se forma monóxido y dióxido de carbono, agua y un compuesto que contiene un anillo de furano. Estos compuestos se forman directamente en el papel pero se transfieren al aceite dieléctrico en diversas proporciones.

Mediante un análisis químico al aceite dieléctrico, es posible detectar los compuestos furánicos del papel, y a partir de ello determinar el estado del papel aislante del transformador y la vida útil remante del transformador, lo cual se abordará en otros numerales más adelante.

- Análisis de gases disueltos en el aceite

A lo largo de su vida operativa, el transformador de potencia se ve sometido a esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos, de los cuales los dos primeros producen gases combustibles dentro del transformador, por efecto de la descomposición tanto del aceite dieléctrico como del papel aislante.

Mediante el análisis de cromatografía de gases es posible determinar la presencia de gases combustibles disueltos en el aceite dieléctrico. Entre los gases que se generan comúnmente por fallas de un transformador se tienen el hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etano, etileno y acetileno.

2.1.1.1.2. Prueba SFRA

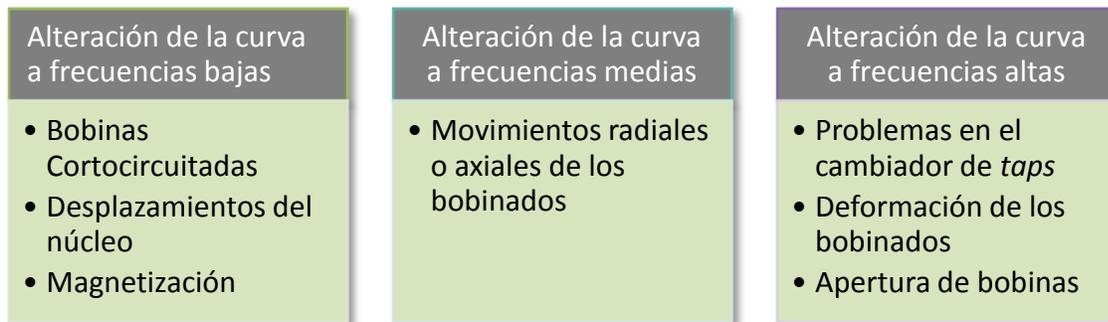
La prueba de respuesta de frecuencia de barrido (SFRA, por sus siglas en inglés *sweep frequency response analysis*) es utilizada para detectar potenciales problemas eléctricos y mecánicos. Mediante esta prueba es posible establecer una curva característica para cada transformador, se realiza antes y después de transportar un transformador de un lugar a otro, después de suceder fallas de gran magnitud, antes y después de realizar mantenimientos correctivos y cuando se considere necesario determinar el estado del transformador.

Con la prueba de respuesta de frecuencia de barrido se puede determinar lo siguiente:

- Deformaciones en bobinados o desplazamientos
- Colapso parcial de bobinados
- Cortocircuito o apertura de bobinas
- Desplazamientos del núcleo

En la figura 17 se observa cómo es posible determinar los diferentes problemas que pueden existir en el transformador mediante la prueba de respuesta a la frecuencia de barrido.

Figura 17. **Determinación de fallas a través de la prueba SFRA**



Fuente: elaboración propia.

2.1.1.1.3. Pruebas AC y DC

Entre las pruebas de corriente alterna que se realizan a los transformadores de potencia se tienen las siguientes:

- Prueba de reactancia de dispersión, la cual tiene como objetivo determinar deformaciones en los devanados del transformador.
- Prueba de corriente de excitación a voltaje de prueba a 10 kV, la cual es utilizada para detectar daños o modificaciones de la geometría del núcleo del transformador y sus devanados, además de ello, también es posible determinar si existen espiras en cortocircuito.
- Prueba de relación de transformación a voltaje de prueba de 10 kV, tiene como finalidad identificar espiras en cortocircuito, circuitos abiertos, cantidad de espiras por devanado.

- Prueba de factor de potencia y capacitancia al aislamiento de devanados, la cual es utilizada para evaluar las condiciones del aislamiento de los devanados, con el objetivo de detectar humedad u otro elemento en los mismos.
- Prueba de factor de potencia y capacitancia al aislamiento de *bushings*, con el objetivo de determinar el estado del aislamiento de los *bushings* y su capacidad de contener el campo magnético generado por los conductores que entran al transformador.
- Prueba de *hot-collar* a la porcelana de los *bushings* a voltaje de prueba 10 kV, con la cual es posible determinar la capacitancia del aislamiento exterior de los *bushing*. Esta prueba se realiza sección por sección del aislamiento exterior.
- Prueba de factor de potencia de aislamiento del aceite dieléctrico, el cual es mencionado en numerales anteriores.

Entre las pruebas de corriente continua que se realizan a los transformadores de potencia se tienen las siguientes:

- Prueba de resistencia de aislamiento a devanados que se realiza con una tensión se prueba de 5 kV_{DC}. Esta prueba se realiza a los devanados de alta tensión respecto a tierra, a devanados de alta tensión respecto a los devanados de baja tensión y a los devanados de baja tensión respecto a tierra.

- Prueba de resistencia óhmica a devanados para determinar las pérdidas en el cobre por efecto Joule, además de detectar falsos contactos en las conexiones, cambiadores de *taps* y fallas en los devanados.

Todas estas pruebas tienen como objetivo mostrar el estado de los diferentes elementos del transformador, tales como el devanado y los *bushings* tanto de alta como de baja tensión.

2.1.1.2. Interruptor de potencia

Es el único equipo con la capacidad de abrir los circuitos durante operación nominal y de falla, razón por la cual los tiempos de apertura y cierre son críticos, porque estos tiempos están relacionados con la cantidad de energía que el interruptor de potencia puede disipar.

2.1.1.2.1. Prueba de velocidad de operación

Como se mencionó anteriormente, durante la apertura de los contactos se genera un arco eléctrico, el cual debe ser extinguido por el medio dieléctrico y se encuentra relacionado por la distancia de separación entre los contactos. Es por esta razón que el tiempo de apertura o cierre de los contactos es vital para el interruptor, dado que el arco eléctrico genera una energía térmica que puede superar la capacidad de disipación del interruptor produciendo daños en el equipo. Estos daños pueden ir desde la reducción del tiempo de vida útil hasta el deterioro total.

Para la realización de esta prueba, se aplica una corriente y se mide la tensión, con el objetivo de establecer la resistencia durante todo el recorrido, desde la posición cerrada hasta la posición abierta y viceversa. Esto se realiza con un equipo especial que es capaz de obtener una curva de operación, la cual es comparada con los valores del fabricante del equipo y así determinar el estado del interruptor de potencia.

2.1.1.2.2. Pruebas eléctricas

Las pruebas eléctricas que se realizan a un interruptor de potencia son las siguientes:

- Factor de potencia

Esta prueba consiste en aplicar tensión en las terminales del interruptor para medir las pérdidas dieléctricas, dichas pérdidas son distintas si el interruptor se encuentra cerrado o abierto, dado que, dependiendo del tipo de interruptor, intervienen distintos elementos.

Los resultados de esta prueba resultan de la resta de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado, menos las pérdidas con el interruptor abierto.

- Prueba de resistencia de contactos

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar el estado mecánico de los contactos internos del interruptor de potencia, mediante la aplicación de una corriente de prueba, generalmente se realiza a 100 A.

Un incremento de la resistencia de los contactos de un interruptor de potencia puede generar sobrecalentamientos en los contactos y por consiguiente mayor resistencia al paso de la corriente, esto provoca que el tiempo de vida útil de los interruptores se reduzca, al mismo tiempo que puede provocar un fallo en el sistema por superar los límites de disipación de energía de los interruptores.

2.1.1.3. Pararrayos

Los mantenimientos predictivos que se pueden realizar en los pararrayos son los que se describen a continuación.

2.1.1.3.1. Prueba al aislamiento

Prueba utilizada para determinar la integridad del aislamiento de los pararrayos, la cual es realizada aplicando tensiones de prueba por un tiempo estimado, generalmente 60 segundos, durante el cual se realiza un gráfico de comportamiento de la resistencia del aislamiento. Estas tensiones de prueba son incrementales, estableciendo esfuerzos eléctricos mediante los cuales se pueden determinar defectos en el aislamiento, tales como perforaciones o daños físicos.

2.1.1.3.2. Medición de corriente de fuga

La prueba de medición de corriente de fuga en los pararrayos tiene la ventaja de poder realizarse con el pararrayos conectado a la red, lo cual significa un ahorro de tiempo para la realización de la prueba y una ventaja en los costes de mantenimientos, debido que no es necesario realizar

desenergizaciones de campos de conexión para desconectar o conectar el pararrayos a la red.

Esta prueba debe realizarse de manera periódica, ya que se basa en el comportamiento de la componente resistiva de la corriente de fuga del pararrayos y cómo evoluciona en el tiempo.

Como su nombre lo indica, la medición de corriente de fuga en un pararrayos determina la cantidad de corriente que circula por el pararrayos a tierra a frecuencia y tensión nominal.

2.1.1.4. Transformadores de medición

Son utilizados para reducir la corriente del sistema a valores manejables, que sean de uso general como 1 ó 5 AMPS.

2.1.1.4.1. Prueba de respuesta dieléctrica

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar el estado del sistema de aislamiento aceite-papel dentro de los transformadores de medición, es decir, transformadores de corriente y potencial. Esto se realiza mediante una espectrometría de frecuencia y corriente de polarización y despolarización, cuyos resultados indican el estado del aislamiento del equipo.

Cabe mencionar que estas pruebas eléctricas son realizadas mediante la aplicación de corriente eléctrica a los conectores de estos equipos, debido a que se encuentran herméticamente sellados de fábrica, por lo cual no es

posible realizar el procedimiento de análisis del aceite y el papel, como se realiza en los transformadores de potencia.

2.1.2. Mantenimientos preventivos

Son aquellos que se realizan para garantizar el buen funcionamiento de los equipos, ya que se llevan a cabo exclusivamente para realizar reparaciones que impidan que el equipo se dañe. Su función es la de mitigar o reducir las posibles fallas de los equipos.

2.1.2.1. Transformadores de potencia

La mayoría de los mantenimientos que se realizan a un transformador de potencia son de índole predictiva, ya que sus principales elementos no pueden ser reemplazados y su vida útil no puede ser restaurada, simplemente prolongada. Por esta razón, los mantenimientos preventivos y correctivos se realizan tanto al aceite dieléctrico como a sus accesorios principales.

2.1.2.1.1. Limpieza general y reajuste de tornillería

Uno de los mantenimientos preventivos que se realizan a los transformadores de potencia es la limpieza general, que incluye la remoción de polvo de los *bushings* de la parte superior e inferior del transformador para evitar corrosión y la aplicación de pintura en algunos casos. Además de ello se realizan los reajustes de todos los contactos según especificaciones de los diferentes fabricantes, con el objetivo de evitar falsos contactos que provoquen puntos calientes y pérdidas de energía por efecto Joule, además de reducir el

tiempo de vida útil de los accesorios que se encuentren involucrados en un falso contacto.

2.1.2.1.2. Deshidratación del aceite dieléctrico

Según los resultados que se obtengan de los mantenimientos predictivos efectuados al aceite dieléctrico, puede realizarse el filtrado y deshidratación del aceite dieléctrico, con el objetivo de eliminar tanto impurezas sólidas como humedad y agua.

Aunque es posible llevar a cabo estos mantenimientos, generalmente el tratamiento completo del aceite dieléctrico se realiza a modo de mantenimiento correctivo cuando este empieza a perder sus características dieléctricas.

2.1.3. Mantenimientos correctivos

Son aquellos que se centran exclusivamente en la corrección de las fallas que afectan directamente el funcionamiento de los equipos. Estos mantenimientos son realizados con premura y sin programación, dado que generalmente afectan en la funcionalidad de las instalaciones, lo que representa pérdidas económicas para las empresas.

Debido a la complejidad y el alto costo de los mantenimientos correctivos de muchos de los equipos de potencia, se opta por reemplazar los equipos, dejando los equipos dañados fuera de operación para siempre.

Sin embargo, hay equipos, como los transformadores de potencia y los interruptores de potencia, en los cuales, dependiendo del problema que haya suscitado alguna falla, se llevan a cabo mantenimientos correctivos.

2.1.3.1. Transformadores de potencia

Los mantenimientos correctivos que se pueden realizar en un transformador de potencia son los que se detallan a continuación.

2.1.3.1.1. Tratamiento a aceite dieléctrico

El tratamiento del aceite dieléctrico de un transformador de potencia u otra máquina estacionaria consta de cuatro pasos principales

- Filtrado

En este paso se retiran partículas sólidas del aceite dieléctrico, como tierra, oxidaciones de metal y cualquier elemento sólido que se encuentre en el aceite.

- Deshidratación en vacío

Proceso mediante el cual se remueve la humedad y agua del aceite dieléctrico hasta valores de 10 ppm, según el estado del aceite dieléctrico.

- Recuperación del aceite (tierra Fuller)

Para realizar la recuperación del aceite dieléctrico es necesario utilizar arcilla absorbente, comúnmente conocida como tierra Fuller, la cual tiene alta capacidad de absorción de compuestos polares. El proceso se realiza mediante la circulación del aceite dieléctrico a través de la tierra Fuller bajo condiciones controladas de tiempo y temperatura. La cantidad de tierra Fuller necesaria para la recuperación del aceite dieléctrico depende de la cantidad de aceite dieléctrico que posea el transformador.

- Remoción de lodos

Las capas de lodo generalmente se depositan en las bobinas del transformador provocando oxidación. Durante los primeros 3 pasos es posible devolver las características aislantes al aceite dieléctrico, sin embargo, el envejecimiento del transformador seguirá su curso si permanecen los lodos que provocan la oxidación tanto del papel aislante como en los devanados.

Por esta razón es necesaria la remoción de los lodos, para lo cual se calienta el aceite dieléctrico recuperado a la temperatura de punto de anilina, el cual se encuentra entre 72 y 82 °C. Ya a esta temperatura, el aceite se hace circular por el transformador, manteniendo este rango de temperatura. Durante esta circulación, el aceite dieléctrico es filtrado, deshidratado y tratado con tierra Fuller nuevamente, antes de volver a ser ingresado al transformador. Este ciclo es repetido varias veces hasta que se remuevan los lodos del interior del transformador.

2.1.3.1.2. Reemplazo de accesorios

Los mantenimientos correctivos mediante el reemplazo de accesorios para transformadores de potencia incluyen, entre otros, las siguientes piezas:

- Accesorios del cambiador de *taps*
- Cambiador de *taps*
- *Bushings* de alta y baja tensión
- Deshumidificadores
- Medidores de temperatura de devanados y aceite
- Ventiladores del sistema de refrigeración de aceite
- Indicadores de nivel de aceite local y remoto

2.1.3.2. Interruptor de potencia

Los mantenimientos correctivos que se pueden realizar en un interruptor de potencia son los que se describen a continuación.

2.1.3.2.1. Regeneración de SF₆

El hexafluoruro de azufre (SF₆) es utilizado como medio dieléctrico en la mayoría de equipos de potencia y medición. En el caso de los interruptores de potencia, se utiliza como medio disipador del arco eléctrico al momento de abrir o cerrar un circuito eléctrico.

Durante los accionamientos de los interruptores de potencia, el gas va perdiendo sus características dieléctricas, por lo que al cabo de algún tiempo es necesario realizar una regeneración del SF₆.

Este mantenimiento tiene como finalidad devolver las características dieléctricas al gas SF₆, eliminando las impurezas y contaminantes que contiene el gas en este estado.

2.1.3.2.2. Rellenado de SF₆

Mantener una hermeticidad completa en un interruptor de potencia es casi imposible, por esta razón se realizan pruebas de la cantidad de SF₆ que contiene el interruptor.

Al ser detectada una cantidad de SF₆ inferior a los límites permitidos, se realiza un relleno y presurización del gas, luego de lo cual, por lo general, se realiza una supervisión para determinar que la fuga del interruptor no sea considerable y que el interruptor pueda operar sin mayores inconvenientes.

2.1.3.2.3. Reemplazo de piezas

El desgaste de un interruptor de potencia provoca con el tiempo que sus piezas pierdan sus capacidades para las que fueron fabricadas, razón por la cual es necesario reemplazar estas piezas una vez se detecte su mal funcionamiento. Entre las piezas que comúnmente son reemplazadas en un transformador de potencia están las siguientes:

- Contactos eléctricos
- Bobinas de operación
- Resortes de apertura y cierre

2.2. Criterios para la realización de mantenimientos

Como se indicó en el numeral anterior, los mantenimientos se realizan para mantener los equipos de potencia en un estado óptimo para su operación eficiente.

Para lograr esto, los transportistas utilizan criterios para la correcta implementación de planes de mantenimientos, basados en las normas técnicas, la propia experiencia en la operación de los equipos y según las indicaciones de los fabricantes. Dentro de los planes de mantenimientos que son utilizados por los transportistas se incluyen los mantenimientos predictivos y preventivos con el objetivo primordial de reducir fallas y optimizar los recursos de la institución.

Los diferentes transportistas que operan dentro del Sistema Nacional Interconectado deben regirse por la normativa del subsector eléctrico vigente a la presente fecha, siendo este el primer criterio para la realización de un plan de mantenimientos.

A continuación se presentan los diferentes criterios utilizados para la realización de mantenimientos a equipos de potencia de forma eficiente.

2.2.1. Mantenimientos establecidos por norma técnica

En la normativa nacional se hace mención de los mantenimientos que deben realizarse de manera obligatoria, específicamente en la Norma Técnica de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST) en los artículos 18 y 19 los cuales se enuncian a continuación:

Artículo 18. Líneas y Equipo de Transporte. La responsabilidad de inspeccionar y garantizar la integridad y conveniente operación de las líneas y los equipos de una empresa de transporte, o de participantes que sean propietarios de líneas y equipos de transporte es de ellas mismas. Las empresas de transporte deberán inspeccionar sus líneas y equipos conectados al Sistema Eléctrico Nacional antes de la conexión inicial y periódicamente después de su conexión para asegurarse que los parámetros y datos están correctos y no han cambiado más allá de los límites aceptables.

Artículo 19. Mantenimiento. El transportista deberá esmerarse en conservar en buen estado su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema. Esto deberá incluir un programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en períodos no mayores a tres años y deberá incluir como mínimo las siguientes revisiones:

19.1 Distancias mínimas de seguridad. El Transportista deberá establecer un programa de inspección para verificar que las distancias mínimas de seguridad establecidas en los artículos 18 y 22 de las NTDOID se cumplen. Si por cualquier razón las distancias mínimas de seguridad no cumplen con los requerimientos mínimos de seguridad, se deberá proceder a corregir el problema.

19.2 La integridad estructural de las líneas. El Transportista deberá establecer un programa de inspección para verificar que las estructuras no estén deterioradas, y que mantengan su posición inicial de diseño; que las bases de las estructuras no se han movido y que los cables de las retenidas cumplan su función. En el caso de que las estructuras efectivamente hayan sufrido uno de estos u otros daños, estos deberán ser corregidos en el menor tiempo posible.

19.3 Sistema de Tierras. El Transportista deberá establecer un programa de inspección y medición de su sistema de tierras para asegurarse que las conexiones están en buen estado y que sus valores no han superado los límites permitidos en las normas NTDOID.

19.4 Vegetación próxima a los conductores. El Transportista deberá realizar inspecciones regulares para verificar que ramas de árboles y vegetación en general, no representen peligro para las líneas aéreas. Los trabajos de inspección y mantenimiento de las instalaciones con respecto a la remoción de la vegetación a efecto de lograr las distancias mínimas de seguridad especificadas en estas Normas, que garanticen la seguridad de las personas e instalaciones eléctricas, deberán llevarse a cabo atendiendo lo indicado en la constitución de Servidumbre, según la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

19.5 Inspección de las líneas y subestaciones. El Transportista deberá realizar inspecciones regulares en las líneas de transporte así como en subestaciones de acceso a la red, para verificar que no existan equipos defectuosos y que las condiciones de los cables, aisladores, herrajes y demás elementos sean las adecuadas;

19.6 Coordinación de los esquemas de protección. Se recomienda establecer programas conjuntos de mantenimientos de las protecciones eléctricas para verificar la coordinación de los esquemas de protección en los puntos de interconexión entre el Transportista y el Distribuidor, Generador o Gran Usuario.⁹

2.2.2. Mantenimientos según manuales del fabricante

El fabricante, como mayor conocedor del equipo, recomienda los mantenimientos que deben realizarse a sus equipos y el momento adecuado para realizarlos, esto en los manuales técnicos que acompañan a los equipos cuando se adquieren.

Generalmente, los manuales incluyen los datos técnicos y valores característicos de operación y mantenimiento de los equipos de potencia, así como sugerencias sobre las partes o piezas del equipo que deben recibir una mayor atención durante su vida útil.

También incluyen un listado de fallas comunes y las acciones que deben realizarse, es decir, mantenimientos correctivos, los cuales pueden ser realizados por el personal de la empresa y, en algunos casos, existen las indicaciones de que deben ser realizados por personal experto de la fábrica.

⁹ Norma Técnica de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica. Artículos 18 y 19. p. 7.

2.2.3. Mantenimientos según experiencia del transportista

Los criterios mencionados en los numerales 2.2.1. y 2.2.2., generalmente establecen los mantenimientos mínimos necesarios para cumplir con los requerimientos legales y la correcta operación de los equipos, respectivamente. Este último, establece los mantenimientos considerando que opera bajo condiciones nominales tanto eléctricas como ambientales. Sin embargo, quién mejor que el usuario para conocer las condiciones de operación de los equipos, tales como los parámetros eléctricos (tensión, corriente, carga, entre otros), condiciones ambientales, el estado del equipo, entre otros.

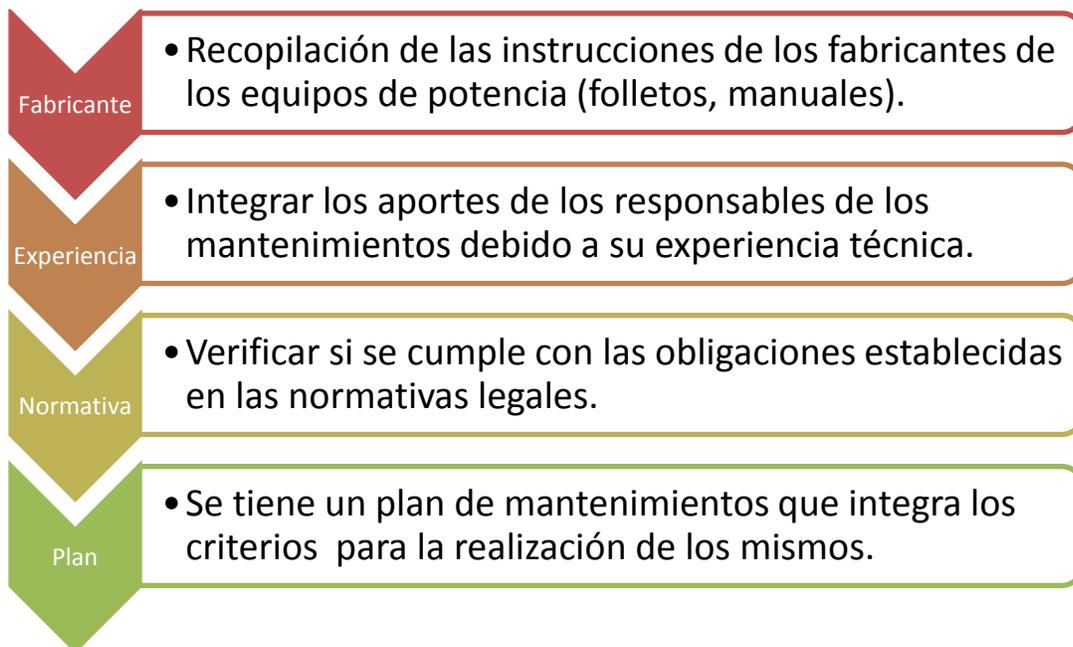
La experiencia con la que cuenta el transportista y, en específico, la de sus empleados, quienes son los que se encuentran en contacto directo con los equipos de potencia, es de vital importancia debido a que los conocimientos tanto académicos (mediante capacitaciones) como empíricos que han adquirido durante la operación de estos equipos, brindan las bases necesarias para la implementación de un plan de mantenimientos predictivos y preventivos que mantengan en óptimas condiciones a los diferentes equipos de potencia.

2.2.4. Consideraciones para la elaboración de un plan de mantenimientos

Para la realización de mantenimientos tanto predictivos como preventivos, es necesario contar con un plan elaborado a detalle para cada tipo de equipo, el cual integre los criterios que fueron mencionados en los numerales anteriores. Para la elaboración de estos es necesario establecer un esquema en el cual se indiquen los criterios y su orden de prioridad para ser considerados dentro del plan de mantenimientos.

Generalmente, la integración de los criterios para la elaboración de planes de mantenimientos se realiza de la siguiente manera:

Figura 18. **Esquema básico para la elaboración de plan de mantenimientos**



Fuente: elaboración propia.

Con este esquema básico es posible establecer un plan de mantenimiento completo que optimice los recursos de cualquier transportista y se incremente la vida útil de los equipos de potencia, al prevenir cualquier falla que pudiera darse en ellos.

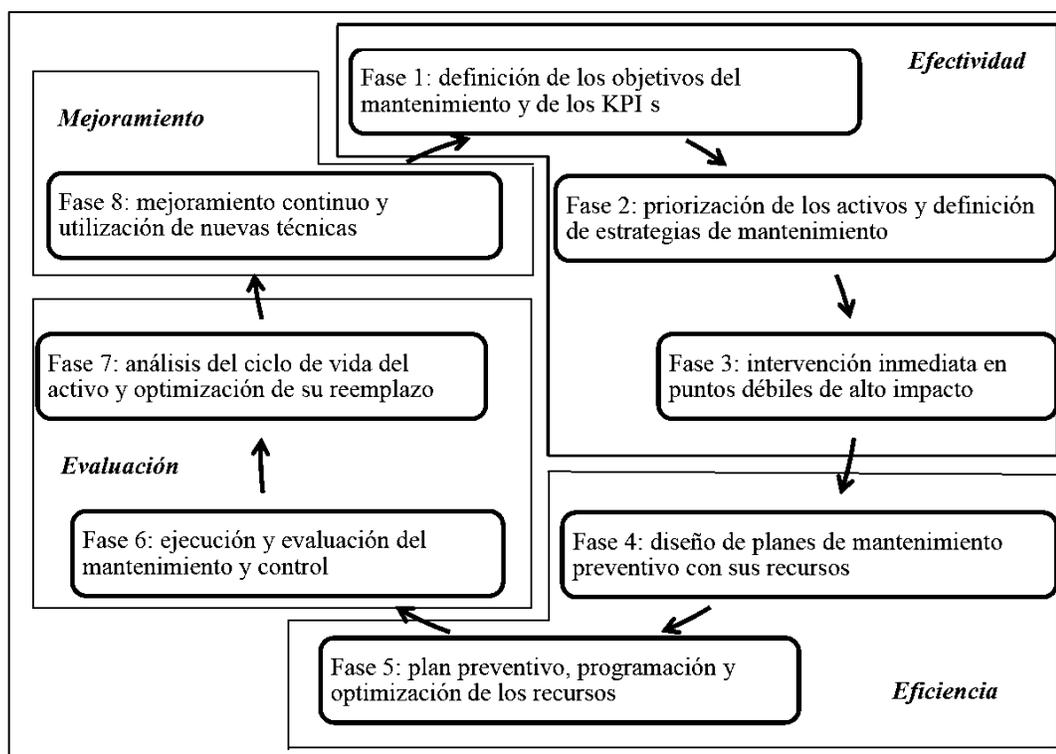
Debido que los mantenimientos a los equipos de potencia se basan en la efectividad de su realización y en la confiabilidad de operación de los equipos, es necesario mantener un proceso de gestión de mantenimientos que busque siempre actualizar los procedimientos de realización de mantenimientos según

el desarrollo de nuevas tecnologías, en beneficio de satisfacer las necesidades de la empresa.

El proceso de gestión de mantenimientos se enfoca en la mejora continua, en la ejecución de los mantenimientos y en la reducción de mantenimientos correctivos, dicho proceso cuenta con 8 fases que se interconectan entre sí, formando un ciclo infinito.

En la figura 19 se aprecia el proceso de gestión de mantenimientos con base en una estructura de mejoramiento continuo

Figura 19. **Proceso de gestión de mantenimientos**



Fuente: ESPINOSA FUENTES, Fernando. *El mejoramiento continuo: conceptos para el mantenimiento industrial*. p. 6.

Utilizando como base el proceso de gestión de mantenimientos a equipos de potencia, el cual se describe en la figura 19, es posible contar con un sistema de mantenimientos sólido y eficiente, el cual reduzca al mínimo las fallas de los equipos, obteniendo con esto menores tiempos de indisponibilidad de los equipos y reduciendo los costos por concepto de mantenimientos correctivos.

2.3. Costos de mantenimientos a equipos de potencia

Los costos estimados a enero de 2015, en los que incurre la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica por concepto de mantenimientos a sus equipos de potencia se indican a continuación.

2.3.1. Transformadores de potencia

Los mantenimientos que comúnmente se realizan a los transformadores de potencia se indican a continuación.

Tabla V. Costos de mantenimientos a transformadores de potencia

DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA DE REALIZACIÓN	COSTO
MANTENIMIENTO PREDICTIVO		
Cromatografía de gases	4 meses	\$ 650,00
Pruebas eléctricas AC	1 año	\$ 2 700,00
Pruebas eléctricas DC	1 año	\$ 400,00
Pruebas SFRA	1 año	\$ 650,00
MANTENIMIENTO PREVENTIVO		
Limpieza general y pintura	1 año	\$ 9 000,00
Mantenimiento a OLTC	3 años	\$ 4 500,00
Reemplazo de silicagel	4 meses	\$ 800,00

Continuación de la tabla V.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO		
Deshidratación de aceite dieléctrico	Cuando sea necesario	\$ 23 000,00
Regeneración de aceite dieléctrico	Cuando sea necesario	\$ 17 000,00
Mantenimiento a cambiador de taps bajo carga	Cuando sea necesario	\$ 10 000,00
Reemplazo de piezas y accesorios básicos	Cuando sea necesario	\$ 6 700,00

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos de ETCEE.

Puede observarse que existe una frecuencia de realización de los mantenimientos tanto predictivos como preventivos de los transformadores de potencia, debido a que son los únicos que pueden ser programados.

2.3.2. Interruptores de potencia

A continuación se muestran los costos y la frecuencia con la que se realizan los mantenimientos a los interruptores de potencia.

Tabla VI. **Costos de mantenimientos a interruptores de potencia**

DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA DE REALIZACIÓN	COSTO
MANTENIMIENTO PREDICTIVO		
Pruebas y ensayos eléctricos	1 año	\$ 1 200,00
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		
Recarga de gas SF ₆	Cuando sea necesario	\$ 1 300,00
Regeneración de gas SF ₆	Cuando sea necesario	\$ 650,00
Reemplazo de piezas y accesorios básicos.	Cuando sea necesario	\$ 2 300,00

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos de ETCEE.

Al igual que los transformadores de potencia, para los interruptores de potencia y cualquier otro equipo, los mantenimientos correctivos son realizados cuando el equipo falla, razón por la cual es imposible establecer una frecuencia para la realización de estos mantenimientos.

El mantenimiento de pruebas y ensayos eléctricos incluyen todos los mantenimientos predictivos que se realizan a los interruptores eléctricos, los cuales se mencionaron en el numeral 2.1.1.2.

2.3.3. Pararrayos

Los pararrayos tipo subestación solo reciben mantenimientos predictivos de medición de corriente de fuga, ya que por su tecnología no pueden ser reparados cuando pierden sus propiedades operativas, por lo cual solo pueden ser monitoreados mediante esta prueba.

Tabla VII. **Costo de mantenimientos a pararrayos**

DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA DE REALIZACIÓN	COSTO
MANTENIMIENTO PREDICTIVO		
Medición de corriente de fuga	1 año	\$ 150,00
Prueba de aislamiento	1 año	\$ 120,00

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos de ETCEE.

2.3.4. Transformadores de medición

Al igual que los pararrayos tipo subestación, los transformadores de medición solo son sometidos a mantenimientos predictivos, con el objetivo de determinar el estado de los mismos.

Los costos de mantenimientos que se realizan a los transformadores de medición, es decir, transformadores de potencial y transformadores de corriente se indican en la tabla siguiente.

Tabla VIII. Costo de mantenimientos a transformadores de medida

DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA DE REALIZACIÓN	COSTO
MANTENIMIENTO PREDICTIVO		
Espectrometría de frecuencia	1 año	\$ 480,00
Corriente de polarización y despolarización	1 año	\$ 300,00
Factor de potencia del aislamiento	1 año	\$ 120,00

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos de ETCEE.

Todos los equipos de potencia son sometidos a limpieza general y reajuste de tornillería, mantenimiento que realiza el personal de ETCEE, debido a su bajo coste y la dificultad de cálculo de los mismos, no se incluyen en los equipos de potencia menores.

3. OPERACIÓN Y CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE POTENCIA

Los equipos de potencia poseen un tiempo de vida útil nominal durante el cual son operables en un sistema eléctrico, al final de este periodo se debe determinar si pueden seguir siendo utilizados o deben ser reemplazados. La operación de los equipos de potencia y sus efectos en la vida útil de los mismos, al igual que los criterios para la selección de los mismos, se abordará en los siguientes numerales del presente capítulo.

3.1. Operación de los equipos de potencia

Se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada.

3.1.1. Niveles de operación de equipos de potencia

Para la operación de los equipos de potencia, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica cuenta con 4 niveles de control, los cuales se dividen de forma jerárquica, como a continuación se indica.

- Nivel 0: este nivel de operación se refiere a la operación directa de los mecanismos de los diferentes equipos de potencia, es decir que para este nivel, la operación de los equipos de potencia se realiza directamente en el patio de maniobras donde se encuentra instalado el equipo.

- Nivel 1: este nivel de operación se refiere a la operación local de los equipos desde el HMI (interfaz hombre máquina, por sus siglas en inglés).
- Nivel 2: este nivel se refiere a la operación local de los equipos de potencia instalados en la subestación a través del sistema SCADA (supervisión, control y adquisición de datos, por sus siglas en inglés).
- Nivel 3: este nivel se refiere a la operación remota de los equipos de potencia a través del sistema SCADA, el cual permite la administración de todo el sistema eléctrico de ETCEE. Las instalaciones de SCADA que posee ETCEE, se encuentran ubicadas en la Subestación Guatemala Sur.

3.1.2. Problemas que afectan la operación de los equipos de potencia

Los equipos de potencia están sujetos a sufrir daños menores o mayores durante su operación, debido a situaciones inherentes o no de los equipos, por lo que es necesario conocer los problemas que comúnmente los afecta.

3.1.2.1. Fallas de los equipos

Las fallas que sufren los equipos pueden estar divididas en dos categorías, dependiendo del origen de las mismas, siendo estas categorías las siguientes:

- Fallas internas

Son las fallas causadas por el mismo equipo, provocadas por el mal funcionamiento de alguno de sus componentes principales.

- Fallas externas

Son fallas provocadas por cualquier otro elemento que no constituyen sus componentes internos, pero que son parte del equipo y que afectan la operación del mismo.

Un transformador de potencia puede sufrir fallas internas cuando estas se ubican en los devanados o el núcleo, por ejemplo, cuando los devanados sufren algún cortocircuito o existen descargas parciales a tierra. También pueden sufrir fallas externas cuando estas se ubican en los elementos externos del transformador, por ejemplo, cuando los ventiladores de refrigeración forzada o los indicadores de nivel fallan.

3.1.2.2. Envejecimiento de los equipos

El envejecimiento y deterioro de los equipos de potencia por el paso del tiempo es algo inevitable, ya que no es posible que su funcionamiento sea el mismo que al inicio de su vida útil. Por esta razón, debe mantenerse un constante monitoreo del estado de los equipos con mayor tiempo de vida en los sistemas eléctricos de potencia, dado que son propensos a sufrir mayores fallas internas.

3.1.2.3. Contaminación del ambiente

La contaminación ambiental afecta a la operación de los equipos debido a que puede provocar fallas por la generación de arcos eléctricos fase-fase o fase-tierra, porque la contaminación ambiental consiste a la existencia de partículas o gases en el ambiente que alteran la composición del aire.

3.1.2.4. Agentes externos

Se conocen como agentes externos a todo aquello que se encuentra fuera del sistema eléctrico, pero que de alguna manera puede afectar al equipo. Las fallas provocadas por agentes externos son de muy baja frecuencia, pero el hecho de que existan hace necesaria su mención.

Por ejemplo, un ave que se posa sobre la cadena de aisladores de una línea de transmisión y provoca una falla a tierra en esa línea, es considerada como una falla por agentes externos. Además de ello, también se puede mencionar maniobras incorrectas en los equipos.

3.2. Criterios para la selección de equipos de potencia

La adquisición de nuevos equipos, ya sea para el reemplazo de existentes como para la construcción de nuevas instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, es una inversión a largo plazo (mayor a 5 años), razón por la cual es necesario establecer criterios para la elección del mejor equipo, con el objetivo de recuperar, mediante la operación del mismo, la inversión con utilidades, durante la vida útil de este. El equipo debe pagarse por sí mismo y producir al propietario una utilidad (ganancia) por el dinero que invierte en los equipos.

3.2.1. Costo de inversión

La compra de equipos, independiente del giro de la empresa, tiene un costo base (del equipo) y costos asociados, los cuales incluyen los impuestos aduaneros si son importados, los seguros, el transporte y cualquier otro costo en el cual se incurra por la adquisición de los equipos.

Debido a que el pago por el uso, operación y mantenimiento de los equipos se establece mediante la formulación de un sistema económicamente adaptado, es necesario realizar inversiones inteligentes, en el sentido de evaluar si el costo del equipo que se desea adquirir se podrá reponer con la remuneración por la operación del equipo durante su vida útil.

3.2.2. Tecnología del equipo

Considerando el punto de vista empresarial, las tecnologías no son la finalidad de la adquisición de nuevos equipos, sino un instrumento más que puede determinar la competitividad de la empresa en su mercado.

Para la selección de equipos de potencia, es necesario analizar las nuevas tecnologías de una forma global y no individual, debido a que todos los equipos forman parte de un sistema que los relaciona entre sí con interdependencia y coherencia. Sin embargo, existen nuevas tecnologías que incrementan la eficiencia de operación de los equipos, para los cuales se debe realizar un análisis costo-beneficio y establecer si es conveniente obtener esta nueva tecnología o continuar con tecnologías anteriores.

3.2.3. Limitantes existentes en el sistema

Como se mencionó en el numeral anterior para la adquisición de equipos, es necesario analizar la adquisición de manera global, de modo que el nuevo equipo sea compatible con las instalaciones ya existentes en el lugar de instalación del equipo que se desea obtener.

3.2.4. Calidad

La adquisición de equipos de potencia significa una inversión a largo plazo, por lo que estos deben durar en operación un largo tiempo. Para lograr esto, se deben seleccionar equipos con alta calidad de sus materiales y de todos los aspectos científicos y tecnológicos que afecten la construcción de los mismos.

Dado que existe una norma de estandarización de la calidad, conocida como ISO 9001, esta puede ser una base para el aseguramiento de la calidad de los productos que brinde una fábrica sobre otra.

3.2.5. Servicio técnico posventa

Uno de los parámetros que son más solicitados por los compradores de equipos de altos costos, son los servicios técnicos que pueda brindar el fabricante al momento de existir la necesidad de contactarlos, ya sea por una simple duda o por solicitar un servicio correctivo o repuestos para el equipo ya adquirido.

Esto va de la mano con el reconocimiento de algunas marcas sobre otras, ya que algunas hasta han desaparecido (cerrado operaciones), lo cual

representa problemas, ya que al suscitarse un problema con el equipo es muy probable que no se encuentren los repuestos necesarios, dando como resultado que el equipo tenga que ser desechado.

3.3. Tipos de vida útil de equipos de potencia

A continuación se describen los tipos de vida para los equipos de potencia.

3.3.1. Vida útil nominal

Es el tiempo de operación de un equipo, el cual ha sido definido por el fabricante. Generalmente se hacen aclaraciones bajo las cuales ha sido calculada dicha vida útil, tales como condiciones ambientales y mantenimientos periódicos.

A continuación se presentan algunos ejemplos de las indicaciones de vida útil nominal de los equipos de potencia, las cuales son dadas por los fabricantes de estos equipos.

Tabla IX. **Vida útil nominal de equipos de potencia**

Equipo	Vida útil nominal	Condiciones
Transformador de potencia	25 años	80 % de su carga nominal a temperatura ambiente de 25 °C
Interruptor de potencia	10 000 operaciones (apertura-cierre)	Corriente nominal
Seccionador	25 000 operaciones (apertura-cierre)	Sin carga
Pararrayos	5 000 descargas	Corriente de rayo de 10 kA

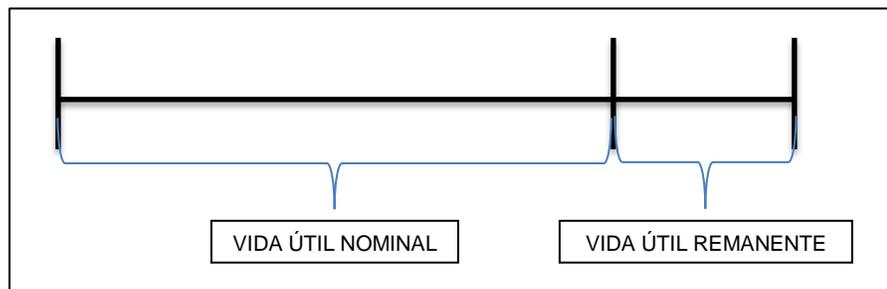
Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Vida útil remanente

Es el período durante el cual un equipo puede ser utilizado de forma rentable, una vez que su vida útil nominal ha finalizado. Un equipo que opere en su vida útil remanente debe ser monitoreado de manera constante y ser sometido a mantenimientos predictivos y preventivos más rigurosos, ya que se corre el riesgo que sufra un final abrupto por su envejecimiento.

A continuación se puede apreciar la diferencia entre la vida útil nominal y remanente y como están relacionadas.

Figura 20. **Vida útil total del equipo de potencia**



Fuente: elaboración propia.

3.4. Parámetros que afectan la vida útil de los equipos de potencia

Todos los equipos de potencia tienden a deteriorarse por el paso del tiempo, independientemente de los cuidados que se les den, además de ello, también existen otros factores que pueden afectar el tiempo de vida útil de estos equipos, como las condiciones ambientales, sobrecargas, temperatura de operación, entre otros.

3.4.1. Condiciones ambientales

Por la posición geográfica en la cual se ubica Guatemala, se ve afectado por diversas condiciones climáticas (ambientales), ya que en la región oriental del país predominan áreas secas con temperaturas que alcanzan los 40 °C, no obstante, la región occidental, al ser montañosa, posee un clima tropical, con lluvias copiosas, lo cual se traduce en un ambiente húmedo con temperaturas alrededor de los 20 °C.

La vida útil de los equipos de potencia se ve afectada de manera distinta ante estas condiciones ambientales. Por ejemplo, un transformador de potencia que se encuentre instalado en una zona con temperatura ambiente de 40 °C tendrá una mayor temperatura de operación nominal que un equipo que se encuentre instalado en una región con 20 °C de temperatura ambiente. Además, tanto los ambientes muy cálidos como los ambientes muy húmedos obligan a realizar mantenimientos predictivos y preventivos con mayor frecuencia, para la verificación de las condiciones operativas de los equipos de potencia (temperatura, humedad del aislante dieléctrico líquido y sólido en el caso de los transformadores de potencia).

3.4.2. Sobrecargas

Se entiende por sobrecarga a la aplicación de cargas que superan los valores bajo los cuales fue diseñado el material o equipo. Todos los equipos de potencia están propensos a sufrir sobrecargas de larga o corta duración.

La sobrecarga de los equipos y materiales va de la mano con el incremento de la temperatura de operación de los mismos, lo cual es sumamente perjudicial en ellos, por esta razón, tanto IEEE como IEC, han

establecido normativas de tiempos de operación y niveles de temperatura que no deben ser superados para prevenir problemas posteriores, relacionados con el envejecimiento prematuro de sus equipos, es decir, la reducción de su vida útil.

3.4.2.1. Sobrecarga de transformadores

Sobrecargar los transformadores de potencia tiende a reducir la vida útil de estos, debido a las condiciones eléctricas que surgen internamente en los equipos. Al incrementar la carga en los transformadores de potencia se incrementan las corrientes de Foucault, lo cual incrementa los campos magnéticos dentro del transformador, afectando la rigidez dieléctrica tanto del papel como del aceite dieléctrico. Además, se incrementa la temperatura de operación del transformador, lo cual produce que se generen composiciones químicas que dañen su aislamiento sólido, reduciendo en mayor medida la vida útil del equipo de potencia.

La norma IEC establece como sobrecarga de transformadores de potencia, al incremento de la corriente sobre los valores nominales para los cuales fue fabricado. También indica los niveles de temperatura y la duración de la sobrecorriente, dividiéndola según su duración en: sobrecarga de emergencia de larga duración a aquella que supera los 30 minutos de operación y sobrecarga de emergencia de corta duración a aquella que no supera los 30 minutos.

A continuación se muestran los valores límites de sobrecarga establecidos por la norma IEC 60076-7.

Tabla X. **Valores límite para sobrecarga de transformadores**

Tipos de carga	Transformadores de media potencia (>2.5 MVA)	Transformadores de gran potencia (>100 MVA)
Sobrecarga de emergencia de larga duración		
Corriente (p.u.)	1,5	1,3
Temperatura del punto más caliente del arrollamiento y partes metálicas en contacto con el aislante celulósico (°C)	140	140
Temperatura del punto más caliente de otros metales (°C)	160	160
Temperatura de la capa superior de aceite (°C)	115	115
Sobrecarga de emergencia de corta duración		
Corriente (p.u.)	1,8	1,5
Temperatura del punto más caliente del arrollamiento y partes metálicas en contacto con el aislante celulósico (°C)	160	160
Temperatura del punto más caliente de otros metales (°C)	180	180
Temperatura de la capa superior de aceite (°C)	115	115

Fuente: YÉBENES, Francisco José. *PFC Estudios de sobrecargas en transformadores de potencia*. p. 113.

3.4.2.2. Sobrecarga de líneas de transmisión

Al igual que los equipos de potencia, la sobrecarga de una línea de transmisión es función del incremento de la temperatura de los conductores que conforman la línea de transmisión, además, debe incluirse la estabilidad transitoria de la línea y la regulación de tensión, la cual debe mantenerse entre 0,94 y 1,06 p.u.

3.4.3. Humedad

Como se mencionó anteriormente, la humedad puede causar grandes problemas en los transformadores de potencia y, en general, a cualquier equipo de potencia que posea como aislante dieléctrico, la combinación aceite-papel.

3.4.4. Mantenimientos incorrectos

Los mantenimientos se realizan con el objetivo de mantener en óptimas condiciones los equipos de potencia, no obstante, existe la posibilidad de que algún mantenimiento produzca problemas de operación en los equipos, debido a la mala ejecución de los mismos.

3.4.5. Problemas de fábrica

Las fábricas de equipos de potencia siempre realizan pruebas de rutina en sus equipos fabricados, sin embargo, pueden existir defectos de fabricación que afecten la vida del equipo. También pueden surgir problemas de diseño de los equipos.

Estos problemas afectarán en algún momento la operación de los equipos, razón por la cual es necesario contar con el respaldo de las fábricas al momento de detectar algún problema de esta índole.

3.5. Relación vida útil–demanda de uso de equipos

Generalmente los fabricantes de equipos de potencia dan estimados de vida útil respecto a la demanda de uso de sus equipos, tal como se indicó anteriormente.

Analizando los datos que se encuentran en la tabla IX, se puede observar lo siguiente:

- Los transformadores de potencia tienen un estimado de vida útil en años respecto a un porcentaje de la carga nominal del mismo, por ejemplo:
 - Se estiman 25 años de vida a 80 % de su carga nominal.
- Para los interruptores de potencia se hace referencia a la cantidad de operaciones apertura – cierre de circuitos a cierta cantidad de corriente circulando por el equipo, por ejemplo:
 - 10 000 operaciones con corriente nominal.

Los ejemplos anteriores establecen una vida útil nominal proyectada a operación nominal según los parámetros de diseño del equipo de potencia y mantenimientos periódicos, no obstante, existen factores que afectan esta vida útil, razón por la cual se ha intentado establecer modelos matemáticos con los cuales determinar el tiempo de vida útil remanente de los equipos, enfocándose mayormente en los transformadores de potencia.

3.5.1. Transformadores de potencia

Entre los modelos matemáticos utilizados para determinar la vida útil remanente de los transformadores de potencia, se tiene el de Arrhenius-Dakin, cuyo modelo se basa en la tasa de reacción química del aislamiento debido a las variaciones de temperatura.

$$L = Ae^{\frac{B}{T}} \text{ [horas]}$$

Donde

L: vida útil remanente

A: vida útil inicial

B: constante de la tasa de activación de Arrhenius (15, 000 según IEEE)

T: temperatura expresada en grados Kelvin.

Esta ecuación solo considera el envejecimiento del aislante del transformador y el debilitamiento de sus características mecánicas, lo cual no es suficiente para obtener un valor aceptable de la esperanza de vida de un equipo de potencia y mucho menos de un transformador de potencia, por esta razón han surgido modelos más eficientes en determinar el tiempo de vida restante de un transformador.

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés) ha determinado a través de sus estudios que no se puede definir una vida absoluta para los transformadores de potencia, sin embargo, establece un método para determinar el estado del transformador.

- IEEE establece la vida del transformador en valores por unidad, la cual puede ser determinada a través de la siguiente ecuación.

$$\text{Vida de transformador} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta_H + 273}\right)} \quad [p. u.]$$

Donde

θ_H : temperatura del punto más caliente del devanado

- También define un factor de aceleración de envejecimiento, F_{AA} , el cual indica que si el resultado es superior a 1 existe pérdida de vida (envejecimiento acelerado), cuando el valor es inferior a 1 se considera

una extensión de la vida útil y finalmente se considera que si el valor resultante es igual a 1 tiene un envejecimiento normal, el cual surge cuando $\theta_H = 110 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right)}$$

- Además, se establece una tasa de envejecimiento relativo del transformador se utiliza la siguiente ecuación:

$$V = 2^{\left(\frac{\theta_H - 98}{6}\right)}$$

- Finalmente, para determinar θ_H se tiene la siguiente ecuación:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H$$

Donde

θ_H : temperatura del punto más caliente del devanado.

θ_A : temperatura ambiente.

$\Delta\theta_{TO}$: diferencia entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente.

$\Delta\theta_H$: diferencia entre la temperatura del punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba.

3.5.1.1. Aplicación del modelo

Utilizando el modelo matemático establecido por la IEEE para la determinación de la vida útil de un transformador de potencia y tomando como

base las temperaturas establecidas en la siguiente tabla, se presentará un ejemplo de la aplicación del modelo.

Tabla XI. **Temperaturas de operación de transformador de potencia**

Ítem	Temperatura [°C] (normal)	Temperatura [°C] (sobrecarga)
Temperatura ambiente (θ_A)	25	25
Diferencia entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente ($\Delta\theta_{TO}$).	95 - 25 = 70	98 - 25 = 73
Diferencia entre la temperatura del punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba ($\Delta\theta_H$).	(105 - 95) = 10	(111 - 98) = 14

Fuente: elaboración propia.

- Cálculo para transformador de potencia sin sobrecargas durante su vida útil.
 - Calculando el valor θ_H :

$$\theta_H = 25 + 70 + 10 = 105 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Sustituyendo el valor de θ_H en la ecuación de F_{AA} , se obtiene lo siguiente:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{105+273}\right)} = 0,596$$

En la ecuación anterior se puede observar que el factor de aceleración de envejecimiento es aproximadamente 0,6, con lo cual se puede determinar que cuando el transformador opera a una temperatura $\theta_H = 105 \text{ }^\circ\text{C}$, su envejecimiento es inferior al nominal. Aplicando este valor a la fórmula de vida del transformador se tiene lo siguiente:

$$\text{Vida de transformador} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15\,000}{105+273}\right)} = 1,679 \text{ p.u.}$$

Este resultado es consistente con el valor del factor de aceleración de envejecimiento, dado que la vida del transformador es superior a la vida nominal establecida por el fabricante. Asumiendo que la vida nominal de un transformador de potencia es de 25 años, se puede predecir que la vida del transformador es:

$$\text{Vida de transformador} = 25 \times 1,679 = 41,975 \text{ años}$$

En resumen, un transformador de potencia que no supere una temperatura θ_H de $105 \text{ }^\circ\text{C}$, tiene una vida útil total aproximada de 42 años, sin embargo, siempre existirán sobrecargas que provoquen un incremento en la temperatura de operación de los transformadores.

- Para transformadores sometidos a sobrecargas superiores a las permitidas durante su vida útil
 - Calculando el valor θ_H :

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15\,000}{383} - \frac{15\,000}{111+273}\right)} = 1,107$$

En la ecuación anterior se puede observar que el factor de aceleración de envejecimiento es aproximadamente 1,12, con lo cual se puede determinar que cuando el transformador opera a una temperatura $\theta_H = 111 \text{ }^\circ\text{C}$, su envejecimiento es superior al nominal, lo cual sugiere que su vida útil se está acortando. Para determinar la vida del transformador a esta temperatura se realiza lo siguiente:

$$\text{Vida de transformador} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15\,000}{111+273}\right)} = 0,903 \text{ p.u.}$$

Este resultado es consistente con el valor del factor de aceleración de envejecimiento, dado que la vida del transformador se reduce a esta temperatura. Asumiendo que la vida nominal de un transformador de potencia es de 25 años, se puede predecir que la vida del transformador es:

$$\text{Vida de transformador} = 25 \times 0,903 = 22,575 \text{ años}$$

Del análisis anterior se puede deducir que un incremento de la temperatura en la operación de los transformadores de potencia afecta drásticamente en el tiempo de vida útil de los mismos, dado que en el análisis se realizó un incremento de $6 \text{ }^\circ\text{C}$, lo cual significó una reducción en el tiempo de vida del transformador de aproximadamente 19,4 años.

3.6. Relación de mantenimientos requeridos–vida útil

Existe una íntima relación entre la vida útil de un equipo de potencia y los mantenimientos tanto predictivos como preventivos.

En el primer caso, por medio de los mantenimientos predictivos, como se indicó anteriormente, se determina el estado del equipo de potencia. Mediante

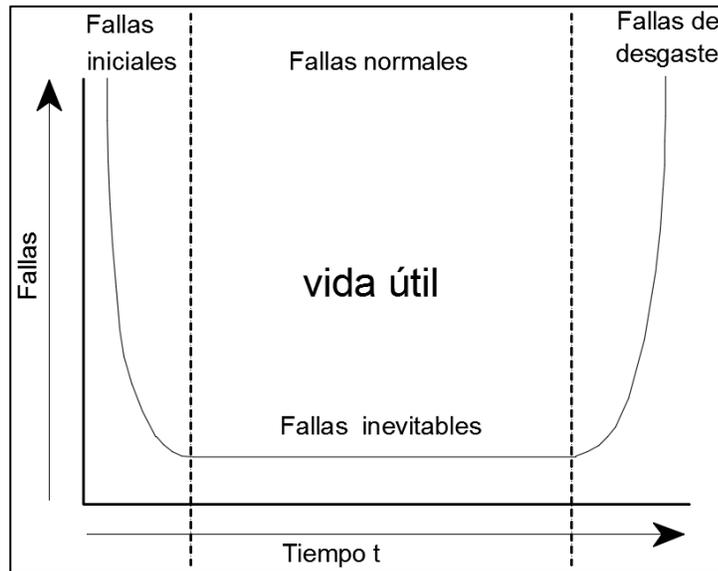
la realización de estos mantenimientos de forma periódica, es posible establecer el comportamiento del equipo a lo largo de su operación y, por medio de ello, establecer en qué momento se debe realizar algún mantenimiento preventivo o incluso correctivo.

Lo anterior provoca que se lleve un control de los equipos de potencia, evitar que surjan factores que reduzcan la vida útil de los equipos y extender la vida útil remanente de los equipos. La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica actualmente cuenta con transformadores de potencia con más de 40 años de operación, dado que generalmente los fabricantes aseguran una vida útil nominal de entre 25 y 35 años, claramente se puede observar que dichos equipos ya se encuentran operando en el rango de vida remanente. Esto se logra realizando mantenimientos periódicos.

Sin embargo, actualmente no existe ninguna fórmula matemática que pueda relacionar la cantidad de mantenimientos contra la vida útil de un equipo de potencia, ya que esta depende de muchos factores, tal como se mencionó en numerales anteriores.

Usualmente es utilizada la curva de bañera para establecer el comportamiento de los equipos de potencia a lo largo de su vida útil, en cuanto a las fallas se refiere.

Figura 21. **Curva de fallas durante la vida útil**



Fuente: elaboración propia.

De la curva anterior se puede deducir que los equipos de potencia deben recibir mayores cuidados al inicio de su operación y al final de la misma, lo cual se traduce en mantenimientos.

4. METODOLOGÍA DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE POTENCIA

En el capítulo 2 se abordaron los costos mínimos de mantenimientos que los transportistas deben asumir para brindar el servicio de transporte de energía eléctrica, sin embargo, estos no son los únicos costos en los cuales deben incurrir para la correcta prestación de sus servicios. En los numerales siguientes se indicarán los costos que son inherentes a la transmisión de energía eléctrica, así como los costos que las indisponibilidades de los equipos de potencia pueden provocar a los transportistas.

Los transportistas son remunerados por la operación de sus instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, para lo cual existen dos metodologías, siendo estas: por canon anual y por peaje, las cuales serán analizadas en el presente capítulo. Además de ello, se utilizarán herramientas básicas de economía para determinar el tiempo de recuperación de la inversión de capital en equipos de potencia y cómo afectan los costos de mantenimiento y operación en el tiempo de recuperación.

4.1. Costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica

El transporte de energía eléctrica puede ser considerado como un negocio que, al igual que cualquier otro, debe incurrir de forma obligatoria en costos básicos con el objetivo de brindar un servicio eficiente.

- Costos de activos del transportista, los cuales son utilizados para prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica.
- Costos de operación de la red, tales como la operación del sistema SCADA.
- Costos de mantenimientos de la red, los cuales incluyen, además de los mencionados en el capítulo 2, todos los mantenimientos a líneas de transmisión (conductores de fase y guarda, estructuras, aisladores, entre otros).
- Costos administrativos, tales como adquisición de insumos de oficina (computadoras, impresoras, entre otros).

Además de estos, existen otros costos que son de carácter aleatorio, como las sanciones y multas a las cuales puede ser sometido un transportista por la indisponibilidad de alguno de sus activos dedicados al transporte de energía eléctrica.

4.2. Relación costo-falla de equipos de potencia

Para los transportistas, el costo de falla de un equipo de potencia es la suma del costo de falla determinado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (sanción por indisponibilidad) y el costo de reparación o reemplazo del mismo (mantenimiento correctivo).

El Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE- establece en su Artículo 1 lo siguiente:

“Costo de Falla: Es el costo de energía no suministrada por interrupciones al servicio, que se calculará en base a la metodología que sea establecida por la Comisión”¹⁰

Las interrupciones al servicio de transporte de energía eléctrica se conocen como indisponibilidades, cuyas sanciones están en función de la duración de la indisponibilidad medida en minutos, cantidad de salidas o indisponibilidades forzadas, las cuales surgen cuando, por problemas técnicos, es necesario dejar de operar algún equipo o línea de transmisión y, finalmente, los sobrecostos que las restricciones por dicha indisponibilidad se produzcan en el sistema de transmisión de energía eléctrica.

Existen varios tipos de indisponibilidades del servicio de transporte de energía eléctrica, tal como se indica en el artículo siguiente:

Artículo 43. Tipos de Indisponibilidad. Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los Participantes del Sistema de Transporte, incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte. Para efectos de estas Normas no serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados por la Comisión.¹¹

Para el cálculo de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión se utilizan dos ecuaciones, con las cuales se obtiene el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i y la duración total de indisponibilidad forzada de línea i .

¹⁰ Reglamento de la Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 1.

¹¹ Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones. Artículo 43.

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^n IFjLi$$

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^n DIFjLi \text{ [minutos]}$$

Donde

NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas de la línea de transmisión i.

DTIFLi: duración total de las indisponibilidades forzadas de la línea de transmisión i.

n: número total de indisponibilidades forzadas de la línea de transmisión i.

IFjLi: indisponibilidad forzada j de la línea de transmisión i.

DIFjLi: duración de la indisponibilidad forzada j de la línea de transmisión i.

El periodo de medición para la aplicación de las fórmulas anteriores es de un año, con lo cual se puede deducir que las indisponibilidades forzadas no son acumulables de un año a otro.

En las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) se indican los valores permitidos por año de indisponibilidades forzadas según las categorías de las líneas de transmisión y los niveles de tensión, lo cual se indica en la siguiente tabla.

Tabla XII. **Tolerancia de indisponibilidades forzadas**

Categoría	Tensión [kV]	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: elaboración propia, con base en el NTCSTS, artículo 46.

Además de ello, no se debe sobrepasar los límites permitidos de indisponibilidad forzada por año, los cuales también se encuentran definidos según la categoría de la línea de transmisión y su nivel de tensión.

Tabla XIII. **Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada**

Categoría	Tensión [kV]	Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, minutos, por año.
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

Fuente: elaboración propia, con base en el NTCSTS, artículo 47.

Cuando al menos uno de estos requisitos es superado, se aplican sanciones por indisponibilidad forzada. Para la determinación de las sanciones se aplican ecuaciones distintas según el requerimiento que hubiere sido sobrepasado.

$$SNTIFLi = [NTIFLi - NTIF] \times \frac{DTIFLi}{NTIFLi} \times k \times \frac{RHT}{60} \quad [Q]$$

$$SDTIFLi = [DTIFLi - DTIF] \times k \times \frac{RHT}{60} \quad [Q]$$

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi \quad [Q]$$

Donde

SNTIFLi: sanción en quetzales, debido a las indisponibilidades forzadas para la línea i.

SDTIFLi: sanción en quetzales, debido a la duración total de las indisponibilidades forzadas para la línea i.

NTIF: número de tolerancias por indisponibilidad forzada para cada línea.

NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas de la línea i.

DTIF: tolerancia de duración total de indisponibilidades forzadas para cada línea.

DTIFLi: duración total de indisponibilidad forzada de la línea i.

RHT: remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda.

ST: sanción total en quetzales

k: coeficiente de la categoría de la instalación.

Tabla XIV. **Coeficiente k según categoría de la instalación**

Categoría	Etapas 4 de sanción (valor de k)
A	2
B	1
C	0,5

Fuente: elaboración propia, con base en el NTCSTS, artículo 48.

Como se puede observar en la tabla anterior, los valores que corresponden a la cuarta etapa de aplicación de sanciones, rigen a partir de un año y medio de operación comercial de la instalación y tienen duración indefinida. Si las indisponibilidades forzadas son catalogadas por fallas o de larga duración, el valor de k que se obtenga de la tabla XIV se incrementará en un 50 %.

Las categorías en las que se encuentran las diferentes líneas de transmisión que integran el Sistema Nacional Interconectado se establece en la siguiente tabla.

Tabla XV. **Categorías de líneas de transmisión**

Categoría	Descripción
A	Está comprendida por el sistema principal y las siguientes líneas del sistema secundario, con sus equipos asociados: Chixoy - Guatemala Norte 1 y 2, Escuintla 2 - SIDEGUA, Escuintla 2 - TAMPA, Escuintla 2 - Central Generadora Eléctrica San José, Escuintla 2 - Aguacapa.
B	Está comprendida por las líneas del sistema secundario y su equipo asociado, con generación directamente conectada, excepto las incluidas en la categoría A.
C	Está comprendida por las restantes líneas del sistema secundario y su equipo asociado, no incluidas en las categorías A y B.

Fuente: elaboración propia, con base en el NTCSTS, artículo 57.

Además de las sanciones mencionadas anteriormente, en el artículo 49 de las NTCSTS se establece una sanción por desconexiones automáticas de generación o cargas. El cálculo de esta sanción se establece mediante la siguiente ecuación:

$$SDAFLi = DAFLi \times k \times \frac{RHT}{60} \quad [Q]$$

Donde:

SDAFLi: sanción en quetzales, por la duración de indisponibilidad forzada que obliga la desconexión automática de generación o carga.

DAFLi: duración medida en minutos de la indisponibilidad forzada que obliga la desconexión automática de generación o carga para la línea i.

También es aplicada una sanción económica cuando por falla o indisponibilidad de algún equipo o línea de transmisión se produzcan limitaciones parciales de la capacidad de transporte, mediante la fórmula matemática siguiente:

$$SRCT = DTRTC \times \left(1 - \frac{CTR}{CTM}\right) \times k \times \frac{RHT}{60} \quad [Q]$$

Donde

SRCT: sanción en quetzales, por la reducción de capacidad de transporte.

DTRTC: tiempo, en minutos, de duración total de la reducción de capacidad de transporte de energía eléctrica en la red.

CTD: capacidad de transporte de energía eléctrica disponible.

CTM: capacidad de transporte de energía eléctrica máxima.

Finalmente, existe la sanción por indisponibilidad programada, que al igual que las anteriores, está en función de su duración, dicha sanción es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$SDIP = 0,1 \times DIP \times k \times \frac{RHT}{60} \quad [Q]$$

Donde

SDIP: sanción en quetzales por la duración de la indisponibilidad programada.

DIP: duración de la indisponibilidad programada.

Las indisponibilidades programadas son aquellas que el transportista solicita al AMM con antelación, cuyo objetivo consiste en desenergizar alguno de sus activos para la realización de trabajos en ellos, cuya duración la establece el mismo transportista. Si el tiempo establecido por el transportista se

excede, el excedente es considerado como indisponibilidad forzada, para lo cual se aplican las ecuaciones mencionadas anteriormente.

4.3. Remuneración regional de uso de instalaciones

El crecimiento constante de las redes de transmisión de energía eléctrica obedece al crecimiento de la demanda, razón por la cual ha sido necesario buscar nuevos proyectos de generación o mercados para la compra/venta de energía eléctrica.

En la región centroamericana se promovió el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), con lo cual se mejora el mercado eléctrico nacional y se crea el Mercado Eléctrico Regional (MER), además fueron creados la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR) cuyas funciones son las de establecer las bases legales para la interconexión eléctrica entre los países de América Central y realizar la regulación regional en tiempo real, respectivamente.

Además de ello, se estableció la Red de Transmisión Regional (RTR) como el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios de energía eléctrica y las transacciones comerciales del MER.

4.3.1. Remuneración por método de IAR

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), se define el régimen tarifario el cual se define como Ingreso Autorizado Regional (IAR), el cual percibirá cada agente transmisor de la RTR.

El IAR que perciba cada agente transmisor es la suma de todos los IAR de sus instalaciones que se encuentren en operación comercial para el año en el cual se realice el cálculo.

La forma para establecer el IAR de los transmisores, se realizan los siguientes pasos, los cuales serán llevados a cabo por el Ente Operador Regional (EOR).

- Se determinan los costos de las instalaciones, utilizando como activos las instalaciones económicamente adaptadas, valorizadas con los costos unitarios estándar por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- Se determina el costo estándar que será igual al valor presente neto de las inversiones realizadas para las instalaciones, distribuido a lo largo del cronograma de construcción, el cual no será mayor a dos años, utilizando una tasa de descuento fijada por la CRIE.

4.3.2. Remuneración por método de estampilla postal

A través de las operaciones de transferencia de potencia entre Guatemala y los países de América Central que son registradas por el EOR, se establecen los costos de energía eléctrica mediante el método de estampilla postal, el cual es liquidado por el AMM quien es el operador del sistema nacional.

El método de estampilla postal tiene como base la asignación de costos por transacciones según la potencia transferida, la demanda del sistema y un costo fijo base, según la forma siguiente:

$$R(u) = TC \frac{P(u)}{P_{pico}} \quad [US\$/año]$$

Donde

$P(u)$: potencia activa en megawatts negociada en la transacción u

P_{pico} : demanda pico del sistema en megawatts

TC : costo total fijo del sistema

4.4. Remuneración nacional de uso de instalaciones

Las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica son remuneradas mediante dos metodologías, las cuales se basan en dos primicias básicas, siendo estas las siguientes:

- Sistema de transmisión económicamente adaptado

“Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.”¹²

- Sistema de transmisión óptimamente dimensionado

Se ha analizado la Ley General de Electricidad, los reglamentos y normativa aplicable al subsector eléctrico de Guatemala, y no se ha encontrado

¹² Reglamento de la Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 1.

ninguna definición concreta acerca de este requerimiento, razón por la cual han existido discrepancias en su interpretación por los órganos reguladores y los diferentes transportistas que operan en el país.

Sin embargo, el dimensionamiento óptimo de un sistema eléctrico de potencia, como lo es el sistema de transmisión de energía eléctrica, sea cual fuere su nivel de tensión y potencia transferida, se define de igual manera, y en síntesis se puede decir que es el diseño óptimo de los equipos de potencia según los requerimientos actuales de la red de transmisión eléctrica en la región a instalar, la corrección por nivel de altura respecto al mar, más un rango de holgura que es la suma de los porcentajes de crecimiento de la red eléctrica debido al histórico de incremento de demanda en la región más los planes de expansión de la red eléctrica según las políticas energéticas.

Existen dos formas de pago por la utilización de las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, siendo estas el pago de canon anual por amortización de la inversión y el pago de peaje. En los siguientes numerales se detallan los pormenores de cada una de las formas de pago y cuando aplica uno u otro sistema de remuneración.

4.4.1. Remuneración por pago de canon anual

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en su artículo 55 literal c) cuando se debe aplicar la remuneración por pago de canon anual y cuál es su forma de aplicación, lo cual se indica a continuación:

Para instalaciones construidas por la modalidad de Licitación Pública, el Peaje tendrá dos períodos de remuneración:

Período de Amortización: En el cual Transportista recibirá como única remuneración el canon anual, el cual será pagado a prorrata de la Potencia Firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual.

Período de Operación: Será el período posterior al de amortización, en el cual el Transportista recibirá exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.¹³

En el extracto del artículo mencionado anteriormente se indica claramente que esta forma de pago solo aplica para las licitaciones abiertas, las cuales son promovidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM). La metodología utilizada para la fijación del canon anual se define durante cada proceso de licitación abierta.

4.4.2. Remuneración por pago de peaje nacional

El peaje es la manera mediante la cual el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) remunera a los transportistas de Guatemala por el uso de sus instalaciones. La Ley General de Electricidad (LGE), sus reglamentos y normativos indican la forma mediante la cual se debe realizar este pago. A continuación se presentan los artículos de la LGE que indican explícitamente quienes devengarán el pago de peajes y su forma de cálculo.

Artículo 64. El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario, Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en esta ley y su reglamento.

¹³ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 55.

Artículo 67. 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.

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 treinta (30) años. El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las 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 de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Artículo 69. El peaje en el sistema principal y sus fórmulas de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.

Para el cálculo del peaje el o los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico.¹⁴

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece las bases del cálculo de peaje en el artículo siguiente:

Artículo 55. Cálculo de Peaje. El Transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiera acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica

¹⁴ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículos 64, 67 y 69.

(STEE), la Comisión establecerá el peaje máximo sobre la base de los siguientes conceptos.

La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta (30) años.

Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.

Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.

Para instalaciones existentes del Sistema Secundario, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) de los sistemas secundarios correspondientes, entre la Potencia Firme total relacionada al sistema secundario correspondiente.

Para instalaciones nuevas, el Peaje será:

Para las instalaciones construidas por Acuerdo entre Partes o por Iniciativa Propia, el Peaje será el costo acordado entre los interesados y el Transportista, el que será pagado por los primeros. Los sistemas secundarios estarán sujetos a libre acceso previo el pago de los peajes correspondientes.¹⁵

¹⁵ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 55.

Cabe señalar que los costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica varían respecto al tamaño a escala de la empresa, por lo cual se debe analizar si el 3 % de las inversiones es suficiente para sufragar estos gastos.

Respecto a la tasa de actualización que es mencionada en uno de los artículos anteriores, se define mediante el siguiente artículo:

Artículo 79. La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para as actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente.¹⁶

Como se puede apreciar en los artículos anteriores, se indica cada uno de los pasos que se siguen para la determinación del peaje para las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica. Esta es la metodología mediante la cual es remunerada la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica por todas sus instalaciones.

4.4.2.1. Metodología de cálculo

Para el cálculo de peaje que se reconoce a los transportistas por las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, es necesario realizar la valorización mediante el establecimiento de precios regulados, que definan

¹⁶ Ley General de Electricidad. Decreto núm. 93-96. Artículo 79.

los costos en los cuales se incurrió para la construcción de dichas instalaciones y la rentabilidad del negocio, la cual es establecida por la CNEE.

El estudio de fijación de peaje se realiza de forma periódica para cada bienio, siendo su entrada en vigor en los primeros 15 día del mes de enero cada dos años. Para la remuneración de los diferentes transportistas se utiliza el valor del estudio de peaje en el primer año y se aplica el factor de actualización que se fije para el segundo año, finalmente, al año siguiente se vuelve a establecer nuevamente el estudio de peaje para el siguiente bienio.

Durante el 2014 fue elaborado el estudio de peaje para el bienio 2015-2016, el cual fue publicado en el Diario de Centro América en enero de 2015, para la entrada en vigor de los nuevos valores de peaje para los distintos transportistas de energía eléctrica.

4.4.2.1.1. Valor nuevo de reemplazo (VNR)

Es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la empresa transportista, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio.

Tabla XVI. Implicaciones del VNR

V	VALOR	Costo de proveer, construir y poner en servicio instalaciones eléctricas (terreno, servidumbres, materiales, transporte, montaje, indirectos, imprevistos, financieros, intercalares y beneficios de la empresa).
N	NUEVO	Sin depreciación.
R	REEMPLAZO	Hipotética, no necesariamente de la instalación existente, sino de una equivalente que pueda prestar el servicio con la calidad requerida y al mínimo costo.

Fuente: ETCEE. Coordinación de apoyo técnico a gerencia.

Para determinar el peaje de las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica de los transportistas, es necesario establecer el VNR de las instalaciones, lo cual se realiza mediante la creación de unidades de propiedad estándar (UPE) y la determinación del factor de recuperación de capital (FRC).

4.4.2.1.2. Unidades de propiedad estándar

Se realiza la creación de unidades de propiedad estándar (UPE), las cuales incluyen los elementos necesarios para satisfacer los requerimientos básicos de la red de transmisión de energía eléctrica, considerando el hecho de que las instalaciones deben ser óptimamente dimensionadas.

Las UPE son divididas según su aplicación en UPE para líneas de transmisión y UPE para subestaciones eléctricas, en las que se centrará el presente estudio. Las UPE de subestaciones se encuentran divididas en cinco grupos constructivos, los cuales se indican a continuación:

- Infraestructura básica

En este grupo se encuentran todos los elementos básicos para el funcionamiento de una subestación, como red de tierras, equipos de comunicación y control, equipos para servicios auxiliares, iluminación exterior, entre otros, y está definida por la configuración de barras de la subestación y el nivel de tensión, por ejemplo, infraestructura básica barra doble 230 kV.

Tomando como base lo anterior, se puede afirmar que una subestación eléctrica puede estar conformada por varias infraestructuras básicas, dependiendo de su configuración y cuantos niveles de tensión se encuentren

dentro de ella. Por ejemplo, la subestación eléctrica Guatemala Sur cuenta con 4 infraestructuras básicas para los niveles de tensión de 230, 138, 69 y 13,8 kV.

- Campos de conexión

Se refiere a las bahías de conexión a la barra de la subestación y son clasificadas según su finalidad en:

- Campos de conexión de líneas de transmisión
- Campos de transformación
- Campos de conexión de compensación reactiva
- Campos de conexión de acople de barras

- Máquinas eléctricas

En el sistema transmisión de energía eléctrica se entienden como máquinas eléctricas a los transformadores de potencia, bancos de capacitores y bancos de reactores de potencia, los cuales tienen una finalidad específica, ya sea modificar los niveles de tensión o realizar regulación de tensión.

- Líneas de transmisión

Este grupo constructivo, como su nombre lo indica, se refiere a las líneas de transmisión de energía eléctrica y, al igual que los grupos anteriores, se encuentra dividido por niveles de tensión. Además de su configuración constructiva, las condiciones del terreno que atraviesa (llano o montañoso) y si es zona rural o urbana; también se consideran los tipos de soporte de las líneas de transmisión.

- Otros equipos

Por último, se tiene este conjunto constructivo que está integrado por equipo especial, el cual se asigna solo a aquellas subestaciones o líneas de transmisión que cuenten con alguno de los elementos considerados por este grupo. Entre los equipos que lo integran están las protecciones diferenciales de barra para subestaciones, detectores de fallas en líneas de transmisión, medición comercial según la Norma de Coordinación Comercial núm. 14 (NCC-14), entre otros.

4.4.2.1.3. Cálculo del valor eficiente

Luego de establecer las UPE es necesario determinar los valores eficientes (precios regulados), para la determinación del valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones de los transportistas, lo cual es realizado de la siguiente manera:

- Se realiza la integración de costos de equipos y materiales de los últimos cinco años a todos los transportistas de energía eléctrica del país, con el objetivo de establecer una base de costos de inversión en energía eléctrica.
- Se calcula el Valor Eficiente -VE- de cada uno de los equipos principales y materiales que se utilizan en la construcción de instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, mediante el uso del método de cálculo del valor eficiente, establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y cuyas formulas se indican a continuación:

$$LimInf = Q1 - (IQR \times k)$$

$$LimSup = Q3 + (IQR \times k)$$

$$VE = \frac{\sum_{i=1}^n VA_i}{n}$$

Donde

LimInf: límite inferior.

LimSup: límite superior.

Q1: primer cuartil calculado de la serie de datos.

Q3: tercer cuartil calculado de la serie de datos.

IQR: rango intercuartilico.

k: constante 1,5 equivalente a 3 desviaciones intercuartilicas.

VE: valor eficiente.

VA: valor aceptado de determinado equipo o material, el cual se encuentra dentro de los límites establecidos.

n: cantidad de precios de un equipo o material determinado.

Cabe destacar que esta metodología para la determinación del valor eficiente aún no ha sido regulada por la CNEE, lo cual ha causado que varios de los precios de los diferentes transportistas que operan en el país sean tomados de forma errónea, afectando de forma drástica los resultados del estudio de peaje, mediante el cual serán remunerados los transportistas.

4.4.2.1.4. Cálculo de peaje

Como paso final para la determinación del peaje que percibirá el transportista por sus instalaciones se realiza lo siguiente:

- Se obtiene el VNR de las instalaciones del transportista mediante la valorización de las UPE correspondientes, aplicando los valores eficientes de los equipos y materiales utilizados para su construcción.
- Se calcula el factor de recuperación de capital (FRC), considerando que el nuevo valor del impuesto sobre la renta (ISR) es del 25 %, de la siguiente manera:

$$TR = \frac{r}{1 - ISR} = \frac{7\%}{1 - 25\%} = 9,33\%$$

$$FRC = \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-T}} = \frac{\frac{7\%}{1 - 25\%}}{1 - \left(1 + \frac{7\%}{1 - 25\%}\right)^{-30}} = 10,02\%$$

Donde

TR: tasa de rentabilidad después de impuestos

FRC: factor de recuperación de capital

r: rentabilidad anual sobre la inversión

ISR: impuesto sobre la renta

- Se aplica el factor de recuperación de capital al VNR total de cada transportista para definir el peaje anual que será reconocido a cada agente transportista y se define la fórmula de ajuste para el año siguiente, según se indica a continuación:

$$Peaje_{2015} = (VNR \times FRC) + (TR \times \text{terrenos/servidumbres}) \\ + [(VNR + \text{terrenos/servidumbres}) \times 0,03]$$

La fórmula de ajuste para 2016 fue establecida de la siguiente forma:

$$Peaje_n = Peaje_{2015} \times \left(0,106 \times \frac{PPI_{wn}}{PPI_{wo}} + 0,447 \times \frac{PPI_{en}}{PPI_{eo}} + 0,037 \times \frac{PPI_{icn}}{PPI_{ico}} + 0,101 \times \frac{PPI_{cn}}{PPI_{co}} + 0,022 \right. \\ \left. \times \frac{PPI_{tn}}{PPI_{to}} + 0,086 \times \frac{PPI_{mn}}{PPI_{mo}} + 0,201 \times \frac{IPC_{nn}}{IPC_{no}} \right)$$

Donde

Peaje_n: peaje del sistema de transmisión correspondiente, actualizado en la primera quincena de enero de 2016.

Peaje₂₀₁₅: peaje del sistema de transmisión correspondiente, aprobado en las resoluciones de 2015, para cada transportista.

PPI_{wo}=269,50

PPI_{wn}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: metals and metal products, item: electronic wire and cable*, series Id: WPU10260301.

PPI_{eo}=113,70

PPI_{en}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: machinery and equipment, item: electrical machinery and equipment*, series Id: WPU117.

PPI_{ico}=198,50

PPI_{icn}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: industrial commodities less fuels*, series Id: WPU03T15M05.

PPI_{co}=230,70

PPI_{cn}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: nonmetallic mineral product, item concrete products*, series Id: WPU133.

PPI_{to}=147,60

PPI_{tn}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: electric bulk power transmission and control*, series Id: PCU221121221121.

PPI_{mo}=230,30

PPI_{mn}: índice PPI publicado en enero de 2016. *Group: metals and metal products, item: Iron and steel*, Series Id: WPU101.

$IPC_{no}=117,96$

IPC_{nn} : índice de precios al consumidor, base diciembre 2010, publicado en enero de 2016.

4.4.2.2. Componentes que integran el peaje

El peaje que se calcula para los transportistas, cuya metodología se indicó previamente, se compone de 3 factores que tienen la finalidad de cubrir los costos en los cuales incurrieron los transportistas para la realización de sus instalaciones. Estos factores son los siguientes:

- Anualidad de la inversión: pagos periódicos que percibe el transportista por sus instalaciones.
- Reposición de las instalaciones: pago de amortización para reponer las instalaciones del transportista al final de la vida útil de estas.
- Administración, operación y mantenimiento: porcentaje del peaje que debe utilizar el transportista para realizar las tareas de mantenimientos, administración y operación de las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica y todos los gastos administrativos necesarios para realizar la actividad de transportar energía eléctrica.

4.4.2.3. Asignación y liquidación del peaje

En la Norma de Coordinación Comercial núm. 9 (NCC-09), se indica la metodología para la asignación y liquidación de los cargos de peaje de los sistemas nacionales de transporte principal y secundarios, la cual se lleva a cabo de la siguiente manera:

- Sistema Principal de Transmisión
 - Se verifica la existencia de contratos entre los agentes productores y consumidores del mercado mayorista y los transportistas, con el objeto de aplicar lo pactado entre partes, de acuerdo al precio del peaje y la potencia contratada.
 - En el caso de que no existan contratos, el AMM determinará los cargos de peaje con base en el costo anual del Sistema Principal de Transmisión, el cual es fijado por la CNEE mediante resolución y son aplicadas las fórmulas de ajuste para el periodo que corresponda. El cálculo del cargo de peaje se realizará de forma diaria, integrándolo mensualmente, dicho cálculo se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$CDT_m = \frac{\sum_t \left(\frac{CAT_t}{12} \right)}{DM}$$

Donde

CDT_m : costo diario de transmisión para el mes m

CAT_t : costo anual de transmisión aprobado por la CNEE para el transportista t

DM: cantidad de días del mes

\sum_t : sumatoria para todos los transportistas

- El cargo por peaje para cada participante se calcula de la siguiente manera

$$CP_{id} = CDT_m \times \frac{(PCP_{id} + PCC_{id} + PE_{id} + PI_{id} + PDF_{id})}{(\sum_i PCP_{id} + \sum_i PCC_{id} + \sum_i PE_{id} + \sum_i PI_{id} + \sum_i PDF_{id})}$$

Donde

CP_{id} : cargo por peaje del sistema principal, participante i , día d .

CDT_m : Costo diario de transmisión para el mes m .

PCP_{id} : potencia firme comprometida en contratos, participante productor i , cuando no se establezca como punto de entrega el nodo central.

PCC_{id} : potencia contratado por el participante consumidor i , cuando en el contrato se establezca como punto de entrega el nodo central o unidad generadora.

PE_{id} : potencia máxima de exportación, inyectada por el participante i .

PI_{id} : potencia de importación comprometida en contratos por el participante i .

PDF_{id} : demanda firme no cubierta con contratos de potencia del participante consumidor i .

Σ_i : sumatoria para todos los participantes i .

El pago por peaje del Sistema Principal de Transmisión a cada transportista será de forma mensual y por anticipado, las diferencias entre los resultados de los cálculos realizados y los pagos realizados para cada mes serán asignados a los transportistas como bonos o cargos a los participantes del mercado eléctrico.

- Sistema Secundario de Transmisión
 - Se verifica la existencia de contratos entre los agentes productores y consumidores del mercado mayorista y los transportistas, con el objeto de aplicar lo pactado entre partes, de acuerdo al precio del peaje y la potencia contratada.
 - En el caso de que no existan contratos, el AMM determinará los cargos de peaje por instalaciones pertenecientes al Sistema

Secundario de Transmisión, el cual es fijado por la CNEE mediante resolución y son aplicadas las fórmulas de ajuste para el periodo que corresponda. El cálculo del cargo de peaje se realizará de forma mensual mediante la siguiente fórmula:

$$CMTS_{kmt} = \frac{CATS_{kt}}{12}$$

Donde

$CMTS_{kmt}$: costo mensual de transmisión de las instalaciones k del mes m para el transportista t.

$CATS_{kt}$: costo anual de transmisión aprobado por la CNEE para las instalaciones k del transportista t.

- El cargo por peaje para cada participante consumidor y productor, en proporción a la potencia transmitida, se calcula de la siguiente manera:

$$CPS_{kjmt} = \frac{CMTS_{kmt} \times \sum_d PT_{jkdm}}{\sum_d \sum_j PT_{jkdm}}$$

Donde

$CMTS_{kmt}$: costo mensual de transmisión de las instalaciones k del mes m para el transportista t.

CPS_{kt} : cargo mensual por peaje por las instalaciones k pertenecientes a sistemas secundarios del transportista t, a pagar por el participante j, correspondiente al mes m.

PT_{kt} : potencia transmitida del participante j, conectada en las instalaciones k del sistema secundario.

Σ_j : sumatoria de las potencias transmitidas para todos los participantes j.

Σ_j : sumatoria para cada día d del mes.

El pago por peaje de los sistemas secundarios a cada agente transportista será de forma mensual y por anticipado, las diferencias entre los resultados de los cálculos realizados y los pagos realizados para cada mes serán asignados a los transportistas como bonos o cargos a los participantes del mercado eléctrico.

4.5. Tiempo de retorno de la inversión en nuevos equipos de potencia

En economía, se entiende como tiempo de retorno de la inversión, al tiempo requerido para recuperar la inversión inicial en un proyecto, el cual es estimado a partir de los flujos de efectivo provocados por dicho proyecto.

4.5.1. Valor presente neto

Uno de los métodos más utilizados para determinar el tiempo de retorno de la inversión a largo plazo es el valor presente neto (VPN), en el cual se transfieren todos los flujos de caja provenientes del proyecto de inversión al año inicial mediante una tasa de interés, para realizar una comparación entre la equivalencia de los flujos de efectivo al inicio de la inversión y la cantidad de inversión inicial que se realizará.

El valor presente neto de una inversión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde

V_t : flujo de efectivo para cada periodo t

i : tasa de interés

I_0 : inversión inicial

n : periodo a evaluar

Al aplicar la fórmula del valor presente neto se obtendrá un valor según el tipo de moneda que se utilice y debe ser interpretado según el signo del resultado. La interpretación correcta para los resultados de VPN se realiza según se establece en la siguiente tabla.

Tabla XVII. **Interpretación de resultados VPN**

Valor	Significado
VPN > 0	La inversión producirá ganancias superiores a la rentabilidad deseada, lo cual indica que la inversión inicial será recuperada en un menor tiempo.
VPN < 0	La inversión tendrá pérdidas. Por lo que la inversión inicial no será recuperada
VPN = 0	La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas al final del plazo establecido.

Fuente: elaboración propia.

4.5.2. **Aplicación de VPN a costos de equipos de potencia**

Como se indicó en el numeral anterior, para la aplicación de la fórmula del valor presente neto es necesario contar con una tasa de interés, que para este estudio fue de 5,92 % (tasa de interés promedio ponderado para préstamos, tasa activa).¹⁷

¹⁷ Banco de Guatemala. Tasa de interés aplicadas por las instituciones bancarias y financieras de Guatemala, Moneda nacional. 21 de mayo de 2015.

Se consideró esta tasa, asumiendo que se realizará un préstamo bancario para realizar la inversión en equipos, sin embargo, se hace la aclaración que este valor puede ser modificado según las necesidades de cada transportista.

La aplicación del valor presente neto requiere de flujos de efectivo a través del tiempo por lo que se considerará para los equipos de potencia un tiempo de 30 años, como ingresos y egresos se considerarán la remuneración por peaje y los costos de administración, operación y mantenimientos para el equipo. Además, es necesario que todos los precios se encuentren actualizados al mismo periodo, por lo cual todos los valores fueron escalados a enero de 2015 utilizando los PPI (*producer price index*).¹⁸

4.5.2.1. Transformador de potencia

Los valores de ingresos y egresos utilizados para el cálculo del valor presente neto para un transformador de potencia monofásico 230/69 kV y con una potencia de 35/50 MVA, se indican a continuación.

Tabla XVIII. **Ingresos y egresos para un transformador de potencia**

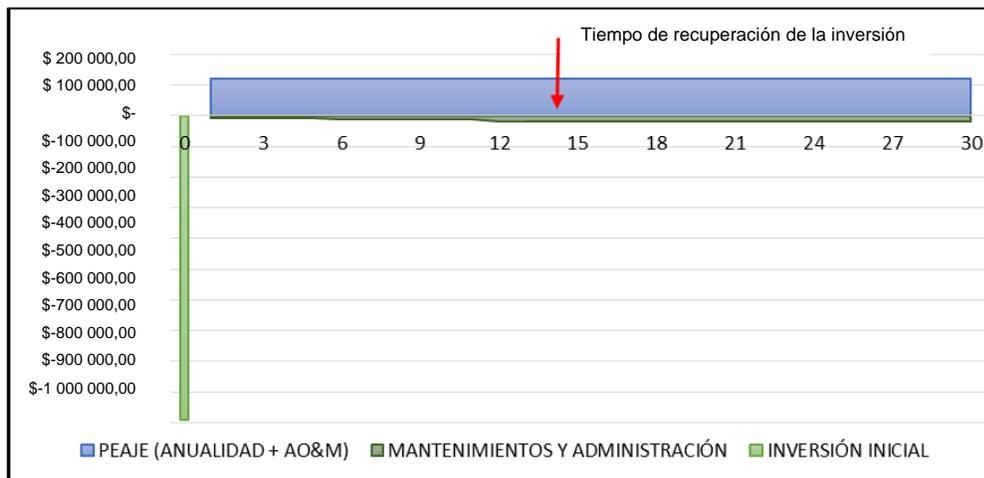
ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -991 933,77
VNR (Máquina UPE 4-11)	\$ 920 663,41
VNR * FRC	\$ 92 274,65
AO&M [VNR * 3 %]	\$ 27 619,90
Peaje percibido por la máquina	\$ 119 894,56
Administración y operación	\$ -920,67
Mantenimientos anuales	\$ -18 600,00

Fuente: elaboración propia, a partir del estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y la base de datos de ETCEE.

¹⁸ U.S. Bureau of Labor Statistics. *Producer price index industry data. Id PCU221121221121, electric bulk power transmission and control.* p. 159.

Los ingresos que representa la operación del transformador de potencia se representan con valores positivos, mientras que los valores negativos indican gastos en los que se deben incurrir para mantener la operación de la máquina, mediante los cuales se realiza un flujo de efectivo en el tiempo que se muestra en la figura siguiente.

Figura 22. **Flujo de efectivo para transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Mediante el análisis del flujo de efectivo durante los 30 años y la aplicación de la fórmula del valor presente neto, fue posible obtener el valor presente neto de la inversión y se determinó el tiempo necesario para recuperar dicha inversión, considerando costos de mantenimiento incrementales a lo largo de la vida útil del equipo y costos básicos de administración. Los resultados se muestran en la tabla XIX.

Tabla XIX. **Resultados VPN aplicados al transformador de potencia**

ÍTEM	RESULTADO
Valor presente neto	\$ 453 580,27
Tiempo de recuperación de la inversión.	14 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que al obtener un valor presente neto positivo, la inversión es rentable y que, de no existir mayores complicaciones en la operación del equipo, el tiempo aproximado para la recuperación de la inversión es de 14 años.

4.5.2.2. Interruptor de potencia

Los valores de ingresos y egresos utilizados para el cálculo del valor presente neto para un interruptor de potencia tripolar de 230 kV se indican a continuación.

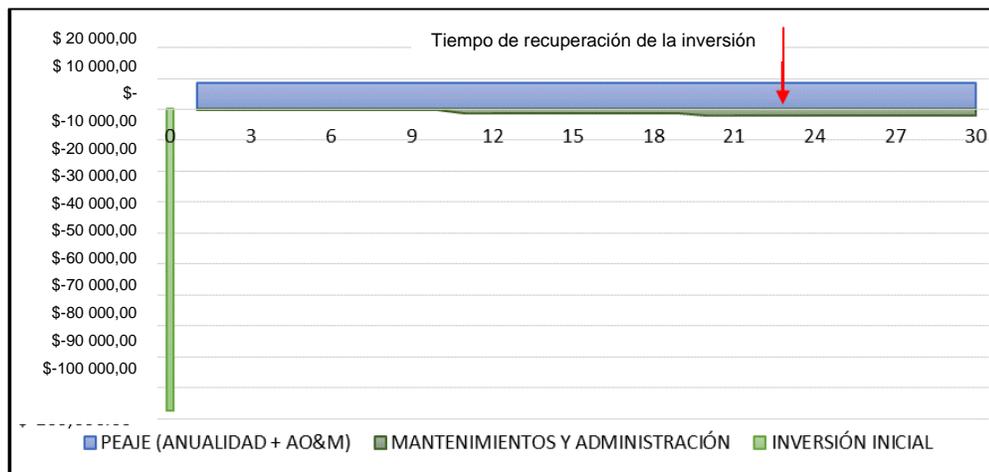
Tabla XX. **Ingresos y egresos para un interruptor de potencia**

ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -97 482,69
VNR (equipo 230 kV)	\$ 66 017,79
VNR * FRC	\$ 6 616,72
AO&M [VNR * 3 %]	\$ 1 980,53
Peaje percibido por el equipo	\$ 8 597,25
Administración y operación	\$ -660,00
Mantenimientos anuales	\$ -1 200,00

Fuente: elaboración propia, a partir del Estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y la base de datos de ETCEE.

El flujo de efectivo de los gastos e ingresos por concepto del interruptor de potencia se indica en la figura siguiente

Figura 23. Flujo de efectivo para interruptor de potencia



Fuente: elaboración propia.

El tiempo tan alto de retorno de capital que se obtuvo en esta gráfica se debe a los costos reales del interruptor de potencia *versus* los costos de VNR que estimó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en su estudio de peaje.

Los resultados del análisis del flujo de efectivo para el interruptor de potencia se muestran en la tabla XXI.

Tabla XXI. **Resultados VPN aplicados al interruptor de potencia**

ÍTEM	RESULTADO
Valor presente neto	\$ 10 648,04
Tiempo de recuperación de la inversión.	23 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Se observa que al obtener un valor presente neto positivo, la inversión es rentable y que, de no existir mayores complicaciones en la operación del equipo, el tiempo aproximado para la recuperación de la inversión es de 23 años.

4.5.2.3. Transformador de potencial

Los valores de ingresos y egresos utilizados para el cálculo del valor presente neto para un transformador de potencial de 230 kV se indican a continuación.

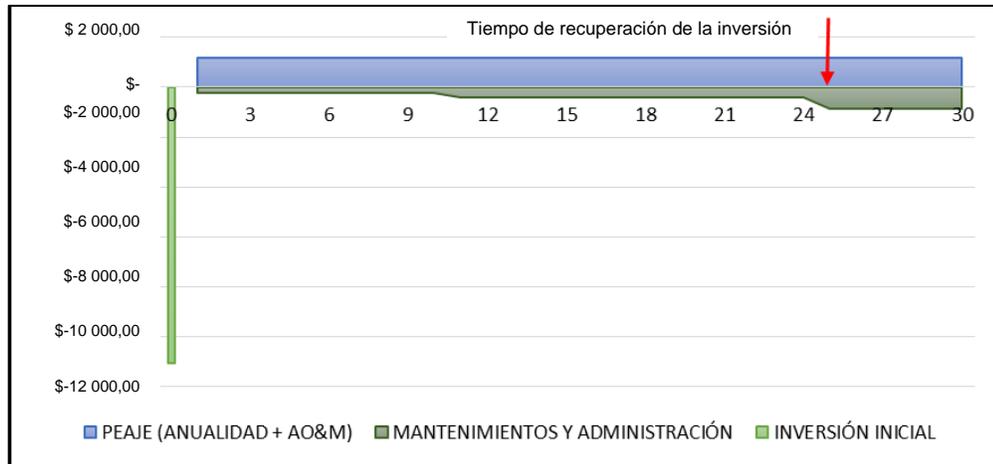
Tabla XXII. **Ingresos y egresos para un transformador de potencial**

ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -11 051,09
VNR (equipos 230 kV)	\$ 9 108,54
VNR * FRC	\$ 912,91
AO&M [VNR * 3 %]	\$ 273,26
Peaje percibido por el equipo	\$ 1 186,17
Administración y operación	\$ -100,00
Mantenimientos anuales	\$ -900,00

Fuente: elaboración propia, a partir del estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y la base de datos de ETCEE.

El flujo de efectivo de los gastos e ingresos por concepto del transformador de potencial se indica en la figura 24.

Figura 24. **Flujo de efectivo para transformador de potencial**



Fuente: elaboración propia.

Al igual que para el interruptor de potencia, el valor eficiente que la CNEE estimó para el transformador de potencial es bajo respecto a los valores reales, con los cuales la ETCEE adquiere los equipos de potencia.

Los resultados del análisis del flujo de efectivo para el transformador de potencial se muestran en la tabla XXIII.

Tabla XXIII. **Resultados VPN aplicados al transformador de potencial**

ÍTEM	RESULTADO
Valor presente neto	\$ 390,86
Tiempo de recuperación de la inversión.	25 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Debido a que la inversión realizada en estos equipos no es posible recuperarla con los costos actuales, existen dos caminos a seguir, el primero es tratar de reducir el valor de la inversión inicial, buscando precios bajos en el mercado y el segundo es solicitar a la CNEE que verifique los costos de mercado del equipo y se ajuste el valor eficiente para este equipo.

4.5.2.4. Transformador de corriente

Los valores de ingresos y egresos utilizados para el cálculo del valor presente neto para un transformador de corriente de 230 kV se indican a continuación.

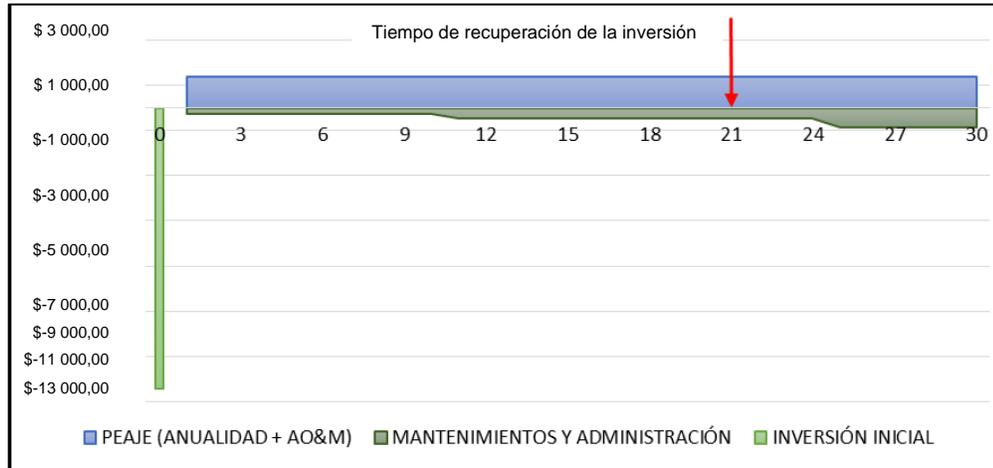
Tabla XXIV. **Ingresos y egresos para un transformador de corriente**

ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -13 325,53
VNR (equipo 230 kV)	\$ 10 630,46
VNR * FRC	\$ 1 065,45
AO&M [VNR * 3 %]	\$ 318,91
Peaje percibido por el equipo	\$ 1 384,36
Administración y operación	\$ -100,00
Mantenimientos anuales	\$ -900,00

Fuente: elaboración propia, a partir del estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y la base de datos del ETCEE.

El flujo de efectivo de los gastos e ingresos por concepto del transformador de corriente, se indica en la figura 25.

Figura 25. **Flujo de efectivo para transformador de corriente**



Fuente: elaboración propia.

Los resultados del análisis del flujo de efectivo para el transformador de corriente se muestran en la siguiente tabla.

Tabla XXV. **Resultados VPN aplicados al transformador de corriente**

ÍTEM	RESULTADO
Valor presente neto	\$ 1 428,08
Tiempo de recuperación de la inversión.	21 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

La inversión realizada en el transformador de corriente se recupera en 25 años aproximadamente, con mantenimientos regulares durante su vida útil, según el análisis realizado.

4.5.2.5. Pararrayos

Los valores de ingresos y egresos utilizados para el cálculo del valor presente neto para un pararrayos tipo subestación de 230 kV se indican a continuación.

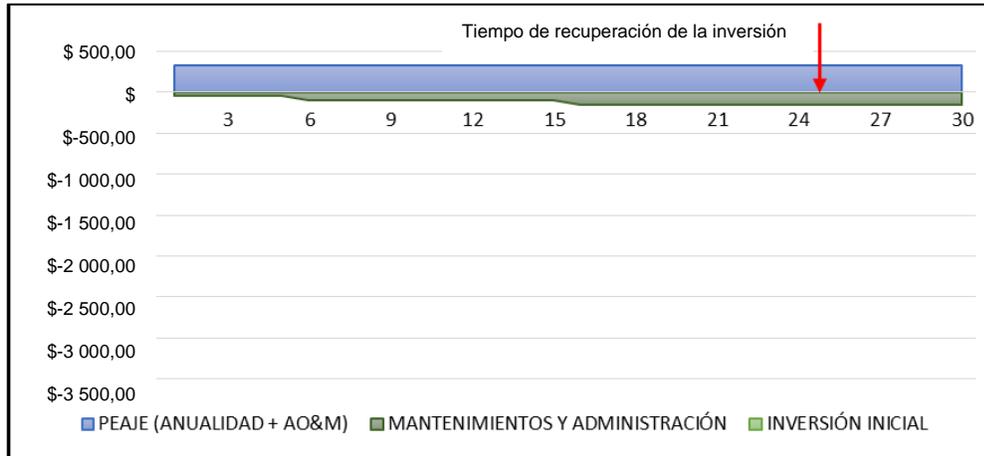
Tabla XXVI. **Ingresos y egresos para un pararrayos**

ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -13 325,53
VNR (máquina UPE 4-11)	\$ 10 630,46
VNR * FRC	\$ 1 065,45
AO&M [VNR * 3 %]	\$ 318,91
Peaje percibido por el equipo	\$ 1 384,36
Administración y operación	\$ -100,00
Mantenimientos anuales	\$ -900,00

Fuente: elaboración propia, a partir del estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y la base de datos de ETCEE.

El flujo de efectivo de los gastos e ingresos por concepto del transformador de corriente se indica en la figura 26.

Figura 26. Flujo de efectivo para pararrayos



Fuente: elaboración propia.

Los resultados del análisis del flujo de efectivo para el transformador de corriente se muestran en la tabla XXVII.

Tabla XXVII. Resultados VPN aplicados al pararrayos

ÍTEM	RESULTADO
Valor Presente Neto	\$ 174,05
Tiempo de recuperación de la inversión.	25 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Al igual que el transformador de potencial, la inversión realizada en el pararrayos es recuperable en 25 años aproximadamente.

4.6. Consideraciones económicas para la reposición de equipos de potencia

Se puede decir que la transmisión de energía eléctrica es un negocio que se basa en:

- Aumentar el número de instalaciones de los transportistas, con el objetivo de incrementar sus ingresos por concepto de peaje o canon anual.
- Mantener el régimen de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica.

La rentabilidad del negocio de la transmisión de energía eléctrica se encuentra establecida por la CNEE, con el objetivo de incentivar a los transportistas a invertir su dinero inteligentemente, lo cual provoca que los transportistas deban buscar la forma de optimizar sus costos de administración, operación y mantenimiento de sus instalaciones.

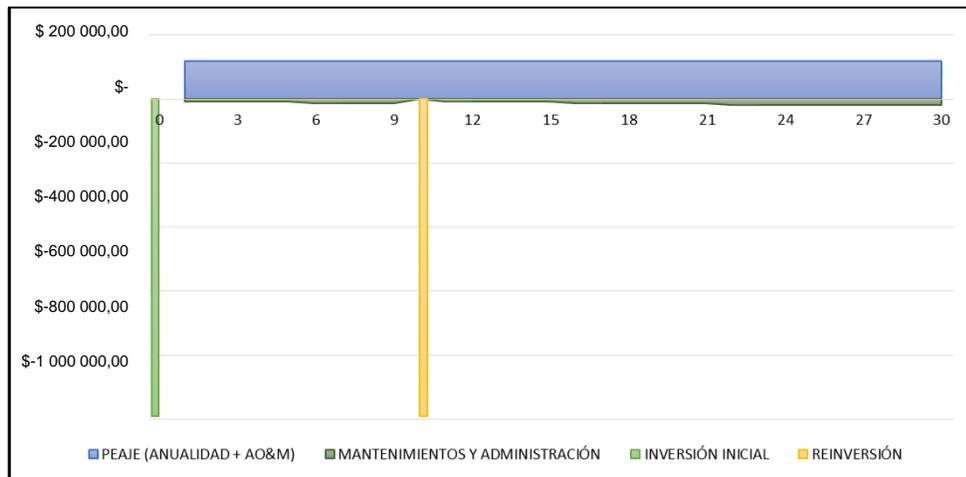
Uno de los factores utilizados para la optimización de los gastos es la reposición económica de los equipos de potencia, lo cual implica determinar los aspectos técnicos y económicos que influyen en la sustitución de los equipos. Los aspectos económicos consideran lo siguiente:

- Tiempo de operación de las máquinas y los equipos de potencia

Las máquinas eléctricas y los equipos de potencia deben ser confiablemente operables, como mínimo, durante un tiempo igual al tiempo necesario para recuperar la inversión realizada para su adquisición.

Por ejemplo, si un transformador de potencia debe ser sustituido a los 10 años de operación por problemas técnicos (sin importar la causa que provocó esta sustitución), el flujo de efectivo será de la siguiente manera:

Figura 27. **Reinversión en un transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 27, los costos de mantenimiento, los cuales varían en función del tiempo de operación de los equipos, se reducen al realizar el reemplazo del transformador, ya que se instala uno nuevo. Sin embargo, al final de los 30 años de vida útil que fija la CNEE para las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica (contados a partir de la instalación del primer transformador), existirá un déficit económico para el transportista, es decir, no existirá recuperación del capital invertido en las máquinas eléctricas debido a que dicha reinversión no está contemplada en la remuneración que los transportistas perciben por sus instalaciones.

Los resultados del valor presente neto aplicados a este flujo de efectivo durante los 30 años, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XXVIII. **Resultados VPN aplicados a la reinversión**

ÍTEM	RESULTADO
Valor Presente Neto	\$ -28 130,19
Tiempo de recuperación de la inversión.	Superior a 30 años

Fuente: elaboración propia.

De lo anterior surge la necesidad de establecer criterios de selección de equipos de potencia que brinden la seguridad de la longevidad de operación de las máquinas eléctricas y los equipos de potencia.

Considerando el caso contrario, en el que los equipos eléctricos sean operablemente funcionales durante un tiempo mayor a los 30 años que fija la CNEE, existirá un incremento en el beneficio económico para el transportista, siempre y cuando los costos de los mantenimientos no tengan un incremento significativo o se mantengan en el lapso de vida remanente en el cual sean operables.

- Rentabilidad para las instalaciones dedicadas a la transmisión

A partir del año 2005, mediante el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, así como las Normas Técnicas y Comerciales del AMM, en las cuales se establecen las bases y la metodología de la remuneración a los transportistas por el uso de sus instalaciones, la CNEE ha sido la encargada de definir las tarifas de peaje para los transportistas que operan en el subsector eléctrico del país.

Sin embargo, la metodología que es utilizada para la fijación de peaje para los transportistas ha surgido del valor agregado de distribución (VAD), el cual es utilizado para establecer la remuneración que perciben los distribuidores de energía eléctrica. Esto no es prudente, debido a que existen grandes diferencias entre los sistemas de distribución y los de transmisión de la energía eléctrica, por lo cual la tasa de rentabilidad para los transportistas debería ser diferente a la aplicada a los distribuidores.

Al variar la tasa de rentabilidad, se afectan directamente los tiempos de recuperación de la inversión en equipos de potencia y máquinas eléctricas, debido que existe una relación inversamente proporcional entre estos parámetros.

Es decir, cuando la tasa de rentabilidad se incrementa, el tiempo de recuperación de la inversión se reduce y cuando la tasa de rentabilidad se reduce, el tiempo de recuperación de la inversión se incrementa.

Dado que la CNEE utilizó para el bienio 2015-2016 una tasa de rentabilidad del 7 % (valor más bajo permitido por la LGE), esta tasa solo podrá incrementarse, dado que en el artículo 79 de la LGE se establece que puede alcanzar hasta el 13 %. En el numeral 2 de los apéndices de encuentra la metodología para el cálculo de la tasa de rentabilidad.

En la siguiente tabla se muestran los efectos de realizar un incremento de 3 % en la tasa de rentabilidad para el transformador de potencia analizado en el numeral 4.5.2.1.

Tabla XXIX. **Resultados VPN con variación de la rentabilidad**

ÍTEM	RESULTADO (rentabilidad 7 %)	RESULTADO (rentabilidad 10 %)
Valor presente neto	\$ 453 580,27	\$ 891 661,09
Tiempo de recuperación de la inversión.	14 años (aproximadamente)	10 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Como puede observarse, una variación del 3 % en la tasa de rentabilidad puede provocar que el tiempo de recuperación de la inversión se reduzca 4 años, es decir, solo serían necesarios 10 años para la recuperación de la inversión, cuando con la tasa actual son necesarios 14.

La tasa de rentabilidad no es la única manera de mejorar los ingresos por concepto de peaje para los transportistas, también es necesario que se apruebe un método para el cálculo del valor eficiente para las máquinas eléctricas, equipos de potencia y los materiales que se utilizan para la construcción de las instalaciones dedicadas al transporte de energía eléctrica, con el objetivo de obtener valores más apegados a la realidad.

- Tiempo de vida útil estimado de los equipos de potencia

Como se indicó en el capítulo anterior, la vida útil de los equipos de potencia y las máquinas eléctricas, a excepción de los transformadores de potencia, no cuentan con un tiempo de vida útil estimado en años sino en operaciones realizadas por ellos, tal como se indicó en la tabla IX. Sin embargo, algunos de los fabricantes con mayor prestigio en el sector eléctrico realizan estimaciones de vida útil para sus equipos.

Las estimaciones respecto a la vida útil que realizan los fabricantes incluyen la vida útil nominal y la vida útil remanente, siendo esta la vida estimada durante la cual el equipo puede ser confiablemente operable dentro de un sistema eléctrico. Sin embargo, tomando en consideración todo lo mencionado en numerales anteriores, esta vida puede incrementarse o reducirse, según las exigencias de operación de los mismos.

En la tabla XXX se indican las estimaciones de vida para los equipos de potencia y se hace una comparación con los resultados obtenidos de la aplicación del VPN a los equipos, para establecer si es posible recuperar la inversión realizada en ellos.

Tabla XXX. Tiempo de vida útil estimado y recuperación de la inversión para equipos de potencia

Equipo	Vida útil estimada	Tiempo de recuperación de la inversión	Condiciones
Transformador de potencia	25 - 30 años	14 años	Temperatura ambiente nominal y sin sobrecargas de larga duración.
Interruptor de potencia	20 - 25 años	23 años	Corriente nominal.
Transformador de potencial	20 - 25 años	25 años	Sin sobretensiones de larga duración ($>1,2 V_N$).
Transformador de corriente	20 - 25 años	21 años	Sin sobrecorrientes de larga duración ($>1,2 I_N$).
Pararrayos	20 - 25 años	25 años	Descargas eléctricas con corriente de rayo de 10 kA (máx).

Fuente: elaboración propia.

Con base en el tiempo de vida útil estimado y los tiempos de recuperación de la inversión, se puede determinar que todos los equipos de potencia analizados (interruptores de potencia, transformadores de medida, pararrayos) son capaces de operar durante el tiempo necesario para la recuperación de la inversión de capital realizada para su adquisición y operación.

5. DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE REEMPLAZO DE EQUIPOS DE POTENCIA Y SU APLICACIÓN

Considerando el análisis realizado en los capítulos anteriores, es posible establecer los aspectos técnicos y económicos que influyen en el reemplazo de cualquiera de los equipos de potencia que operan dentro de una subestación eléctrica de cualquier transportista.

En los siguientes numerales se hará mención de los aspectos técnicos y económicos más importantes que influyen en el reemplazo de equipos y mediante los cuales se puede establecer el momento idóneo para la realización de este. Además, se establecerá una curva para la sustitución de equipos de potencia, considerando los aspectos técnicos y económicos que afectan los equipos de potencia y ejemplos de su aplicación a transformadores de potencia.

5.1. Análisis técnico del reemplazo de equipos de potencia

Como fue analizado en capítulos anteriores, el correcto funcionamiento de los diferentes equipos de potencia depende de los mantenimientos tanto predictivos como preventivos que se les realicen e, inclusive, los mantenimientos correctivos que sean necesarios efectuar con el afán de incrementar la vida útil remanente de los equipos de potencia.

Como se analizó en el capítulo 3, la vida útil de los equipos de potencia tiene dos fases, siendo la primera, la vida útil nominal y la segunda, la vida útil remanente, existiendo en esta última mayor riesgo de un final abrupto de vida

de los equipos provocado por cualquier perturbación eléctrica o mecánica que pueda exceder los límites nominales de operación de los equipos.

También se presentaron modelos matemáticos de análisis del estado de los equipos de potencia, especialmente para los transformadores de potencia, ya que ellos son los equipos primordiales de un sistema de transmisión de energía eléctrica, además, se realizaron ejemplos de cómo la temperatura de operación de estos equipos afectan su tiempo de vida.

Generalmente, tanto las normas IEEE como las normas IEC, especifican valores permitidos de operación de los diferentes equipos de potencia, valores bajo los cuales se construyen los equipos de potencia que solicita la ETCEE, estas normas también establecen parámetros de medición y control del estado de los equipos.

Además, ETCEE cuenta con filosofías de reemplazo de equipos que se indican a continuación, mencionando aclaraciones y recomendaciones basadas en el presente estudio, con la finalidad de mejorar los criterios técnicos de reemplazo de equipos.

5.1.1. Reemplazo de transformadores de potencia

Como se indicó en el capítulo 2, uno de los elementos básicos que no son capaces de regenerarse en un transformador de potencia es el aislamiento sólido, es decir, el papel aislante que protege los devanados de los transformadores, cuyo deterioro genera compuestos furánicos dentro del aceite dieléctrico de un transformador. Estos son los mejores indicadores de la vida remanente de un transformador de potencia, dado que a través de ellos es

posible determinar el grado de polimerización (DP, por sus siglas en inglés), que está íntimamente relacionado con la rigidez mecánica del papel.

El grado de polimerización representa el número de monómeros β de glucosa presentes en la celulosa del papel. Cuando el transformador de potencia sale de fábrica tiene un valor de DP alrededor de 950. Todos los factores que afectan el aislamiento sólido, y que fueron mencionados en numerales anteriores, provocan que este valor se reduzca. Cuando el DP es igual 150, la rigidez mecánica del papel se encuentra en 20 % de su valor inicial y debajo de este valor el papel pierde su capacidad mecánica, por lo que industrialmente es considerado que cuando el DP se reduce a un valor de 200 el equipo es susceptible a daños.

Para verificar el estado de los transformadores que actualmente se tienen instalados, se recomienda establecer un plan de mantenimientos durante varios años, para establecer el estado de los equipos y cuál es su velocidad de envejecimiento para determinar el momento más adecuado para su reemplazo, evitando así multas por fallas de equipos de potencia que puedan provocar indisponibilidades en el Sistema Nacional Interconectado.

En el caso de los transformadores, el elemento más crítico es el aislamiento sólido, ya que su reemplazo es económicamente inviable, dado que tendría que trasladar el equipo a fábrica para realizar dicho reemplazo y regresarlo nuevamente a sus bases en la subestación de la cual fue retirado. Esos costos no son justificados y se agregan los costos por indisponibilidad que surgen de la no operación de ese equipo, por la cantidad de tiempo que demore la reparación y los traslados a las fábricas cuyas ubicaciones son internacionales.

5.1.2. Reemplazo para interruptores de potencia

Los interruptores de potencia tienen gran versatilidad en el reemplazo de sus piezas electromecánicas, como los contactos eléctricos, las bobinas de operación y los resortes de apertura y cierre, con las cuales prácticamente se reemplazan los elementos básicos internos, esto incrementaría considerablemente el tiempo de vida útil remanente.

Sin embargo, el reemplazo de sus piezas principales no hace que estos equipos sean eternos, por lo que el reemplazo del interruptor de potencia se realiza cuando el aislamiento externo sufre daños o deterioros por el paso del tiempo y las maniobras mecánicas que realiza.

Además, el interruptor de potencia puede tener fugas de gas SF₆ considerables que obliguen la sustitución del equipo por situaciones de seguridad en la operación de estos equipos.

5.1.3. Reemplazo de transformadores de medición

Los transformadores de potencial y corriente, mejor conocidos como transformadores de medición, son analizados mediante una espectrometría de frecuencia y corriente de polarización y despolarización, con lo cual se busca establecer el estado del sistema de aislamiento aceite-papel.

Según las especificaciones para la contratación de transformadores de medición indicadas en el capítulo 3, estos equipos se encuentran sellados, por lo que es prácticamente imposible llevar a cabo mantenimientos correctivos a estos equipos. Debido a esta limitante, cuando las pruebas indican que el

transformador de medición ha perdido su grado de exactitud en la medición, la única solución es la sustitución de este equipo.

5.1.4. Reemplazo de pararrayos

Los pararrayos tipo subestación, los cuales son utilizados por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica en sus diferentes instalaciones, son fabricados con tecnología de varistores de óxido de zinc. Razón por la cual, la única medición periódica que se realiza a estos equipos es la de corriente de fuga.

Esta medición puede brindar información sobre el estado del pararrayos, lo cual se establece mediante la comparación de la información brindada por el fabricante contra los resultados de esta medición. Dado que el desgaste de este equipo no puede ser regenerado, cuando se superan los valores críticos de corriente de fuga del pararrayos, este es reemplazado.

5.2. Análisis económico del reemplazo de equipos de potencia

Como se observó en el análisis de VPN que se encuentra en el numeral 4.5.2., realizado a los costos de equipos de potencia, costos de mantenimientos y operación *versus* la remuneración por concepto de peaje, es posible recuperar el monto de inversión en un plazo menor a 30 años para todos los equipos de potencia, es importante mencionar que para este análisis se asumió un funcionamiento nominal en cada uno de ellos. Esto significa que cada una de las inversiones realizadas en los equipos de potencia resultan ser rentables para las empresas transportistas.

También, en el numeral 4.6. se realizó un análisis sobre los aspectos económicos que deben considerarse para la realización del reemplazo de equipos de potencia, siendo el más importante, que los equipos tengan una vida útil mayor o igual al tiempo necesario para la recuperación de la inversión de capital en ellos, dado que realizar una reinversión en cualquiera de los equipos de potencia provocaría que el transportista tenga que desembolsar más capital para mantener sus instalaciones en operación, lo cual implicaría pérdidas económicas.

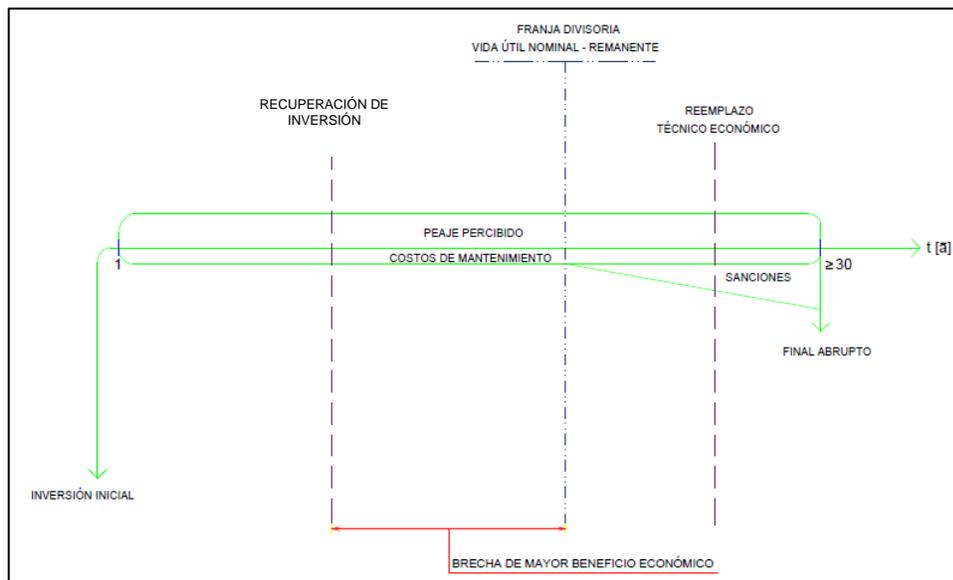
En el capítulo 3, específicamente en el numeral 3.2., se establecieron los criterios básicos para la selección de equipos de potencia que pueden ser utilizados por los transportistas para una correcta toma de decisión en la adquisición de los equipos de potencia, ya que este es el punto crítico para que los transportistas puedan obtener utilidades por la operación de sus instalaciones.

Otro de los aspectos importantes a considerar es el costo de los mantenimientos de los equipos de potencia, dado que estos costos se incrementan a lo largo de la vida útil de los equipos, por lo cual debe mantenerse un control sobre los costos de mantenimientos que se realizan en los equipos de potencia y compararlo contra la remuneración que perciben los transportistas por este concepto para cada equipo. Este es un parámetro para la sustitución, ya que es posible que un equipo genere costos de mantenimiento más elevados que la remuneración que se percibe por su operación.

5.3. Determinación de la curva de reemplazo de equipos

Con base en el análisis técnico y económico realizado en numerales anteriores, se estableció un comportamiento básico de flujo de efectivo desde la compra de un equipo de potencia hasta su retiro de operación. Este comportamiento se describe en la figura 28.

Figura 28. Flujo de efectivo para un equipo de potencia



Fuente: elaboración propia, empleando Visio.

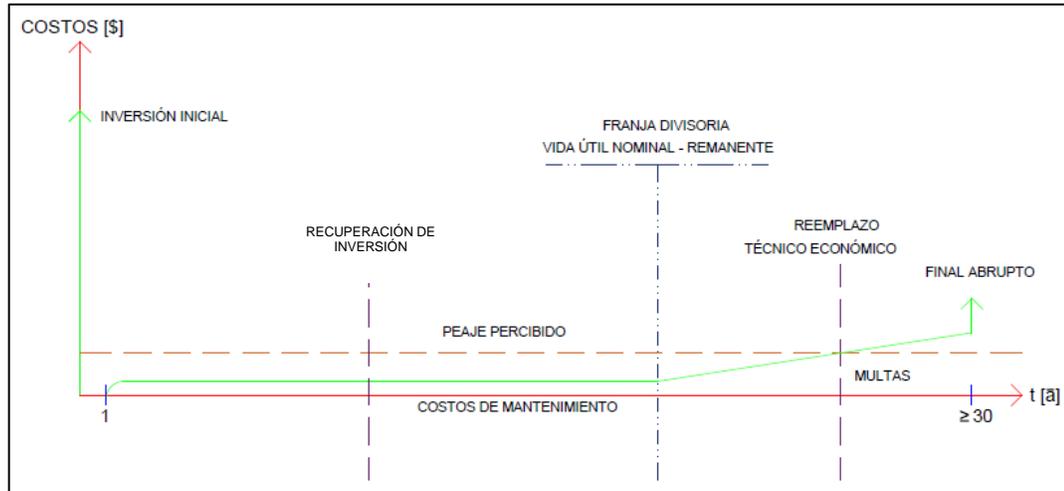
Como puede observarse en la figura 28, el inicio del análisis económico se realiza en el momento de adquisición del equipo de potencia, siendo esta la inversión inicial, luego, en el año 1 se inicia la remuneración por concepto de peaje y los desembolsos por operación y mantenimiento. Debido a que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica reconoce un FRC y un 3 % de VNR por concepto de operación y mantenimiento, es lógico pensar que la recuperación

del capital invertido está asegurada. Sin embargo, es posible que los costos de mantenimiento y operación, sean mayores por los aspectos que se dan en la economía a escala.

Según los análisis de recuperación de la inversión en equipos de potencia realizados en el capítulo 4, esto sucede entre los 20 a 25 años de operación de los equipos. Otra franja divisoria se da al finalizar la vida útil nominal de los equipos de potencia, lo cual da paso a la vida remanente del equipo, cuya duración dependerá de los aspectos técnicos de operación y mantenimiento realizados durante toda su vida operacional.

También se indica el límite vertical en el cual se debe realizar el reemplazo económico de los diferentes equipos de potencia. Para definir una curva de reemplazo de equipos de potencia se debe establecer un eje vertical al cual se le denominará costos, dejando intacto el eje horizontal como el tiempo. A continuación se muestra la figura que refleja lo anterior.

Figura 29. **Costo-tiempo de equipos de potencia**

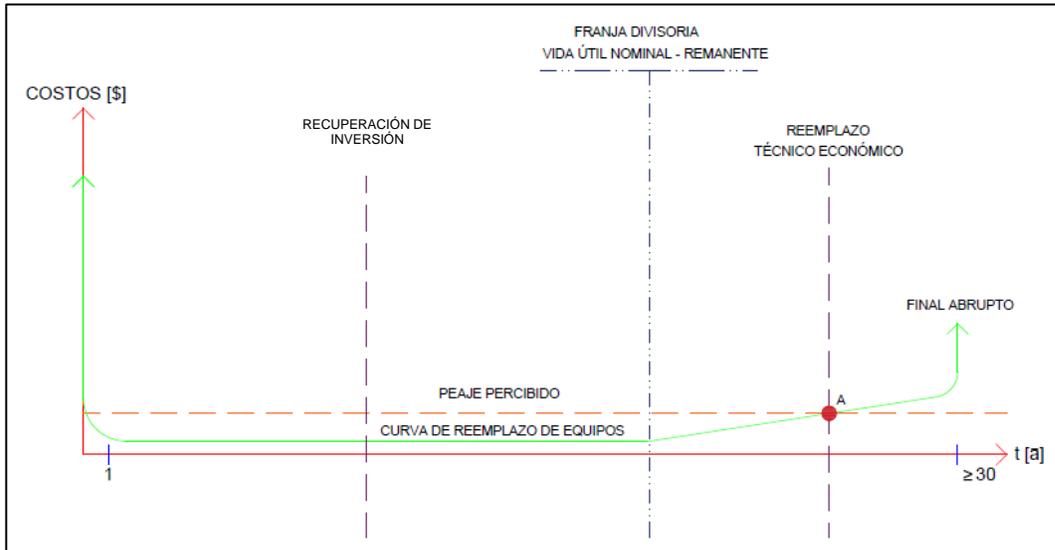


Fuente: elaboración propia, empleando Visio.

Como puede observarse en la figura 29, el establecimiento del eje vertical de costos ha invertido la inversión inicial, lo cual cambia drásticamente el diagrama, dejando de ser este un flujo de efectivo. Por tal razón, el ingreso por concepto de peaje pasa a ser un límite económico, el cual al ser superado por los costos de operación y mantenimiento de un equipo de potencia, se deja de percibir un beneficio económico por la operación del mismo dentro del Sistema Nacional Interconectado, a través de este comportamiento se establece un punto frontera para el reemplazo de equipos de potencia.

Como último paso para definir la curva de reemplazo de equipos de potencia, se indica el momento oportuno para la sustitución de equipos, el cual está definido por el tiempo en que la operación del equipo no genera pérdidas ni ganancias económicas para la institución. La siguiente figura representa lo explicado anteriormente.

Figura 30. **Curva de reemplazo de equipos de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Visio.

En la figura anterior se establece la curva de reemplazo de equipos de potencia propuesta, indicando, por medio del punto A, el momento en el cual debe realizarse la sustitución del equipo de potencia, dado que al superar este tiempo, el equipo de potencia generaría pérdidas económicas, provocando que la empresa sea operativamente ineficiente.

5.4. **Aplicación a equipos de potencia de la red de ETCEE**

A modo de ejemplificación del análisis técnico económico para el reemplazo de equipos de potencia se evaluarán dos transformadores de potencia que se encuentran operando actualmente en la subestación Guatemala Sur, ambos con un nivel de tensión de 230/69 kV, pero con curvas de cargabilidad distintas.

Para los costos de mantenimientos, se utilizarán los datos de la tabla V, la cual se ubica en el numeral 2.3.1., los cuales fueron recopilados de la base de datos de ETCEE.

5.4.1. Caso 1. Transformador de potencia 50 MVA

A continuación se presentan los datos básicos del transformador de potencia perteneciente al Banco de Transformación núm. III.

Tabla XXXI. **Especificaciones del transformador caso 1**

Ítem	Descripción
Equipo	Trasformador de potencia
Fases	1
Relación de tensión	230 / 69 kV
Potencia ONAN	37,5 MVA
Potencia ONAF	50 MVA

Fuente: elaboración propia.

La inversión inicial para este equipo se detalla en la siguiente tabla.

Tabla XXXII. **Inversión inicial del transformador caso 1**

Ítem	Costo
Costo del equipo	\$ 1 074 750,00
Instalación y puesta en servicio	\$ 330 635,29
Total inversión inicial	\$ 1 405 385,29

Fuente: elaboración propia.

La curva de cargabilidad que posee este transformador se muestra en la siguiente figura.

Figura 31. Curva de cargabilidad de banco núm. III



Fuente: ETCEE-Inde. División de control.

Como se observa, la cargabilidad de este banco de transformación ha ido disminuyendo a lo largo de los años, desde el año 2006 a la presente fecha, debido a la puesta en operación de un nuevo banco de transformación en esta subestación, estableciendo una línea de tendencia con la cual se puede estimar la carga que poseerá en un futuro, considerando que la tendencia se mantiene. Debido que la tendencia es a la baja, se considerará que este transformador no tendrá sobrecargas durante su vida útil.

Para el cálculo del peaje que se deberá reconocer por la utilización de este transformador se utilizarán los valores establecidos por la CNEE.

$$Peaje\ anual = \$ (VNR * FRC) + 3 \% VNR$$

$$Peaje\ anual = \$ (1\ 281\ 297,41 * 0,1002) + \$ (1\ 281\ 297,41 * 0,03)$$

$$Peaje\ anual = \$ 128\ 419,65 + \$ 38\ 438,92$$

$$Peaje\ anual = \$ 166\ 858,57$$

Para establecer el tiempo mínimo de recuperación de capital se realiza el análisis de valor presente neto, tal y como se indica en el capítulo 4, con los valores establecidos anteriormente, obteniendo los valores que se indican en la siguiente tabla.

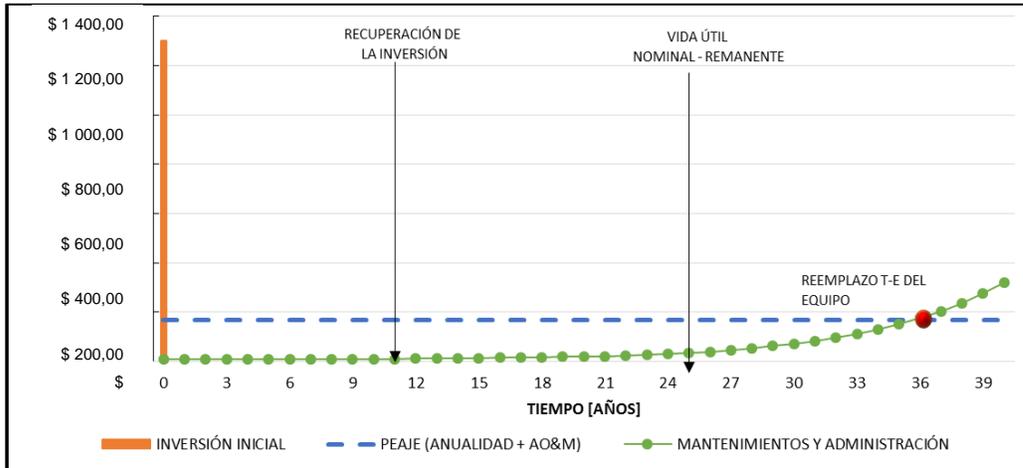
Tabla XXXIII. **Resultados VPN aplicados a transformador caso 1**

ÍTEM	RESULTADO
Valor presente neto	\$ 3 236 524,03
Tiempo de recuperación de la inversión	10 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Con la información anterior es posible establecer la curva de reemplazo del transformador de potencia, asumiendo que el único incremento en el costo de los mantenimientos se da por el envejecimiento del mismo, debido al comportamiento de la curva de cargabilidad del transformador, en la cual se observa dicho comportamiento durante los últimos 10 años de operación.

Figura 32. Curva de reemplazo para transformador caso 1



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 32, el tiempo estimado para el reemplazo del transformador es aproximadamente de 36 años, considerando que la cargabilidad del transformador será similar durante los siguientes años y que tendrá una operación sin sobrecargas temporales de larga duración que afecten significativamente el envejecimiento del aislamiento sólido.

5.4.2. Caso 2. Transformador de potencia 65 MVA

A continuación se presentan los datos básicos del transformador de potencia perteneciente al Banco de Transformación núm. V de la Subestación Eléctrica Guatemala Sur, el cual, a diferencia del caso anterior, posee un incremento significativo en su curva de cargabilidad tal y como se verá en este análisis.

Tabla XXXIV. **Especificaciones del transformador caso 2**

Ítem	Descripción
Equipo	Trasformador de potencia
Fases	1
Relación de tensión	230 / 69 kV
Potencia ONAN	39 MVA
Potencia ONAF	65 MVA

Fuente: elaboración propia.

La inversión inicial para este equipo se detalla en la siguiente tabla.

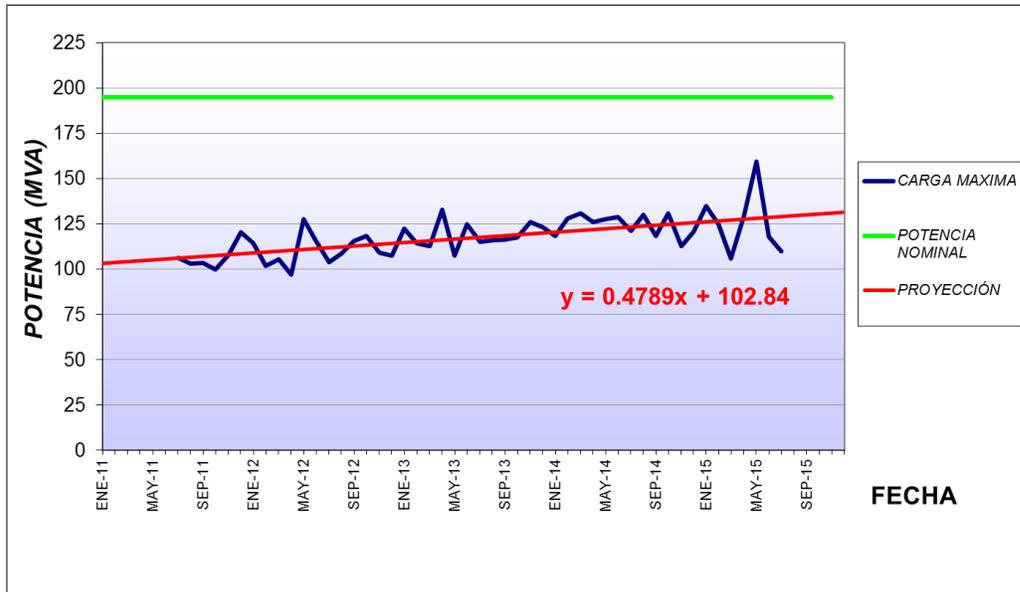
Tabla XXXV. **Inversión inicial del transformador caso 2**

Ítem	Costo
Costo del equipo	\$ 1 114 872,45
Instalación y puesta en servicio	\$ 564 475,15
Total inversión inicial	\$ 1 679 347,60

Fuente: elaboración propia.

El comportamiento de la carga que posee este transformador de potencia se muestra en la figura 33.

Figura 33. **Curva de Cargabilidad de banco núm. V**



Fuente. ETCEE-Inde. División de control.

Como se observa, la cargabilidad de este banco de transformación se ha incrementado a partir del año 2011, año en el cual entró en operación comercial. Tomando en base la ecuación que se muestra en la figura anterior, es posible determinar el año en el cual será necesario retirarlo de operación por alcanzar su potencia máxima, considerando que el incremento de la carga continúe de la misma manera.

Despejando la ecuación para la variable x, se tiene lo siguiente:

$$y = 0,4789 x + 102,84$$

$$x = \frac{y}{0,4789} - \frac{102,84}{0,4789}$$

Evaluando para una potencia máxima de $y = 195$ MVA:

$$x = \frac{195}{0,4789} - \frac{102,84}{0,4789} = 192,44 \text{ meses} \approx 16 \text{ años}$$

Según los resultados obtenidos por la ecuación de incremento de cargabilidad que se encuentra en la figura 33, se estima que el banco de transformación alcanzará su carga máxima en un aproximado de 16 años a partir de su puesta en operación, que fue en el 2011, por lo tanto, en el 2027 el banco de transformación alcanzará su potencia máxima.

Para el cálculo del peaje que se deberá reconocer por la utilización de este transformador, se utilizarán los valores establecidos por la CNEE.

$$\text{Peaje anual} = \$ (VNR * FRC) + 3 \% VNR$$

$$\text{Peaje anual} = \$ (1\,332\,549,30 * 0,1002) + \$ (1\,332\,549,30 * 0,03)$$

$$\text{Peaje anual} = \$ 133\,556,44 + \$ 39\,976,48$$

$$\text{Peaje anual} = \$ 173\,532,92$$

Para establecer el tiempo mínimo de recuperación de capital, se realiza el análisis de valor presente neto, como se indica en el capítulo 4, con los valores establecidos anteriormente, obteniendo los valores que se indican en la siguiente tabla.

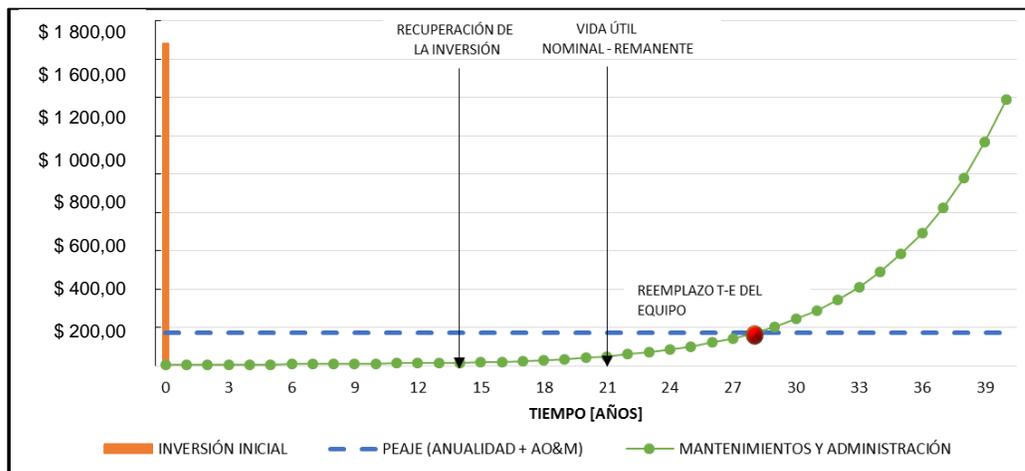
Tabla XXXVI. **Resultados VPN aplicados a transformador caso 2**

ÍTEM	RESULTADO
Valor Presente Neto	\$ 439 694,99
Tiempo de recuperación de la inversión.	14 años (aproximadamente)

Fuente: elaboración propia.

Se puede establecer entonces que si el tiempo de recuperación de la inversión es de 14 años y el transformador de potencia puede operar 16 años aproximadamente sin alcanzar su potencia máxima, es posible alcanzar la recuperación de la inversión.

Figura 34. **Curva de reemplazo para transformador caso 2**



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 34 y comparada con la figura 32, el tiempo estimado para la recuperación de la inversión se incrementa debido a que es necesario realizar una cantidad mayor de mantenimientos predictivos y preventivos en el equipo para que este sea confiablemente operable, además, la franja divisoria entre vida útil nominal y vida útil remanente se reduce debido a las sobrecargas a las que se prevé estará sujeta la máquina.

El tiempo de vida del transformador de potencia se reducirá a un aproximado de 28 años, pero el riesgo de falla será mayor, esto se observa en la parte final de la curva, en donde se ve que los costos se incrementan exponencialmente.

El detalle del cálculo matemático realizado para el caso 2 se encuentra en el numeral 3 de los apéndices.

CONCLUSIONES

1. Mediante el análisis técnico económico es posible proponer una curva de reemplazo para equipos de potencia, en el cual se consideran aspectos técnicos como la vida útil de los diferentes equipos y aspectos económicos como el peaje anual percibido por su operación dentro del Sistema Nacional Interconectado.
2. Los fundamentos principales del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica que se establecieron por medio del presente estudio fueron: las características de las líneas de transmisión, subestaciones y los principales equipos de potencia que operan dentro de las subestaciones de los transportistas. Cada uno de los elementos mencionados corresponden a un escenario donde las variables, como los costos de adquisición, la operación, el mantenimiento y reemplazo, determinan las decisiones de inversión.
3. Se establecieron las metodologías para la reposición de equipos de potencia con las cuales se pudo constatar que uno de los problemas que más afecta a los transportistas es la remuneración por concepto de peaje, debido a que el tiempo de recuperación de la inversión realizada en sus instalaciones generalmente supera los 20 años. Esto provoca que los índices de electrificación y confiabilidad del servicio de transmisión no se incrementen a un ritmo adecuado, afectando el desarrollo del país, por lo cual surgió la metodología de canon anual, que establece una mejor tasa de rentabilidad y un tiempo de recuperación de la inversión a mediano plazo.

4. Mediante el análisis técnico económico elaborado para la reposición de equipos de potencia, se determinó que los factores más importantes para decidir el momento idóneo para la sustitución de los equipos son: las condiciones de operación de los equipos, el tiempo de vida útil de los equipos y la remuneración que se percibe por concepto de su operación dentro del SNI.

De los factores mencionados, solo los incisos dos primeros se encuentran a cargo de los transportistas y el último depende de las resoluciones que emite la CNEE, por lo cual, aunque existan condiciones favorables para la operación de los equipos y un largo tiempo de vida útil, si la CNEE no establece valores eficientes apegados a la realidad o una tasa de rentabilidad mayor a la actual, las inversiones que los transportistas puedan hacer no se verán retornadas en un tiempo adecuado para el mejoramiento de la red de transmisión del país. Por lo tanto, es necesario que se apruebe una metodología exclusiva para la determinación de los valores eficientes de transmisión para incrementar los ingresos de los transportistas.

RECOMENDACIONES

1. Para la adecuada utilización de la curva de reemplazo de equipos de potencia, es necesario que se conozcan los costos de mantenimientos realizados al equipo de potencia que se esté analizando, los costos por indisponibilidad del equipo y la remuneración por concepto de peaje que se le reconozca.
2. Profundizar en los temas de líneas de transmisión, subestaciones y equipos de potencia; sus aplicaciones y funcionamiento eléctrico, con el fin de comprender de mejor manera su importancia dentro del Sistema Nacional Interconectado.
3. Se sugiere que se investigue constantemente sobre los mantenimientos que se llevan a cabo a los diferentes equipos de potencia, con la finalidad de conocer los avances tecnológicos que se desarrollan en cuanto a mantenimientos de los equipos y así incrementar su vida útil. Para lograr lo anterior, es importante elaborar un plan de mantenimientos que contribuya en la mejora continua de ETCEE-Inde.
4. Verificar constantemente los criterios para la selección de equipos de potencia a fin de contar con equipos que cumplan con las necesidades de las subestaciones eléctricas donde serán instalados, realizando así mejores inversiones en equipos de potencia.

5. Crear una base de datos que incluya todos los equipos de potencia de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, sus costos de mantenimientos de rutina y tiempo de vida, para que al momento de aplicar la metodología de reemplazo de equipos se haga de una forma automatizada, buscando solo el enfoque en los resultados de la aplicación de esta metodología.

6. Es necesario que la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica cuente con un plan de inversiones para la reposición de equipos de potencia de manera estratégica, el cual considere los aspectos de selección de equipos de potencia y la remuneración de peaje, con la finalidad de reducir los tiempos de recuperación de la inversión de capital.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARRECIS VILLATORO, Daniel Fernando. *El mantenimiento predictivo en la vida útil de los equipos primarios de una subestación eléctrica*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2013. 145 p.
2. Banco de Guatemala. *Comportamiento de las principales de la política monetaria, cambiaria y crediticia*. [en línea]. <<http://banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=vmc/vmc06>>. [Consulta: 20 de junio de 2015].
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Resolución CNEE 217-2012*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2012/CNEE%20217%202012.pdf>>. [Consulta: 03 de abril de 2015].
4. _____. *Resolución CNEE 261-2012*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2012/CNEE%20261%202012.pdf>>. [Consulta: 03 de abril de 2015].
5. CORONADO FERNÁNDEZ, Javier Alejandro. *Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2012. 256 p.

6. CRUZ ALVA, Marco. *Mantenimiento correctivo de transformadores*. [en línea]. <<http://es.scribd.com/doc/96556699/Mantenimiento-Correctivo-de-Transformadores#scribd>>. [Consulta: 12 de febrero de 2015].
7. GRAINGER, John J.; STEVENSON Jr., William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill-Interamericana, 1996. 731 p.
8. MEJÍA VILLEGAS, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Colombia: HMV Ingenieros Ltda, 1989. 767 p.
9. SANCHO MOYA, Henry. *Efecto skin en conductores*. [en línea]. <<http://es.scribd.com/doc/183574608/Efecto-Skin-en-Conductores>>. [Consulta: 08 de febrero de 2015].
10. TRUJILLO SOSA, Evelia. *Periodo de recuperación de la inversión y valor presente neto*. [en línea]: <<http://es.slideshare.net/eveliatrujillo/periodo-de-recuperacion-de-la-inversion-van>>. [Consulta: 15 de junio de 2015].
11. YÉBENES CABREJAS, Francisco José. *Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia*. Proyecto fin de carrera de Ing. Técnica Industrial Eléctrica. Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2009. 113 p.

APÉNDICES

1.1. Instalaciones de ETCEE

La Empresa de Transporte y Control de Energía eléctrica cuenta con las siguientes subestaciones eléctricas:

Apéndice 1. Subestaciones Eléctricas

NOM	Subestación eléctrica	Tensión alta [kV]	Tensión baja [kV]	Capacidad [MVA]	Total [MVA]	Capacidad [MVAr]
GSU	Guatemala Sur	138	69	150	595	32,4 capacitiva
		230	69	445		20 reactiva
GNO	Guatemala Norte	230	69	450	450	22,89 reactiva
						33,6 capacitiva
GES	Guatemala Este	230	69	390	390	32,4 capacitiva
ESC	Escuintla 1	230	138	150	300	
		230	69	150		
PAL	Palín 2	138	69	150	150	
ALB	Escuintla 2	230	69	93	93	
LBR	Los Brillantes	230	69	150	375	16,66 reactiva
		400	230	225		
HUE	Huehuetenango	138	69	90	146	28,5 capacitiva
		69	13,8	28		
		69	34,5	28		
ESP	La Esperanza	230	69	150	378	27,3 capacitiva
		230	138	150		
		69	13,8	50		15 reactiva
		69	34,5	28		

Continuación del apéndice 1.

CHM	Chimaltenango	69	34,5	56	56	3,75 capacitiva
COA	Coatepeque	69	13,8	28	28	5,4 capacitiva
MAZ	Mazatenango	69	13,8	28	28	3,3 capacitiva
POL	Pologua	138	13,8	28	28	2,4 capacitiva
SMR	San Marcos	69	13,8	28	28	5,4 capacitiva
SSE	San Sebastian	69	13,8	28	28	1,2 capacitiva
SOL	Sololá	69	34,5	28	28	13,2 capacitiva
XEL	Xela	69	13,8	28	28	
LNO	La Noria	69	13,8	14	28	
		69	34,5	14		
TOT	Totonicapán	69	34,5	7	21	1,2 capacitiva
		69	13,8	14		
REU	Retalhuleu	69	13,8	14	17,25	
		69	2,4	3,25		
BRI	Barillas	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
CHP	Champerico	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
IXH	Ixtahuacán	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
MAL	Malacatán	69	13,8	14	14	2,1 capacitiva
MEL	Melendrez	69	13,8	14	14	7,8 capacitiva
QUI	Quichá	69	13,8	14	14	2,1 capacitiva
IXY	San Juan Ixcoy	69	34,5	14	14	1,8 capacitiva
TAC	Tacana	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
TEJ	Tejutla	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
ZCP	Zacualpa	69	13,8	14	14	1,8 capacitiva
COC	Cocales	69	13,8	7	14	5,4 capacitiva
		69	34,5	7		
SMA	Santa María	69	13,8	7	7	
LMA	La Máquina	69	13,8	6,25	6,25	1,8 capacitiva
SFE	San Felipe	69	2,3	3,75	3,75	

Continuación del apéndice 1.

PAN	Panaluya	230	69	150	297	16,8 capacitiva
		138	69	105		
		69	13,8	14		
		69	34,5	28		
TIC	Tactic	230	69	150	150	
MOY	Jalpatagua	138	13,8	14	84	1,8 capacitiva
		230	138	70		
PRO	Progreso	138	13,8	41	101	2,7 capacitiva
		138	69	60		
RGR	Río Grande	138	69	42	42	
QUE	Quezaltepeque	69	13,8	2,5	30,5	6,3 capacitiva
		69	34,5	28		
COB	Cobán	69	13,8	22	29	1,2 capacitiva
		69	34,5	7		
CQM	Chiquimula	138	34,5	28	28	
CLL	Chiquimulilla	138	13,8	28	28	
IPA	Ipala	138	13,8	28	28	1,2 capacitiva
JAL	Jalapa	69	13,8	14	28	1,848 capacitiva
		69	34,5	14		
LRU	La Ruidosa	69	34,5	28	28	1,8 capacitiva
LES	Los Esclavos	69	13,8	28	28	2,1 capacitiva
PBA	Puerto Barrios	69	13,8	28	28	8,4 capacitiva
PET	Sta. Elena Ixpanpajul	69	34,5	28	28	7,4 capacitiva
MYE	Mayuelas	69	13,8	7	21	1,8 capacitiva
		69	34,5	14		
RAN	El Rancho	69	13,8	6,25	20,25	1,8 capacitiva
		69	34,5	14		
PLA	Playa Grande	34,5	13,8	1,5	15,5	1,848 capacitiva
		69	34,5	14		

Continuación del apéndice 1.

EST	El Estor	69	13,8	14	14	1,848 capacitiva
LAP	La Pastoría	69	13,8	14	14	
POP	Poptún	69	34,5	14	14	1,848 capacitiva
RIO	Río Dulce	69	34,5	14	14	1,848 capacitiva
LLB2	La Libertad 2	69	34,5	14	14	
SLM	Salamá	69	13,8	14	14	
SRF	San Rafael Las Flores	69	13,8	14	14	1,848 capacitiva
SAN	Sanarate	69	13,8	7	14	9 capacitiva
		69	34,5	7		
SYX	Sayaxché	69	34,5	14	14	
ZCA	Zacapa	138	13,8	14	14	1,2 capacitiva
EJI	El Júcaro	69	13,8	7	7	1,2 capacitiva
SJU	San Julián	69	13,8	7	7	1,2 capacitiva
CHS	Chisec	69	34,5	14	14	1,848 capacitiva
SEL	Santa Elena	69	13,8	6,25	6,25	0,6 capacitiva
LLB1	La Libertad 1	69	69	Switcheo		
TEL	Teleman	69	69	Switcheo		
TOTAL				4554,75 MVA		301,29 MVAr capacitivo 54,55 MVAr reactivo

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos del ETCEE.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica cuenta con las siguientes líneas de transmisión:

Apéndice 2. Líneas de transmisión

LAT (Identificación)	Nombre Secundario	Nivel Tensión (kV)	Longitud (km)	Cantidad Circuitos
LBR-400 - MEX-400	Línea Los Brillantes - Tapachula Potencia 1	400	71,15	1
ALB-230 - ESC-231	Enlace 1 (Escuintla 1 - Escuintla 2)	230	0,40	1
ALB-230 - ESC-231	Enlace 2 (Escuintla 1 - Escuintla 2)	230	0,40	1
AGU-230 - SJQ-230	Línea Aguacapa - San Joaquín	230	20,29	1
CHX-233 - TIC-232	Línea Chixoy 2 - Tactic	230	43,49	2
CHX-231 - CHX-233	Línea Chixoy - Chixoy 2	230	5,17	2
ALBD-230 - SJQ-230	Línea Escuintla 1 - San Joaquín	230	3,80	1
ESC-231 - ESCD-231	Línea Escuintla 1-San Joaquín	230	0,12	2
ESCD-231 - ALBD-230	Línea Escuintla 1-San Joaquín	230	0,52	2
ALB-230 - ALBD-230	Línea Escuintla 2 - Guate Sur	230	0,10	1
ESCD-231 - GSU-231	Línea Escuintla 2-Guate Sur	230	44,68	2
ESC-231 - SIQ-231	Línea Escuintla -Siquinala	230	16,53	1
GES-231 - MOY-231	Línea Guatemala Este - Moyuta	230	73,00	1
LBR-231 - ESP-230	Línea Los Brillantes-La Esperanza	230	39,19	1
LBR-231 - PGO-230	Línea Los Brillantes-Palo Gordo	230	27,43	1
MOY-230 - MOY231(2)	Línea Moyuta - Ahuachapan	230	2,15	2
MOY-232 - AHU-230	Línea Moyuta-Ahuachapan	230	23,60	1
SIQ-231 - PGO-230	Línea Siquinala-Palo Gordo	230	55,31	1
GES-231 - GSU-231	Líneas Guatemala Este - Guatemala Sur circuitos 1 y 2	230	12,75	2
GNO-231 - GES-231	Líneas Guatemala Norte - Guatemala Este circuito 1 y 2	230	17,81	2
GNO-231 - TIC-232	Líneas Guatemala Norte - Tactic circuito 1 y 2	230	76,67	2

Continuación del apéndice 2.

CQM-138 - RGR-138	Línea Chiquimula - Río Grande	138	23,54	1
CQM-138 - ZCA-138	Línea Chiquimula - Zacapa	138	17,04	1
CQM-138D - CQM-138	Línea Chiquimula-Chiquimula D	138	2,70	2
CLL-138 - MOY-138	Línea Chiquimulilla - Jalpatagua	138	48,43	1
ESC-138 - GCS-138	Línea Escuintla - Generadora Costa Sur	138	18,61	1
ESC-138 - JUR-138	Línea Escuintla - Jurún Marinalá	138	12,92	1
GCS-138-CLL-138	Línea Generadora Costa Sur-Chiquimulilla	138	39,59	1
GSU-138 - PAL-138	Línea Guatemala Sur - Palín 2	138	24,77	2
HUE-138 - POL-138	Línea Huehuetenango - Pologua	138	39,24	1
IPA-138 - RGR-138	Línea Ipala - Río Grande	138	14,07	1
ESP-138 - POL-138	Línea La Esperanza - Pologua	138	19,50	1
PAL-138 - JUR-138	Línea Palín 2-Jurún Marinalá	138	7,62	2
PAL-138 - ORT-138	Línea Palín 2-Ortitlán	138	12,06	1
PAL-138T - PAL-138	Línea Palín 2-Palín 2	138	0,20	1
PAN-138 - ZCA-138	Línea Panaluya - Zacapa	138	11,17	1
PRO-138 - IPA-138	Línea Progreso - Ipala	138	41,59	1
PRO-138 - MOY-138	Línea Progreso - Moyuta	138	34,27	1
ZCA-138D - ZCA-138	Línea Zacapa D - Zacapa	138	0,43	2
ESP-69 - SMR-69	Línea La Esperanza - San Marcos	69	30,92	1
NOV-69 - SAN-69	Línea Cementos Progreso - Sanarate	69	12,83	1
CHM-69 - PAT-69	Línea Chimaltenango - Patzún	69	26,82	1
CHM-69 - SJG-69	Línea Chimaltenango - San Juan Gascón	69	15,72	1
CHS-69 - PLA-69	Línea Chisec - Playa Grande	69	70,00	1
CHS-69 - SYX-69	Línea Chisec - Sayaxché	69	109,60	1
CHS-69 - VDA-69	Línea Chisec - Visión de Águila	69	41,10	1
COA-69 - LBR-691	Línea Coatepeque - Los Brillantes	69	40,38	1
COA-69 - MEL-691	Línea Coatepeque - Meléndrez circuito 1	69	23,89	1

Continuación del apéndice 2.

COA-69 - MEL-692	Línea Coatepeque - Meléndrez circuito 2	69	23,98	1
COB-69 - VDA-69	Línea Cobán - Visión de Águila	69	19,00	1
COC-69 - CAO-69	Línea Cocales - Chicacao	69	25,21	1
COC-69 - LNO-69	Línea Cocales - La Noria	69	27,12	1
COC-69 - PNT-692	Línea Cocales - Pantaleón	69	25,40	1
COC-69 - TOL-69	Línea Cocales - Tolimán	69	35,95	1
EJO-69 - PNT-691	Línea El Jocote - Pantaleón	69	11,00	1
CEL-69 - USM-691	Línea El Rancho - Usumatlán	69	27,96	1
CEL-69 - RAN-69	Línea EL Rancho - Usumatlán	69	4,51	1
ESC-691 - EJO-69	Línea Escuintla1-El Jocote	69	13,58	1
GNO-691 - NOV-69	Línea Guatemala norte - Novella	69	24,70	1
GSU-692 - SJG-69	Línea Guatemala Sur- Chimaltenango	69	14,89	2
GSU-691 - CEN-69	Línea Guatemala Sur-EEGSA1	69	5,48	1
GSU-691 - CEN-69	Línea Guatemala Sur-EEGSA2	69	1,83	1
GSU-691 - CEN-69	Línea Guatemala Sur-EEGSA3	69	5,48	2
GSU-691 - CEN-69	Línea Guatemala Sur-EEGSA4	69	1,83	2
GSU-692 - LVG-69	Línea Guatemala Sur-La Vega	69	27,70	1
HUE-69 - IXH-69	Línea Huehuetenango-Ixtahuacán	69	39,94	1
HUE-69 - IXY-69	Línea Huehuetenango-San Juan Ixcoy	69	46,50	1
JAL-69 - SRF-69	Línea Jalapa-San Rafael Las Flores	69	28,74	1
LCR-69 - EPI-69	Línea La Cruz-El Pilar	69	1,42	1
ALK-69 - ESP-69	Línea La Esperanza-Alaska	69	20,61	1
ESP-69 - XEL-69	Línea La Esperanza - Xela	69	4,95	1
ESP-69 - ZUN-69D	Línea La Esperanza-Zunil D	69	16,29	1
LLB1-69 - PET-69	Línea La Libertad I - Ixpanpajul*	69	41,06	1
LLB1-69 - LLB2-69	Línea La Libertad I - La Libertad II*	69	66,92	1
LAP-69 - LAP-69D	Línea La Pastoría-la Pastoría D	69	7,35	1

Continuación del apéndice 2.

LRU-69 - GEN-69	Línea La Ruidosa-Genor	69	42,10	1
LRU-69 - MYE-69	Línea La Ruidosa-Mayuelas	69	76,98	1
LRU-69 - RBO-69	Línea La Ruidosa-Río Bobos	69	23,36	1
LRU-69 - RIO-69	Línea La Ruidosa-Río Dulce	69	36,00	1
LVG-69 - LAP-69D	Línea La Vega-la Pastoría D	69	2,25	1
LBR-691 - CHP-69	Línea Los Brillantes-Champerico	69	47,30	1
LBR-691 - EPI-69	Línea Los Brillantes-El Pilar	69	9,20	1
LBR-691 - IRT-69	Línea Los Brillantes-IRTRA	69	3,26	1
LBR-691 - SFE-69	Línea Los Brillantes-San Felipe	69	6,17	1
LBR-691 - SSE-69	Línea Los Brillantes-San Sebastián	69	4,01	1
LES-69 - LAP-69D	Línea Los Esclavos-La Pastoría D	69	19,70	1
LES-69 - PRO-69	Línea Los Esclavos-Progreso	69	58,24	1
MAL-69 - POR-69	Línea Malacatán-El Porvenir	69	16,52	1
MAL-69 - MEL-69	Línea Malacatán-Melendrez	69	25,95	1
MAZ-69 - LCR-69	Línea Mazatenango-La Cruz	69	7,91	1
MAZ-69 - LMA-69	Línea Mazatenango-La Máquina	69	46,50	1
MAZ-69 - HPA-69	Línea Mazatenango-Panan	69	16,04	1
PAN-69 - MYE-69	Línea Panaluya-Mayuelas	69	25,80	1
PAN-69 - SCR-69	Línea Panaluya-Santa Cruz	69	10,28	1
HPA-69 - CAO-69	Línea Panan-Chicacao	69	5,53	1
POP-69 - PET-69	Línea Poptún-Ixpanpajul	69	92,70	1
PRO-69 - EJI-69	Línea Progreso-El Jícara	69	22,51	1
PBA-69 - GEN-69	Línea Puerto Barrios-Genor	69	2,10	1
QUE-69 - RGR-69	Línea Quezaltepeque-Río Grande	69	3,30	2
QUI-69 - SOL-69	Línea Quiche-Sololá	69	35,92	1
QUI-69 - ZCP-69	Línea Quiche-Zacualpa	69	40,82	1
EST-69 - RIO-69	Línea Río Dulce - El Estor	69	41,70	1
RIO-69 - POP-69	Línea Río Dulce-Poptún	69	88,60	1
IXY-69 - BRI-69	Línea San Juan Ixcay-Barillas	69	53,38	1

Continuación del apéndice 2.

COB-69 - SJU-69	Línea San Julián - Cobán	69	24,82	1
SJU-69 - STS-69	Línea San Julián-Santa Teresa	69	20,30	1
SJU1-69 - TIC-69	Línea San Julián - Tactic, circuito 1	69	7,61	1
SJU2-69 - TIC-69	Línea San Julián - Tactic, circuito 2	69	8,88	1
SMR-69 - MAL-69	Línea San Marcos-Malacatán	69	39,00	1
SSE-69 - REU-69	Línea San Sebastián-Retalhuleu	69	3,79	1
SAN-69 - RAN-69	Línea Sanarate-El Rancho	69	16,91	1
SAN-69 - JAL-69	Línea Sanarate-Jalapa	69	27,36	1
SAN-69 - SEL-69	Línea Sanarate-Santa Elena	69	26,80	1
SCR-69 - TEC-692	Línea Santa Cruz-Teculután	69	3,13	1
SEL-69 - MTZ-69	Línea Santa Elena-Matanzas	69	9,90	1
SEL-69 - SLM-69	Línea Santa Elena-Salamá	69	17,60	1
SMA-69 - ZUN-692	Línea Santa María - Orzunil	69	1,48	1
SMA-69 - SFE-69	Línea Santa María - San Felipe	69	13,65	1
STS-69 - TEL-69	Línea Santa Teresa-Telemán	69	44,65	1
SYX-69 - LLB1-69	Línea Sayaxché - La Libertad I*	69	38,40	1
SEC-69 - TEL-69	Línea Secacao - Telemán	69	7,59	1
SOL-69 - ALK-69	Línea Sololá - Alaska	69	23,19	1
SOL-69 - PAT-69	Línea Sololá - Patzún	69	25,84	1
TIC-69 - MTZ-69	Línea Tactic - Matanzas	69	27,02	1
TEJ-69 - SMR-69	Línea Tejutla-San Marcos	69	23,66	1
TEJ-69 - TAC-69	Línea Tejutla - Tacana	69	32,27	1
TEL-69 - EST-69	Línea Teleman - El Estor	69	56,84	1
TOL-69 - SOL-69	Línea Toliman - Sololá	69	17,76	1
TOT-69 - ALK-69	Línea Totonicapán - Alaska	69	7,70	1
USM-692 - TEC-691	Línea Usumatlán - Teculután	69	13,06	1
ZUN-69 - ZUN-692	Línea Zunil - Zunil D	69	6,03	2
TOTAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)			3252,31	

Fuente: elaboración propia, a partir de la base de datos del ETCEE.

1.2. Metodología para el cálculo de la tasa de rentabilidad

Según la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el 2012, bajo el número CNEE-263-2012, para la determinación de la tasa de actualización (rentabilidad) se utilizó la metodología del modelo de costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés):

$$WACC = k_e \times \left(1 - \frac{D + E}{D}\right) + k_d \times \left(\frac{D + E}{D}\right) \times (1 - t)$$

Donde

WACC: costo promedio de capital nominal

ke: costo del capital propio

E: capital propio

D: apalancamiento de mediano y largo plazo

kd: costo de endeudamiento

t: tasa de impuestos (alícuota del Impuesto Sobre la Renta)

Para obtener el costo del capital propio se utiliza la siguiente ecuación:

$$k_e = R_L + R_P + \beta_e \times (R_m - R_L)$$

Donde

ke: costo del capital propio.

RL: tasa libre de riesgo.

RP: prima por riesgo país.

β_e : medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado, más un suplemento por riesgo regulatorio.

Rm - RL: premio por riesgo.

Además, para la obtención del costo de la deuda se utiliza la ecuación que se muestra a continuación:

$$k_d = R_L + R_p + R_c$$

Donde

kd: costo del capital propio.

RL: tasa libre de riesgo.

RP: prima por riesgo país.

RC: prima por riesgo crediticio en función de la calificación que obtiene el negocio.

Para expresar la tasa de actualización en términos reales se tiene que:

$$WACC'_R = \left[\frac{1 + WACC}{1 + \pi} \right] - 1$$

Donde

WACC'R: costo promedio del capital (real después de impuestos).

WACC: costo promedio del capital (nominal después de impuestos).

π : inflación de Estados Unidos de América en el largo plazo.

Para obtener la tasa de actualización que se encuentra vigente, se ingresaran los valores que fueron aprobados en la resolución CNEE-263-2012.

$$k_e = 4,20 + 2,65 + 0,96 \times (5,60) = 12,23$$

$$k_d = 4,20 + 2,65 + 3,13 = 9,98$$

Según las consideraciones realizadas por los consultores que apoyaron a la CNEE en la determinación de la tasa de actualización, el factor de apalancamiento y capital propio tiene el siguiente valor:

$$\frac{D + E}{D} = 0,58$$

Utilizando los valores obtenidos y sustituyendo en la ecuación del WACC, se tiene lo siguiente:

$$WACC = 12,23 \times (1 - 0,58) + 9,98 \times (0,58) \times (1 - 0,25) = 9,48$$

Por último, al sustituir el WACC en la ecuación de WACC en términos reales se obtiene lo siguiente:

$$WACC'_R = \left[\frac{1 + 9,48}{1 + 0,325} \right] - 1 = 6,91 \%$$

Dado que la LGE fija como valor mínimo un 7 %, se utiliza esta para los cálculos de fijación de peaje.

1.3. Memoria de cálculo para la aplicación de VPN y realización de curva de reemplazo de equipos

Debido a que la memoria de cálculo para la aplicación de la fórmula de VPN utilizada en los capítulos 4 y 5 es igual, se optó por colocar los datos del caso 2 que se indica en el capítulo 5.

Apéndice 3. Ingresos y egresos para transformador de potencia

ÍTEM	VALOR
Inversión en el equipo	\$ -1 679 347,60
VNR (Equipo 230 kV)	\$ 1 332 549,30
VNR * FRC	\$ 133 556,44
AO&M [VNR * 3%]	\$ 39 976,48
Peaje percibido por el equipo	\$ 173 532,92
Administración y Operación	\$ -1 133,00
Mantenimientos anuales	\$ -18,600,00

Fuente: elaboración propia, a partir del estudio de fijación de peaje CNEE 2015 y de la base de datos ETCEE.

con los datos anteriores se procede a elaborar el cuadro de flujo de caja, considerando la tasa de interés de 5,92 % y un lapso de 40 años para observar el comportamiento después de los 30 años de vida útil.

Los flujos de caja se realizan de forma horizontal, sin embargo, considerando la cantidad de espacio que se requiere para elaborar un flujo para 40 años en el apéndice 4 se muestra el flujo de caja de forma vertical, todos los valores están expresados en dólares.

Apéndice 4. Flujo de caja para el transformador, caso 2

TIEMPO [años]	INVERSIÓN INICIAL	PEAJE (ANUALIDAD + AO&M)	MANTENIMIENTOS Y ADMINISTRACIÓN	FLUJO DE CAJA
0	-1 679 347,60	173 532,92	- 6 976,39	- 1 512 791,08
1		173 532,92	- 6 976,39	166 556,52
2		173 532,92	- 6 976,39	166 556,52
3		173 532,92	- 6 976,39	166 556,52
4		173 532,92	- 7 604,27	165 928,65
5		173 532,92	- 8 288,65	165 244,26
6		173 532,92	- 9 034,63	164 498,29
7		173 532,92	- 9 847,75	163 685,17
8		173 532,92	- 10 734,04	162 798,87
9		173 532,92	- 11 700,11	161 832,81
10		173 532,92	- 12 753,12	160 779,80
11		173 532,92	- 13 900,90	159 632,02
12		173 532,92	- 15 151,98	158 380,94
13		173 532,92	- 16 515,66	157 017,26
14		173 532,92	- 18 002,07	155 530,85
15		173 532,92	- 19 622,25	153 910,66
16		173 532,92	- 21 388,26	152 144,66
17		173 532,92	- 25 452,02	148 080,89
18		173 532,92	- 30 287,91	143 245,01
19		173 532,92	- 36 042,61	137 490,31
20		173 532,92	- 42 890,71	130 642,21
21		173 532,92	- 51 039,94	122 492,97
22		173 532,92	- 60 737,53	112 795,39
23		173 532,92	- 72 277,66	101 255,25
24		173 532,92	- 86 010,42	87 522,50
25		173 532,92	- 102 352,40	71 180,52
26		173 532,92	- 121 799,35	51 733,56
27		173 532,92	- 144 941,23	28 591,69
28		173 532,92	- 172 480,06	1 052,85

Continuación del apéndice 4.

29		173 532,92	- 205 251,27	- 31 718,36
30		173 532,92	- 244 249,02	- 70 716,10
31		173 532,92	- 290 656,33	- 117 123,41
32		173 532,92	- 345 881,03	- 172 348,12
33		173 532,92	- 411 598,43	- 238 065,51
34		173 532,92	- 489 802,13	- 316 269,21
35		173 532,92	- 582 864,54	- 409 331,62
36		173 532,92	- 693 608,80	- 520 075,88
37		173 532,92	- 825 394,47	- 651 861,55
38		173 532,92	- 982 219,42	- 808 686,50
39		173 532,92	- 1 168 841,11	- 995 308,19
40		173 532,92	- 1 390 920,92	- 1 217 388,00

Fuente: elaboración propia.

La aplicación de la fórmula de VPN se muestra en el siguiente apéndice, todos los valores están en dólares.

Apéndice 5. Aplicación de VNP al flujo de caja

TIEMPO [años]	Factor VPN	ANUALIDAD ACTUALIZADA	VPN POR AÑO
0			
1	0,94	157 247,47	- 1 355 543,60
2	0,89	148 458,72	- 1 207 084,88
3	0,84	140 161,18	- 1 066 923,71
4	0,79	131 828,55	- 935 095,15
5	0,75	123 947,15	- 811 148,01
6	0,71	116 491,31	- 694 656,69
7	0,67	109 436,84	- 585 219,86

Continuación del apéndice 5.

8	0,63	102 760,83	- 482 459,02
9	0,60	96 441,69	- 386 017,33
10	0,56	90 459,00	- 295 558,34
11	0,53	84 793,45	- 210 764,89
12	0,50	79 426,83	- 131 338,05
13	0,47	74 341,92	- 56 996,14
14	0,45	69 522,43	12 526,29
15	0,42	64 952,99	77 479,28
16	0,40	60 619,06	138 098,33
17	0,38	55 702,35	193 800,68
18	0,36	50 871,67	244 672,35
19	0,34	46 098,90	290 771,26
20	0,32	41 354,62	332 125,88
21	0,30	36 607,81	368 733,69
22	0,28	31 825,55	400 559,24
23	0,27	26 972,69	427 531,93
24	0,25	22 011,44	449 543,37
25	0,24	16 900,98	466 444,35
26	0,22	11 596,99	478 041,33
27	0,21	6 051,10	484 092,43
28	0,20	210,37	484 302,81
29	0,19	- 5 983,42	478 319,38
30	0,18	- 12 594,45	465 724,94
31	0,17	- 19 693,67	446 031,27
32	0,16	- 27 359,71	418 671,56
33	0,15	- 35 679,88	382 991,68
34	0,14	- 44 751,32	338 240,36
35	0,13	- 54 682,24	283 558,12
36	0,13	- 65 593,34	217 964,79
37	0,12	- 77 619,42	140 345,37

Continuación del apéndice 5.

38	0,11	- 90 911,17	49 434,20
39	0,11	- 105 637,15	- 56 202,95
40	0,10	- 121 986,04	- 178 188,99

Fuente: elaboración propia.

Con los valores obtenidos en el apéndice 4 y 5 se elaboraron las figuras y tablas que se muestran en el numeral 5.4.2. y, de manera análoga, se trabajó tanto el caso 1 como los diagramas de flujo de efectivo que se encuentran en el capítulo 4.

